UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Diego de Oliveira Teixeira

ANÁLISE DA VIABILIDADE ELÉTRICA DA CONEXÃO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO ENTRE DUAS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Juiz de Fora

2026

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Teixeira, Diego de Oliveira.
ANÁLISE DA VIABILIDADE ELÉTRICA DA CONEXÃO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO ENTRE DUAS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA / Diego de Oliveira Teixeira. – 2026.
53 f. : il.

Orientador: Leandro Ramos de Araujo
Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Graduação em Engenharia Elétrica, 2026.

1. Sistemas de distribuição. 2. Interligação entre concessionárias. 3. Reguladores de tensão. 4. Perfil de tensão. 5. Perdas técnicas. I. Araujo, Leandro Ramos de.

Diego de Oliveira Teixeira

ANÁLISE DA VIABILIDADE ELÉTRICA DA CONEXÃO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO ENTRE DUAS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de engenheiro eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Leandro Ramos de Araujo

Juiz de Fora

2026

Diego de Oliveira Teixeira

ANÁLISE DA VIABILIDADE ELÉTRICA DA CONEXÃO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO ENTRE DUAS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de engenheiro eletricista.

Aprovado em (16) de (Julho) de (2026)

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Leandro Ramos de Araujo – Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora

Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo
Universidade Federal de Juiz de Fora

Helio Antonio da Silva
Universidade Federal de Juiz de Fora

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por me conceder saúde, força e perseverança para superar os desafios encontrados ao longo desta jornada.

Aos meus familiares, pelo apoio incondicional, incentivo constante e compreensão durante os momentos de dedicação aos estudos e ao desenvolvimento deste trabalho.

À Universidade Federal de Juiz de Fora e ao corpo docente do curso de Engenharia Elétrica, pelos conhecimentos transmitidos ao longo da graduação e pela contribuição fundamental para minha formação profissional.

Ao meu orientador, pela orientação, disponibilidade e pelos valiosos ensinamentos compartilhados durante a elaboração deste trabalho.

Aos colegas de trabalho e profissionais do setor elétrico que, direta ou indiretamente, contribuíram para a construção deste estudo por meio da troca de experiências e discussões técnicas.

Por fim, agradeço a todos que fizeram parte desta trajetória e contribuíram de alguma forma para a realização deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho apresenta uma análise da viabilidade técnica da interligação entre os sistemas de distribuição das concessionárias Cemig Distribuição e Energisa Minas Rio, tendo como estudo de caso o município de Goianá-MG. A motivação do trabalho está associada às limitações operacionais observadas em sistemas atendidos por alimentadores extensos, caracterizados por elevadas distâncias elétricas, dificuldades operacionais e limitações quanto às alternativas de suprimento.

A metodologia adotada baseou-se na utilização de dados reais de operação dos alimentadores UHPI03 e UHPI04, provenientes da Subestação Piau, complementados por modelagens e simulações desenvolvidas no software OpenDSS. Foram analisados diferentes cenários de carregamento, considerando curvas de carga reais, diferentes tipos de condutores e a utilização de reguladores de tensão para compatibilização dos níveis de tensão entre os sistemas das concessionárias envolvidas.

Foram avaliados parâmetros elétricos como perfil de tensão, perdas técnicas e comportamento dos reguladores de tensão, bem como aspectos econômicos relacionados aos custos de implantação e operação da solução proposta. Adicionalmente, foi realizada análise tarifária baseada em estrutura real de faturamento do Grupo A4, incluindo a estimativa dos custos operacionais associados ao atendimento da carga do município de Goianá.

Os resultados obtidos demonstraram que a solução proposta apresenta viabilidade técnica, sendo capaz de atender aos requisitos de tensão estabelecidos pelo PRODIST quando utilizados condutores adequadamente dimensionados. Entre as alternativas analisadas, o condutor CAA 336 MCM apresentou o melhor desempenho técnico, proporcionando menores perdas elétricas e perfil de tensão mais adequado. Sob a ótica econômica, verificou-se que a interligação proposta apresenta custos significativamente inferiores aos de soluções estruturais alternativas, como a construção de novas subestações e alimentadores dedicados.

Conclui-se que a utilização de infraestrutura existente associada à interligação entre concessionárias constitui uma alternativa tecnicamente consistente e economicamente atrativa para atendimento de regiões com limitações operacionais e baixa densidade de carga.

Palavras-chave: Sistemas de distribuição. Interligação entre concessionárias. OpenDSS. Reguladores de tensão. Perfil de tensão. Perdas técnicas.

ABSTRACT

This work presents a technical feasibility analysis of the interconnection between the distribution systems of Cemig Distribuição and Energisa Minas Rio, considering the municipality of Goianá-MG as a case study. The motivation of the study is associated with operational limitations observed in systems supplied by long distribution feeders, characterized by high electrical distances, operational constraints, and limited supply alternatives.

The adopted methodology was based on real operational data from the UHPI03 and UHPI04 feeders supplied by the Piau Substation, combined with simulations developed using the OpenDSS software. Different loading scenarios were analyzed, considering real load curves, different conductor types, and voltage regulators to enable voltage compatibility between the utilities involved.

Electrical parameters such as voltage profile, technical losses, and voltage regulator performance were evaluated, as well as economic aspects related to installation and operational costs. In addition, a tariff analysis based on a real A4 consumer billing structure was performed, including the estimation of operational costs associated with supplying the load of the municipality of Goianá.

The results demonstrated the technical feasibility of the proposed solution, meeting the voltage limits established by PRODIST when properly sized conductors are employed. Among the analyzed alternatives, the CAA 336 MCM conductor presented the best technical performance, providing lower electrical losses and a more adequate voltage profile. From an economic perspective, the proposed interconnection presented significantly lower costs when compared to alternative structural solutions, such as the construction of new substations and dedicated distribution feeders.

It was concluded that the use of existing infrastructure combined with the interconnection between utilities represents a technically consistent and economically attractive alternative for supplying regions characterized by operational limitations and low load density.

Keywords: Distribution systems. Utility interconnection. OpenDSS. Voltage regulators. Voltage profile. Technical losses.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Princípio de operação aditiva e subtrativa do regulador de tensão - Cemig Distribuição (s.d) 16
Figura 2 – Banco de reguladores de tensão (BRT) - Cemig Distribuição (s.d) . . . 17
Figura 3 – Relé sincronizador para supervisão dos taps - Cemig Distribuição (s.d) 18
Figura 4 – Configuração atual dos sistemas de distribuição na região de estudo - Elaborado pelo autor (2026) 26
Figura 5 – Evento meteorológico severo (supercélula) ocorrido na região de Piau-MG - Tempo Clima JF (2026) 27
Figura 6 – Curvas de carga dos alimentadores UHPI03, UHPI04 e demanda total – dias de semana - Elaborado pelo autor (2026) 31
Figura 7 – Curvas de carga dos alimentadores UHPI03, UHPI04 e demanda total – finais de semana - Elaborado pelo autor (2026) 32
Figura 8 – Esboço da região de estudo, evidenciando os alimentadores existentes e a distância geográfica entre os municípios de Piau, Goianá e Rio Novo - Elaborado pelo autor (2026) 34
Figura 9 – Configuração proposta para interligação entre os sistemas de distribuição e modelo utilizado nas simulações do OpenDSS - Elaborado pelo autor (2026) 38
Figura 10 – Perfil de tensão ao longo do sistema e tensão na carga para diferentes tipos de condutores — cenário de carga constante 40
Figura 11 – Comparação da tensão na carga ao longo do dia para os diferentes condutores — cenário de carga variável 42
Figura 12 – Comportamento do tap do BRT2 ao longo do dia para os diferentes condutores 44
Figura 13 – Comparação das perdas ativas ao longo do dia para diferentes condutores — cenário de carga variável 45
Figura 14 – Distribuição percentual dos custos por tipo de condutor 46
Figura 15 – Custo total estimado da obra para diferentes condutores 47
Figura 16 – Fatura real de energia elétrica utilizada como referência para a análise tarifária 48

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Estimativa da fatura mensal de energia elétrica 49

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BRT	Banco de Reguladores de Tensão
CAA	Alumínio com Alma de Aço
CAPEX	Custos de Implantação
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCD	Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
GMR	Raio Médio Geométrico
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
MUSD	Montante de Uso do Sistema de Distribuição
ND	Norma de Distribuição
OPEX	Custos Operacionais
OpenDSS	Open Distribution System Simulator
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SE	Subestação
UC	Unidade Consumidora
UHPI03	Alimentador 03 da Usina Hidrelétrica de Piau
UHPI04	Alimentador 04 da Usina Hidrelétrica de Piau

SUMÁRIO

1 Introdução 10
1.1 Considerações iniciais 10
1.2 Revisão bibliográfica 11
1.3 Objetivo 13
1.3.1 Objetivo principal 13
1.3.2 Objetivos específicos 13
2 Conceitos básicos 14
2.1 Sistemas de Distribuição 14
2.2 Regulador de tensão 15
2.3 Cabos 19
2.4 Aspectos Contratuais e Regulatórios 20
2.5 Indicadores de Qualidade 22
3 Avaliação das Alternativas de Conexão 24
3.1 Metodologia 24
3.2 Caracterização do sistema em estudo 25
3.3 Análise das curvas de carga 30
3.4 Modelagem e dimensionamento do sistema 33
3.4.1 Cálculo da Distância do Alimentador Proposto 33
3.4.2 Cálculo das Matrizes de Impedância 34
3.5 Modelagem do sistema no OpenDSS 37
3.6 Avaliação da Tensão na Carga 40
3.6.1 Carga constante 40
3.6.2 Carga variável 41
3.7 Avaliação do Tap do Regulador de Tensão 43
3.8 Avaliação das Perdas 44
3.9 Avaliação dos Custos de Implantação 46
3.10 Avaliação dos Custos Operacionais 48
4 Conclusão 50
4.1 Considerações finais 50
4.2 Trabalhos futuros 51
REFERÊNCIAS 52

1 Introdução

1.1 Considerações iniciais

A energia elétrica é um dos principais elementos para o desenvolvimento econômico e social, sendo sua disponibilidade e confiabilidade fatores determinantes para a qualidade de vida da população e para a viabilização de atividades produtivas.

O termo qualidade de vida está associado ao bem-estar e à satisfação das necessidades humanas, estando diretamente relacionado ao acesso a serviços e infraestruturas essenciais, como a energia elétrica. Nesse contexto, o conceito de "qualidade" também se aplica ao próprio fornecimento de energia, sendo avaliado a partir de aspectos como continuidade, confiabilidade e ausência de perturbações ao consumidor final.

O tema deste trabalho foi motivado pela experiência do autor no setor de distribuição de energia elétrica, associada à observação de desafios operacionais em municípios atendidos por alimentadores extensos, nos quais limitações técnicas e operacionais frequentemente resultam em redução da qualidade do serviço prestado e insatisfação dos consumidores.

O município de Goianá-MG é atualmente atendido por dois alimentadores provenientes da Subestação Piau, pertencente à Cemig Distribuição. Embora a existência de dois circuitos possa sugerir maior segurança operacional, ambos percorrem trechos extensos e geograficamente próximos, ficando sujeitos aos mesmos eventos climáticos e operacionais. Em situações de contingência, como tempestades severas ou falhas em pontos estratégicos da rede, é possível ocorrer a interrupção simultânea dos dois alimentadores, comprometendo o fornecimento de energia para o município e regiões vizinhas.

Em contrapartida, o município de Rio Novo-MG, atendido pela Energisa Minas Rio, possui infraestrutura elétrica localizada a uma distância relativamente reduzida de Goianá, incluindo uma subestação suprida por linha de subtransmissão em 69 kV. Essa proximidade geográfica cria a possibilidade de utilização da infraestrutura existente como fonte alternativa de atendimento em situações específicas. Entretanto, a implementação de uma solução dessa natureza envolve desafios relacionados à compatibilização dos níveis de tensão, aos requisitos regulatórios e aos custos de implantação, tornando necessária uma avaliação técnica e econômica detalhada.

Nesse contexto, sistemas de distribuição atendidos por alimentadores extensos apresentam desafios operacionais importantes. Devido às grandes distâncias envolvidas, esses circuitos estão sujeitos a maiores quedas de tensão, maior exposição a falhas e maior tempo para localização e recomposição de defeitos. Além disso, a ausência de alternativas de suprimento pode tornar o atendimento mais vulnerável em situações de contingência.

Outro aspecto relevante está relacionado ao crescimento da demanda nessas regiões. O aumento do consumo reduz a margem operacional dos alimentadores existentes e, em

muitos casos, exige investimentos significativos em infraestrutura elétrica. Entretanto, soluções tradicionais, como a construção de novas subestações ou longos alimentadores, nem sempre apresentam viabilidade econômica compatível com a carga atendida.

Diante desse cenário, torna-se necessária a avaliação de alternativas que permitam melhorar o desempenho do sistema elétrico sem a necessidade de grandes investimentos estruturais. Nesse contexto, a interligação entre sistemas de distribuição surge como uma solução potencialmente atrativa, possibilitando o aproveitamento de infraestruturas existentes, a melhoria do perfil de tensão e o aumento da flexibilidade operacional da rede.

Dessa forma, o desenvolvimento de estudos aplicados a situações reais torna-se fundamental para avaliar a viabilidade técnica e econômica dessas soluções, contribuindo para o planejamento e a operação mais eficiente dos sistemas de distribuição.

1.2 Revisão bibliográfica

A energia elétrica é considerada um dos fatores fundamentais para o desenvolvimento econômico e social, sendo diretamente associada à melhoria das condições de vida da população. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o acesso à energia elétrica possibilita o funcionamento de serviços essenciais, como saúde, educação e infraestrutura urbana, contribuindo significativamente para o aumento da qualidade de vida (ANEEL, 2022).

Além disso, estudos na área de desenvolvimento energético indicam que o fornecimento de energia elétrica está diretamente relacionado ao crescimento econômico, à geração de emprego e à melhoria dos indicadores sociais. A disponibilidade de energia de forma contínua e confiável permite o desenvolvimento de atividades produtivas, o funcionamento de equipamentos e o aumento do bem-estar da população (GOLDEMBERG; LUCON, 2007).

Os sistemas de distribuição de energia elétrica representam a etapa final do sistema elétrico, sendo responsáveis pela entrega da energia aos consumidores. No Brasil, esses sistemas são regulamentados pela ANEEL por meio dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que estabelecem critérios técnicos, operacionais e de qualidade para o funcionamento das redes de distribuição (ANEEL, 2022).

De acordo com a ANEEL, o PRODIST define normas relacionadas à conexão, operação, planejamento e qualidade do fornecimento, padronizando as práticas das concessionárias e garantindo a prestação adequada do serviço. Esses procedimentos são fundamentais para assegurar níveis mínimos de desempenho e qualidade no atendimento aos consumidores (ANEEL, 2022).

A qualidade do fornecimento de energia elétrica é avaliada por meio de indicadores

regulatórios, entre os quais se destacam o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). Esses indicadores são utilizados para medir o desempenho das distribuidoras e estabelecer metas de qualidade do serviço (ANEEL, 2021).

O indicador DEC representa o tempo médio que um consumidor permanece sem energia elétrica em um determinado período, enquanto o FEC indica o número de interrupções ocorridas. Segundo Kagan, Oliveira e Robba (2013), esses indicadores são fundamentais para a análise da confiabilidade dos sistemas de distribuição, permitindo identificar fragilidades e orientar investimentos na rede elétrica.

Os sistemas de distribuição são predominantemente operados em configuração radial, na qual a energia flui a partir de um ponto único de suprimento até os consumidores finais. Essa configuração apresenta vantagens operacionais, como simplicidade de proteção, porém possui limitações importantes relacionadas à confiabilidade, já que falhas em um único ponto podem afetar grande número de consumidores (GRAINGER; STEVENSON, 1994).

De acordo com estudos de confiabilidade em sistemas elétricos, a maioria das interrupções no fornecimento ocorre nos sistemas de distribuição, evidenciando a necessidade de melhoria dessas redes. Segundo Billinton e Allan (1996), a confiabilidade de sistemas de distribuição depende de fatores como taxa de falha, tempo de reparo e capacidade de recomposição do sistema após contingências.

No contexto do planejamento dos sistemas de distribuição, um dos principais desafios consiste em equilibrar a confiabilidade do fornecimento com os custos de investimento. A construção de novas subestações e reforços estruturais apresenta elevado custo, tornando necessário avaliar soluções alternativas que permitam melhorar o desempenho da rede com menor investimento (KERSTING, 2002).

Uma das principais estratégias utilizadas é a reconfiguração de redes de distribuição, que consiste na alteração da topologia do sistema por meio da abertura e fechamento de chaves. Essa técnica permite redistribuir cargas, reduzir perdas e melhorar o perfil de tensão, além de aumentar a confiabilidade do sistema sem grandes investimentos estruturais (BARAN; WU, 1989).

Outra abordagem relevante é a interligação entre sistemas de distribuição, que possibilita a transferência de carga entre alimentadores e a existência de caminhos alternativos para o fornecimento de energia elétrica. Essa estratégia aumenta a flexibilidade operacional e reduz o tempo de recomposição do sistema em situações de falha, contribuindo para a melhoria dos indicadores de continuidade (BILLINTON; ALLAN, 1996).

Portanto, observa-se que a literatura aponta que a melhoria da confiabilidade dos sistemas de distribuição pode ser alcançada por meio da combinação de soluções técnicas e operacionais, que permitem aumentar a flexibilidade do sistema e reduzir os impactos

das interrupções, sem a necessidade de investimentos estruturais de grande porte.

1.3 Objetivo

1.3.1 Objetivo principal

O presente trabalho tem como objetivo principal analisar a viabilidade técnica de melhoria do fornecimento de energia elétrica no município de Goianá-MG, por meio da avaliação de alternativas operacionais aplicadas a sistemas de distribuição atendidos por alimentadores extensos.

Para isso, propõe-se o estudo de soluções envolvendo a interligação entre os sistemas de distribuição das concessionárias Cemig Distribuição e Energisa Minas Rio, avaliando seus impactos nos níveis de tensão, nas perdas elétricas e na flexibilidade operacional do sistema.

1.3.2 Objetivos específicos

- Realizar o levantamento das condições operacionais do sistema de distribuição que atende o município em estudo;
- Analisar a viabilidade de interligação entre sistemas de distribuição pertencentes a concessionárias distintas;
- Desenvolver modelagens e simulações do sistema elétrico utilizando o software OpenDSS;
- Utilizar a linguagem de programação Python para análise de dados e construção de curvas de demanda e corrente;
- Estudar o funcionamento de reguladores de tensão e sua aplicação na melhoria da qualidade do fornecimento;
- Avaliar o sistema sob a ótica do mercado de energia elétrica, considerando aspectos operacionais e regulatórios;
- Apresentar os principais indicadores de qualidade estabelecidos pela ANEEL, como DEC, FEC e IASC;
- Comparar alternativas técnicas considerando aspectos operacionais, econômicos e de viabilidade de implementação.

2 Conceitos básicos

2.1 Sistemas de Distribuição

Os sistemas de distribuição de energia elétrica constituem a etapa final do sistema elétrico de potência, sendo responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais em níveis de média e baixa tensão. De acordo com Kagan, Oliveira e Robba (2013), esses sistemas possuem características próprias que os diferenciam das etapas de geração e transmissão, destacando-se principalmente pela elevada capilaridade, grande extensão e forte interação com o ambiente externo.

Uma das principais características dos sistemas de distribuição é sua configuração predominantemente radial, na qual o fornecimento de energia ocorre a partir de um único ponto de suprimento até os consumidores. Essa estrutura apresenta vantagens operacionais, como simplicidade de proteção e facilidade de operação, porém implica em menor confiabilidade, visto que a ocorrência de uma única falha pode interromper o fornecimento para um grande número de consumidores conectados a jusante do ponto de defeito.

Os alimentadores de distribuição, responsáveis pelo transporte de energia em média tensão, podem atingir grandes extensões, principalmente em regiões com baixa densidade de carga. Segundo Kagan (2013), o aumento da extensão dos alimentadores está diretamente associado ao crescimento da área atendida e à dispersão dos consumidores, o que resulta em desafios operacionais como aumento das quedas de tensão, elevação das perdas elétricas e maior dificuldade na localização e correção de falhas.

Além disso, sistemas de distribuição extensos tendem a operar mais próximos de seus limites de carregamento em períodos de maior demanda, reduzindo a margem de segurança operacional. Essa condição aumenta a probabilidade de ocorrência de interrupções e compromete a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Outro aspecto relevante dos sistemas de distribuição refere-se à qualidade da energia fornecida, que deve atender a padrões estabelecidos pelos órgãos reguladores. A manutenção de níveis adequados de tensão, a redução da frequência de interrupções e a rápida recomposição do sistema após falhas são fatores essenciais para garantir a satisfação dos consumidores e o bom desempenho dos equipamentos conectados à rede.

Diante dessas limitações, torna-se necessário o desenvolvimento de estratégias que aumentem a confiabilidade e a eficiência operacional dos sistemas de distribuição. Entre as soluções destacadas na literatura, incluem-se a instalação de dispositivos de proteção e manobra, a utilização de reguladores de tensão e a reconfiguração da rede por meio da operação de chaves, permitindo maior flexibilidade no atendimento das cargas.

Adicionalmente, a interligação entre alimentadores surge como uma alternativa

técnica relevante para aumento da flexibilidade operacional do sistema, possibilitando diferentes estratégias de atendimento de carga e melhor aproveitamento da infraestrutura existente. Essa abordagem possibilita a existência de caminhos alternativos para o fornecimento de energia elétrica, reduzindo o impacto de falhas e permitindo a recomposição mais rápida do sistema em situações de contingência.

Dessa forma, o estudo dos sistemas de distribuição, suas limitações e suas possibilidades de operação constitui etapa fundamental para o desenvolvimento de soluções técnicas que garantam a melhoria da qualidade do fornecimento de energia elétrica, especialmente em regiões atendidas por alimentadores extensos e com baixa redundância.

2.2 Regulador de tensão

O princípio de funcionamento do regulador de tensão é similar ao de um autotransformador, ou seja, além do acoplamento magnético entre os enrolamentos primário e secundário, existe também um acoplamento elétrico entre eles. Essa característica permite que parte da potência seja transferida diretamente, aumentando a eficiência do equipamento.

No regulador, a bobina do secundário encontra-se associada ao enrolamento principal, podendo ser conectada de forma a adicionar ou subtrair tensão ao sistema. Essa operação é realizada por meio de uma chave comutadora de taps (tap changer) associada a um mecanismo de inversão de polaridade.

Quando o secundário é conectado de forma aditiva, a tensão induzida soma-se à tensão do primário, elevando a tensão de saída do regulador. Por outro lado, quando conectado de forma subtrativa, a tensão do secundário é aplicada em oposição à do primário, reduzindo a tensão de saída. A inversão entre essas condições é realizada por meio da chave inversora de polaridade, conforme ilustrado na Figura 1.

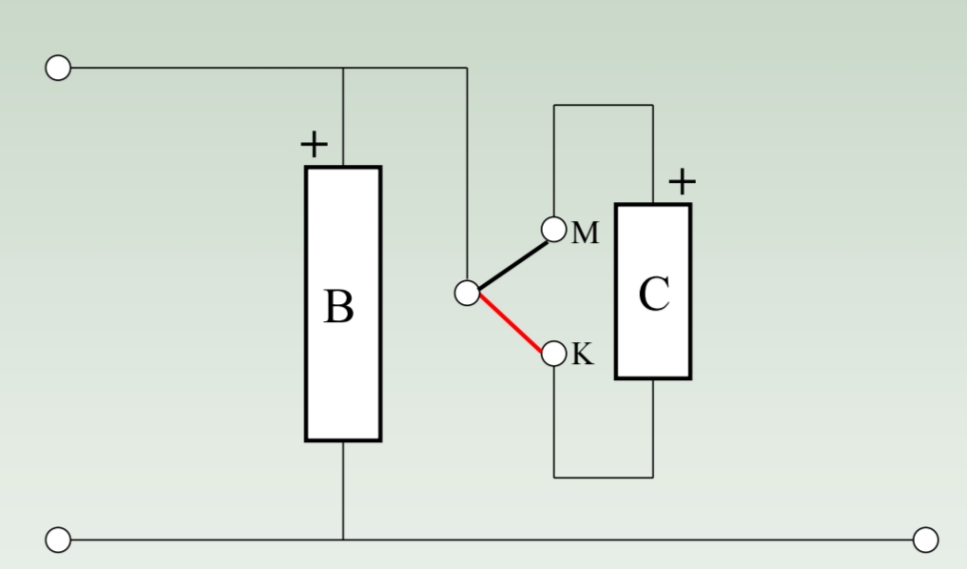


Figura 1 – Princípio de operação aditiva e subtrativa do regulador de tensão - Cemig Distribuição (s.d)

No presente trabalho, são considerados dois tipos de reguladores de tensão: o regulador simétrico e o regulador assimétrico.

O regulador simétrico apresenta capacidade de ajuste tanto para elevação quanto para redução da tensão, permitindo uma faixa típica de regulação de aproximadamente $\pm 10\%$ em relação à tensão nominal. Nesse caso, os taps são distribuídos simetricamente para cima e para baixo, possibilitando maior flexibilidade operacional ao longo do alimentador.

Por outro lado, o regulador assimétrico opera exclusivamente no sentido de elevação da tensão, sendo configurado com taps positivos, geralmente distribuídos em até 32 posições. Esse tipo de regulador possibilita ajustes de até aproximadamente $+20\%$ em relação à tensão nominal, sendo indicado para aplicações onde predominam quedas de tensão ao longo da rede.

Para o dimensionamento do sistema analisado, foi considerada uma potência nominal de 167 kVA para cada unidade reguladora. Como os reguladores utilizados são monofásicos e o sistema elétrico opera em regime trifásico, é necessário o uso de três unidades, uma por fase, formando o denominado banco de reguladores de tensão (BRT), conforme apresentado na Figura 2.



Figura 2 – Banco de reguladores de tensão (BRT) - Cemig Distribuição (s.d)

O uso do banco de reguladores permite a regulação independente por fase, característica importante nos sistemas de distribuição, onde é comum a ocorrência de desequilíbrios de carga.

A operação coordenada dos reguladores que compõem o banco é realizada por meio de um relé sincronizador, responsável por supervisionar a posição dos taps e garantir que as variações entre as fases permaneçam dentro de limites aceitáveis. Esse dispositivo evita desalinhamentos excessivos entre as tensões das fases e contribui para a operação segura do sistema, conforme ilustrado na Figura 3.



Figura 3 – Relé sincronizador para supervisão dos taps - Cemig Distribuição (s.d)

Outro aspecto relevante considerado neste trabalho é o ajuste do parâmetro de insensibilidade do regulador de tensão. Esse parâmetro define uma faixa de tolerância em torno da tensão de referência dentro da qual o regulador não realiza comutações de tap.

Neste estudo, foi adotada uma faixa de insensibilidade de 1% em relação à tensão nominal. Dessa forma, pequenas variações de tensão dentro dessa faixa não provocam atuação do regulador.

A utilização desse parâmetro tem como principal objetivo evitar comutações ex-

cessivas, reduzindo o desgaste mecânico dos comutadores e aumentando a vida útil dos equipamentos. Além disso, contribui para uma operação mais estável do sistema, evitando oscilações frequentes nos níveis de tensão.

Portanto, a adequada escolha do tipo de regulador é fundamental para garantir o desempenho eficiente do sistema de distribuição, especialmente em alimentadores extensos com necessidade de controle de tensão ao longo da rede.

2.3 Cabos

Os condutores utilizados em sistemas de distribuição de energia elétrica desempenham papel fundamental no transporte de potência ao longo dos alimentadores, influenciando diretamente parâmetros como resistência elétrica, capacidade de condução de corrente, perdas energéticas e nível de confiabilidade da rede.

De acordo com Kagan, Oliveira e Robba (2013), a escolha do tipo e da seção dos condutores está diretamente relacionada às condições de carregamento do sistema, à extensão dos circuitos e aos requisitos de qualidade de fornecimento. Em redes aéreas de média tensão, os condutores mais utilizados são do tipo CAA (Alumínio com Alma de Aço), devido à sua elevada resistência mecânica, boa relação entre peso e condutividade, e custo reduzido quando comparado a materiais como o cobre.

No presente trabalho, são analisados condutores CAA nas bitolas 1/0, 4/0 e 336 MCM, amplamente empregados em redes de distribuição de média tensão. Essas bitolas apresentam características distintas, sendo aplicadas de acordo com o nível de carregamento e as condições operacionais do sistema.

O condutor CAA 1/0 apresenta menor seção transversal e, consequentemente, maior resistência elétrica em comparação com as demais bitolas analisadas. No entanto, possui como principal vantagem o baixo custo de aquisição, menor peso e maior facilidade de instalação e manutenção. Devido ao seu reduzido peso, permite a utilização de estruturas mais leves e econômicas, além de facilitar intervenções em campo, sendo frequentemente aplicado em trechos com menor demanda de carga.

Por outro lado, o condutor CAA 4/0 apresenta uma seção intermediária, oferecendo melhor capacidade de condução de corrente e menores perdas elétricas quando comparado ao 1/0. Essa bitola representa um compromisso entre custo e desempenho, sendo amplamente utilizada em alimentadores com carregamento moderado. Apesar de possuir maior peso em relação ao 1/0, ainda apresenta relativa facilidade de instalação e manutenção.

Já o condutor CAA 336 MCM apresenta maior seção transversal entre os analisados, resultando em menor resistência elétrica, menores perdas e maior capacidade de transporte de corrente. Essa característica o torna mais adequado para trechos com elevado carregamento ou maior concentração de carga. No entanto, seu maior peso implica

em estruturas mais robustas e, consequentemente, maior custo de implantação. Além disso, as atividades de manutenção tornam-se mais complexas devido ao maior esforço mecânico envolvido.

No que se refere à confiabilidade, a taxa de falhas dos condutores está associada a fatores como esforço mecânico, exposição a intempéries, vegetação e condições ambientais. Conforme discutido por Kagan et al. (2013), condutores mais leves, como o 1/0, tendem a apresentar maior suscetibilidade a rompimentos sob condições adversas, devido à menor resistência mecânica global do sistema. Por outro lado, condutores de maior seção, como o 336 MCM, apresentam maior robustez mecânica, reduzindo a probabilidade de falhas por rompimento.

Entretanto, o aumento da bitola também implica em maior esforço estrutural sobre postes e ferragens, podendo contribuir para falhas associadas à infraestrutura, especialmente em casos de vento ou sobrecarga mecânica. Dessa forma, a escolha do condutor deve considerar não apenas aspectos elétricos, mas também mecânicos e operacionais.

Além disso, a extensão dos alimentadores influencia diretamente a taxa de falhas do sistema, uma vez que circuitos mais longos apresentam maior exposição a eventos externos. Nesse contexto, a adoção de condutores adequados, associada a práticas de manutenção e manejo de vegetação, é essencial para garantir a confiabilidade do sistema.

Portanto, a seleção da bitola do condutor deve ser realizada de forma criteriosa, considerando a interação entre custo, capacidade de condução, facilidade de manutenção e confiabilidade do sistema, visando garantir o equilíbrio entre desempenho técnico e viabilidade econômica da rede de distribuição.

2.4 Aspectos Contratuais e Regulatórios

O fornecimento de energia elétrica no Brasil é realizado por meio de concessões públicas atribuídas às distribuidoras, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Cada concessionária possui uma área geográfica definida, sendo responsável pela operação, manutenção e expansão da rede de distribuição nesse território, garantindo o atendimento aos consumidores com qualidade e continuidade.

No que se refere à qualidade do fornecimento, a ANEEL estabelece critérios por meio dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), em especial o Módulo 8, que trata da qualidade da energia elétrica. Esse módulo define limites para os níveis de tensão nos pontos de conexão dos consumidores.

De acordo com o PRODIST Módulo 8, a operação do sistema deve manter a tensão dentro de faixas adequadas. Valores entre aproximadamente 0,93 pu e 1,05 pu são considerados adequados, enquanto valores abaixo de 0,90 pu ou acima de 1,05 pu caracterizam faixa crítica, que pode comprometer o desempenho dos equipamentos e a

qualidade do fornecimento.

Em sistemas de distribuição com alimentadores extensos, a manutenção desses níveis de tensão representa um desafio relevante, sendo necessária a utilização de dispositivos como reguladores de tensão para garantir o atendimento às exigências regulatórias.

Embora cada distribuidora opere dentro de sua área de concessão, existe a possibilidade de interligação entre concessionárias distintas, permitindo a transferência de energia elétrica entre sistemas. Nesses casos, a distribuidora que utiliza a rede da outra passa a ser denominada "acessante", enquanto a distribuidora proprietária da rede é denominada "acessada".

Nessa relação, a distribuidora acessante utiliza a infraestrutura da acessada para transporte de energia, sendo necessário o estabelecimento de contratos específicos. Historicamente, esses contratos envolviam o Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD) e o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD).

O CCD tinha como objetivo formalizar as condições técnicas de conexão entre os sistemas, incluindo aspectos como níveis de tensão, proteção, medição e operação. Entretanto, com a evolução do marco regulatório e a consolidação das regras do setor, especialmente no âmbito da ANEEL e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o CCD deixou de ser obrigatoriamente exigido como instrumento formal independente, sendo suas funções incorporadas ou tratadas dentro de outros instrumentos contratuais e normativos.

Por outro lado, o CUSD permanece como o principal instrumento contratual para regulamentar o uso do sistema de distribuição. Esse contrato estabelece as condições comerciais e técnicas para utilização da rede, incluindo responsabilidades das partes e parâmetros de utilização.

Um dos principais parâmetros definidos no CUSD é o Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD), que representa a potência máxima que o acessante pode utilizar na rede da acessada. A definição do MUSD é realizada a partir de estudos detalhados de carga, considerando curvas de demanda, comportamento do sistema e projeções de crescimento.

Esses estudos constituem etapa fundamental no processo de contratação, pois permitem dimensionar adequadamente a capacidade necessária, evitando tanto subdimensionamento quanto custos excessivos por contratação indevida.

O MUSD é contratado separadamente para os períodos de ponta e fora de ponta, refletindo o comportamento do sistema ao longo do dia. O horário de ponta corresponde tipicamente ao período entre 18h e 21h, quando ocorre maior carregamento do sistema elétrico. Os demais horários são classificados como fora de ponta.

Essa diferenciação permite uma tarifação mais adequada, alinhada às condições

operacionais do sistema. Durante o horário de ponta, os custos associados à utilização da rede são maiores, refletindo as condições mais críticas de operação.

Na prática, a utilização da rede é mensurada e apresentada nas faturas por meio de diversos parâmetros, entre os quais se destacam:

- Consumo em kWh – Ponta;
- Consumo em kWh – Fora de Ponta;
- Demanda de potência medida – Ponta;
- Demanda de potência medida – Fora de Ponta;
- Demanda de potência não consumida – Ponta;
- Demanda de potência não consumida – Fora de Ponta.

Além disso, a classificação tarifária do consumidor ou agente, como por exemplo "Grupo A4 – Comercial", também é definida na fatura, indicando o nível de tensão de atendimento e o enquadramento tarifário.

A cobrança pelo uso do sistema de distribuição é realizada com base no MUSD contratado, independentemente do consumo efetivo de energia. Dessa forma, o acessante paga pela disponibilidade da infraestrutura.

Caso a demanda efetivamente utilizada ultrapasse o valor contratado de MUSD, são aplicadas penalidades por ultrapassagem, que possuem tarifas superiores às tarifas normais. Essa cobrança tem como objetivo garantir a segurança operacional do sistema e evitar sobrecargas na rede de distribuição.

Por outro lado, caso a demanda utilizada seja inferior à contratada, pode ocorrer cobrança de demanda não utilizada, refletida na fatura como "demanda de potência não consumida".

Nesse contexto, a definição adequada do MUSD representa um fator crítico para o equilíbrio entre custo e desempenho, sendo essencial para o planejamento e operação de sistemas interligados.

Dessa forma, os instrumentos regulatórios e contratuais estabelecidos pela ANEEL, aliados às práticas de comercialização do setor elétrico, fornecem a base necessária para viabilizar tecnicamente e economicamente a interligação entre sistemas de distribuição, conforme proposto neste trabalho.

2.5 Indicadores de Qualidade

A qualidade do fornecimento de energia elétrica no Brasil é regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), sendo avaliada por meio de indicadores

que refletem o desempenho das concessionárias de distribuição em relação à continuidade do serviço prestado aos consumidores.

Entre os principais indicadores estabelecidos pela ANEEL destacam-se o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), que são utilizados como referência para avaliação da confiabilidade do sistema elétrico.

O indicador DEC representa o tempo médio, expresso em horas, que uma unidade consumidora permanece sem energia elétrica durante um determinado período. Já o indicador FEC representa o número médio de interrupções sofridas por essa unidade consumidora no mesmo intervalo de tempo. Esses indicadores são definidos e acompanhados conforme estabelecido no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2022).

Além dos indicadores coletivos, a ANEEL também define indicadores individuais, como o DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora), FIC (Frequência de Interrupção Individual) e DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua), que visam avaliar o impacto das interrupções em cada consumidor específico.

Outro indicador relevante no contexto da qualidade percebida é o Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC), que mede a percepção dos usuários em relação ao serviço prestado. Esse índice considera aspectos como continuidade, qualidade, atendimento e confiança na concessionária, complementando os indicadores técnicos de desempenho.

Os limites de DEC e FEC são definidos individualmente para cada distribuidora e para cada conjunto de unidades consumidoras, levando em consideração características como densidade de carga, extensão da rede, condições climáticas e características regionais. Esses limites são atualizados periodicamente pela ANEEL.

De forma geral, observa-se uma tendência de redução gradual das metas de DEC e FEC ao longo dos ciclos tarifários, refletindo a busca contínua pela melhoria da qualidade do fornecimento. No entanto, essa redução não ocorre de forma uniforme, sendo ajustada conforme a realidade operacional de cada região, de modo a estabelecer metas factíveis e desafiadoras para as concessionárias.

A evolução desses indicadores no Brasil demonstra um avanço significativo na qualidade do fornecimento ao longo dos anos. Ainda que existam variações regionais, observa-se uma tendência de melhoria associada ao aumento da automação, investimentos em rede e adoção de novas tecnologias.

Quando comparados a padrões internacionais, os indicadores brasileiros ainda apresentam valores superiores aos observados em países com redes altamente automatizadas, como Estados Unidos e países da Europa. Nessas regiões, os índices equivalentes ao DEC e FEC (SAIDI e SAIFI) apresentam valores menores, refletindo maior nível de redundância e automação dos sistemas elétricos.

Entretanto, é importante considerar que o Brasil possui características geográficas e estruturais distintas, com grandes extensões territoriais, elevada dispersão de carga e significativa exposição a fatores climáticos, o que impacta diretamente nos níveis de continuidade do fornecimento.

Nesse contexto, a melhoria dos indicadores de qualidade do fornecimento está diretamente relacionada à adoção de soluções técnicas e operacionais que aumentem a confiabilidade do sistema, como a interligação entre alimentadores, automação da rede e uso de dispositivos de controle de tensão.

Dessa forma, os indicadores estabelecidos pela ANEEL, em especial aqueles definidos no PRODIST, constituem ferramentas fundamentais para o acompanhamento do desempenho das distribuidoras, orientando investimentos e ações voltadas à melhoria da qualidade do serviço prestado.

Embora não sejam calculados diretamente neste trabalho, esses indicadores fornecem importante fundamentação para compreensão dos benefícios associados à adoção de soluções que ampliem as alternativas operacionais disponíveis para o sistema elétrico.

3 Avaliação das Alternativas de Conexão

Os dados utilizados neste capítulo foram obtidos a partir de registros reais de operação do sistema de distribuição, sendo devidamente tratados e organizados para fins de análise acadêmica.

3.1 Metodologia

A metodologia adotada neste trabalho baseia-se na análise de um sistema real de distribuição de energia elétrica, utilizando dados operacionais e ferramentas computacionais para avaliação técnica e econômica da solução proposta.

Inicialmente, foi realizada a caracterização do sistema elétrico que atende o município de Goianá, a partir de dados reais de operação dos alimentadores UHPI03 e UHPI04. Em seguida, foram analisadas as curvas de carga dos alimentadores, considerando cenários de dias de semana e finais de semana.

Para avaliação do comportamento elétrico do sistema, foi desenvolvido um modelo no software OpenDSS, permitindo a simulação de fluxo de potência e a análise dos níveis de tensão ao longo do alimentador. Complementarmente, foram utilizadas rotinas em linguagem Python para tratamento dos dados, automatização das simulações e construção das curvas de carga.

Foram considerados dois cenários principais de análise: carga constante e carga variável.

Adicionalmente, foram avaliados os custos de implantação (CAPEX) e os custos operacionais (OPEX), utilizando uma estrutura tarifária real aplicada ao Grupo A4, tendo como base uma fatura de energia elétrica real.

Por fim, os resultados obtidos foram analisados de forma integrada, considerando aspectos técnicos, operacionais e econômicos, permitindo avaliar a viabilidade da interligação proposta entre os sistemas de distribuição da Cemig Distribuição e da Energisa Minas Rio.

3.2 Caracterização do sistema em estudo

O presente capítulo apresenta o desenvolvimento do estudo proposto, contemplando a caracterização do sistema elétrico que atende o município de Goianá-MG, a análise de suas limitações operacionais e a avaliação de alternativas para melhoria do desempenho do sistema de distribuição.

A Figura 4 apresenta a configuração atualmente existente para atendimento da região em estudo. Observa-se que o município de Goianá é atendido por dois alimentadores de média tensão provenientes da Subestação Piau, pertencente à Cemig Distribuição, identificados como UHPI03 e UHPI04. A figura também evidencia a proximidade geográfica entre Goianá e o município de Rio Novo, atendido pela Energisa Minas Rio, bem como o limite entre as áreas de concessão das duas distribuidoras.

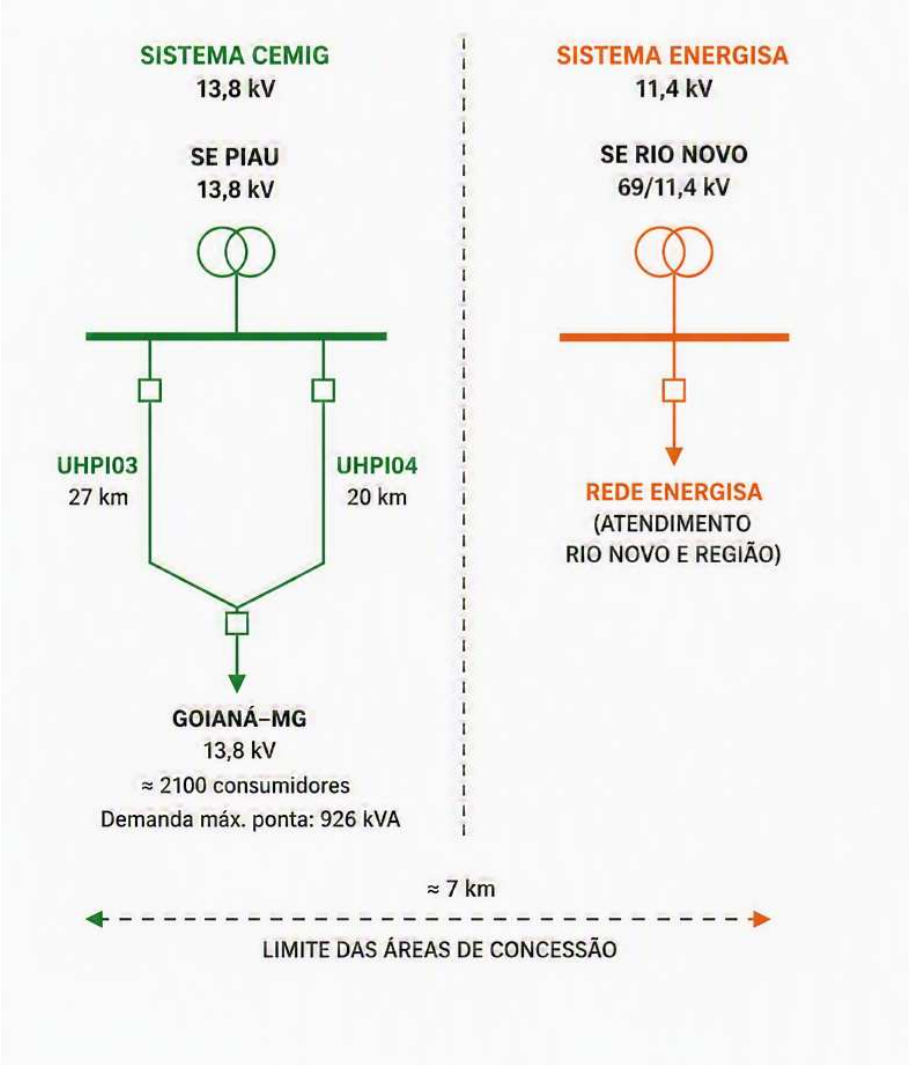


Figura 4 – Configuração atual dos sistemas de distribuição na região de estudo - Elaborado pelo autor (2026)

Conforme apresentado na Figura 4, os alimentadores UHPI03 e UHPI04 possuem extensões aproximadas de 27 km e 20 km, respectivamente, sendo responsáveis pelo atendimento de Goianá e de regiões vizinhas. Apesar da existência de dois circuitos de alimentação, ambos possuem origem comum na Subestação Piau e percorrem trajetos geograficamente próximos, compartilhando condições ambientais semelhantes ao longo de grande parte de seu percurso.

Em princípio, a existência de dois alimentadores poderia indicar um aumento da robustez operacional em relação a uma configuração puramente radial. Entretanto, a proximidade física entre os circuitos reduz significativamente os benefícios dessa redundância, uma vez que eventos externos severos podem afetar simultaneamente ambos os alimentadores.

Essa característica torna-se particularmente relevante em situações de contingência, nas quais a indisponibilidade simultânea dos circuitos pode comprometer integralmente o

fornecimento de energia ao município de Goianá e demais localidades atendidas a partir da Subestação Piau.

Um exemplo prático dessa limitação ocorreu no mês de junho de 2026, quando uma tempestade severa atingiu o município de Piau e regiões adjacentes. De acordo com registros locais, o fenômeno foi caracterizado como uma "supercélula", ou seja, uma tempestade convectiva intensa associada à presença de mesociclone, com ocorrência de chuvas intensas, granizo e ventos fortes.

A Figura 5 apresenta imagem do evento meteorológico, divulgada por veículo jornalístico local, evidenciando a intensidade da tempestade e sua abrangência na região.



Figura 5 – Evento meteorológico severo (supercélula) ocorrido na região de Piau-MG - Tempo Clima JF (2026)

Segundo informações apuradas pela Defesa Civil do município e confirmadas pelo *Decreto Municipal nº 099/2026* (**Declaração de Situação de Emergência**), o evento teve início por volta das 23h20 do dia 15 de junho de 2026, com duração aproximada de

30 minutos, causando danos significativos na região.

De acordo com o decreto oficial, a tempestade foi caracterizada por ocorrência de granizo e vendaval, resultando em queda de árvores, danos à infraestrutura e interrupção do fornecimento de energia elétrica em diversas localidades, incluindo áreas rurais e povoados do município.

O mesmo documento relata que houve impacto direto em infraestruturas essenciais, além de prejuízos econômicos significativos, especialmente no setor agrícola, evidenciando a gravidade do evento.

Sob a perspectiva dos sistemas elétricos, esse tipo de ocorrência torna-se particularmente crítico quando os alimentadores percorrem trajetos próximos, como observado no caso em estudo. A atuação simultânea de fatores externos, como queda de árvores e esforços mecânicos causados pelo vento, pode provocar desligamento simultâneo de múltiplos circuitos.

No evento analisado, a severidade da tempestade resultou na perda simultânea dos alimentadores UHPI03 e UHPI04, ocasionando interrupção do fornecimento de energia para os municípios de Goianá, Coronel Pacheco e regiões adjacentes.

Esse caso evidencia que, apesar da existência de dois alimentadores, a proximidade física e a dependência de condições ambientais comuns tornam o sistema vulnerável a falhas de grande impacto, caracterizando uma limitação relevante do ponto de vista de confiabilidade.

Dessa forma, a análise do sistema em estudo demonstra a necessidade de soluções que proporcionem maior independência entre fontes de suprimento, reduzam a exposição a falhas simultâneas e permitam maior flexibilidade na recomposição do sistema em situações de contingência

Adicionalmente, a análise do sistema revela uma limitação estrutural importante relacionada às alternativas de suprimento disponíveis para o município de Goianá. Atualmente, não existem, nas proximidades, outras subestações pertencentes à concessionária local, no caso a Cemig Distribuição, capazes de atender a região de forma alternativa.

Essa limitação implica que qualquer solução interna ao sistema da Cemig exigiria a extensão de novos alimentadores a partir de subestações mais distantes, resultando em redes de distribuição ainda mais longas, com aumento das quedas de tensão, maior exposição a falhas e maior tempo de recomposição.

Uma alternativa tecnicamente viável seria a construção de uma nova linha de distribuição associada à implantação de uma subestação no município de Goianá. Entretanto, essa solução apresenta elevado custo de investimento, envolvendo obras civis, equipamentos de potência, sistemas de proteção e integração com o sistema existente.

Do ponto de vista econômico, investimentos dessa magnitude tendem a apresentar

baixa atratividade para regiões com reduzida densidade de carga e número limitado de consumidores. No caso de Goianá, que possui aproximadamente 2.100 unidades consumidoras e demanda máxima da ordem de 926 kVA no horário de ponta, a implantação de uma nova subestação associada a uma linha de distribuição dedicada poderia resultar em um investimento desproporcional aos benefícios obtidos. Nesse contexto, soluções operacionais que aproveitem a infraestrutura existente mostram-se alternativas potencialmente mais eficientes, permitindo ganhos técnicos relevantes com menor necessidade de aportes financeiros.

Outro fator relevante está relacionado à localização geográfica do município, que se encontra próxima à fronteira da área de concessão de outra distribuidora, a Energisa Minas Rio, com atuação no município de Rio Novo. Nessa localidade, existe uma subestação alimentada por uma linha de distribuição em nível de 69 kV, o que caracteriza um ponto de suprimento mais próximo e estruturalmente mais robusto.

A proximidade entre as áreas atendidas pela Cemig, em Goianá, e pela Energisa, em Rio Novo, gera uma percepção comparativa por parte dos consumidores quanto à qualidade do fornecimento de energia elétrica. Os moradores frequentemente comparam suas experiências em relação à frequência de interrupções, tempo de restabelecimento e qualidade do serviço.

Embora não existam dados públicos específicos de indicadores como DEC, FEC ou IASC segregados por município que permitam uma comparação objetiva direta, essa percepção empírica pode ser interpretada como um indicador qualitativo relevante.

Neste trabalho, esse comportamento é conceitualmente denominado como “IASC de fronteira”, termo proposto pelo autor para representar a comparação informal realizada pelos consumidores entre diferentes concessionárias em regiões limítrofes de suas áreas de concessão.

Esse conceito evidencia que a qualidade percebida do fornecimento não se restringe apenas a indicadores técnicos regulatórios, mas também à experiência prática dos usuários, que tendem a comparar serviços quando possuem referência próxima.

Diante desse cenário, surge como alternativa técnica a interligação entre os sistemas de distribuição das concessionárias Cemig e Energisa, permitindo o aproveitamento de infraestrutura existente de forma complementar.

Entretanto, essa solução apresenta desafios relevantes, incluindo a necessidade de consenso operacional entre as concessionárias envolvidas, bem como a compatibilização dos níveis de tensão dos sistemas. No caso em estudo, o sistema da Energisa em Rio Novo opera tipicamente em 11,4 kV, enquanto o sistema da Cemig que atende Goianá opera em 13,8 kV.

Além dos aspectos regulatórios e contratuais associados à conexão entre distribui-

doras distintas, a diferença entre os níveis de tensão exige a adoção de soluções técnicas capazes de garantir a compatibilização entre os sistemas e o atendimento aos critérios de qualidade estabelecidos pelo PRODIST.

Nesse contexto, torna-se necessária a avaliação de alternativas que permitam a conexão entre os sistemas com níveis adequados de tensão e desempenho operacional satisfatório. Tais aspectos serão desenvolvidos e analisados nas seções seguintes deste trabalho.

3.3 Análise das curvas de carga

Para avaliação do comportamento do sistema elétrico que atende o município de Goianá, foram analisadas curvas de carga dos alimentadores UHPI03 e UHPI04, considerando dois cenários distintos: dias de semana e finais de semana.

A análise foi realizada a partir de dados de demanda e corrente ao longo do dia, permitindo identificar o perfil de consumo das cargas atendidas pelos alimentadores, bem como os horários de maior solicitação do sistema.

Nos dias de semana, observa-se um perfil de carga caracterizado por níveis relativamente elevados ao longo do dia, com crescimento gradual durante o período da manhã e manutenção de valores significativos durante a tarde. Em muitos casos, o pico de demanda ocorre no período do final da tarde ou início da noite, refletindo o comportamento combinado de cargas residenciais, comerciais e produtivas.

A Figura 6 apresenta as curvas de carga dos alimentadores UHPI03 e UHPI04 para dias de semana, bem como a curva resultante da soma das demandas, representando o comportamento total do sistema.

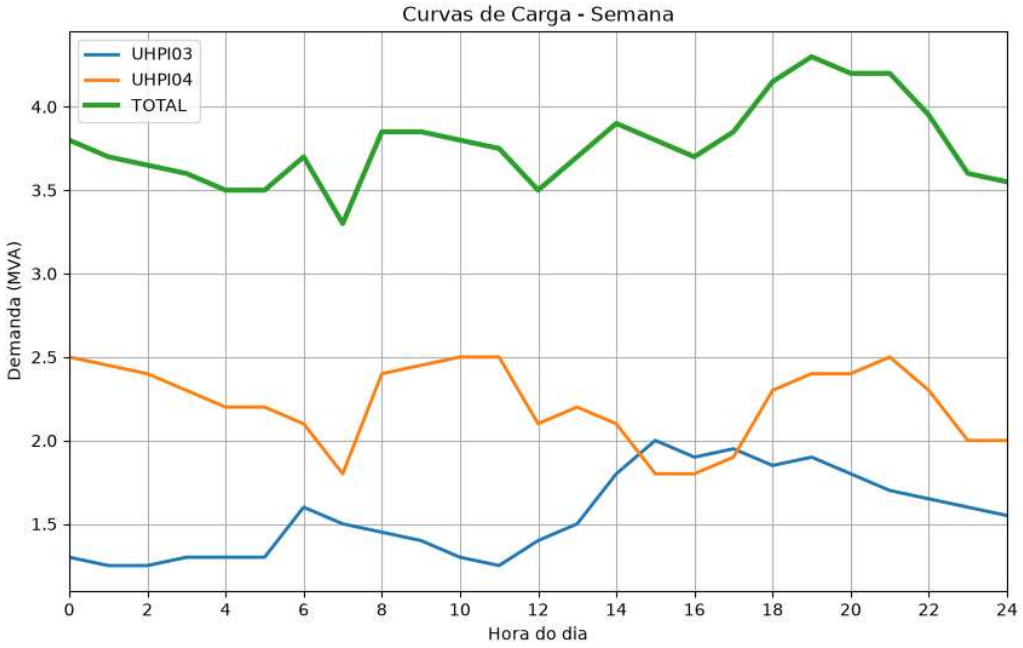


Figura 6 – Curvas de carga dos alimentadores UHPI03, UHPI04 e demanda total – dias de semana - Elaborado pelo autor (2026)

A análise dessas curvas permite identificar que a demanda máxima combinada dos alimentadores atinge valores da ordem de aproximadamente 4,3 MVA no horário de ponta e 3,85 MVA nos horários fora de ponta, evidenciando o carregamento total do sistema em condições normais de operação.

É importante destacar que esses valores representam a carga agregada dos alimentadores UHPI03 e UHPI04, responsáveis pelo atendimento não apenas do município de Goianá, mas também de outras localidades e regiões atendidas a partir da Subestação Piau, incluindo os municípios de Piau, Coronel Pacheco e demais cargas conectadas aos dois circuitos.

Individualmente, os alimentadores UHPI03 e UHPI04 apresentam comportamentos distintos, refletindo as características das regiões atendidas. Em geral, observa-se que um dos alimentadores apresenta maior estabilidade de carga, enquanto o outro apresenta maior variabilidade, indicando possível diferença entre perfis de consumo residencial, comercial e rural.

Para os finais de semana, o perfil de carga apresenta características predominantemente residenciais, com redução da demanda durante o período da manhã e aumento mais acentuado ao longo do dia, atingindo valores máximos no período noturno.

A Figura 7 apresenta as curvas de carga dos alimentadores UHPI03 e UHPI04 para finais de semana, juntamente com a demanda total.

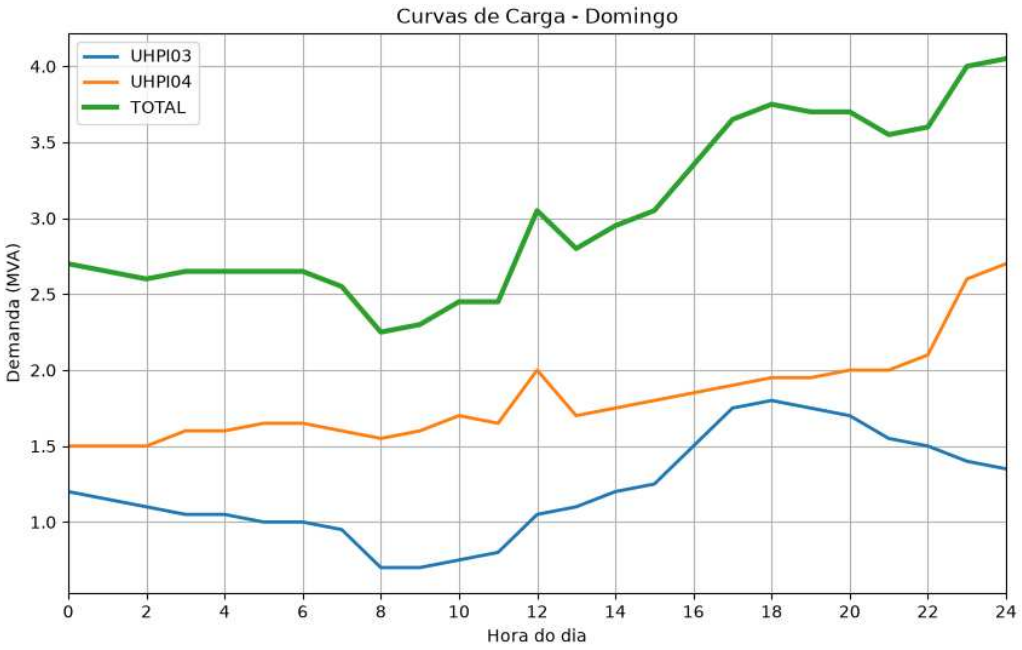


Figura 7 – Curvas de carga dos alimentadores UHPI03, UHPI04 e demanda total – finais de semana - Elaborado pelo autor (2026)

Comparando os dois cenários, observa-se que o sistema apresenta comportamento mais estável durante a semana, com maior influência de cargas comerciais e produtivas, enquanto nos finais de semana há predominância de cargas residenciais, com maior concentração do consumo no período noturno.

Embora as curvas apresentadas representem a carga total dos alimentadores UHPI03 e UHPI04, o presente trabalho também considera, de forma específica, a carga correspondente ao município de Goianá. Para essa finalidade, foram utilizados dados obtidos a partir do religador responsável pelo atendimento exclusivo do município.

A análise desses registros permitiu identificar uma demanda da ordem de 926 kVA no período de ponta e aproximadamente 300 kVA no período fora de ponta. Esses valores representam apenas a parcela de carga associada ao município de Goianá, diferindo das curvas anteriormente apresentadas, que contemplam o conjunto de cargas atendidas pelos alimentadores UHPI03 e UHPI04.

Essa diferença significativa entre os níveis de carga ao longo do dia é característica típica de sistemas com predominância residencial, nos quais o consumo de energia concentra-se fortemente no período noturno, devido ao uso de iluminação, equipamentos domésticos e eletrodomésticos.

Durante o período fora de ponta, especialmente durante a madrugada e início da manhã, a demanda tende a reduzir significativamente, refletindo o baixo nível de atividade

nessas horas. Esse comportamento justifica a relação entre as demandas observadas, sendo coerente com o perfil de consumo esperado para localidades com baixo nível de atividade industrial e predominância de uso residencial.

A análise das curvas de carga evidencia, portanto, que o sistema apresenta variações sazonais e diárias significativas, sendo fundamental considerar esses perfis no dimensionamento das soluções propostas.

Além disso, os valores máximos observados são utilizados como referência para definição do montante de carga a ser atendido em situações de contingência, bem como para dimensionamento de equipamentos e definição de contratos de uso do sistema.

Dessa forma, o entendimento do comportamento das cargas ao longo do tempo constitui etapa essencial para avaliação da viabilidade técnica e econômica das soluções propostas neste trabalho.

3.4 Modelagem e dimensionamento do sistema

3.4.1 Cálculo da Distância do Alimentador Proposto

Para análise da solução proposta, foi utilizado o software OpenDSS (Open Distribution System Simulator), amplamente empregado em estudos de sistemas de distribuição de energia elétrica. Essa ferramenta permite a simulação de fluxos de potência, análise de tensão e avaliação do comportamento de redes de distribuição sob diferentes cenários operacionais.

Inicialmente, foi realizada a estimativa do comprimento do novo alimentador a ser implantado entre os municípios de Rio Novo e Goianá.

Para isso, foram utilizados como referência os comprimentos reais dos alimentadores existentes UHPI03 e UHPI04, com extensões aproximadas de 27 km e 20 km, respectivamente. A partir desses valores, buscou-se estabelecer uma relação entre a distância geográfica em linha reta e o comprimento real das redes de distribuição.

A Figura 8 apresenta um esboço da região em estudo, destacando os traçados dos alimentadores existentes, bem como a distância em linha reta entre os municípios considerados.



Figura 8 – Esboço da região de estudo, evidenciando os alimentadores existentes e a distância geográfica entre os municípios de Piau, Goianá e Rio Novo - Elaborado pelo autor (2026)

Observa-se que os comprimentos reais dos alimentadores são significativamente superiores às distâncias em linha reta, em função de fatores como traçado da rede, topografia e necessidade de atendimento aos consumidores ao longo do percurso. Essa relação foi utilizada como base para estimativa do comprimento da nova rede proposta.

Considerando a maior relação entre distância real e distância em linha reta observada nos alimentadores analisados, esse fator foi aplicado à distância geográfica entre Rio Novo e Goianá, estimada em aproximadamente 7 km. Dessa forma, obteve-se um comprimento estimado de aproximadamente 11 km para a nova rede de distribuição proposta.

3.4.2 Cálculo das Matrizes de Impedância

Para a modelagem das linhas de distribuição, foi utilizado o método de Carson na sua forma simplificada, que permite a determinação das impedâncias próprias e mútuas considerando o efeito do retorno pela terra.

A impedância própria por unidade de comprimento para cada fase pode ser representada por:

$$Z_{aa} = Z_{bb} = Z_{cc} = (r_x + r_d) + j\omega k \ln\left(\frac{D_e}{D_{sx}}\right) \tag{3.1}$$

onde:

- Z_{aa}, Z_{bb}, Z_{cc}: impedâncias próprias das fases (Ω/km);
- r_x: resistência elétrica do condutor (Ω/km), obtida a partir de dados técnicos tabelados do fabricante;
- r_d: resistência equivalente do solo ($9{,}869 \times 10^{-4} \cdot f$) ($\Omega/km$);
- $\omega = 2\pi f$: frequência angular (rad/s);
- f: frequência do sistema (60 Hz);
- k: constante associada ao método de Carson simplificado ($0{,}2 \times 10^{-3}$ H/km);
- D_e: distância equivalente de retorno pelo solo, dada por:

$$D_e = 2160\sqrt{\frac{\rho}{f}} \tag{3.2}$$

  sendo $\rho = 328{,}083$ Ω/ft a resistividade do solo considerada.

- D_{sx}: raio médio geométrico (GMR) do condutor, obtido pela tabela do fabricante dos condutores.

  As impedâncias mútuas entre as fases foram determinadas a partir do método de Carson simplificado, sendo expressas por:

$$Z_{ab} = Z_{bc} = Z_{ca} = r_d + j\omega k \ln\left(\frac{D_e}{D_{xy}}\right) \tag{3.3}$$

  onde:

- Z_{ab}, Z_{bc}, Z_{ca}: impedâncias mútuas entre fases (Ω/km);
- D_{xy}: distância entre os condutores das fases.

Para fins de modelagem, foi considerado o espaçamento típico de redes de distribuição aérea convencional de 1,2 metros, conforme práticas adotadas na Norma de Distribuição ND-3.1 da Cemig, onde os valores de D_{xy} dependem da configuração da estrutura e do nível de tensão da rede.

Com base nesses parâmetros, foram obtidas as matrizes de impedância para os três tipos de condutores considerados no estudo: CAA 1/0, CAA 4/0 e CAA 336 MCM, utilizando dados técnicos fornecidos pelo fabricante Alubar.

Condutor CAA 1/0

$$R_{1/0} = \begin{bmatrix} 0.609 & 0.0592 & 0.0592 \\ 0.0592 & 0.609 & 0.0592 \\ 0.0592 & 0.0592 & 0.609 \end{bmatrix} \quad (\Omega/km) \tag{3.4}$$

$$X_{1/0} = \begin{bmatrix} 0.982 & 0.539 & 0.539 \\ 0.539 & 0.982 & 0.539 \\ 0.539 & 0.539 & 0.982 \end{bmatrix} \quad (\Omega/km) \tag{3.5}$$

Condutor CAA 4/0

$$R_{4/0} = \begin{bmatrix} 0.326 & 0.0592 & 0.0592 \\ 0.0592 & 0.326 & 0.0592 \\ 0.0592 & 0.0592 & 0.326 \end{bmatrix} \quad (\Omega/km) \tag{3.6}$$

$$X_{4/0} = \begin{bmatrix} 0.956 & 0.539 & 0.539 \\ 0.539 & 0.956 & 0.539 \\ 0.539 & 0.539 & 0.956 \end{bmatrix} \quad (\Omega/km) \tag{3.7}$$

Condutor CAA 336 MCM

$$R_{336} = \begin{bmatrix} 0.228 & 0.0592 & 0.0592 \\ 0.0592 & 0.228 & 0.0592 \\ 0.0592 & 0.0592 & 0.228 \end{bmatrix} \quad (\Omega/km) \tag{3.8}$$

$$X_{336} = \begin{bmatrix} 0.923 & 0.539 & 0.539 \\ 0.539 & 0.923 & 0.539 \\ 0.539 & 0.539 & 0.923 \end{bmatrix} \quad (\Omega/km) \tag{3.9}$$

Observa-se que, à medida que aumenta a seção do condutor, há redução da resistência elétrica, resultando em menores perdas e melhor desempenho do sistema. Por outro lado, cabos de maior seção implicam em maior custo de implantação e necessidade de estruturas mais robustas.

As matrizes obtidas foram utilizadas como base para modelagem das linhas no OpenDSS, permitindo simular o comportamento do sistema sob diferentes configurações e avaliar o impacto da interligação proposta.

3.5 Modelagem do sistema no OpenDSS

Para avaliação da solução proposta, foi desenvolvido um modelo do sistema elétrico utilizando o software OpenDSS (Open Distribution System Simulator), amplamente utilizado em estudos de sistemas de distribuição.

O modelo foi estruturado de forma a representar a interligação entre os sistemas das distribuidoras, considerando uma configuração simplificada composta por fonte, reguladores de tensão, rede de distribuição e carga.

A fonte do sistema foi definida no município de Rio Novo, representando o ponto de suprimento mais próximo, associado à infraestrutura da concessionária Energisa. A partir desse ponto, o sistema é modelado por meio de uma rede de distribuição equivalente, conectando a fonte ao município de Goianá.

Entre a fonte e a carga foram inseridos dois pontos de regulação de tensão, representados por bancos de reguladores (BRT), com a finalidade de adequar os níveis de tensão ao longo do sistema e permitir a compatibilização entre os níveis de tensão distintos das concessionárias envolvidas. A definição da quantidade, posicionamento e características dos reguladores de tensão será discutida posteriormente.

A Figura 9 apresenta a configuração proposta para interligação entre os sistemas da Energisa e da Cemig, utilizada como base para a modelagem implementada no OpenDSS.

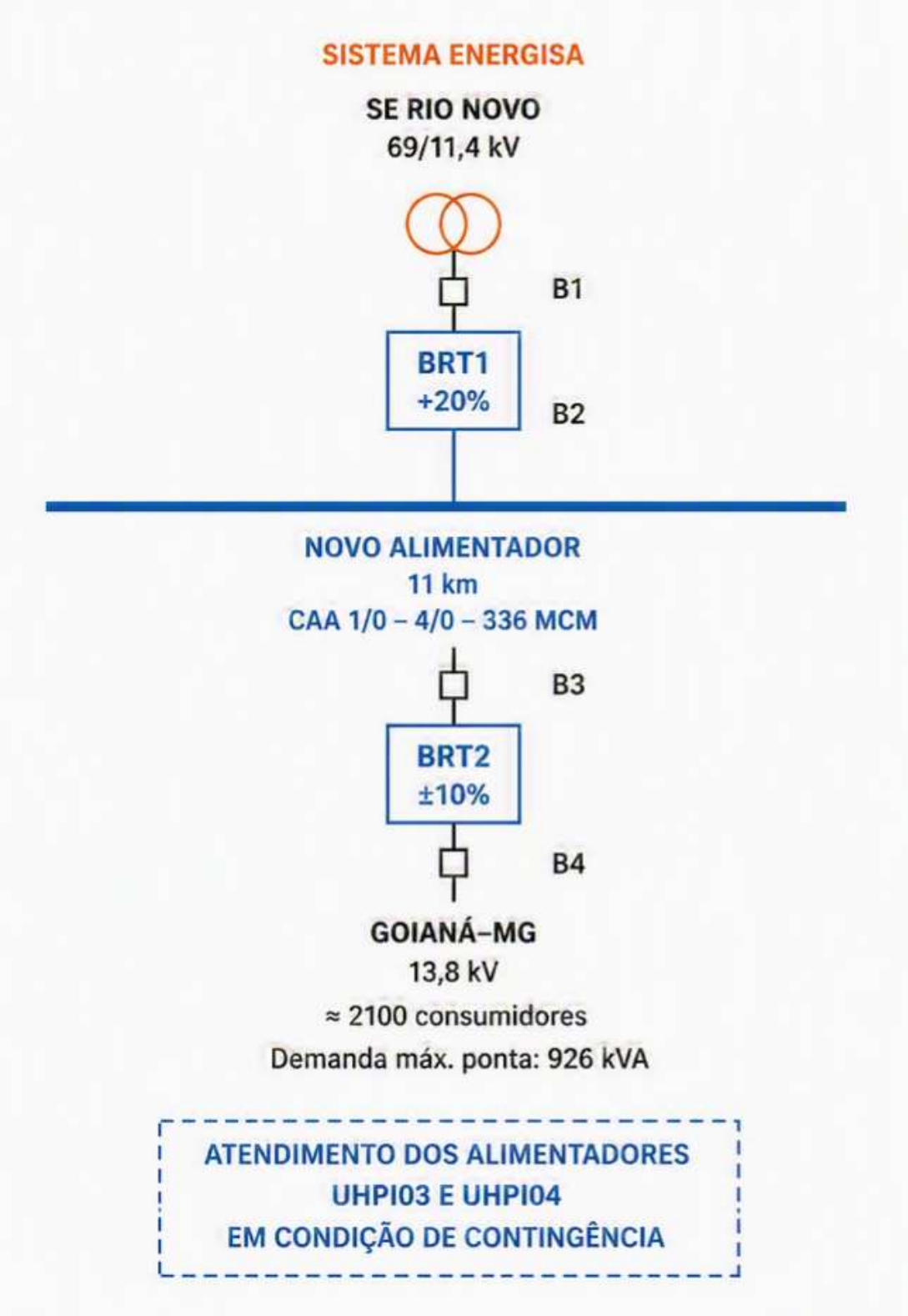


Figura 9 – Configuração proposta para interligação entre os sistemas de distribuição e modelo utilizado nas simulações do OpenDSS - Elaborado pelo autor (2026)

No modelo desenvolvido:

- A fonte representa o sistema da Energisa em Rio Novo, sendo considerada tensão

nominal de 11,4 kV na barra da subestação;

- O BRT1 é do tipo assimétrico e opera com regulação fixa de +20%;
- A rede de distribuição representa o novo alimentador proposto entre Rio Novo e Goianá, com extensão aproximada de 11 km, sendo avaliados os condutores CAA 1/0, CAA 4/0 e CAA 336 MCM;
- O BRT2 é do tipo simétrico e possui faixa de regulação de ±10%, com atuação em função das condições de carregamento;
- A carga representa o município de Goianá, considerando tensão nominal de 13,8 kV.

Essa estrutura permite avaliar o comportamento do sistema sob diferentes condições operacionais, incluindo a análise do perfil de tensão, o impacto dos reguladores e o desempenho do sistema em situações de maior carregamento.

Adicionalmente, para a análise dos resultados obtidos a partir do modelo implementado no OpenDSS, foi desenvolvido um conjunto de rotinas em linguagem Python, com o objetivo de automatizar as simulações e organizar os dados de saída. Essas rotinas permitiram a avaliação do comportamento do sistema ao longo do tempo, considerando diferentes condições de carregamento.

Nesse contexto, foram analisados dois cenários principais: um cenário de carga constante, representando a condição crítica de operação do sistema, e um cenário de carga variável, baseado nas curvas de carga horárias dos alimentadores. A partir dessas análises, foi possível avaliar o desempenho do sistema em termos de perfil de tensão, atuação dos reguladores de tensão e perdas técnicas ao longo do alimentador, permitindo uma comparação mais completa entre as alternativas propostas.

Em ambas as situações analisadas, foi considerado o parâmetro de insensibilidade dos reguladores de tensão, ajustado em 1% em relação à tensão de referência.

Considerando que a tensão de referência do BRT2 corresponde à tensão nominal da carga, igual a 13,8 kV, definiu-se uma faixa de operação na qual o equipamento não realiza comutações de taps. Dessa forma, sempre que a tensão na carga permanecer dentro do intervalo de ±1% em torno do valor nominal, o regulador mantém sua posição de operação.

Esse critério tem como objetivo evitar comutações desnecessárias, reduzindo o número de operações do equipamento. Como consequência, há diminuição do desgaste mecânico e elétrico dos componentes internos do regulador, contribuindo para o aumento da vida útil do equipamento e para a melhoria da confiabilidade operacional do sistema.

3.6 Avaliação da Tensão na Carga

3.6.1 Carga constante

Inicialmente, foi considerada a condição de carga constante, representando o cenário mais severo de operação do sistema. Para isso, adotou-se a hipótese de atendimento integral da carga pelo novo alimentador, considerando uma situação de contingência na qual a Energisa passa a suprir toda a demanda dos alimentadores UHPI03 e UHPI04.

Nessa condição, foi considerada a demanda máxima do sistema, da ordem de 4,3 MVA, associada ao horário de ponta. Adicionalmente, adotou-se o fator de potência regulatório de 0.92, conforme prática usual em análises de planejamento de sistemas de distribuição.

Cabe destacar que esse cenário não representa a condição permanente de operação do sistema, uma vez que o carregamento real varia ao longo do dia. Entretanto, a análise dessa condição extrema é fundamental para o correto dimensionamento dos equipamentos, garantindo que o sistema opere de forma segura e adequada mesmo sob situações de maior solicitação.

Dessa forma, a consideração da carga máxima permite avaliar os limites operacionais do sistema e verificar a capacidade dos dispositivos de regulação e dos condutores em suportar condições críticas de carregamento.

A Figura 10 apresenta os resultados obtidos para o cenário de carga constante, evidenciando tanto o perfil de tensão ao longo do sistema quanto os valores de tensão na carga (barra B4) para cada tipo de condutor analisado.

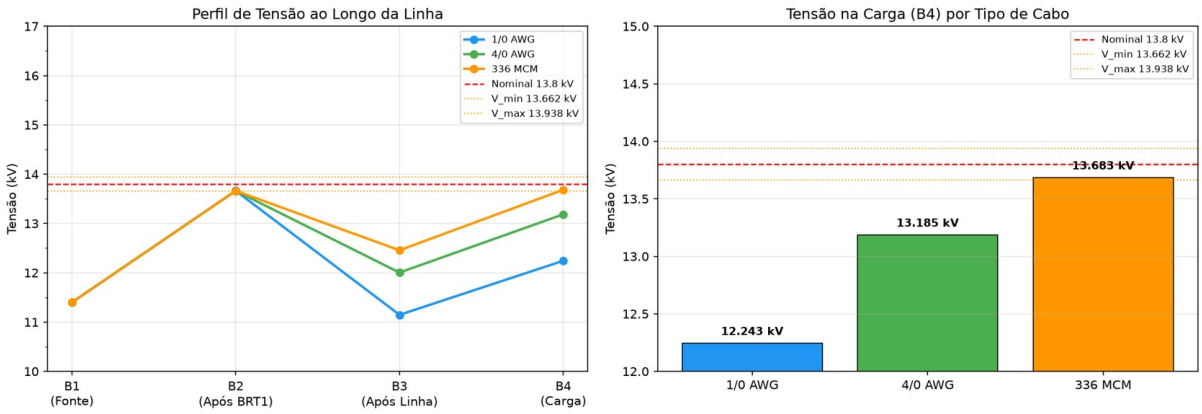


Figura 10 – Perfil de tensão ao longo do sistema e tensão na carga para diferentes tipos de condutores — cenário de carga constante

Observa-se, por meio da análise do perfil de tensão ao longo da linha, que todos os condutores apresentam queda de tensão significativa ao longo do alimentador, especialmente

após o trecho da linha de distribuição. Essa redução é mais acentuada para condutores de menor seção, como o CAA 1/0, devido à sua maior resistência elétrica.

Ao analisar especificamente a tensão na carga (barra B4), verifica-se que o condutor CAA 1/0 apresentou valor aproximado de 12,243 kV, o que corresponde a cerca de 0,89 pu, caracterizando uma condição crítica de operação, abaixo do limite inferior de 0,93 pu estabelecido pelo PRODIST.

De forma semelhante, o condutor CAA 4/0 apresentou tensão na carga da ordem de 13,185 kV, equivalente a aproximadamente 0,96 pu. Embora esse valor se situe acima do limite mínimo regulamentar, ainda não atinge a tensão nominal de 13,8 kV, evidenciando que o nível de tensão ainda é inadequado para operação ideal do sistema.

Por outro lado, o condutor CAA 336 MCM apresentou tensão na carga de aproximadamente 13,683 kV, correspondente a cerca de 0,99 pu, valor que se encontra dentro da faixa de tolerância de $\pm 1\%$ adotada neste trabalho em torno da tensão nominal. Dessa forma, este condutor é o único capaz de atender corretamente aos critérios de qualidade de fornecimento e controle de tensão estabelecidos para o sistema.

Esses resultados demonstram de forma clara a influência da impedância da linha na regulação de tensão, evidenciando que apenas o aumento da capacidade do regulador não é suficiente para compensar as quedas de tensão associadas a condutores de menor seção.

No entanto, observa-se que os condutores CAA 1/0 e CAA 4/0 podem ser utilizados em cenários com menor carregamento, nos quais as quedas de tensão não sejam tão expressivas. Dessa forma, a viabilidade de utilização desses condutores depende diretamente da estratégia de operação adotada para o sistema, podendo ser aplicada em situações fora de contingência ou em alimentadores com menor densidade de carga.

Assim, a escolha do tipo de condutor deve considerar não apenas a condição crítica analisada, mas também o regime de operação esperado do sistema, permitindo a adoção de soluções tecnicamente adequadas e economicamente viáveis.

3.6.2 Carga variável

Além da condição de carga constante, foi realizada a análise do sistema considerando o comportamento real de carregamento ao longo do dia, por meio da utilização das curvas de carga dos alimentadores.

Essa abordagem permite avaliar o desempenho do sistema em condições mais próximas da operação real, considerando a variação da demanda ao longo do tempo e seu impacto sobre os níveis de tensão e o funcionamento dos reguladores.

Para isso, foram utilizadas as curvas de carga previamente apresentadas na Seção 3.2 e na Seção 3.3, correspondentes aos perfis de dias de semana e finais de semana,

respectivamente. A Figura 6 apresenta a curva de carga representativa para dias de semana, enquanto a Figura 7 ilustra o comportamento típico para finais de semana.

A análise dessas curvas permite verificar a variação do carregamento ao longo das 24 horas do dia, possibilitando identificar os períodos de maior e menor demanda, bem como avaliar a atuação dos reguladores de tensão em diferentes níveis de carregamento.

Dessa forma, a consideração da carga variável permite uma análise mais abrangente do sistema, avaliando não apenas a condição crítica de operação, mas também o comportamento do sistema sob condições típicas de funcionamento, contribuindo para uma avaliação mais realista da solução proposta.

De forma análoga ao cenário de carga constante, adotou-se o fator de potência regulatório de 0.92 na análise com carga variável, representando uma condição típica de operação dos sistemas de distribuição. Essa consideração permite manter coerência entre os cenários analisados e garantir que os resultados obtidos reflitam condições realistas de carregamento, levando em conta a relação entre potência ativa e reativa ao longo do sistema.

A Figura 11 apresenta a variação da tensão na carga (barra B4) ao longo do dia, considerando os diferentes tipos de condutores para os cenários de dias de semana e finais de semana.

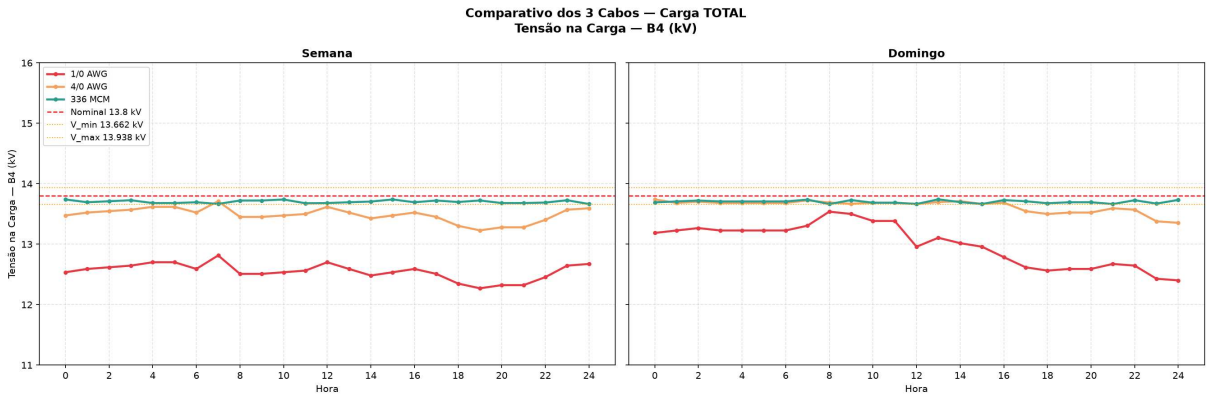


Figura 11 – Comparação da tensão na carga ao longo do dia para os diferentes condutores — cenário de carga variável

Observa-se que o comportamento da tensão ao longo do dia está diretamente relacionado à variação do carregamento, sendo mais elevado nos períodos de menor demanda e reduzido nos horários de maior carga.

Para o condutor CAA 1/0, nota-se que a tensão na carga permanece significativamente abaixo do valor nominal ao longo de todo o período analisado, apresentando valores típicos entre aproximadamente 12,2 kV e 12,8 kV. Esses níveis correspondem a valores inferiores a 0,93 pu, caracterizando condição crítica segundo os critérios de qualidade

estabelecidos pelo PRODIST.

Já o condutor CAA 4/0 apresenta desempenho intermediário, com tensões variando aproximadamente entre 13,2 kV e 13,7 kV. Embora esses valores se mantenham, em grande parte do tempo, acima do limite mínimo de 0,93 pu, observa-se que o sistema não atinge a tensão nominal de 13,8 kV, indicando que, apesar de tecnicamente aceitável em determinadas condições, o desempenho ainda não é ideal.

Por outro lado, o condutor CAA 336 MCM apresenta o melhor desempenho dentre os analisados, mantendo a tensão na carga próxima ao valor nominal ao longo de todo o dia. Observa-se que os valores permanecem dentro da faixa de tolerância de ±1% adotada neste trabalho, em torno da tensão de referência de 13,8 kV, evidenciando que o sistema opera dentro da banda de insensibilidade do regulador de tensão.

Esses resultados demonstram que, mesmo considerando a atuação dos reguladores de tensão, a escolha do condutor exerce influência decisiva no desempenho do sistema. Condutores de menor seção apresentam maior queda de tensão em períodos de maior carregamento, enquanto condutores de maior capacidade garantem maior estabilidade e melhor qualidade do fornecimento ao longo do dia.

Adicionalmente, verifica-se que os condutores CAA 1/0 e CAA 4/0 podem ser viáveis em cenários de menor carregamento, nos quais a queda de tensão é reduzida. Dessa forma, a escolha do condutor deve considerar a estratégia de operação do sistema, permitindo a adoção de soluções que atendam simultaneamente aos requisitos técnicos e às restrições econômicas do projeto.

3.7 Avaliação do Tap do Regulador de Tensão

Conforme apresentado anteriormente, o segundo banco de reguladores do novo alimentador, denominado BRT2, possui capacidade de regulação de ±10% em relação à tensão aplicada em seus terminais de entrada. O controle de tensão é realizado por meio de taps discretos, variando de 0 a +16 no sentido elevador, sendo que cada tap corresponde a uma variação de aproximadamente 0,625% na tensão.

A análise do comportamento do BRT2 foi realizada com base nas curvas reais de carga dos alimentadores, registrando-se, ao longo do dia, o valor de tap necessário para garantir o atendimento dos níveis de tensão requeridos na carga, conforme apresentado na Figura 12.

O gráfico considera o limite máximo de operação do regulador (tap = 16), sendo que, nos casos em que a tensão mínima desejada não é atingida mesmo com o regulador operando neste limite, os pontos são destacados por meio de marcações específicas, evidenciando a limitação do sistema.

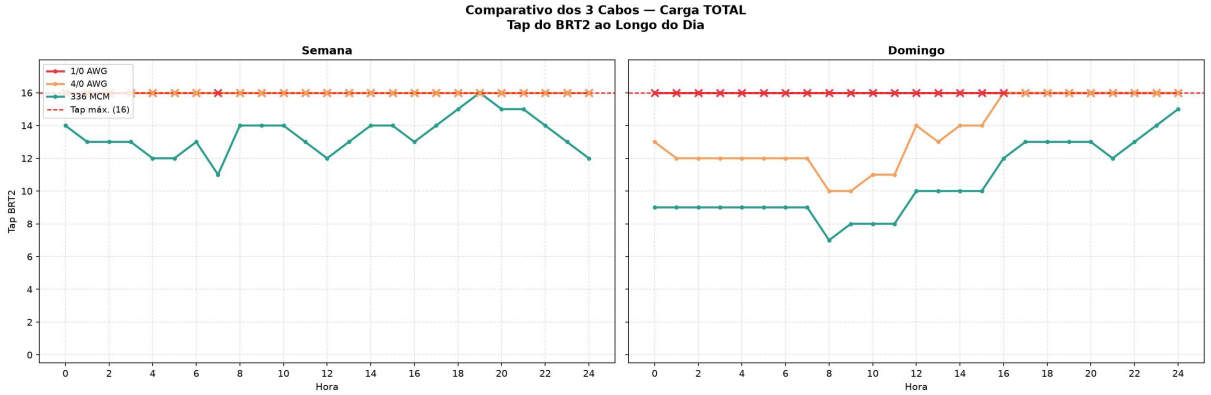


Figura 12 – Comportamento do tap do BRT2 ao longo do dia para os diferentes condutores

Considerando o cenário de maior carregamento, correspondente à soma das cargas dos alimentadores UHPI03 e UHPI04, verifica-se que o condutor CAA 336 MCM é o único que apresenta desempenho adequado, mantendo o sistema dentro dos limites operacionais aceitáveis. Nesse caso, o tap do BRT2 varia entre aproximadamente +11 e +16 nos dias de semana, e entre +7 e +15 nos finais de semana, acompanhando a variação da carga ao longo do dia sem atingir continuamente o limite máximo do regulador.

Por outro lado, os condutores CAA 1/0 e CAA 4/0 apresentam limitações significativas, uma vez que o regulador opera frequentemente no tap máximo, sem conseguir elevar a tensão ao nível requerido na carga. Esse comportamento indica que, nessas condições, a capacidade de regulação é insuficiente para compensar as quedas de tensão ao longo da linha.

Entretanto, destaca-se que esses condutores podem ser considerados viáveis em cenários de menor carregamento, nos quais a demanda atendida seja inferior à condição crítica analisada. Dessa forma, sua aplicação depende diretamente da estratégia de operação adotada, podendo ser utilizados para atendimento parcial da carga ou em situações fora de contingência, nas quais o sistema não opere sob máxima solicitação.

3.8 Avaliação das Perdas

A Figura 13 apresenta a variação das perdas ativas ao longo do dia para os diferentes tipos de condutores analisados, considerando a carga total dos alimentadores UHPI03 e UHPI04, tanto para dias de semana quanto para finais de semana.

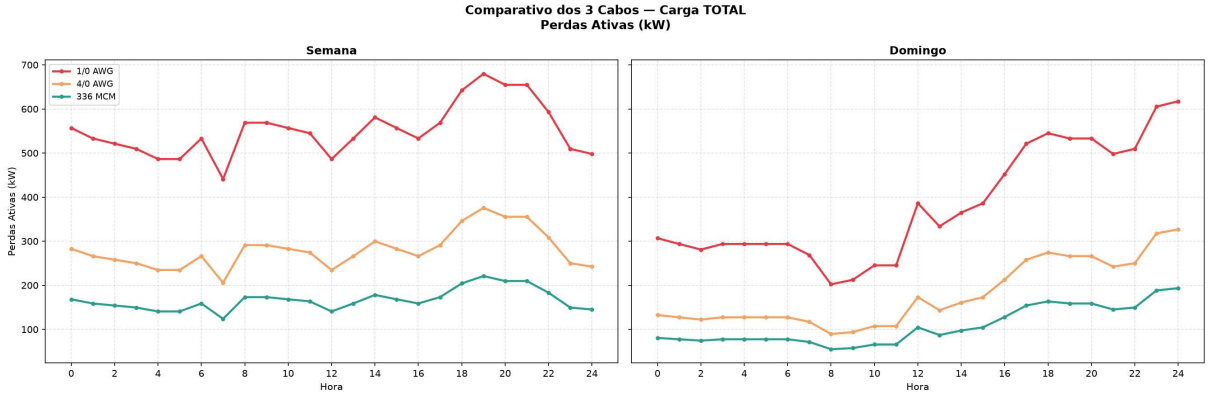


Figura 13 – Comparação das perdas ativas ao longo do dia para diferentes condutores — cenário de carga variável

Observa-se que as perdas ao longo do dia acompanham diretamente o comportamento da curva de carga, apresentando valores mais elevados nos períodos de maior demanda e redução durante os horários de menor carregamento.

O condutor CAA 1/0 apresenta as maiores perdas dentre os casos analisados, com valores que variam aproximadamente entre 480 kW e 680 kW nos dias de semana, e entre 200 kW e 620 kW nos finais de semana. Esse comportamento está diretamente relacionado à maior resistência elétrica do condutor, resultando em maiores perdas por efeito Joule ao longo da linha.

Para o condutor CAA 4/0, verifica-se uma redução significativa das perdas, com valores típicos entre 230 kW e 380 kW nos dias de semana, e entre 90 kW e 330 kW nos finais de semana. Apesar da melhora em relação ao condutor 1/0, as perdas ainda representam parcela considerável da energia transportada, principalmente nos horários de maior carga.

Já o condutor CAA 336 MCM apresenta o melhor desempenho, com perdas variando aproximadamente entre 140 kW e 220 kW nos dias de semana, e entre 50 kW e 200 kW nos finais de semana. A menor resistência elétrica associada à maior seção do condutor resulta em uma redução expressiva das perdas ao longo do sistema.

Esses resultados demonstram que a escolha do condutor exerce influência direta não apenas sobre o perfil de tensão, mas também sobre a eficiência energética do sistema. Condutores de menor seção, embora apresentem menor custo inicial, implicam em maiores perdas técnicas, o que pode resultar em custos operacionais mais elevados ao longo do tempo.

Por outro lado, condutores de maior capacidade, como o CAA 336 MCM, proporcionam melhor desempenho elétrico, reduzindo as perdas e contribuindo para maior eficiência do sistema, especialmente em cenários de elevado carregamento.

Entretanto, de forma semelhante ao observado na análise de tensão, os condutores CAA 1/0 e CAA 4/0 podem ser considerados em aplicações com menores níveis de carga, nas quais as perdas são reduzidas. Dessa forma, a seleção do condutor deve considerar o compromisso entre investimento inicial e custos operacionais, levando em conta a estratégia de operação do sistema e as condições de carregamento esperadas.

3.9 Avaliação dos Custos de Implantação

A presente seção tem como objetivo avaliar os custos associados à implantação do novo alimentador, considerando diferentes tipos de condutores. Ressalta-se que esta análise refere-se exclusivamente aos custos de obra (CAPEX), não contemplando, neste momento, custos operacionais ou energéticos, que serão avaliados posteriormente.

Os valores adotados foram obtidos a partir de referências técnicas e práticas aplicadas no setor de distribuição, com base na experiência profissional do autor e em padrões usualmente empregados pela concessionária local, sendo devidamente tratados e organizados para fins acadêmicos.

A Figura 14 apresenta a distribuição percentual dos custos para cada tipo de condutor analisado, considerando os principais componentes do sistema, como cabos, reguladores de tensão (BRT), religador e mão de obra.

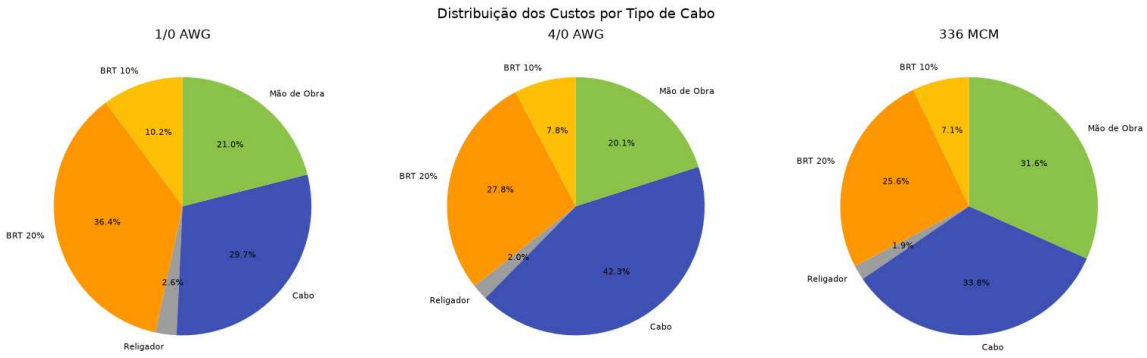


Figura 14 – Distribuição percentual dos custos por tipo de condutor

Observa-se que, à medida que aumenta a seção do condutor, há maior participação do custo do cabo no valor total da obra. Entretanto, verifica-se que componentes como reguladores de tensão e mão de obra também possuem impacto significativo no custo final, evidenciando que o investimento total não é determinado apenas pelo tipo de condutor adotado.

A Figura 15 apresenta o custo total estimado para cada alternativa, considerando a implantação de aproximadamente 11 km de linha de distribuição.

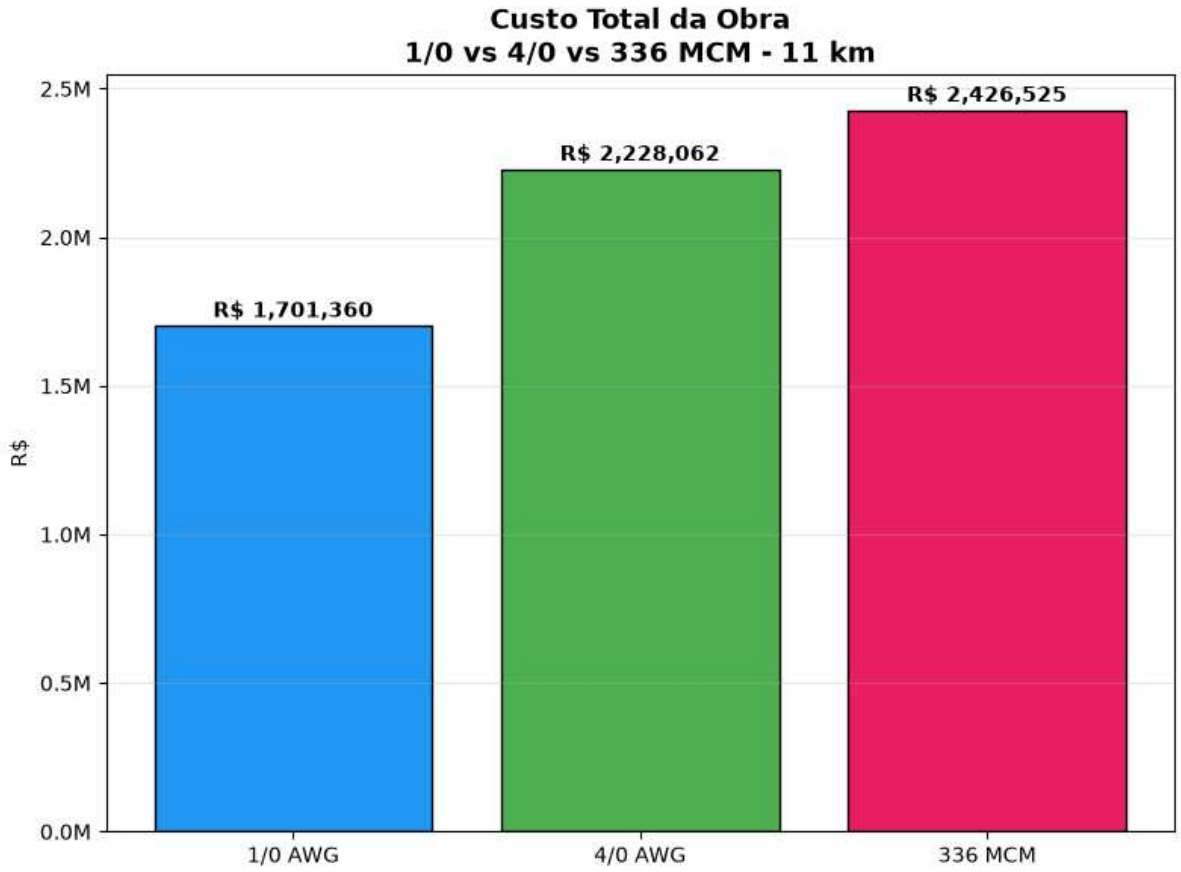


Figura 15 – Custo total estimado da obra para diferentes condutores

Verifica-se que o custo total varia aproximadamente de R$ 1,7 milhão, para o condutor CAA 1/0, até cerca de R$ 2,4 milhões para o condutor CAA 336 MCM. Apesar dessa variação, observa-se que a diferença absoluta entre as alternativas é relativamente pequena quando comparada aos ganhos técnicos obtidos, especialmente em termos de desempenho de tensão e redução de perdas.

Como referência, soluções estruturais alternativas, como a construção de uma nova subestação associada à implantação de nova linha de distribuição, apresentam custos significativamente superiores. Em reportagem recente, foi divulgado investimento da ordem de R$ 53 milhões para implantação de infraestrutura elétrica envolvendo subestação de 15 MVA e aproximadamente 27 km de rede, em condições semelhantes às do problema analisado.

Embora o presente trabalho não tenha realizado o dimensionamento detalhado dessa alternativa, essa comparação evidencia a grande diferença de ordem de grandeza entre as soluções, demonstrando que a proposta de interligação em média tensão apresenta elevada atratividade econômica.

Dessa forma, observa-se que, a depender da estratégia de operação adotada, conduto-

res de menor seção podem ser aplicados em cenários com menor exigência de carregamento. Entretanto, para a condição crítica analisada, o condutor CAA 336 MCM se destaca como a alternativa tecnicamente mais robusta, sendo capaz de atender à carga total com um acréscimo relativamente pequeno no custo de implantação.

Assim, a escolha do condutor deve considerar o equilíbrio entre desempenho técnico e investimento inicial, sendo a utilização do CAA 336 MCM uma solução adequada para cenários mais exigentes, com impacto financeiro moderado frente aos benefícios operacionais.

3.10 Avaliação dos Custos Operacionais

Complementarmente à análise dos custos de implantação, foi realizada a avaliação dos custos operacionais associados ao fornecimento de energia elétrica, com base na estrutura tarifária aplicada a consumidores do Grupo A4.

Para essa análise, foi adotada como referência uma fatura real de energia elétrica, conforme apresentada na Figura 16, representativa de uma unidade consumidora atendida em média tensão. A fatura apresenta as componentes típicas desse grupo tarifário, incluindo consumo de energia elétrica nos períodos de ponta e fora de ponta, bem como a cobrança de demanda contratada.

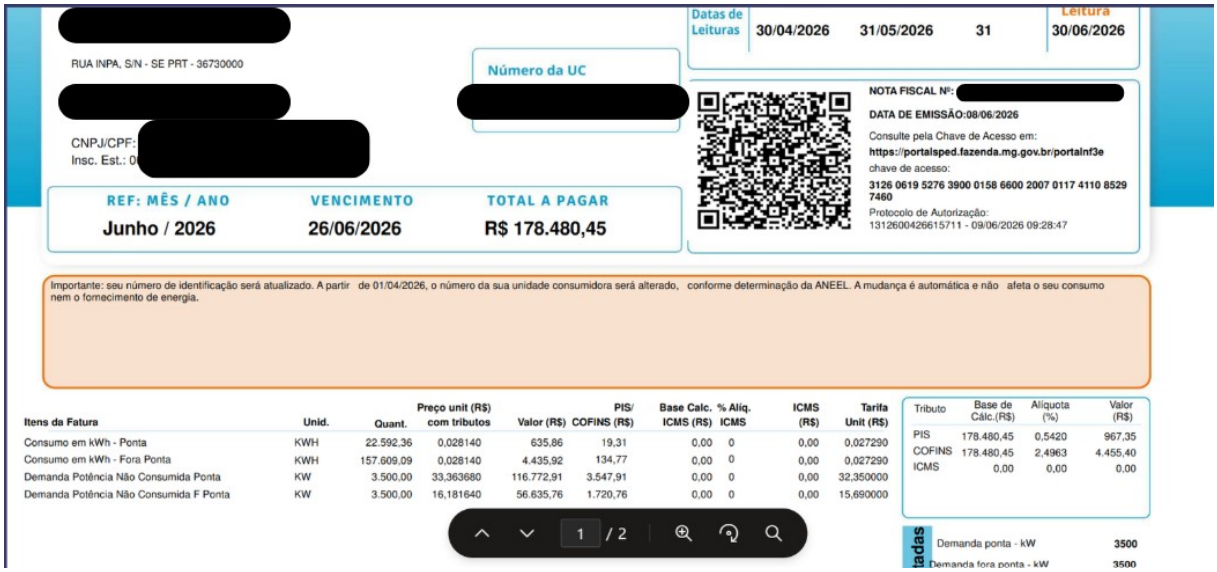


Figura 16 – Fatura real de energia elétrica utilizada como referência para a análise tarifária

Observa-se ainda a incidência dos tributos PIS (0,5420%) e COFINS (2,4963%), enquanto não há cobrança de ICMS na fatura analisada, possivelmente em função de enquadramento tarifário específico ou regime de isenção aplicável à unidade consumidora considerada.

Para avaliação da solução proposta, foi adotada uma estratégia operacional na qual o novo alimentador atende prioritariamente o município de Goianá. Nessa condição, considerou-se a contratação de demanda de 1 MVA tanto no período de ponta quanto fora de ponta.

Uma vez que as curvas de carga disponíveis representam o atendimento conjunto dos alimentadores UHPI03 e UHPI04, foi necessário realizar sua adequação para representar apenas a carga do município de Goianá. Para isso, utilizou-se como referência os valores característicos de demanda, sendo aproximadamente 926 kVA no período de ponta e cerca de 300 kVA fora de ponta.

A partir desses valores, foi realizado o reescalonamento das curvas de carga, preservando seu perfil temporal de variação ao longo do dia e ajustando sua magnitude de forma compatível com a carga analisada. Esse procedimento permite representar de maneira realista o comportamento do consumo ao longo das 24 horas, viabilizando o cálculo da fatura mensal.

Com base na curva ajustada, foram calculados os valores de energia consumida e demanda, resultando na estimativa de fatura apresentada na Tabela 1.

Tabela 1 – Estimativa da fatura mensal de energia elétrica

Item	**Valor**
Energia ponta (kWh)	3.330
Energia fora ponta (kWh)	14.153
Demanda ponta (kW)	851,92
Demanda fora ponta (kW)	774,47
Ultrapassagem ponta (kW)	0
Ultrapassagem fora ponta (kW)	0
Custo energia (R$)	5.911,16
Custo demanda (R$)	45.000,00
Custo ultrapassagem (R$)	0,00
Subtotal (R$)	50.911,16
PIS (R$)	275,94
COFINS (R$)	1.270,90
ICMS (R$)	0,00
TOTAL (R$)	**52.458,00**

Verifica-se que não houve ocorrência de ultrapassagem da demanda contratada, uma vez que os valores máximos de demanda permaneceram abaixo do limite de 1 MW estabelecido para os períodos de ponta e fora de ponta. Esse resultado indica que a estratégia de contratação adotada é adequada para o atendimento da carga do município de Goianá.

Em relação à composição da fatura, observa-se que o custo associado à demanda contratada representa a parcela predominante do valor total, enquanto o custo de energia

possui impacto significativamente menor. Esse comportamento é característico de consumidores do Grupo A4, nos quais a cobrança por demanda exerce grande influência sobre o custo final.

A comparação com a fatura real apresentada demonstra que a estrutura de custos obtida no modelo é coerente com o comportamento observado na prática, tanto em termos de composição tarifária quanto de ordem de grandeza dos valores envolvidos.

Dessa forma, os resultados indicam que a estratégia de atendimento parcial da carga, associada à adequada definição da demanda contratada, permite manter os custos operacionais em níveis controlados, evitando penalidades por ultrapassagem e garantindo uma solução economicamente viável.

Tais resultados reforçam a importância da gestão do perfil de carga e do correto dimensionamento da contratação de demanda, evidenciando que decisões operacionais podem impactar significativamente o custo final do fornecimento de energia elétrica.

4 Conclusão

4.1 Considerações finais

O presente trabalho teve como objetivo analisar alternativas técnicas para a melhoria da confiabilidade do fornecimento de energia elétrica em sistemas de distribuição atendidos por alimentadores extensos, tomando como base o estudo aplicado ao município de Goianá-MG.

A análise do sistema existente evidenciou limitações operacionais relevantes, associadas principalmente à grande extensão dos alimentadores, à baixa redundância e à dificuldade na recomposição do fornecimento em situações de falha. Essas características impactam diretamente a qualidade do serviço prestado, refletindo de forma negativa nos indicadores de continuidade e na percepção dos consumidores.

A proposta de interligação entre os sistemas de distribuição das concessionárias Cemig Distribuição e Energisa Minas Rio mostrou-se uma alternativa tecnicamente viável para a mitigação dessas limitações. A redução da distância elétrica de atendimento, aliada à possibilidade de suprimento por fonte alternativa, contribui significativamente para o aumento da confiabilidade do sistema.

A utilização das ferramentas OpenDSS e Python permitiu a modelagem e a análise do comportamento do sistema, possibilitando a avaliação de parâmetros fundamentais, como perfil de tensão, perdas técnicas e atuação dos reguladores de tensão. Os resultados obtidos demonstraram que a solução proposta proporciona ganhos operacionais importantes, incluindo a melhoria do perfil de tensão, a redução das perdas e maior flexibilidade na operação do sistema.

No que se refere ao dimensionamento da rede, verificou-se que o desempenho do sistema está diretamente relacionado à escolha do condutor. O condutor CAA 336 MCM apresentou desempenho superior, sendo capaz de atender plenamente à demanda total dos alimentadores no cenário de contingência, mantendo os níveis de tensão dentro dos limites adequados e reduzindo as perdas elétricas. Por outro lado, condutores de menor seção, como o CAA 1/0 e o CAA 4/0, apresentaram limitações em condições de carregamento elevado, embora se mostrem viáveis para atendimento parcial da carga, dependendo da estratégia de operação adotada.

Do ponto de vista econômico, a solução proposta demonstrou elevada atratividade, tanto em termos de custo de implantação quanto de custo operacional. Os investimentos estimados para a interligação por meio de rede de distribuição e reguladores de tensão são significativamente inferiores quando comparados a soluções estruturais mais robustas, como a construção de novas subestações associadas a longos trechos de rede.

Adicionalmente, a análise dos custos operacionais, baseada em estrutura tarifária real do Grupo A4, evidenciou que a estratégia de atendimento parcial da carga, aliada à correta definição da demanda contratada, permite reduzir os custos mensais de energia elétrica e evitar penalidades por ultrapassagem. Os resultados mostraram que é possível manter o custo operacional em níveis controlados, com valores significativamente inferiores aos observados em sistemas de maior porte, reforçando a viabilidade da proposta.

Dessa forma, conclui-se que a adoção de soluções baseadas na otimização e integração de sistemas existentes, associadas a uma adequada estratégia operacional, constitui uma alternativa eficiente para a melhoria da qualidade do fornecimento de energia elétrica. Essa abordagem se mostra especialmente relevante para regiões atendidas por alimentadores extensos e com limitações operacionais, permitindo alcançar ganhos técnicos e econômicos com menor necessidade de investimentos estruturais.

4.2 Trabalhos futuros

Como continuidade do estudo desenvolvido, recomenda-se a realização de análises mais detalhadas envolvendo o comportamento dinâmico do sistema em situações de contingência, incluindo estudos de curto-circuito, coordenação de proteção e estabilidade de tensão.

Sugere-se também a utilização de modelos mais completos em ferramentas especializadas, como o software CYME, incorporando dados detalhados da rede elétrica, topologia real e características dos equipamentos, a fim de obter maior precisão nos resultados e aproximar ainda mais o estudo das condições reais de operação.

Outra possibilidade de expansão do trabalho consiste na realização de uma análise econômica mais aprofundada, contemplando não apenas os custos de implantação, mas

também custos de operação e manutenção ao longo do tempo, permitindo a avaliação de indicadores como valor presente líquido e tempo de retorno do investimento.

Adicionalmente, recomenda-se o estudo da aplicação de tecnologias de automação e telecomando na rede de distribuição, visando reduzir os tempos de interrupção e aumentar a capacidade de recomposição remota do sistema.

De forma complementar, destaca-se que a interligação entre sistemas de concessionárias distintas pode, em situações específicas, permitir fluxos de potência em sentido inverso ao usual. Nesse contexto, embora não constitua o objetivo principal deste trabalho, verifica-se a possibilidade remota de atendimento do sistema da Energisa pelo sistema da Cemig, em cenários de contingência associados, por exemplo, à indisponibilidade da linha de subtransmissão em nível de 69 kV. Tal condição dependeria de estudos adicionais de operação, proteção e acordos regulatórios entre as concessionárias, mas evidencia o potencial de aumento da flexibilidade operativa proporcionado pela interligação proposta.

Por fim, destaca-se a possibilidade de aplicação da metodologia desenvolvida neste trabalho em outros municípios com características semelhantes, contribuindo para o planejamento e melhoria da confiabilidade do sistema elétrico em diferentes regiões com desafios operacionais equivalentes.

REFERÊNCIAS

1 ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist. Acesso em: 2026.

2 CEMIG DISTRIBUIÇÃO. ND 3.1 – Projeto de Redes Aéreas Urbanas de Distribuição de Energia Elétrica. Belo Horizonte: Cemig Distribuição, última revisão disponível.

3 ANEEL. PRODIST – Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica. Acesso em: 2026.

4 PIAU (MG). Decreto Municipal nº 099/2026. Declaração de Situação de Emergência em razão de evento meteorológico severo ocorrido em junho de 2026. Piau, 2026.

5 PETRONOTÍCIAS. Cemig investe R$ 53 milhões para fortalecer rede elétrica em Minas Gerais. Disponível em: https://petronoticias.com.br/a-cemig-esta-investindo-r-53-milhoes-para-fortalecer-a-rede-eletricas-das-regioes-de-nova-lima-e-ouro-preto/. Acesso em: 2026.

6 ALUBAR. Catálogo técnico de condutores CAA. Barcarena: Alubar, última edição disponível.

7 EPRI. OpenDSS – Open Distribution System Simulator. Electric Power Research Institute. Disponível em: https://opendss.epri.com. Acesso em: 2026.

8 WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. Applied Protective Relaying. Newark: Westinghouse Electric Corporation, 1979.

9 ANEEL. Indicadores de Continuidade DEC e FEC. Disponível em: https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/indicadores-coletivos-de-continuidade-dec-e-fec. Acesso em: 2026.

10 KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos; ROBBA, Ernesto. Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 2ª ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2013.

11 GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. Power System Analysis. New York: McGraw-Hill, 1994.

12 KERSTING, William H. Distribution System Modeling and Analysis. CRC Press, 2002.

13 BILLINTON, Roy; ALLAN, Ronald N. Reliability Evaluation of Power Systems. New York: Plenum Press, 1996.

14 BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. IEEE Transactions on Power Delivery, 1989.

15 CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – Conceitos e Funcionamento do Mercado de Energia. Disponível em: https://www.ccee.org.br. Acesso em: 2026.

16 ANEEL. Resolução Normativa nº 956/2021 – Procedimentos de Distribuição (PRODIST). Disponível em: https://www.gov.br/aneel. Acesso em: 2026.

17 GOLDEMBERG, José; LUCON, Oswaldo. Energia, meio ambiente e desenvolvimento. São Paulo: Edusp, 2007.