

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO  
CENTRO TECNOLÓGICO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**



**DANIEL FONSECA DO NASCIMENTO**

**FORNECIMENTO ÓTIMO DE SERVIÇOS ANCILARES  
POR PARTE DE GERADORES DISTRIBUÍDOS EM  
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

VITÓRIA  
2025

DANIEL FONSECA DO NASCIMENTO

**FORNECIMENTO ÓTIMO DE SERVIÇOS ANCILARES POR PARTE  
DE GERADORES DISTRIBUÍDOS EM SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Espírito Santo como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.  
Orientador: Prof. Dr. Augusto César Rueda Medina

VITÓRIA  
2025

Ficha catalográfica disponibilizada pelo Sistema Integrado de Bibliotecas - SIBI/UFES e elaborada pelo autor

---

N244f Nascimento, Daniel Fonseca do, 1996-  
Fornecimento ótimo de serviços ancilares por parte de geradores distribuídos em sistemas de distribuição de energia elétrica / Daniel Fonseca do Nascimento. - 2025.  
83 f. : il.

Orientador: Augusto César Rueda Medina.  
Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) -  
Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Sistemas de energia elétrica. 2. Energia elétrica -  
Distribuição. 3. Otimização matemática. 4. Geração distribuída de  
energia elétrica. 5. Recursos energéticos. 6. Política energética.  
I. Rueda Medina, Augusto César. II. Universidade Federal do  
Espírito Santo. Centro Tecnológico. III. Título.

CDU: 621.3

---

DANIEL FONSECA DO NASCIMENTO

**FORNECIMENTO ÓTIMO DE SERVIÇOS ANCILARES POR PARTE  
DE GERADORES DISTRIBUÍDOS EM SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovado em 20 de outubro de 2025.

COMISSÃO EXAMINADORA

---

**Prof. Dr. Augusto César Rueda Medina**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Orientador

---

**Prof. Dr. Walbermark Marques dos Santos**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Examinador Interno

---

**Prof. Me. Rafael Santos Freire Ferraz**  
Universidade Federal do Piauí  
Examinador Externo

VITÓRIA  
2025



# UFES

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO**

**Centro Tecnológico**

**Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
Credenciamento/MEC 398 de 29/05/2025**

## 522ª ATA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO

Ata da sessão de defesa da 522ª Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica do Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Espírito Santo, do aluno Daniel Fonseca Do Nascimento, candidato(a) ao grau de Mestre em Engenharia Elétrica. Às 10:00 horas do dia 20/10/2025, no formato webconferência, o(a) presidente da Comissão Examinadora, Professor(a) Augusto Cesar Rueda Medina - UFES, iniciou a sessão apresentando a Comissão constituída, além dele(a) próprio(a), que é o(a) Orientador(a), pelo(s) membro(s) Walbermark Marques Dos Santos (Examinador Interno) - UFES e Rafael Santos Freire Ferraz (Examinador externo). A seguir, o(a) presidente passou a palavra ao candidato(a), que, em 50 minutos, apresentou a sua tese, intitulada "Fornecimento Ótimo de Serviços Ancilares por Parte de Geradores Distribuídos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica". Finda a apresentação, o(a) presidente passou a palavra aos membros da Comissão para procederem à arguição da candidata. Finda a arguição, o(a) presidente convidou a Comissão para dirigir-se a uma sala reservada, para deliberação. Após a deliberação, a Comissão retornou, e o(a) presidente informou aos presentes que a tese fora Aprovada. Logo após, o(a) presidente declarou encerrada a sessão, e eu, Aline Oliveira Amaral, lavrei a presente Ata, que é assinada pelos membros da Comissão Examinadora. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 20/10/2025.

---

Prof. Dr. Augusto Cesar Rueda Medina  
Universidade Federal do Espírito Santo - Presidente

---

Prof. Dr. Walbermark Marques Dos Santos  
Universidade Federal do Espírito Santo - Examinador Interno

---

Rafael Santos Freire Ferraz  
- Examinador Externo





## 522 Ata de Defesa Daniel Fonseca do Nascimento (Novo Título)

Data e Hora de Criação: 23/10/2025 às 11:54:10

Documentos que originaram esse envelope:

- 522 Ata de Defesa Daniel Fonseca do Nascimento (Novo Título).pdf (Arquivo PDF) - 1 página(s)



### Hashs únicas referente à esse envelope de documentos

[SHA256]: 6fcfd3fb615837cdac8e4e1bf8f8da2b691f2f0a76281c6b1ebfefba7f725522

[SHA512]: 701540b9eaa76c3f46c430537cdf29af04714dc5e278ba0be6a508b66aefea696909b4ace61b3be6bffe4b1381661e39058ac6743201fe6db07f312272463869

### Lista de assinaturas solicitadas e associadas à esse envelope



#### ASSINADO - Augusto Cesar Rueda Medina ([augusto.rueda@ufes.br](mailto:augusto.rueda@ufes.br))

Data/Hora: 23/10/2025 - 15:34:01, IP: 200.137.65.106, Geolocalização: [-20.284143, -40.303109]

[SHA256]: 5b1ac31a138cf106cb7a4d18a4dbac45d0d68d6b98a5b71115918264358590ba

Assinatura Eletrônica Avançada (Conforme Lei nº 14.063/20, art. 4º, II)



#### ASSINADO - Rafael Santos Freire Ferraz ([rafael.ferraz@ee.ufcg.edu.br](mailto:rafael.ferraz@ee.ufcg.edu.br))

Data/Hora: 23/10/2025 - 15:55:27, IP: 179.179.253.199, Geolocalização: [-5.0684226, -42.763649]

[SHA256]: 2988b3db4dc84f670b32852390387d75c065adaf69861ffdabadab5020d97d97

Assinatura Eletrônica Avançada (Conforme Lei nº 14.063/20, art. 4º, II)



#### ASSINADO - Walbermark Marques Dos Santos ([walbermark.santos@ufes.br](mailto:walbermark.santos@ufes.br))

Data/Hora: 23/10/2025 - 15:57:32, IP: 200.137.65.100

[SHA256]: 21395ea6411db830b4efddc6ffc84cb7109b94b0e9d5e876980e37985f392246

Assinatura Eletrônica Avançada (Conforme Lei nº 14.063/20, art. 4º, II)

### Histórico de eventos registrados neste envelope

23/10/2025 15:57:32 - Envelope finalizado por [walbermark.santos@ufes.br](mailto:walbermark.santos@ufes.br), IP 200.137.65.100

23/10/2025 15:57:32 - Assinatura realizada por [walbermark.santos@ufes.br](mailto:walbermark.santos@ufes.br), IP 200.137.65.100

23/10/2025 15:55:27 - Assinatura realizada por [rafael.ferraz@ee.ufcg.edu.br](mailto:rafael.ferraz@ee.ufcg.edu.br), IP 179.179.253.199

23/10/2025 15:51:46 - Envelope visualizado por [rafael.ferraz@ee.ufcg.edu.br](mailto:rafael.ferraz@ee.ufcg.edu.br), IP 179.179.253.199

23/10/2025 15:34:01 - Assinatura realizada por [augusto.rueda@ufes.br](mailto:augusto.rueda@ufes.br), IP 200.137.65.106

23/10/2025 15:33:08 - Envelope visualizado por [augusto.rueda@ufes.br](mailto:augusto.rueda@ufes.br), IP 200.137.65.106

23/10/2025 11:54:30 - Envelope registrado na Blockchain por [aline.amaral@ufes.br](mailto:aline.amaral@ufes.br), IP 200.137.65.106

23/10/2025 11:54:30 - Envelope encaminhado para assinaturas por [aline.amaral@ufes.br](mailto:aline.amaral@ufes.br), IP 200.137.65.106

23/10/2025 11:54:11 - Envelope criado por [aline.amaral@ufes.br](mailto:aline.amaral@ufes.br), IP 200.137.65.106

A meus avós, Antônio José e Ofélia, pelo incentivo incondicional.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço à minha noiva, futura esposa, Isabella, a quem sempre recorri ao longo do mestrado, em busca de consolo e motivação.

Agradeço aos meus pais por serem exemplos diários de perseverança e resiliência, a quem eu sempre me espelhei e hoje colho os frutos de seus imensos esforços.

Agradeço ao Professor Augusto pelo tempo, energia e paciência concedidos a mim.

Agradeço a meus avós e familiares por serem eternas fontes de inspiração e carinho.

Agradeço aos amigos e colegas de trabalho pelo companheirismo que tornou esta jornada mais prazerosa.

Por fim, agradeço a Universidade Federal do Espírito Santo e aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica, pelo ensino de excelência, por serem referências em nosso meio e por me possibilitarem retornar a esta renomada instituição para um mestrado.

*“E o futuro é uma astronave que tentamos pilotar  
Não tem tempo, nem piedade, nem tem hora de chegar  
Sem pedir licença, muda a nossa vida e depois convida a rir ou chorar”*

***Antônio Pecci Filho (Toquinho)***

## RESUMO

A crescente inserção de unidades de GD, especialmente fotovoltaicas, em redes de distribuição tem modificado significativamente a operação e o planejamento do setor, criando a oportunidade de que tais recursos desempenhem funções complementares ao suprimento de energia, como o suporte de potência reativa, o controle de tensão e a reserva de potência ativa voltada à regulação de frequência. Este trabalho analisa a prestação de serviços ancilares (SAs) por meio da geração distribuída (GD) em sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando aspectos técnicos, econômicos e regulatórios que moldam a viabilidade dessa aplicação. Para analisar este potencial, desenvolveu-se uma metodologia de despacho baseada em mercado, implementada em ambiente de otimização no software *A Mathematical Programming Language*, considerando o atendimento às restrições de operação e aos padrões de qualidade de tensão definidos no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. A metodologia foi aplicada a um sistema-teste do *Institute of Electrical and Electronic Engineers* de 37 barras, em simulações de 24 horas, contemplando o despacho ótimo de potência ativa e reativa das unidades de GD. Os resultados técnicos evidenciam benefícios como a melhoria do perfil de tensão, a mitigação de valores que integrariam os índices de Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária e de Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica, além da redução de perdas elétricas. Sob a ótica econômica, o modelo mensura ganhos expressivos para a concessionária de distribuição, incluindo redução de 41% nos custos operacionais de operação do sistema e mitigação de 93,5% das despesas relacionadas a penalidades regulatórias por não conformidade com os limites de qualidade de serviço. O estudo também avalia a estrutura de remuneração em ambiente competitivo, destacando como o mecanismo de mercado pode estimular a participação dos agentes de GD com base em seus custos reais de operação. Conclui-se que a utilização de GD como provedora de SAs é tecnicamente viável e economicamente vantajosa, contribuindo para maior robustez do sistema, incentivo à eficiência e aprimoramento dos indicadores regulatórios de continuidade e qualidade da energia elétrica.

Palavras-chave: Serviços Ancilares; Geração Distribuída; Qualidade de Energia Elétrica.

## ABSTRACT

The increasing penetration of DG units, particularly photovoltaic systems, has transformed the operation and planning of distribution networks, opening opportunities for these resources to provide complementary functions such as reactive power support, voltage regulation, and active power reserve for frequency control. This dissertation thesis investigates the provision of ancillary services (AS) through distributed generation (DG) in electric power distribution systems, emphasizing the technical, economic, and regulatory aspects that determine the feasibility of this application. To assess this potential, a market-based dispatch methodology was developed and implemented in the optimization environment AMPL, considering operational constraints and compliance with voltage quality standards established in Module 8 of the Brazilian Distribution Procedures. The methodology was applied to the IEEE 37-bus test feeder in a 24-hour simulation, optimizing the active and reactive dispatch of DG units. The technical results highlight improvements in voltage profiles, mitigation of violations beyond the Permitted Deviation Range and Critical Deviation Range, and reduction of power losses. From an economic perspective, the model demonstrates significant benefits for distribution utilities, including a 41% reduction in system operating costs and a 93.5% decrease in regulatory penalty expenses related to non-compliance with service quality limits. Additionally, the study incorporates a competitive market remuneration structure, analyzing how such a mechanism can incentivize DG participation based on actual operational costs. The findings suggest that DG-based AS provision is both technically feasible and economically advantageous, enhancing system robustness, encouraging efficiency, and improving regulatory performance indicators of continuity and power quality. These results reinforce the relevance of integrating DG into ancillary service frameworks as a strategic approach to modernize distribution systems, align with regulatory requirements, and promote a more resilient and sustainable electricity sector.

Palavras-chave: Ancillary Services; Distributed Generation; Power Quality Compliance.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Classificação dos tipos de serviços ancilares .....	27
Figura 2 – Faixas de tensão em relação à tensão de referência .....	30
Figura 3 – Processo de planejamento decenal .....	32
Figura 4 – Curva de capacidade linearizada de um GS.....	45
Figura 5 – Curva de capacidade linearizada de um GIDA.....	45
Figura 6 – Curva dos custos de geração de potência reativa das unidades de GD .....	50
Figura 7 – Fluxo da resolução do problema computacional.....	54
Figura 8 – Sistema de teste de 37-nós do IEEE.....	55
Figura 9 – Perfil de carga ao longo das 24 horas do dia.....	60
Figura 10 – Comparação da potência ativa fornecida entre os casos simulados. ....	65
Figura 11 – Detalhamento da contribuição da subestação e das unidades de GD ao suprimento de potência ativa .....	65
Figura 12 – Comparação da potência reativa fornecida entre os casos simulados .....	66
Figura 13 – Detalhamento da contribuição da subestação e das unidades de GD ao suprimento de potência reativa .....	67
Figura 14 – Detalhamento das penalidades a cada violação horária no Cenário A.....	68
Figura 15 – Detalhamento das penalidades a cada violação horária no Cenário B.....	69

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Faixas de classificações de tensões em regime permanente .....	31
Tabela 2 – SIN e subsistemas: carga de energia absoluta e variação .....	32
Tabela 3 – Qualificação das variáveis auxiliares ao cálculo das penalidades por transgressão.....	39
Tabela 4 – Parâmetros do sistema IEEE 37 nós .....	57
Tabela 5 – Leituras de tensão, em pu, no sistema de teste durante as 24 horas simuladas no Cenário A (sem SA).....	61
Tabela 6 – Leituras de tensão, em pu, no sistema de teste durante as 24 horas simuladas no Cenário B (com SA) .....	62
Tabela 7 – Resumo comparativo dos cenários simulados quanto às medições na faixa precária e faixa crítica.....	63
Tabela 8 – Resumo comparativo dos cenários simulados quanto às penalidades a serem pagas por violações de tensão em regime permanente .....	70
Tabela 9 – Comparativo dos custos operacionais e penalidades .....	71

## LISTA DE ABERVIATURAS E SIGLAS

AMPL	<i>A Mathematical Programming Language</i>
AEMO	<i>Australian Energy Market Operator</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BRR	Base de Remuneração Regulatória
CAISO	California Independent System Operator
COBEP	18º Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência
CP	Custo Por Perdas
CPO	Custo Por Perdas de Oportunidade
COVID-19	<i>Coronavirus disease 2019</i>
DEC	Duração Equivalente de Interrupções
DRP	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária
DRC	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUSD	Encargo de Uso do Sistema de Distribuição
FEC	Frequência Equivalente de Interrupções
FRPR	Função de Remuneração da Potência Reativa
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GS	Gerador Síncrono
GIDA	Gerador de Indução Duplamente Alimentado
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
IPOPT	<i>Interior Point Optimizer</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	Operational Expenditure
PDE	Plano Decenal de Expansão
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PNL	Programação Não Linear
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
REN	Resolução Normativa
SA	Serviços Ancilares
SEP	Sistema Elétrico de Potência

SIN	Sistema Integrado Nacional Sistema Elétrico de Potência (SEP)
TA	Tensão de Atendimento
TL	Tensão de Leitura
TR	Tensão de Referência

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\alpha$	Preço de potência ativa fornecida pela subestação (R\$/kW)
$\beta$	Preço de revenda da reserva para o sistema de transmissão de energia elétrica (R\$/kW)
$B$	Conjunto de barras
$DRP$	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (%)
$DRP_E$	Duração Relativa Equivalente da Transgressão de Tensão Precária (%)
$DRC$	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (%)
$DRC_E$	Duração Relativa Equivalente da Transgressão de Tensão Crítica (%)
$EUSD$	Encargo de Uso do Sistema de Distribuição (R\$)
$E_{GD}$	Potência ativa gerada pelas unidades de GD (kW)
$f_{p_{ind}}$	Fator de potência indutiva mínimo da subestação
$f_{p_{ind_{GD}}}$	Fator de potência indutiva mínimo das unidades de GD
$f_{p_{cap}}$	Fator de potência capacitiva mínimo da subestação
$f_{p_{cap_{GD}}}$	Fator de potência capacidade mínimo das unidades de GD
$fd$	Fator de demanda (%)
$FRPR$	Função de Remuneração da Potência Reativa (R\$)
$G$	Conjunto de unidades de GD
$h$	Ofertas das unidades de GD para fornecimento de potência reativa na região de operação especificada da curva de função de custos de potência reativa (R\$/kvar)
$I$	Magnitude da corrente (A)
$I_{max}$	Capacidade máxima de corrente (A)
$lf$	<i>Load factor</i>
$n_{lc}$	Número de leituras em conformidade com a Faixa Precária de Tensão
$n_{lp}$	Número de leituras em conformidade com a Faixa Crítica de Tensão
$n_{GD}$	Indicador binário de conexão da presença de unidades de GD à barra
$N_L$	Total de consumidores sendo aferidos
$Ofer_E$	Oferta das unidades de GD para fornecimento de potência ativa gerada (R\$/kW)
$Ofer_R$	Oferta das unidades de GD para fornecimento de reserva de potência ativa (R\$/kW)
$P$	Potência ativa (kW)
$P_D$	Potência ativa demandada na barra (kW)

$P_S$	Potência ativa fornecida pela subestação (kW)
$P_{GD}$	Potência ativa total gerada pelas unidades de GD (kW)
$P_{GD_{max}}$	Potência ativa máxima gerada pelas unidades de GD (kW)
$\Delta P_{GD_{cres}}$	Crescimento máximo de geração de potência ativa das unidades de GD (kW/h)
$\psi$	Preço de remuneração da potência reativa gerada pelas unidades de GD na região de operação especificada da curva da função de custos de potência reativa (R\$/kW)
$\psi_E$	Preço de remuneração do fornecimento de potência ativa gerada pelas unidades de GD (R\$/kW)
$\psi_R$	Preço de remuneração da reserva gerada pelas unidades de GD (R\$/kW)
$Q$	Potência reativa (kvar)
$Q_A$	Ponto de referência na área de injeção de potência reativa das unidades de GD da curva de função de custos (kvar)
$Q_A$	Ponto de referência na área de absorção de potência reativa das unidades de GD da curva de função de custos (kvar)
$Q_{base}$	Região de operação da curva da função de custos de potência reativa, na qual as unidades de GD não são remuneradas pela potência reativa fornecida (kvar)
$Q_D$	Demanda de potência reativa na barra (kvar)
$Q_{GD}$	Potência reativa gerada pelas unidades de GD (kvar)
$\overline{Q_g}$	Limite máximo de geração de potência reativa das unidades de GD (kvar)
$\underline{Q_g}$	Limite máximo de geração de potência reativa das unidades de GD (kvar)
$Q_r$	Potência reativa gerada pelas unidades de GD na região de operação especificadas da curva de função de custos de potência reativa (kvar)
$R$	Resistência do ramo ( $\Omega$ )
$R_{GD}$	Potência ativa gerada pelas unidades de GD para prestação do SA de reserva de potência ativa para controle de frequência, ou para reserva (kW)
$R_{reqt}$	Reserva de potência ativa total requerida pelo operador do sistema de distribuição de energia elétrica (kW)
$T$	Conjunto de horas da simulação
$t$	Instante de tempo (h)
$V$	Tensão da barra (V)
$V_{nom}$	Tensão nominal da barra (V)
$V_{min}$	Tensão mínima da barra (V)
$V_{max}$	Tensão máxima da barra (V)

$X$       Reatância do ramo ( $\Omega$ )  
 $Z$       Impedância do ramo ( $\Omega$ )

## SUMÁRIO

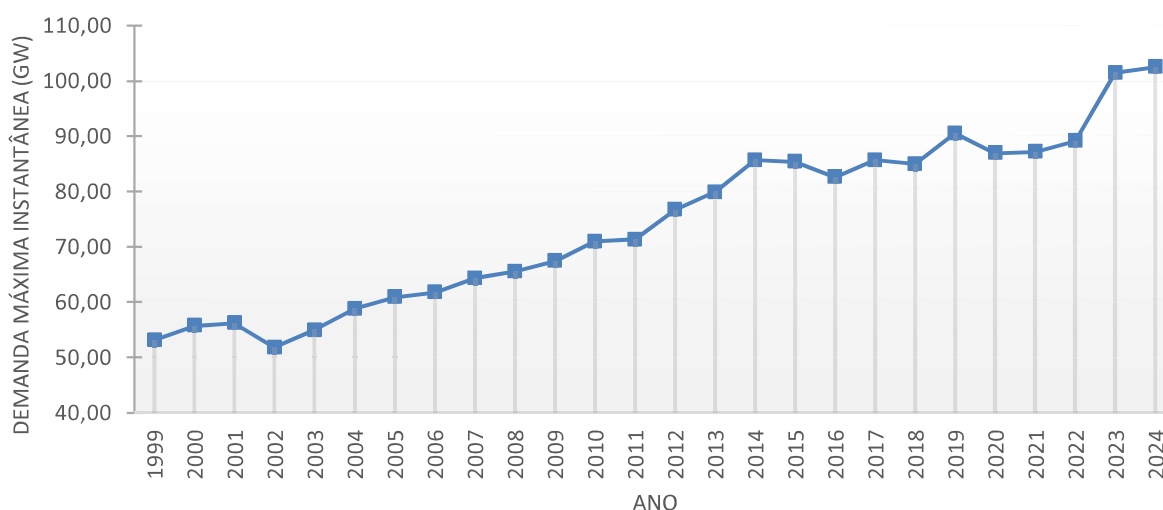
<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>18</b>
1.1	Objetivos.....	21
1.2	Publicações desenvolvidas.....	22
1.3	Estrutura do trabalho .....	22
<b>2</b>	<b>DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b> .....	<b>23</b>
2.1	Modelo de Negócios e Marco Concessório das Distribuidoras no Brasil .....	23
2.2	Geração Distribuída e seus Impactos no Sistema de Distribuição .....	26
2.3	Serviços Ancilares.....	27
2.4	Serviços Ancilares Prestados por Geração Distribuída .....	29
2.5	Qualidade da Energia Elétrica no Contexto Regulatório .....	30
2.6	Planejamento da Expansão e Modernização do Setor Elétrico Brasileiro.....	31
<b>3</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>35</b>
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA ADOTADA E MODELAGEM DO PROBLEMA</b> .....	<b>37</b>
4.1	<b>Critérios Regulatórios de Atendimento</b> .....	<b>37</b>
4.1.1	Indicadores Individuais.....	38
4.1.2	Indicadores Coletivos .....	38
4.1.3	Compensação aos Consumidores .....	39
4.2	<b>Formulação Matemática do Problema de Otimização</b> .....	<b>40</b>
4.2.1	Função Objetivo .....	41
4.2.2	Restrições de Balanço de Potência .....	42
4.2.3	Restrições de Magnitude de Tensão e Corrente .....	43
4.2.4	Restrições de Limite de Magnitude de Tensão e Corrente .....	43
4.2.5	Restrições de Fornecimento da Subestação .....	44
4.2.6	Restrições de Geração dos Geradores Distribuídos.....	44
4.2.7	Restrições de Reserva e Energia.....	47
4.2.8	Restrições de Mercado.....	48
4.3	<b>Estratégia de Resolução e Ambiente Computacional</b> .....	<b>52</b>
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b> .....	<b>55</b>
5.1	<b>Sistema de Distribuição de Teste e Caracterização da Rede</b> .....	<b>55</b>
5.2	<b>Cenário de Simulação e Parâmetros Adotados</b> .....	<b>58</b>

5.2.1 Cenários Simulados .....	58
5.2.2 Perfil de carga e variação horária .....	59
<b>5.3 Análise do Perfil do Tensão nas Barras da Rede.....</b>	<b>60</b>
<b>5.4 Apuração dos Indicadores de Qualidade Equivalentes.....</b>	<b>62</b>
<b>5.5 Avaliação da Contribuição dos Geradores Distribuídos.....</b>	<b>64</b>
<b>5.6 Aferição das Penalidades Regulatórias.....</b>	<b>67</b>
<b>5.7 Análise Econômica: Custos Operacionais e Penalidades Evitadas .....</b>	<b>70</b>
<b>5.8 Considerações sobre a Viabilidade da Estratégia Proposta .....</b>	<b>71</b>
<b>6 CONCLUSÕES .....</b>	<b>73</b>
<b>6.1 Sugestões de Trabalhos Futuros.....</b>	<b>74</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>76</b>
<b>ANEXO A.....</b>	<b>83</b>

# 1 INTRODUÇÃO

Ao longo das últimas décadas, a energia elétrica consolidou-se como um insumo essencial para o desenvolvimento das sociedades modernas, desempenhando um papel decisivo na evolução econômica, tecnológica e social das nações. No Brasil, a expansão da demanda de energia elétrica tem acompanhado de forma consistente os indicadores socioeconômicos, evidenciando a importância de sistemas elétricos robustos, confiáveis e capazes de atender a rigorosos critérios de qualidade estabelecidos pelos órgãos reguladores. Segundo dados do Operador Nacional do Sistema (ONS), o país retomou o crescimento nos níveis de demanda máxima instantânea, que era vivenciado no período anterior à pandemia da COVID-19, conforme apresentado no Gráfico 1 (ONS, 2025a).

Gráfico 1 – Demanda máxima instantânea no Sistema Interligado Nacional



Fonte: Operador Nacional do Sistema (2025a).

Nota: Adaptado pelo autor.

Este aumento de demanda trouxe consigo a necessidade de operação de sistemas elétricos cada vez mais robustos e confiáveis, capazes de atender a rigorosos parâmetros de qualidade. Para garantir a estabilidade e a segurança da operação do Sistema Integrado Nacional (SIN), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) desempenha desde 1997 um papel fundamental na regulação e implementação das políticas e diretrizes energéticas nacionais, atuando na fiscalização do setor no que tange a conformidade no atendimento dos serviços de energia elétrica (ANEEL, 2025a).

Entrando em vigor em 1º de janeiro de 2022, a partir da Resolução Normativa ANEEL nº 956/2021, os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) buscaram implantar desde sua concepção normas e padrões das atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e ao desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2022a). Em seu Módulo 8, o PRODIST trata especificamente da qualidade da energia elétrica e estabelece: limites de tensão, requisitos de fator de potência, níveis aceitáveis de distorção harmônica e critérios de desequilíbrio de tensão entre outros. O descumprimento desses parâmetros resulta em penalidades financeiras às concessionárias, configurando uma importante convergência entre os interesses técnicos e econômicos do setor (ANEEL, 2022a).

Nesse cenário energético global dos últimos anos, a crescente inserção da geração distribuída (GD) tem remodelado significativamente as topologias e dinâmicas operativas das redes de distribuição. A GD, definida como unidades geradoras de pequeno e médio porte instaladas próximas aos centros de carga, tem potencial para modificar os fluxos de potência tradicionais e contribuir para a diversificação da matriz elétrica nacional (TEIXEIRA et al., 2025). Além de reduzir perdas e promover a sustentabilidade, a GD pode desempenhar um papel estratégico na prestação de serviços ancilares (SAs) como suporte de reativos, reserva de potência ativa e melhoria do perfil de tensão.

Em sua publicação da nota técnica “EPE-DEE-NT-090/2021”, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), contextualiza o cenário internacional como o uso de recursos distribuídos para a prestação de SAs já é consolidado em mercados como os da Califórnia, Austrália e Grã-Bretanha, onde existem mecanismos competitivos bem estabelecidos para contratação desses serviços (EPE, 2021). Neste mesmo documento, a EPE destaca no contexto brasileiro, as discussões sobre a abertura de um mercado para SAs têm avançado, enfatizando a importância de incluir os SAs na estratégia de expansão do sistema elétrico a longo prazo e propõe a flexibilização da regulamentação vigente para permitir maior participação da GD e de novas tecnologias.

Ainda segundo a EPE (2024), o planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro tem enfrentado desafios relevantes diante da crescente penetração de fontes renováveis intermitentes e da dificuldade de viabilização de novos empreendimentos hidrelétricos com

capacidade de regularização. Este cenário tem intensificado a necessidade de aprimorar a prestação de SAs, principalmente, os serviços de controle de frequência e suporte de reativos, para garantir a confiabilidade do sistema frente às novas dinâmicas operativas à maior participação de recursos energéticos distribuídos (RED) no contexto atual (CHAVES, 2009).

A adoção de estratégias de otimização nas redes de distribuição moderna revela-se essencial para garantir tanto a conformidade com os padrões regulatórios quanto a qualidade percebida pelo consumidor. Por meio de técnicas de despacho e controle otimizado de unidades de geração distribuída, armazenamento ou dispositivos de compensação, é possível melhorar perfis de tensão, reduzir perdas elétricas e manter os parâmetros exigidos pelo PRODIST e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) relativos à qualidade do fornecimento.

Tais melhorias operacionais não implicam apenas em ganhos técnicos e econômicos para as distribuidoras de energia elétrica, mas refletem diretamente na experiência do usuário final: menor incidência de falhas, tensão mais estável e serviço mais confiável elevam os índices de satisfação dos clientes e reduzem demandas por reparos, reclamações formais ou ações compensatórias. Em um mercado onde a regulação e o controle de performance são cada vez mais rígidos, redes otimizadas conferem vantagem competitiva às concessionárias, pois demonstram compromisso com a qualidade, reduzem riscos institucionais e fortalecem a confiança dos consumidores na prestação do serviço.

Amaral e outros (2024) destacam ainda que a modernização do setor elétrico brasileiro, em curso com a tramitação de projetos de lei no Congresso Nacional, busca criar um ambiente regulatório mais dinâmico e competitivo para os SAs, promovendo neutralidade tecnológica e ampliando a participação de novos agentes de geração e consumo. Em paralelo, o recente marco legal da GD, instituído pela Lei nº 14.300/2022, trouxe maior segurança jurídica ao setor e reforçou a necessidade de estratégias inovadoras para integração eficiente da GD no SIN (AMARAL et al, 2024).

Do ponto de vista socioeconômico, a recente elevação dos preços de energia e os desafios inflacionários enfrentados pelo Brasil reforçam a importância da eficiência operacional e da otimização de custos no setor elétrico, criando um ambiente ainda mais propício para a adoção

de modelos que explorem os benefícios técnicos e financeiros da prestação de SAs por meio da GD.

Neste contexto, a presente dissertação propõe analisar a viabilidade técnica e econômica da prestação de SAs em redes de distribuição, visando a redução de custos globais, considerando os critérios regulatórios vigentes e a realidade operacional das distribuidoras. O trabalho inclui a modelagem matemática de um sistema de distribuição de teste com participação de unidades de GD, com foco no despacho coordenado de potência ativa, reserva, suporte de reativos e na avaliação dos benefícios econômicos relacionados à mitigação de penalidades por não conformidade com os indicadores de qualidade do PRODIST.

### **1.1 Objetivos**

Esta dissertação tem como objetivo principal avaliar a adoção de SAs em redes de distribuição, avaliando os benefícios obtidos na atuação como uma estratégia viável de minimização dos custos de operação, de perdas do sistema e de penalidades regulatórias de transgressão de parâmetros de qualidade, sendo modelado através de um problema de otimização, melhoria de desempenho e garantia de conformidade aos parâmetros técnicos de qualidade definidos junto a agência reguladora do setor elétrico nacional.

Este estudo busca solucionar o problema geral atacando os objetivos específicos a seguir.

- a) Estudar o estado da arte sobre os diferentes tipos de estratégia de despacho de SAs no contexto de redes de distribuição;
- b) Analisar a reposta de um sistema de distribuição atual típico, quanto à conformidade dos parâmetros de qualidade impostos pela agência reguladora, em um contexto de redes de distribuição mais complexas, com maior inserção de GD, em um mercado de energia elétrica mais competitivo;
- c) Desenvolver o modelo matemático de otimização em uma simulação computacional em software apropriado, incluindo uma função objetivo e as diversas restrições de igualdade e desigualdade que representem corretamente o problema da pesquisa e suas variáveis;
- d) Analisar a viabilidade técnica e econômica dos resultados obtidos, almejando a inferência de contribuições à comunidade científica e ao setor elétrico nacional.

## **1.2 Publicações desenvolvidas**

Ao longo desta dissertação, a condução da pesquisa resultou na submissão, aceite, apresentação e publicação no *IEEE Xplore* de um artigo no 18º Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência (COBEP) realizado em Vitória, durante os dias de 05 e 08 de outubro de 2025, sob o título “*Analysis of the Provision of Ancillary Services in Electric Power Distribution Systems to Improve Quality Indicators*” (NASCIMENTO et. al., 2025).

## **1.3 Estrutura do trabalho**

Esta dissertação está estruturada da seguinte forma: no Capítulo 2, é apresentada a revisão bibliográfica sobre a conjuntura atual da distribuição de energia elétrica, a integração da GD, SAs e debate quanto à qualidade da energia fornecida. O Capítulo 3 descreve a modelagem matemática do problema, os critérios regulatórios de avaliação, a metodologia de simulação e cenários avaliados. No Capítulo 4, são discutidos os resultados obtidos e suas implicações técnicas e econômicas. Por fim, no Capítulo 5, são apresentadas as conclusões e sugestões de desdobramentos para trabalhos futuros.

## 2 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

### 2.1 Modelo de Negócios e Marco Concessório das Distribuidoras no Brasil

O modelo de negócios das distribuidoras de energia elétrica no Brasil é estruturado sobre o regime de concessão pública, conforme estabelecido na Constituição Federal (BRASIL, 1988), regulamentado pela Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 (BRASIL, 1995a) e pela Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 (BRASIL, 1995b). Nesse arranjo, a União, por meio do Ministério de Minas e Energia (MME), delega a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica a empresas privadas ou estatais, mediante contratos de concessão que definem direitos, obrigações, metas de desempenho e condições tarifárias. A ANEEL sendo uma autarquia em regime especial vinculada ao MME, regula, fiscaliza e assegura o cumprimento dos padrões de qualidade e a modicidade tarifária (ANEEL, 2025a).

Neste âmbito, o modelo tarifário vigente é baseado no conceito de receita anual permitida, que busca remunerar adequadamente os investimentos integrantes da base de remuneração regulatória (BRR), cobrir as despesas operacionais (referido também pelo termo em inglês OPEX que corresponde a *Operational Expenditure*) eficientes e reconhecer perdas técnicas e não técnicas dentro de limites regulatórios. As revisões periódicas, tarifárias e contratuais, permitem ajustes que refletem a evolução de custos, ganhos de eficiência e a necessidade de investimentos para a modernização e expansão da rede (ANEEL, 2025c).

O setor vive atualmente um momento de transição importante: diversos contratos de concessão firmados nas décadas de 1990 e 2000 estão próximos dos prazos de conclusão. Ao total, 16 das 53 distribuidoras do país possuem contratos a vencer entre meados de 2025 e o fim de 2028 (ANEEL, 2024), conforme exposto no Quadro 1.

Em fevereiro de 2025, foi aprovado pela ANEEL o termo aditivo que viabiliza a renovação dos contratos de concessões atualmente vigente. Neste documento, foram descritos os tópicos que norteariam as negociações junto às concessionárias. Além de exigências de escopo técnico como: indicadores de continuidade, resiliência de redes frente a eventos climáticos, expansão e ampliação dos sistemas elétricos; a agência sinalizou que serão incorporadas metas em tópicos

variados, como: sustentabilidade econômico-financeira da concessão, satisfação dos consumidores, tarifas mais modernas e menos voláteis, áreas de severas restrições operativas e renúncia de ações judiciais (ANEEL, 2025d).

Quadro 1 – Cronograma de renovações dos contratos de concessão das distribuidoras de energia

Anos	2025				2026				2027				2028			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.			■													
Light Serviços de Eletricidade						■										
Enel Distribuição Rio								■								
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA											■					
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.												■				
Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL Distribuição												■				
Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.												■				
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.												■				
Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.												■				
Cia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN												■				
Enel Distribuição Ceará															■	
Enel Distribuição São Paulo															■	
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.																■
Elektro Redes S.A.																■
Companhia Piratininga de Força e Luz - CPFL Piratininga																■
EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A.																■

Fonte: ANEEL (2024).

Nota: Produção do próprio autor.

Um exemplo recente deste contexto é observado no próprio estado do Espírito Santo. A distribuidora que atende 70 dos 78 municípios capixabas, que possuía um contrato de concessão originalmente firmado em 1995 já foi aprovada e assinada a renovação em meados de 2025. O termo aditivo, foi referenciado pelo MME como “Processo nº 48500.007421/2025-13” que prorroga a validade deste compromisso 30 anos, com vigência até julho de 2055 (MME, 2025), fazendo desta a primeira prorrogação concluída no setor elétrico.

O documento assinado do aditivo contratual incluiu compromissos adicionais de qualidade técnica e comercial, satisfação dos consumidores, compensação por descumprimento de metas e exigências de governança, transparência e modernização da rede, com incorporação de tecnologias de monitoramento e gestão ativa (BRASIL, 2025). Esta renovação reflete bem o panorama das crescentes exigências regulatórias e sociais sobre as distribuidoras, especialmente diante do aumento da penetração da GD e das demandas da transição energética.

Paralelamente, observa-se uma transformação no perfil do consumidor brasileiro. Amaral (2024) fornece destaque aos consumidores dos grupos A e B, especialmente aqueles com potencial de geração própria, os chamados “prosumidores”. Estes clientes têm se intensificado o nível de exigências quanto à qualidade do fornecimento, estabilidade da tensão e transparência tarifária. Deste modo, a crescente penetração da GD, viabilizada pelo marco legal de micro e minigeração (Lei nº 14.300/2022), altera a relação tradicional entre concessionária e consumidor, transferindo parte do protagonismo para os agentes conectados à rede de distribuição (AMARAL, 2024).

Essas mudanças institucionais e comportamentais ocorrem em um cenário de crescente complexidade operacional. A rede de distribuição, historicamente concebida para fluxos unidirecionais de energia, passa a operar de forma bidirecional, com múltiplos pontos de injeção de potência e variações dinâmicas de tensão e carregamento. Tal realidade demanda das distribuidoras novos modelos de planejamento, operação e controle, capazes de lidar com a variabilidade introduzida pela GD e com a necessidade de manter níveis adequados de confiabilidade e qualidade, conforme exigido pelo Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2022a).

Assim, a discussão sobre o marco concessório e o modelo de negócio das distribuidoras está diretamente relacionada à adoção de tecnologias e estratégias que permitam a gestão eficiente de redes mais complexas, tema que será aprofundado nas subseções seguintes, quando serão analisados os impactos da penetração crescente de GD na operação e planejamento da rede elétrica.

## 2.2 Geração Distribuída e seus Impactos no Sistema de Distribuição

Segundo Castro e Dantas (2018), a GD é definida como a produção de energia elétrica proveniente de unidades pequeno e médio porte, localizadas próximas aos centros de carga ou diretamente conectadas às redes de distribuição das concessionárias. Este conceito contrasta com o modelo tradicional de geração centralizada (GC), no qual grandes usinas, frequentemente distantes dos centros consumidores, são responsáveis pelo suprimento da demanda energética.

O avanço tecnológico, a crescente preocupação ambiental e as transformações regulatórias no setor elétrico têm impulsionado a expansão da GD no Brasil e no mundo. No contexto nacional, a promulgação da Lei nº14.300/2022, que instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, proporcionou maior segurança jurídica aos investidores e consumidores, consolidando um ambiente favorável para a expansão dessas unidades (AMARAL, 2024).

Do ponto de vista técnico, a GD oferece benefícios importantes aos sistemas de distribuição, tais como a redução de perdas elétricas, o alívio de congestionamentos em linhas e transformadores, a melhoria no perfil de tensão e a diversificação da matriz elétrica nacional, especialmente com o aumento da participação de fontes renováveis. Contudo, a inserção massiva de GD também traz desafios operacionais, como o aumento da complexidade no controle de tensão e frequência, o surgimento de fluxos reversos de potência e a necessidade de adaptação dos procedimentos tradicionais de operação e planejamento das distribuidoras (LOPES, 2007).

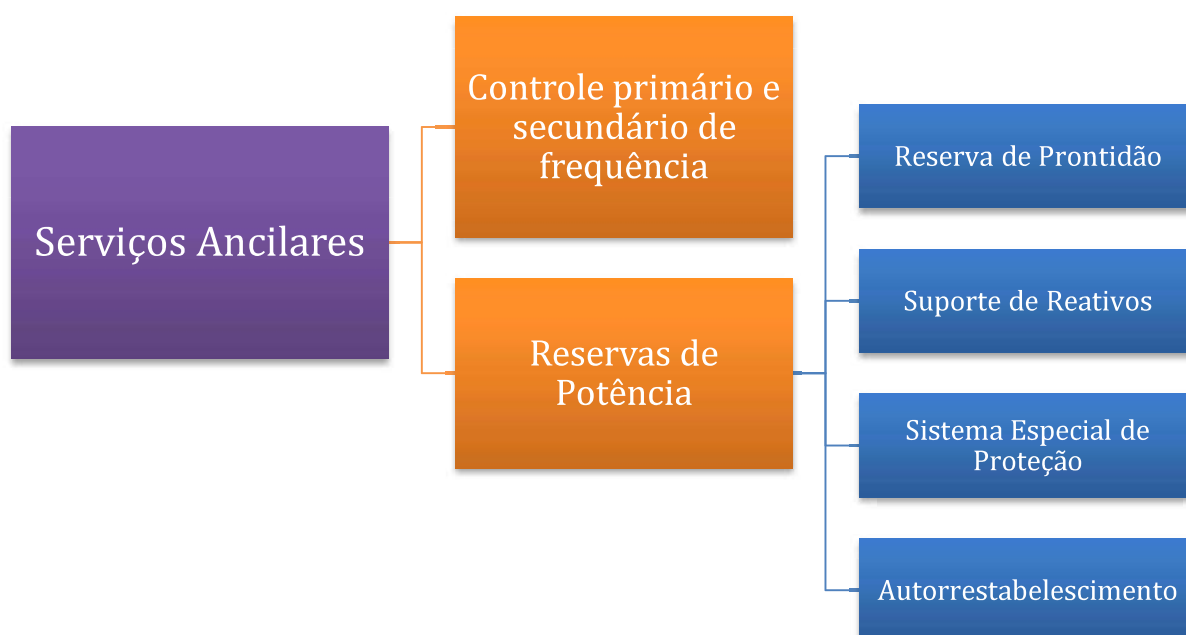
Além disso, a intermitência característica de fontes renováveis, como a energia solar fotovoltaica e a eólica, pode afetar a estabilidade operacional, exigindo soluções que proporcionem flexibilidade e confiabilidade ao sistema elétrico. Neste contexto, a utilização da GD como prestadora de SAs surge como uma alternativa técnica promissora para mitigar esses impactos e ampliar a contribuição positiva das unidades distribuídas para o desempenho global das redes (FARIA, 2014).

## 2.3 Serviços Ancilares

Em seus Procedimentos de Redes, a ONS (2025b) define as regras que são propostas pelo operador para as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica integrantes do SIN. Nestes documentos, os SAs são definidos como serviços complementares essenciais à operação segura, confiável e eficiente dos sistemas elétricos, que vão além da simples geração e entrega de energia ativa aos consumidores (ONS, 2025b).

Segundo a entidade, ainda a partir da regulamentação pertinente, os tipos de SA homologados atualmente para atuação no Brasil a serem prestados pelos agentes de geração e de distribuição compreendem os controles primário e secundário de frequência das unidades geradoras, e suas respectivas reservas de potência. Este último é classificado também por: reserva de prontidão; suporte de reativos, o sistema especial de proteção e o autorrestabelecimento (*black start*) de unidades geradoras ONS (2025a). A Figura 1 demonstra esta tipificação.

Figura 1 – Classificação dos tipos de serviços ancilares



Fonte: ONS (2025b).

Nota: Produção do próprio autor.

Essan (2020) destaca que o controle de frequência é fundamental para garantir o equilíbrio instantâneo entre geração e consumo, sendo dividido em ações primárias (resposta automática

das unidades geradoras à variação de frequência), secundárias (ajuste contínuo e centralizado da geração) e complementares. O suporte de potência reativa, por sua vez, é essencial para a regulação da tensão e a manutenção da estabilidade dos sistemas de transmissão e distribuição.

Em mercados internacionais mais consolidados como os da Califórnia, Austrália, Grã-Bretanha e Itália, já permitem a participação de pequenos geradores e REDs na prestação de SAs, com estruturas competitivas de contratação e remuneração por meio de leilões ou preços de mercado (EPE, 2021).

Em contrapartida, no Brasil, o antigo marco regulatório para a prestação de SAs era representado pela Resolução Normativa ANEEL nº 697/2015, que definia a obrigação de grandes geradores conectados ao sistema de transmissão prestarem SAs, com remuneração baseada em ressarcimento de custos (ANEEL, 2015). Contudo, com o avanço das discussões sobre a modernização do setor elétrico, incluindo a incorporação de novas tecnologias como geração distribuída, armazenamento e resposta de demanda, esse regulamento passou por revisão e mudanças significativas (AMARAL et al, 2024).

A partir de 26 de julho de 2022, entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022, que consolida os atos regulatórios relativos ao programa de resposta da demanda, à prestação de serviços ancilares e à adequação das instalações de centrais geradoras motivada por alterações na configuração do sistema elétrico. Essa norma representa um marco: ela substitui a REN 697/2015 e atualiza o arcabouço para contemplar uma maior flexibilidade e adaptação às mudanças estruturais do setor. Em particular, a 1.030/2022 permite incorporar de forma mais clara e sistemática conceitos de resposta da demanda, abrindo espaço para participação ativa de grandes consumidores e agregadores, e reconhecendo o papel dos serviços ancilares como instrumento de flexibilidade para o sistema (ANEEL, 2022b).

Em 25 de abril de 2023, a Resolução Normativa ANEEL nº 1.062/2023 promoveu alterações à 1.030/2022, ajustando procedimentos e disposições relativas à prestação de serviços ancilares e à resposta da demanda. Essa atualização reflete os aprendizados e a evolução regulatória para permitir maior inclusão de novas tecnologias, bem como ampliar a aplicabilidade da regulação, sobretudo com foco em redes de distribuição. Dessa forma, consolida-se um arcabouço regulatório mais adaptado a um sistema elétrico moderno, que potencialmente facilita a

integração de geração distribuída, armazenamento e resposta de demanda para atender tanto o sistema de transmissão quanto o de distribuição (ANEEL, 2023).

#### **2.4 Serviços Ancilares Prestados por Geração Distribuída**

Tradicionalmente, os SAs no sistema elétrico brasileiro são prestados por grandes unidades de GC, conectadas às redes de transmissão e operadas de forma coordenada pelos agentes do ONS. No entanto, com o avanço da GD, cresce o interesse da comunidade técnica e regulatória em viabilizar a participação destas unidades de GD como prestadoras desses serviços, especialmente em redes de distribuição.

Nos últimos anos, as discussões sobre a modernização do setor elétrico brasileiro têm incluído propostas para viabilizar a participação a GD e de novas tecnologias no mercado de SAs, visando maior eficiência econômica, neutralidade tecnológica e aumento da segurança operacional no contexto da transição energética. A prestação de SAs por unidades de GD representa uma mudança de paradigma no modelo de operação das redes de distribuição, com potencial para tornar os sistemas mais resilientes, econômicos e adequados à nova realidade do setor elétrico nacional.

Apesar de avanços, a prestação de SAs por GD ainda enfrenta barreiras regulatórias no sistema elétrico brasileiro. A regulamentação vigente, consolidada na REN 697/2015, prevê a prestação de SAs principalmente por agentes de geração conectados à rede de transmissão, sem mecanismos específicos para a participação da GD. Entretanto, esse cenário vem sendo revisitado pelas entidades reguladoras, especialmente no contexto da modernização do setor elétrico, que propõe a criação de um mercado neutro e competitivo para esses serviços (EPE, 2021).

Desta forma, a literatura aponta que a inserção de GD como fornecedora de SAs pode contribuir para aumentar a flexibilidade operacional das redes, reduzir custos com penalidades regulatórias e atrasar investimentos em reforços de rede. Contudo, são necessários ajustes

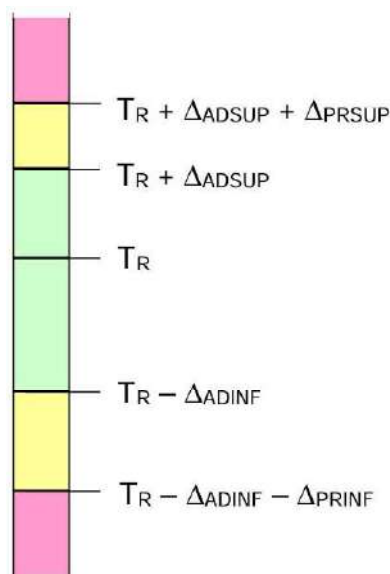
regulatórios e a criação de modelos de remuneração adequados para viabilizar essa participação de forma ampla e competitiva.

## 2.5 Qualidade da Energia Elétrica no Contexto Regulatório

A qualidade da energia elétrica é um dos pilares da regulação do setor elétrico brasileiro, sendo rigidamente monitorada pela ANEEL por meio do PRODIST. Neste documento, em seu Módulo 8 e mais particularmente na Seção 8.1, é abordada a qualidade do produto fornecido, no qual são estabelecidos indicadores, valores de referência e limites claros para diversos parâmetros técnicos como: tensão, frequência, distorção harmônica e desequilíbrio de tensão em regime permanente (ANEEL, 2022a).

No mérito da tensão em regime permanente, o PRODIST define faixas de operação em torno do nível de tensão de referência de atendimento ao consumidor, conforme exposto na Figura 2. Nela, demonstra-se uma tensão de referência ( $T_R$ ) e as faixas de tensão: Adequada (em verde), precária (em amarelo) e crítica (em rosa).

Figura 2 – Faixas de tensão em relação à tensão de referência



Fonte: ONS (2025b).

Adicionalmente, a Tabela 1 também demonstra como estão definidos os valores de referência dos níveis precários e críticos, que variam a partir do nível de tensão de referência nominal.

Tabela 1 – Faixas de classificações de tensões em regime permanente

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão de Referência (TR)		
	Igual ou superior a 230kV	Igual ou superior a 69kV e inferior a 230 kV	Igual ou superior a 1kV e inferior a 69 kV
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,93TR \leq TL \leq 0,95TR$ ou $1,05TR \leq TL \leq 1,07TR$	$0,90TR \leq TL \leq 0,95TR$ ou $1,05TR \leq TL \leq 1,07TR$	$0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$
Crítica	$TL \leq 0,93TR$ ou $TL \geq 1,07TR$	$TL \leq 0,90TR$ ou $TL \geq 1,07TR$	$TL \leq 0,90TR$ ou $TL \geq 1,05TR$

Fonte: ANEEL (2022).

Nota: Adaptado pelo autor.

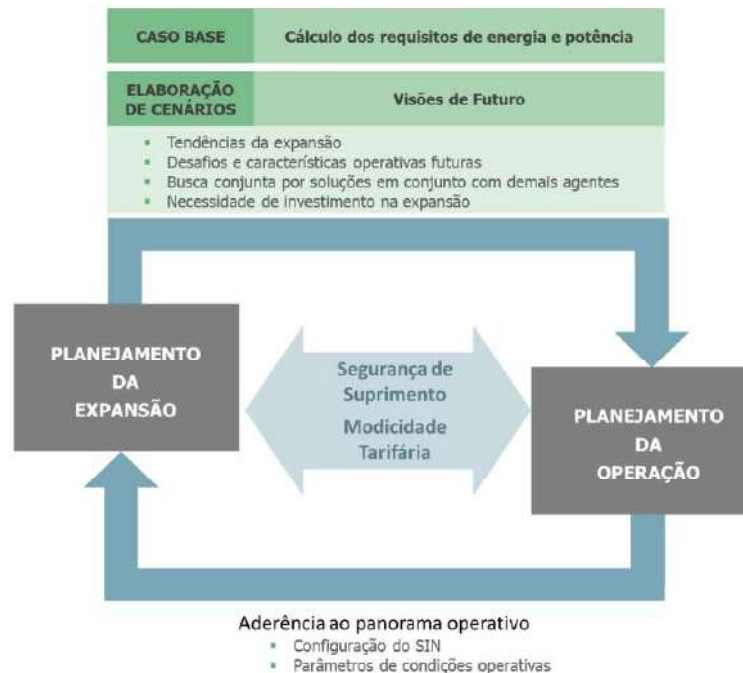
A partir deste conjunto de dados, são definidos dois indicadores fundamentais: a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP) e a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC). Ambos relacionados à taxa da não conformidade ao valor de referência. A ocorrência de qualquer uma das duas transgressões pode comprometer a integridade de equipamentos e a continuidade do fornecimento. O não atendimento aos limites estabelecidos para esses indicadores resulta em penalidades financeiras às concessionárias, que devem compensar diretamente os consumidores afetados.

A gestão eficiente da qualidade de energia elétrica, aliada ao uso inteligente da GD como prestadora de SAs, pode representar um diferencial competitivo para as concessionárias de distribuição. A adoção de modelos de despacho coordenado e a integração de recursos distribuídos na prestação de SAs podem contribuir para a modernização do setor, alinhando-se às tendências internacionais e às diretrizes propostas no processo de revisão regulatória atualmente em curso no Brasil.

## 2.6 Planejamento da Expansão e Modernização do Setor Elétrico Brasileiro

O planejamento da expansão do setor elétrico tem sido historicamente fundamentado na busca pelo equilíbrio entre segurança, modicidade tarifária e sustentabilidade ambiental, conforme apresentada na Figura 3. Tradicionalmente, essa expansão foi sustentada por grandes empreendimentos hidrelétricos com capacidade regularização plurianual, cuja operação permitia elevada flexibilidade para o atendimento à carga e à prestação de SAs ao sistema (EPE, 2024).

Figura 3 – Processo de planejamento decenal



Fonte: EPE (2024).

Contudo, nas últimas décadas, o esgotamento do potencial hidrelétrico com características de armazenamento, a intensificação de entraves socioambientais e a necessidade de acelerar a descarbonização da matriz tem impulsionado uma mudança no perfil dos projetos que compõem os planos decenais de expansão (PDE).

Na última edição publicada em meados 2024 (visando o horizonte até 2034), o PDE destaca como tal transformação impõe desafios relevantes para a garantia da confiabilidade operativa do SIN, cujo aumento de carga é esperado na média de 3,3% ao ano até 2034 (EPE, 2024), tornando assim urgente a reformulação da lógica de prestação dos SAs no país. A Tabela 2 quantifica estas projeções para os próximos anos. Neste contexto, ganha relevância a discussão sobre a ampliação do escopo dos prestadores desses serviços.

O próprio PDE 2024 aponta que, os REDs, como unidades de GD, sistemas de armazenamento e programas de reposta da demanda, tem se consolidado como ferramentas promissoras para suprir parte das necessidades operacionais do sistema. Posto isto, é essencial que estes estejam integrados de forma coordenada à operação das redes de distribuição.

Tabela 2 – SIN e subsistemas: carga de energia absoluta e variação

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
	<b>MWmédio</b>				
2024	7.539	12.715	43.604	13.384	<b>77.242</b>
2029	9.093	15.593	50.821	15.816	<b>91.323</b>
2034	10.533	18.606	59.150	18.763	<b>107.053</b>
Período	Variação (% a.a.)				
2024-2029	3,8%	4,2%	3,1%	3,4%	<b>3,4%</b>
2029-2034	3,0%	3,6%	3,1%	3,5%	<b>3,2%</b>
<b>2024-2034</b>	<b>3,4%</b>	<b>3,9%</b>	<b>3,1%</b>	<b>3,4%</b>	<b>3,3%</b>

Fonte: EPE (2024).

Nota: Adaptado pelo autor.

A Nota Técnica EPE-DEE-NT-090/2021-r0 destaca também a importância de modernizar a regulamentação atual para permitir a participação desses novos agentes no mercado de SAs. A proposta contempla a adoção de um modelo baseado na neutralidade tecnológica, no qual qualquer agente que cumpra os requisitos técnicos exigidos possa ser remunerado pela prestação dos serviços, independentemente de sua tecnologia ou porte (EPE, 2021). Essa abordagem, já adotada por operadores de sistema em países como Estados Unidos, Reino Unido e Austrália, visa aumentar a eficiência do setor e promover um ambiente competitivo e inovador.

Outro aspecto relevante do planejamento da expansão envolve a flexibilidade operativa, conceito cada vez mais valorizado no contexto de redes com alta penetração de fontes intermitente, como solar e eólica. A integração de unidades de GD no planejamento da expansão pode contribuir não apenas para a redução das perdas elétricas e postergação de investimentos em reforços de rede, mas também para o fornecimento de serviços como regulação de tensão, controle de frequência local e reserva rápida (EPE, 2024).

Por conseguinte, a modernização do setor elétrico brasileiro, impulsionado pelas diretrizes da CP 33/2017 do MME e pelo Projeto de Lei nº 414/2021, em tramitação no Congresso Nacional, tem entre seus pilares a criação de um mercado de SAs estruturado, transparente e acessível a novos agentes. Essa transição regulatória está alinhada com as metas de sustentabilidade e digitalização do setor, previstas nos compromissos brasileiros com a transição energética global (AMARAL, 2024).

Adicionalmente, o avanço da digitalização das redes, a ampliação do uso de medidores inteligentes e a maior automação de redes de distribuição abrem novas possibilidades para o controle em tempo real da GD e para sua atuação ativa na estabilidade e confiabilidade do sistema. Tais mudanças requerem uma abordagem integrada entre planejamento da expansão, regulação e operação dos sistemas, promovendo a convergência entre os benefícios técnicos econômicos e ambientais. (EPE, 2024)

Neste contexto, torna-se relevante investigar de que forma a GD pode ser inserida como prestadora de SAs sob critérios técnico-regulatórios, contribuindo para a melhoria dos indicadores de tensão e para a mitigação de penalidades por transgressões de qualidade. Assim, este trabalho se propõe a modelar e avaliar estratégias de despacho ótimo que considerem os serviços de compensação de potência reativa, reserva ativa e alívio de violações de tensão, visando tanto quanto à conformidade regulatória quanto à eficiência econômica do sistema de distribuição.

### 3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Diversos estudos recentes apontam para a viabilidade técnica e econômica da prestação de SAs por fontes de GD, contribuindo significativamente para o cumprimento dos critérios de qualidade de tensão que corroboram com a relevância e potencial deste tópico. Conforme destacado por Rebours e outros (2007), o suporte local de reativos é uma das ferramentas mais eficazes para mitigar variações de tensão e reduzir o risco de violação dos limites regulatórios, especialmente em redes de distribuição radiais com alta penetração de GD.

Por sua vez, Ding e outros (2016) enfatizam que os recursos distribuídos, incluindo unidades fotovoltaicas e sistemas de armazenamento, podem ser integrados como fornecedores de potência reativa e reservas rápidas, desde que existem mecanismos de mercado apropriados.

Já Chen e outros (2017) demonstraram em uma otimização multiobjetivo baseada em custo, eficiência energética e modelos de resiliência que a participação da GD, especialmente de fontes renováveis intermitentes como eólica, solar e célula combustível, pode fornecer suporte eficiente ao sistema, desde que adequadamente dimensionadas.

No cenário internacional, operadores como o *California ISO* (CAISO) e o *Australian Energy Market Operator* (AEMO) já permitem que pequenas unidades de GD, sistemas de armazenamento e recursos de resposta da demanda participem ativamente dos mercados de SAs, inclusive nos serviços de regulação de frequência e suporte de tensão (CAISO, 2017; AEMO 2015). Na Itália, o operador “Terna” introduziu o sistema de *fast reserve*, que amplia a possibilidade de participação de fontes renováveis e recursos distribuídos no fornecimento de reservas rápidas (Terna, 2020).

A atuação da GD como prestadora de SAs tem sido explorada em diversos estudos, que apontam seu potencial para melhoria do perfil de tensão e redução de perdas. Santiago e outros (2022), por exemplo, utilizaram o *OpenDSS* para simular um alimentador real com topologia *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE) de 13 barras e demonstraram que a inserção de GD fotovoltaica, associada a baterias, contribui para a manutenção dos níveis de tensão dentro dos limites regulatórios e para a redução da energia não suprida.

Espindula (2021) também argumenta que a GD, especialmente quando equipada com dispositivos de controle dinâmico, pode fornecer serviços como compensação síncrona e reserva operativa, tradicionalmente prestados por grandes usinas conectadas à rede de transmissão. A autora ressalta que a modernização das redes de distribuição e a implantação de soluções inteligentes abrem espaço para que esses serviços sejam prestados por agentes localizados mais próximos das cargas, com maior efetividade e menor custo sistêmico. Além disso, é proposto pela autora a adoção de métodos multicritério para identificar os alimentadores prioritários para investimento. Essa abordagem dialoga diretamente com o presente trabalho, ao reconhecer a relevância dos indicadores de qualidade como critério de alocação de recursos e definição de estratégias de operação

Adicionalmente, no âmbito nacional pesquisas recentes como a de Lessa Júnior (2022) demonstraram por meio de simulações em sistemas de distribuição que a GD pode colaborar significativamente para a redução de perdas, melhoria do perfil de tensão e atendimento a demandas de reserva operativa.

Por sua vez, o estudo conduzido por Santiago e outros (2022) reforçou que a inserção de coordenada da GD como provedora de SAs contribui diretamente para a qualidade de energia em serviços nas redes de distribuição.

## 4 METODOLOGIA ADOTADA E MODELAGEM DO PROBLEMA

Este capítulo descreve a formulação matemática e a abordagem metodológica adotadas para a análise da prestação de SAs por unidades de GD em sistemas de distribuição de energia elétrica, em prol da redução dos custos de operação da rede e das penalidades regulatórias associadas às transgressões de qualidade de tensão em regime permanente. A modelagem proposta contempla os aspectos operacionais do sistema, os critérios regulatórios definidos no Módulo 8 do PRODIST, assim como os elementos econômicos.

A formulação é baseada em um modelo de otimização, buscando o despacho ótimo, que visa determinar de forma coordenada os valores de potência ativa, reativa e reserva fornecida pelas unidades de GD ao longo de um horizonte temporal de 24 horas, considerando a variação de demanda e do fator de carga ao longo do dia. O modelo proposto considera os limites operacionais das unidades geradoras, a topologia do sistema, as restrições de qualidade de tensão e os requisitos de reserva operativa.

A metodologia adotada para resolver o problema de otimização é a programação não-linear (PNL), implementada no ambiente *A Mathematical Programming Language* (AMPL) com solução via o *solver Interior Point Optimizer* (IPOPT). O AMPL corresponde a uma linguagem de modelagem algébrica amplamente utilizada na formulação de problemas de otimização de grande porte (AMPL, 2025a). Nesta ferramenta, a resolução foi conduzida utilizando o *solver* IPOPT dentre diversos disponíveis, devido a sua compatibilidade com problemas de otimização não linear com variáveis contínuas. O IPOPT foi selecionado por sua eficiência na resolução de problemas escalarmente grandes e por ser uma ferramenta de código aberto com comprovada robustez para aplicações na área de sistemas de energia (AMPL, 2025b).

Além da modelagem matemática, este capítulo apresenta a caracterização do sistema teste utilizado (rede IEEE de 37 barras), os cenários simulados e os parâmetros empregados na avaliação dos resultados.

## 4.1 Critérios Regulatórios de Atendimento

Conforme exposto na Seção 2.5, estão bem definidas no PRODIST os limites regulatórios que a tensão de fornecimento em regime permanente pode assumir. Para aferição dos indicadores individuais DRC e DRP junto aos consumidores, também é determinado o procedimento a ser seguido para aferição destes parâmetros de forma válida, junto aos consumidores individualmente.

Para se obter um diagnóstico válido, cada consumidor deve ter 1.008 aferições tomadas em período de integralização (intervalos consecutivos) de 10 minutos. Assim, um conjunto completo de medição totaliza 168 horas, correspondendo a sete dias, uma semana completa. Por fim, este conjunto de dados deve ser armazenado por um prazo mínimo de cinco anos, estando disponível em caso de fiscalização da agência reguladora.

### 4.1.1 Indicadores Individuais

Uma vez obtida o conjunto de leituras válidas, é possível determinar os indicadores individuais de DRP e DRC. A metodologia de cálculo adotada avalia quantas medições extrapolaram os limiares definidos, segundo as equações (1) e (2), sendo  $nlp$  e  $nlc$  definidas como os números de leituras situadas, respectivamente, nas faixas precária e crítica.

$$DRP = \frac{nlp}{1.008} * 100 [\%] \quad (1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1.008} * 100 [\%] \quad (2)$$

A título de registro das leituras, estas ficarão associadas a um mês civil de referência, que será aquele no qual se encerrou o ciclo de medição. O PRODIST define também como deve ser efetuado o procedimento de aferição dos índices de qualidade de tensão em regime permanente a partir da solicitação do cliente junto à concessionária. O fluxo de todo o processo foi incluído no ANEXO A.

#### 4.1.2 Indicadores Coletivos

Em caso de medições de um agrupamento de consumidores, torna-se possível também determinar os índices equivalentes por consumidor. Sendo assim, define-se as durações relativas da transgressão para tensão precária equivalente ( $DRP_E$ ) e para tensão crítica equivalente ( $DRC_E$ ). Estas relações são apresentadas nas equações (3) e (4).

$$DRP_E = \sum \frac{DRP_i}{N_L} 100 [\%] \quad (3)$$

$$DRC_E = \sum \frac{DRC_i}{N_L} 100 [\%] \quad (4)$$

De forma que, o subscrito  $i$  denota a unidade consumida individual. Analogamente, o subscrito  $E$  indica a medida equivalente. E por fim,  $N_L$  corresponde ao total de consumidores estão sendo objeto de aferição.

#### 4.1.3 Compensação aos Consumidores

Uma vez atestada a violação dos limiares de qualidade do nível de tensão fornecida ao consumidor, torna-se compulsório o pagamento de uma compensação financeira por parte da distribuidora a todos os titulares das unidades consumidoras daquele ponto de conexão. O processo comercial do crédito da compensação ocorrerá todo mês na fatura dos clientes, enquanto os indicadores  $DRP$  e  $DRC$  forem superiores aos limites de 3% e 0,5%, respectivamente. O montante financeiro de tal compensação é demonstrado na equação (5).

$$\text{Penalidade} = \left[ \left( \frac{DRP - DRP_{limite}}{100} \right) \cdot k_1 + \left( \frac{DRC - DRC_{limite}}{100} \right) \cdot k_2 \right] \cdot EUSD \quad (5)$$

Esta relação leva em conta a ultrapassagem dos limites mencionados anteriormente de cada transgressão, qualificados conforme o atendimento do cliente seja atendimento em baixa, média ou alta tensão. Esta ponderação é feita por meio das variáveis  $k_1$  e  $k_2$ , que são fatores aplicados conforme exposto na Tabela 3. Por fim, adota-se como base o encargo de referência da área de concessão, denotado por  $EUSD$ , devendo este ser referenciado ao mês da última medição.

Tabela 3 – Qualificação das variáveis auxiliares ao cálculo das penalidades por transgressão

Níveis de Tensão	Tensão Precária ( $DRP_{limite} = 3\%$ )		Tensão Crítica ( $DRC_{limite} = 0,5\%$ )	
	$DRP \leq DRP_{limite}$	$DRP > DRP_{limite}$	$DRC \leq DRC_{limite}$	$DRC > DRC_{limite}$
Baixa	$k_1 = 0$	$k_1 = 3$	$k_2 = 0$	$k_2 = 7$
Média tensão	$k_1 = 0$	$k_1 = 3$	$k_2 = 0$	$k_2 = 5$
Alta tensão	$k_1 = 0$	$k_1 = 3$	$k_2 = 0$	$k_2 = 3$

Fonte: ANEEL (2022).

Nota: Adaptado pelo autor.

## 4.2 Formulação Matemática do Problema de Otimização

A formulação matemática do problema visa otimizar o despacho de unidades de GD em um sistema de distribuição radial, de forma a atender a demanda local, minimizar os custos operacionais e mitigar as transgressões dos limites de tensão definidos pela regulamentação vigente. O modelo é desenvolvido com base em um horizonte de 24 horas, discretizado em intervalos horários, e incorpora os principais aspectos operacionais e regulatórios do setor elétrico.

A abordagem empregada é baseada em PNL, através de uma função objetivo composta por múltiplos termos de custo que representam os interesses do agente distribuidor, incluindo: (a) o custo de fornecimento de potência ativa e reativa pela GD, (b) o custo de reserva de potência ativa, e (c) os custos regulatórios decorrentes das violações dos limites de qualidade de tensão em regime permanente (DRP e DRC).

A partir desta estrutura, modelou-se o problema da pesquisa objetivando encontrar os custos mínimos de operação da rede em estudo, de tal forma que as penalidades causadas pelas transgressões dos índices de qualidade de tensão em regime permanente sejam reduzidas. A modelagem matemática apresentada a seguir se baseou nos procedimentos apresentados por: Rueda-Medina e Padilha-Feltrin (2013); Rueda-Medina e outros (2014); Espíndula (2022).

O item de estudo da pesquisa foi modelado a partir de um problema de otimização, em seu modelo clássico, composto por: (a) uma função objetivo a ser minimizada definida através da equação (6); (b) restrições de igualdade apresentada na equação (7) e, por fim, (c) restrições de desigualdade cujas inequações são representadas por (8).

$$\text{Min } f(X) \quad (6)$$

Sujeito a:

$$h_i(X) = 0 \quad (7)$$

$$g_i(X) \leq 0 \quad (8)$$

Nas expressões (7) e (8), as variáveis  $h_i$  e  $g_i$  representam o conjunto de equações e inequações, respectivamente, sendo  $i$  o índice que representa cada uma do universo de relações que compõem estes conjuntos.

Nas seções seguintes, serão apresentadas as componentes do modelo de otimização, apresentando a função objetivo e suas componentes de custo associadas a operação da rede. A seguir, as restrições de igualdade serão expostas, que asseguram que o balanço de potência ativa e reativa do sistema problema convirjam para uma solução factível. Por fim, as restrições de desigualdade assegurarão a conformidade do sistema quanto aos limites operacionais como magnitude de tensão e corrente, fator de potência e fornecimento de potência ativa, assim como das unidades de GD em sua capacidade de geração de potência ativa e reativa, além das restrições de mercado relacionadas à sua remuneração.

#### 4.2.1 Função Objetivo

A função objetivo a ser minimizada é dada pelas componentes dos custos totais pagos durante a operação do sistema de distribuição. Uma vez que o sistema será simulado em dois regimes de operação distintos (sem e com prestação de SAs), tem-se duas funções objetivo. A equação (9) apresentará a função objetivo do sistema sem a prestação de SAs, de forma que:  $\alpha$  representa o custo da potência ativa fornecida ao sistema pela subestação em R\$/kW;  $P_S$  corresponde à própria potência ativa fornecida ao sistema pela subestação em kW;  $T$  simboliza a coleção de horas simuladas.

$$\text{Min Custo} = \sum_{t \in T} \alpha_t P_{S_t} \quad (9)$$

A seguir, demonstra-se a equação (10), que apresenta a relação que descreve o sistema recebendo a prestação dos SAs de reserva e suporte de potência reativa.

$$\begin{aligned}
Min\ Custo = & \sum_{t \in T} \alpha_t P_{S_t} + \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} \left( (\psi_{E_t} E_{GD_{g,t}}) + (\psi_{R_t} R_{GD_{g,t}}) \right) - \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} \beta_t R_{GD_{g,t}} \\
& + \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} \left( \frac{\psi_{1_t}}{2} (Q_{r1_{g,t}} - Q_{A'_{g,t}})^2 - \psi_{2_t} Q_{A'_{g,t}} \right) - \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} \psi_{2_t} Q_{r2_{g,t}} \\
& + \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} \psi_{4_t} Q_{r4_{g,t}} + \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} \left( \psi_{4_t} Q_{A_{g,t}} + \frac{\psi_{5_t}}{2} (Q_{r5_{g,t}} - Q_{A_{g,t}})^2 \right)
\end{aligned} \tag{10}$$

Nesta equação,  $G$  traduz o conjunto de unidades de GD;  $E_{GD}$  representa a potência ativa gerada pelas unidades de GD através do atendimento da demanda das cargas e perdas do sistema de distribuição, em kW;  $R_{GD}$  corresponde à potência ativa gerada pelas unidades de GD a fim de prestar o serviço ancilar de reserva de potência ativa para o controle de frequência, em kW;  $\beta$  é o preço de revenda da reserva para o sistema de distribuição de energia elétrica em R\$/kW;  $Q_A$  e  $Q_{A'}$  caracterizam o ponto de referência na área de injeção e absorção, respectivamente, de potência reativa das unidades de GD da curva de função de custos de potência reativa exibida mais adiante na Figura 6, em kvar;  $Q_r$  representa a potência reativa gerada pelas unidades de GD em cada região de operação da curva de função dos custos de potência reativa exibida na Figura 6, em kvar;  $\psi_E$  é o preço de remuneração da energia gerada pelas unidades de GD, em R\$/kW;  $\psi_R$  é o preço de remuneração da reserva gerada pelas unidades de GD, em R\$/kW; finalmente,  $\psi$  é o preço de remuneração da potência reativa gerada pelas unidades de GD em cada região de operação da curva de função dos custos de potência reativa exibida na Figura 6, em R\$/kW

Uma vez definidas as equações das funções objetivo do problema, as restrições às quais as funções objetivo estão sujeitas são apresentadas nas seções a seguir, através das equações (11) a (40).

#### 4.2.2 Restrições de Balanço de Potência

Em todas as barras do sistema, o balanço de potência ativa e reativa deve ser obedecida. Tal fato significa que o fluxo de potência entre barras deve ser equivalente, para qualquer par adjacente  $i$  e  $j$ , em todo instante de tempo. Conforme apresentado por Cespedes (1990), as equações (11) e (12) demonstram matematicamente esta restrição.

$$\sum_{\substack{i,j \in B \\ t \in T}} P_{j,i,t} - \sum_{\substack{i,j \in B \\ t \in T}} \left( P_{i,j,t} + (R_{i,j} I_{i,j,t}^2) \right) + P_{S_t} + \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} n_{GD_{g,t}} P_{GD_{g,t}} = P_{D_i} f d_t \quad (11)$$

$$\sum_{\substack{i,j \in B \\ t \in T}} Q_{j,i,t} - \sum_{\substack{i,j \in B \\ t \in T}} \left( Q_{i,j,t} + (X_{i,j} I_{i,j,t}^2) \right) + Q_{S_t} + \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} n_{GD_{g,t}} Q_{GD_{g,t}} = Q_{D_i} f d_t \quad (12)$$

Nestas equações,  $f d$  é o fator de demanda, em %;  $I$  é a corrente no ramo, em A;  $n_{GD}$  é a numeração binária que indica se há ou não unidades de GD conectadas na barra (1 quando houver, 0 para os demais casos);  $P$  é a potência ativa que flui no ramo, em kW;  $P_D$  é a demanda de potência ativa na barra, em kW;  $P_{GD}$  é a potência ativa total gerada pelas unidades de GD, em kW;  $Q$  é a potência reativa que flui no ramo, em kvar;  $Q_D$  é a demanda de potência reativa na barra, em kvar;  $Q_{GD}$  é a potência reativa total gerada pelas unidades de GD, em kvar;  $Q_S$  é a potência reativa fornecida pela subestação, em kvar;  $R$  é a resistência do ramo, em k $\Omega$ ;  $X$  é a reatância do ramo, em k $\Omega$ .

#### 4.2.3 Restrições de Magnitude de Tensão e Corrente

A seguir, são demonstradas nas equações (13) e (14), as relações que regem as restrições do problema quanto à magnitude dos níveis de tensão e corrente do sistema de estudo. As variáveis  $V$  e  $Z$  correspondem respectivamente ao nível de tensão na barra, em V e à impedância do ramo, em  $\Omega$  (CESPEDES, 1990).

$$V_{i,t}^2 - 2 \left( (R_{i,j} P_{i,j,t}) + (X_{i,j} Q_{i,j,t}) \right) - (Z_{i,j} I_{i,j,t}^2) - V_{j,t}^2 = 0 \quad (13)$$

$$I_{i,j,t}^2 V_{j,t}^2 = P_{i,j,t}^2 + Q_{i,j,t}^2 \quad (14)$$

#### 4.2.4 Restrições de Limite de Magnitude de Tensão e Corrente

Apresenta-se nesta seção, nas expressões (15) – (18) as restrições dos limites máximos que os níveis de tensão e corrente do sistema podem assumir, no qual:  $V_{nom}$  é o nível de tensão nominal, em kV;  $V_{min}$  representa o nível mínimo da tensão na barra, em kV;  $V_{max}$  corresponde ao nível máximo da tensão na barra, em kV. Conforme apontado na Tabela 1, a faixa de tensão adequada para a tensão base do sistema de teste adotado para esta pesquisa situa-se entre os valores de 0,93 pu e 1,05 pu, como limites inferior e superior.

$$V_{min}^2 \leq V_{i,t}^2 \leq V_{max}^2 \quad (15)$$

$$0 \leq I_{i,j,t}^2 \leq I_{max_{i,j}}^2 \quad (16)$$

$$V_{min} = 0,93 V_{nom} \quad (17)$$

$$V_{max} = 1,05 V_{nom} \quad (18)$$

#### 4.2.5 Restrições de Fornecimento da Subestação

A inequação (19) apresenta a restrição positiva do fornecimento de potência ativa do sistema. Enquanto a expressão (20) definem a restrição de potência reativa. Nestas,  $fp_{ind}$  representa o fator de potência indutivo mínimo da subestação e  $fp_{cap}$  apresenta o fator de potência capacitivo mínimo da subestação.

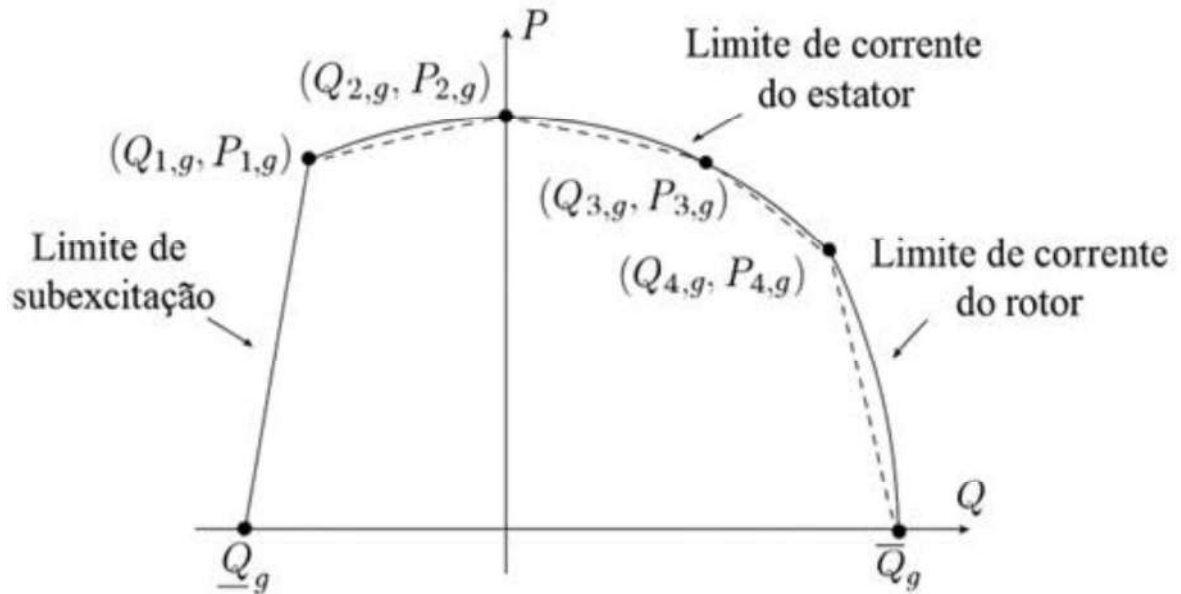
$$P_{S_{i,t}} \geq 0 \quad (19)$$

$$-P_{S_{i,t}} \tan(\cos^{-1}(fp_{ind})) \leq Q_{S_{i,t}} \leq P_{S_{i,t}} \tan(\cos^{-1}(fp_{cap})) \quad (20)$$

#### 4.2.6 Restrições de Geração dos Geradores Distribuídos

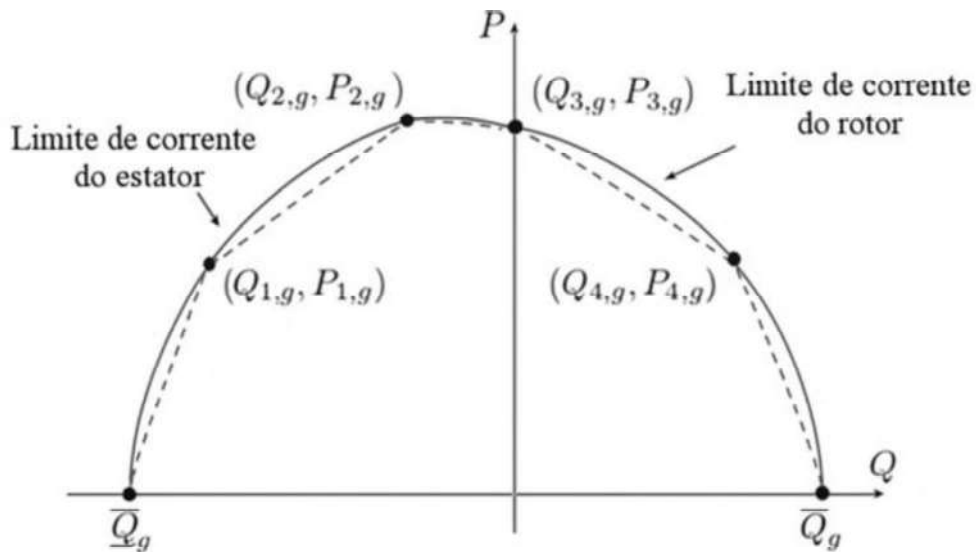
Rueda-Medina e Padilha-Feltrin (2013) apresentaram as curvas de capacidade de geração de um Gerador Síncrono (GS) e de um Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA), conforme exibido nas Figura 4 e Figura 5, respectivamente. Em cada curva, notam-se as restrições apresentadas pelas correntes de excitação do rotor e do estator.

Figura 4 – Curva de capacidade linearizada de um GS



Fonte: Rueda-Medina e Padilha-Feltrin (2013).

Figura 5 – Curva de capacidade linearizada de um GIDA



Fonte: Rueda-Medina e Padilha-Feltrin (2013).

Ao longo das curvas de capacidade apresentadas na Figura 4 e na Figura 5, são representadas também linearizações (tracejadas) das aproximações que foram adotadas com intuito de facilitar a modelagem das restrições, aproximando cada trecho, por segmentos retos. Em total, os seis extremos foram apontados graficamente e os pontos foram incorporados às restrições apresentadas nas expressões (21) a (26).

$$P_{g,t} \leq \frac{P_{1,g}}{Q_{1,g} - \underline{Q}_g} [Q_{g,t} - \underline{Q}_g] \quad (21)$$

$$P_{g,t} \leq \frac{P_{2,g} - P_{1,g}}{Q_{2,g} - Q_{1,g}} [Q_{g,t} - Q_{2,g}] + P_{2,g} \quad (22)$$

$$P_{g,t} \leq \frac{P_{3,g} - P_{2,g}}{Q_{3,g} - Q_{2,g}} [Q_{g,t} - Q_{3,g}] + P_{3,g} \quad (23)$$

$$P_{g,t} \leq \frac{P_{4,g} - P_{3,g}}{Q_{4,g} - Q_{3,g}} [Q_{g,t} - Q_{4,g}] + P_{4,g} \quad (24)$$

$$P_{g,t} \leq \frac{P_{4,g}}{Q_{4,g} - \overline{Q}_g} [Q_{g,t} - \overline{Q}_g] \quad (25)$$

Enfim, a inequação (26) impõe a restrição do limite mínimo nulo e máximo de geração de potência ativa das unidades de GD.

$$0 \leq P_{g,t} \leq P_{GD_{max}} \quad (26)$$

Nas expressões (21) - (26) expostas:  $P_g$  corresponde à geração de potência ativa nas unidades de GD, baseada nas curvas de capacidade do gerador síncrono e do gerador de indução duplamente alimentado;  $P_{n,g}$  é a capacidade de geração de potência ativa das unidades de GD no ponto “n” das respectivas curvas de capacidade do gerador síncrono e do gerador de indução duplamente alimentado;  $P_{GD_{max}}$  apresenta a máxima geração de potência ativa das unidades de GD;  $Q_g$  corresponde à geração de potência reativa nas unidades de GD, baseada nas curvas de capacidade do gerador síncrono e do gerador de indução duplamente alimentado;  $Q_{n,g}$  denota a capacidade de geração de potência reativa das unidades de GD no ponto “n” das respectivas curvas de capacidade do gerador síncrono e do gerador de indução duplamente alimentado;  $\overline{Q}_g$  e  $\underline{Q}_g$  são respectivamente os limites máximo e mínimo, de geração de potência reativa das unidades de GD;

Finalmente, a inequação (27) identifica quais são os limites máximos e mínimos do fator de potência indutiva e capacitiva. Nessa relação foram adotadas as variáveis  $fp_{GD_{ind}}$  para o fator de potência indutivo mínimo das unidades de GD, enquanto  $fp_{GD_{cap}}$  denota o fator de potência capacitivo mínimo das unidades de GD.

$$-P_{GD_{g,t}} \tan(\cos^{-1}(fp_{GD_{ind}})) \leq Q_{GD_{g,t}} \leq P_{GD_{g,t}} \tan(\cos^{-1}(fp_{GD_{cap}})) \quad (27)$$

#### 4.2.7 Restrições de Reserva e Energia

Conforme apresentado em Figura 1, para a prestação de SAs referente a reserva de potência ativa, mirando o controle de frequência, a concessionária estipula a quantidade requerida para cada unidade de GD, conectada à subestação do sistema. A expressão (28) aponta a variável  $R_{req_t}$  como reserva de potência ativa total requerida pelo operador do sistema de distribuição de energia elétrica.

$$\sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} n_{GD_{g,t}} R_{GD_{g,t}} = R_{req_t} \quad (28)$$

Desta forma, quando requerido pelo sistema de distribuição, a reserva de potência ativa deve estar disponível em qualquer tempo  $t$ , a ser suprido durante um tempo  $n$ , limitado a um valor máximo que é estipulado junto à concessionária. Conforme a classificação apresentada por Banshwar e outros (2017b), por trata-se de reservas do tipo girante, o tempo  $n$  deve ser definido como dez minutos. A expressão (29) exhibe o limite de reserva de potência ativa que pode ser gerada por cada gerador, que leva em conta o tempo de resposta e a máxima reserva de cada unidade devendo necessariamente ser o menor entre esses dois valores.

$$0 \leq R_{GD_{g,t}} \leq \min(n \cdot \Delta P_{GD_{cres}}, R_{GD_{max_{g,t}}}) \quad (29)$$

Na equação anterior, as variáveis denotam:  $n$  é o tempo de resposta para fornecimento da reserva de potência ativa pelas unidades de GD;  $R_{GD_{max}}$  corresponde à máxima reserva de potência ativa que pode ser gerada pelas unidades de GD;  $\Delta P_{GD_{cres}}$  apresenta o máximo crescimento de geração de potência ativa das unidades de GD.

Enfim, a geração de energia deve ser maior que zero, conforme exibido pela inequação (30).

$$0 \leq E_{GD_{g,t}} \quad (30)$$

Conseqüentemente, a soma da energia mais a reserva fornecida pelas unidades de GD deve respeitar os limites apresentado na expressão (31)

$$0 \leq E_{GD_{g,t}} + R_{GD_{g,t}} < P_{GD_{max}} \quad (31)$$

Sendo assim, a potência ativa total gerada pelas unidades de GD é a soma de energia mais a reserva, conforme exibido na equação (32).

$$E_{GD_{g,t}} + R_{GD_{g,t}} = P_{GD_{g,t}} \quad (32)$$

#### 4.2.8 Restrições de Mercado

Por intermédio de um mercado competitivo, definem-se os preços de remuneração da energia e da reserva fornecidas pelas unidades de GD. As ofertas destas, a cada hora do dia, são disponibilizadas na estrutura do mercado. Com base nelas, as concessionárias atuam de forma conjunta com o mercado, para determinar a ordem de despacho dos geradores e os correspondentes preços de remuneração. Nesse processo de otimização, portanto, a resolução do mercado se dá sob a ótica da distribuidora, que visa minimizar os montantes pagos na operação do sistema de distribuição. É importante destacar que a resolução conjunta do mercado para energia e reserva mostra-se mais adequada, visto que ambas dependem da mesma capacidade de geração de potência dos geradores (RUEDA-MEDINA et al., 2014).

Assim, todos os geradores são remunerados com base na maior oferta aceita pela concessionária. As equações (33) e (34) definem, respectivamente, os valores pagos pela energia e pela reserva fornecidas. Respectivamente foram denotados por  $Ofer_E$  e  $Ofer_R$ . Ressalte-se, todavia, que a transparência exige que as unidades de GD não tenham acesso às ofertas concorrentes, e que a distribuidora atue sem tendenciar alguma ofertante.

$$\psi_{E_t} = \max(n_{GD_{g,t}} Ofer_{E_{g,t}}) \quad (33)$$

$$\psi_{R_t} = \max(n_{GD_{g,t}} Ofer_{R_{g,t}}) \quad (34)$$

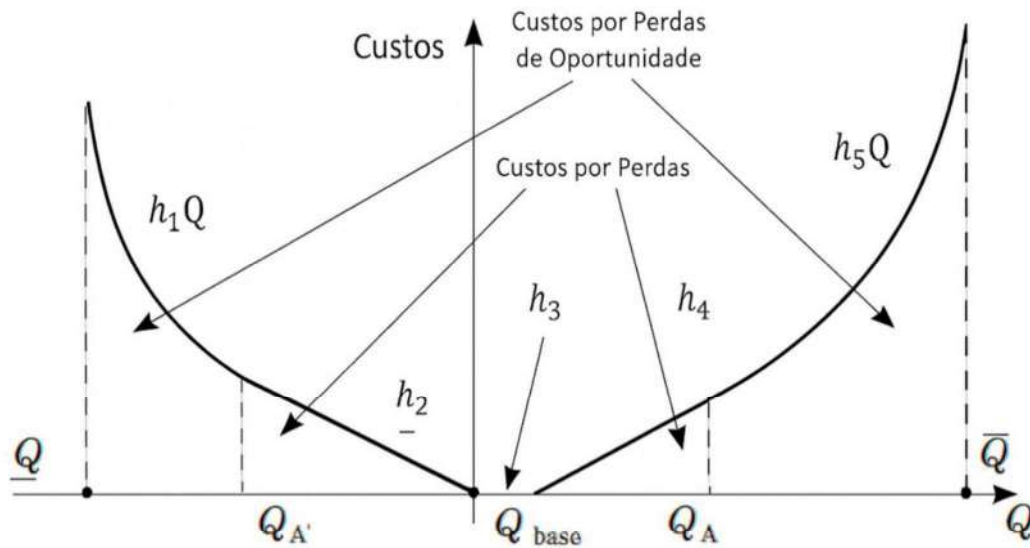
De modo análogo ao fornecimento de energia e reserva, disponibilizam suas ofertas as unidades de GD pelo suporte de potência reativa, e o despacho é solucionado pela concessionária. Como mencionado no Lessa Júnior (2022), nesta abordagem não é o órgão regulador que determina o preço de remuneração no SA. Diferente do que acontece nos sistemas de transmissão do Sistema Elétrico de Potência (SEP), neste ambiente, a concessionária define a remuneração. Sendo assim, é estimulada uma concorrência e incentiva os geradores a ofertarem com base em seus custos reais. Logo, caso pratiquem preços irrealistas, arriscam-se as unidades de GD a não integrarem mais a ordem de despacho da distribuidora (RUEDA-MEDINA; PADILHA-FELTRIN, 2013).

Adicionalmente, à remuneração do suporte de potência reativa agregam-se o Custo por Perdas (CP) e o Custo por Perdas de Oportunidade (CPO). O CP é proveniente do acréscimo de geração reativa, que eleva as perdas no processo de conversão de energia dos geradores. Já o CPO resulta da redução do fornecimento de potência ativa para atender à reativa requisitada, sempre que esta ultrapassa a disponível (J. ESPINDULA; C. RUEDA-MEDINA, 2021; ZHONG; BHATTACHARYA, 2002; RUEDA-MEDINA; PADILHA-FELTRIN, 2013).

Das curvas de capacidade de GS e GIDA, ilustradas na Figura 4 – Curva de capacidade linearizada de um GS, depreende-se que, quanto maior a necessidade de potência reativa, maior a oportunidade perdida pelo gerador de vender potência ativa à distribuidora. Assim, segundo Rueda-Medina e Padilha-Feltrin (2013), podem ser definidas em cinco as regiões operacionais das unidades de GD, como demonstra a Figura 6, que apresenta a função de custos de geração de potência reativa dessas unidades, considerando-se o CP e o CPO.

Desta forma, a partir do eixo de potência da curva definem-se cinco regiões: Região 1 entre  $\underline{Q}$  e  $Q_{A'}$ ; Região 2: entre  $Q_{A'}$  e 0; Região 3: entre 0 e  $Q_{base}$ ; Região 4: entre  $Q_{base}$  e  $Q_A$ ; Região 5: entre  $Q_A$  e  $\bar{Q}$ .

Figura 6 – Curva dos custos de geração de potência reativa das unidades de GD



Fonte: Rueda-Medina e Padilha-Feltrin (2013).

No gráfico da Figura 6, é possível definir também as regiões que se situam na área de absorção ou de injeção de potência reativo. Adicionalmente, associa-se a região à remuneração por CP ou CPO. O Quadro 2 resume estas características.

Quadro 2 – Resumo das regiões da função de custos de geração de potência reativa

Potência reativa \ Remuneração	CPO	CP
	Área de absorção	Região 1
Área de injeção	Região 5	Região 4

Fonte: Produção do próprio autor.

Da Figura 6, extraem-se funções quadráticas para as regiões 1 e 5. Para as regiões 2 e 4, entretanto, aproximam-se as curvas por funções lineares. Dessa forma, a integral da curva da Figura 6, fundamentada em Rueda-Medina (2013) e representada pela equação (35), deve ser realizada para se obter a Função de Remuneração da Potência Reativa (FRPR) das unidades de GD.

$$\begin{aligned}
FRPR = & \int_{\underline{Q}_g}^{Q_{A'g,t}} h_{1g,t} Q_{g,t} dQ_{g,t} + \int_{Q_{A'g,t}}^0 h_{2g,t} dQ_{g,t} + \int_{Q_{baseg}}^{Q_{Ag,t}} h_{4g,t} dQ_{g,t} \\
& + \int_{Q_{Ag,t}}^{\overline{Q}_g} h_{5g,t} Q_{g,t} dQ_{g,t}
\end{aligned} \tag{35}$$

No qual:

$h_1$  são as ofertas das unidades de GD para fornecimento de potência reativa na região de operação 1 da curva de função de custos de potência reativa, em R\$/kvar

$h_2$  são as ofertas das unidades de GD para fornecimento de potência reativa na região de operação 2 da curva de função de custos de potência reativa, em R\$/kvar

$h_4$  são as ofertas das unidades de GD para fornecimento de potência reativa na região de operação 4 da curva de função de custos de potência reativa, em R\$/kvar

$h_5$  são as ofertas das unidades de GD para fornecimento de potência reativa na região de operação 5 da curva de função de custos de potência reativa, em R\$/kvar

$Q_{base}$  é a região de operação da curva de função de custos de potência reativa, na qual as unidades de GD não são remuneradas pela potência reativa fornecida, em kvar

Conforme a Figura 6,  $h_1$  e  $h_5$  correspondem às ofertas dos geradores quando em operação nas regiões 1 e 5, sendo remunerados pelo CP. Já  $h_2$  e  $h_4$  traduzem as ofertas nas regiões 2 e 4, remuneradas pelo CPO. Assim, ao receber as ofertas das unidades de GD, a concessionária selecionará o despacho dos geradores, de modo que o preço de remuneração será estabelecido pela maior oferta aceita, em cada região, conforme as Equações (36) a (39).

$$\psi_{1t} = \max(n_{GDg,t} h_{1g,t}) \tag{36}$$

$$\psi_{2t} = \max(n_{GDg,t} h_{2g,t}) \tag{37}$$

$$\psi_{4t} = \max(n_{GDg,t} h_{4g,t}) \tag{38}$$

$$\psi_{5t} = \max(n_{GDg,t} h_{5g,t}) \tag{39}$$

Assim, ao resolver a integral da equação (35), determina-se a equação (40), que expressa a remuneração das unidades de GD pelo suporte de potência reativa ao sistema de distribuição.

$$\begin{aligned}
 FRPR = & \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} \left( \frac{\psi_{1t}}{2} (Q_{r1g,t} - Q_{A'g,t})^2 - \psi_{2t} Q_{A'g,t} \right) - \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} \psi_{2t} Q_{r2g,t} \\
 & + \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} \psi_{4t} Q_{r4g,t} + \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} \left( \psi_{4t} Q_{Ag,t} + \frac{\psi_{5t}}{2} (Q_{r5g,t} - Q_{Ag,t})^2 \right)
 \end{aligned} \tag{40}$$

### 4.3 Estratégia de Resolução e Ambiente Computacional

Como mencionado anteriormente, a resolução do problema de despacho ótimo proposto nesta dissertação foi realizada por meio de técnicas de PNL, em função da natureza não convexa e contínua de algumas equações do modelo, tais como as equações de fluxo de potência, os limites de magnitude de tensão e os vínculos relacionados às curvas de capacidade dos geradores distribuídos (NOCEDAL; WRIGHT, 2006).

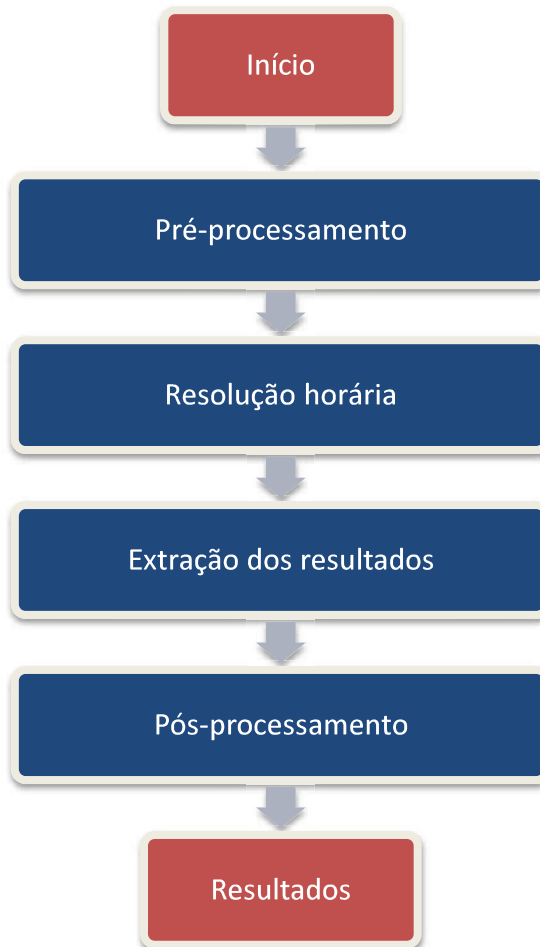
O processo de simulação adotou um horizonte de 24 horas, com discretização horária, resultando em 24 problemas de otimização sequenciais e independentes. Tal fato se deu, uma vez que a curva de carga de carga assumia valores de referência individuais a cada hora. Sendo assim, o resultado simulado manter-se-ia constante mesmo para cada instante calculado dentro desta janela de tempo. Para cada hora, o modelo era alimentado com os dados de carga, dados de unidades de GD e preços de oferta correspondentes, sendo resolvido isoladamente. Essa abordagem garantiu menor complexidade computacional e viabilidade de implementação com recursos hardware convencionais.

O fluxo de execução das simulações está apresentado na Figura 7, seguindo as etapas descritas:

1. Pré-processamento: preparação dos dados de entrada (perfis de carga, perfis de geração, tarifas, limites operacionais, parâmetros regulatórios);
2. Resolução horária: execução sequencial do modelo na interface do AMPL para cada instante de tempo utilizando o *solver* IPOPT;

3. Extração de resultados: extração de variáveis relevantes, tais como perfis de tensão, potências despachadas, valores de DRP e DRC e custos operacionais;
4. Pós-processamento: consolidação dos resultados em matrizes de análise técnica, através da linguagem de programação Python, com suas bibliotecas dedicadas *Pandas* e *NumPy* (PYTHON, 2025), além da posterior adoção do ambiente do *Excel* para geração dos gráficos e cálculos dos indicadores técnicos (MICROSOFT, 2025).

Figura 7 – Fluxo da resolução do problema computacional



Nota: Produção do próprio autor.

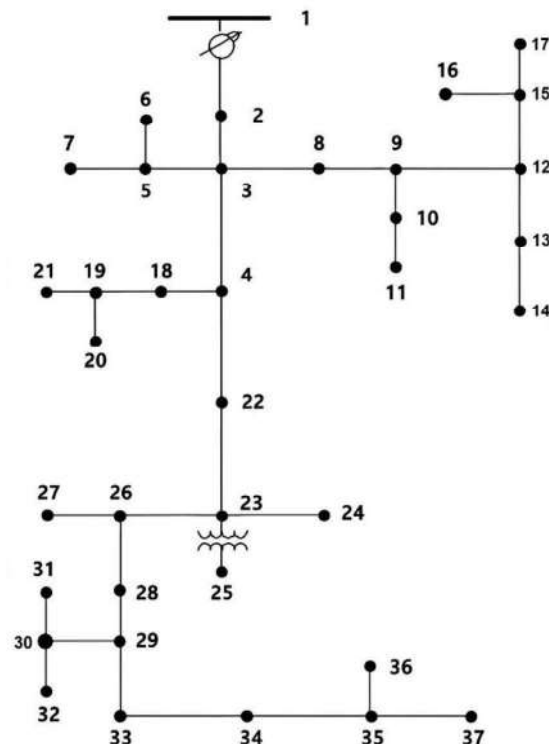
## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo apresenta os principais parâmetros adotados e resultados obtidos a partir das simulações realizadas nos dois cenários definidos: o cenário de referência (sem atuação coordenada de GD) e o cenário com prestação completa de SAs pelas unidades GD. A análise contempla tanto os aspectos técnicos, como o comportamento da tensão ao longo das 24 horas e o atendimento aos limites regulatórios, quanto os aspectos econômicos, incluindo o custo total do sistema e os encargos regulatórios associados às transgressões de qualidade.

### 5.1 Sistema de Distribuição de Teste e Caracterização da Rede

A rede utilizada neste estudo corresponde ao sistema de distribuição de 37 barras trifásico do IEEE, amplamente adotado na literatura técnica para simulação de fluxos de carga e avaliação de estratégias de operação em redes de média tensão. Este sistema representa uma tipologia radial, composta por 336 ramos e 37 nós, dos quais apenas o primeiro é conectado diretamente à subestação, conforme descrito por Kersting (1991) e ilustrado na Figura 8.

Figura 8 – Sistema de teste de 37-nós do IEEE



Fonte: Kersting (1991).

A rede original foi adaptada para o contexto brasileiro com base em dados técnicos de concessionárias nacionais e normativos do PRODIST, contemplando os seguintes ajustes:

- Conversão das unidades para o sistema por unidade (*pu*), com base em uma tensão de referência de 13,8kV e potência base de 1 MVA;
- Inserção de unidades de GD em pontos estratégicos da rede, simulando a instalação de usinas fotovoltaicas e minigeradores disponíveis ao despacho;
- Aplicação de um perfil de carga horário representativo, com fator de carga (abreviado por *lf* representando *load factor*) variando ao longo de 24 horas, de acordo com curvas obtidas em sistemas reais.

Desta forma, o Quadro 3 apresenta os parâmetros principais da rede modificada empregadas nas simulações.

Quadro 3 – Parâmetro principais da rede IEEE 37-nós adaptada para o contexto brasileiro

<b>Número total de barras</b>	37
<b>Tensão base</b>	13,8 kV
<b>Potência base</b>	1 MVA
<b>Número de fases</b>	Trifásica
<b>Tipo de rede</b>	Radial

Fonte: Kersting (1991).

Nota: Adaptado pelo autor.

O Quadro 4 lista os parâmetros adotados como dados de entrada. Estes foram definidos em conformidade aos modelos apresentados por Medina-Rueda (2014) e demais dados apontados pelo Módulo 8 do PRODIST.

Quadro 4 – Parâmetros principais de entrada da simulação desenvolvida

<b>Fator de potência capacitiva</b>	0,85
<b>Fator de potência indutiva</b>	0,85
<b>Reserva de potência ativa máxima das unidades de GD</b>	100 kW
<b>Limite de reserva de potência de cada unidade de GD</b>	30 kW
<b>Limite inferior e superior da faixa adequada de tensão</b>	0,93 pu – 1,05 pu
<b>Horizonte de simulação</b>	24 horas (intervalo de 1 hora)

Fonte: Medina-Rueda (2014) e (ANEEL, 2020).

Nota: Adaptado pelo autor.

Por fim, a Tabela 4 apresenta os parâmetros elétricos de cada um dos ramos do sistema.

Tabela 4 – Parâmetros do sistema IEEE 37 nós

Linha	$B_i$	$B_j$	$R_{ij}(\Omega)$	$X_{ij}(\Omega)$	$P_{D_j}(\text{kW})$	$Q_{D_j}(\text{kvar})$
0	0	1	-	-	0,00	0,00
1	1	2	1,19392	1,22615	210,00	105,00
2	2	3	0,86346	0,89846	0,00	0,00
3	3	4	1,80447	0,58011	0,00	0,00
4	3	6	0,83753	0,47759	0,00	0,00
5	3	5	1,18726	1,23539	28,33	13,33
6	5	9	1,08265	0,34806	81,00	44,67
7	5	10	1,39586	0,79598	78,33	43,33
8	11	14	0,36084	0,11600	144,00	74,00
9	11	15	1,86114	1,0613	28,33	13,33
10	4	7	1,44364	0,46411	0,00	0,00
11	4	8	1,08265	0,34806	14,00	7,00
12	22	26	1,26307	0,40606	0,00	0,00
13	23	28	3,42853	1,10223	12,67	6,00
14	23	27	0,54140	0,17405	128,33	63,33
15	19	25	0,74449	0,42454	14,00	7,00
16	19	24	1,44364	0,46411	42,00	21,00
17	13	18	1,39586	0,79598	38,33	23,33
18	13	19	0,74449	0,42454	0,00	0,00
19	30	33	0,90224	0,29006	78,33	43,33
20	30	32	5,77425	1,85634	95,33	53,33
21	35	37	0,93057	0,53065	0,00	0,00
22	35	36	0,90224	0,29006	0,00	0,00
23	6	11	1,20997	0,68986	14,00	7,00
24	14	21	2,34587	0,75417	28,33	13,33
25	15	23	4,15034	1,33428	114,00	70,00
26	15	22	1,39586	0,79598	53,67	26,67
27	9	12	0,65137	0,37144	14,00	7,00
28	10	13	0,46529	0,26533	84,00	47,00
29	25	29	1,30282	0,74292	0,00	0,00
30	29	31	1,48890	0,84903	46,67	23,33
31	29	30	2,34587	0,75417	14,00	7,00
32	31	34	0,93057	0,53065	170,33	84,00
33	34	35	0,93057	0,53065	0,00	0,00
34	12	17	0,90224	0,29006	0,00	0,00
35	12	16	1,26307	0,40606	78,33	43,33
36	13	20	1,39586	0,79598	214,00	170,00

Fonte: Rueda-Medina e Padilha-Feltrin (2013) citado por Lessa Júnior (2022).

## 5.2 Cenário de Simulação e Parâmetros Adotados

A análise da viabilidade técnica e econômica da prestação de SA por unidades de GD foi estruturada a partir da definição de dois cenários distintos de operação. Esses cenários foram concebidos para possibilitar uma comparação detalhada entre uma rede de distribuição operando em sua configuração convencional e outra na qual as unidades de GD assumem papel ativo na prestação coordenada de serviços adicionais. Dessa forma, buscou-se evidenciar os impactos da GD tanto sobre os indicadores de qualidade de tensão definidos pelo Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2020), quanto sobre os custos operacionais globais do sistema em um horizonte de 24 horas.

As simulações foram conduzidas em um computador com processador *Intel Core i7* de 11ª geração, 16GB de memória RAM, e sistema operacional Windows 10. O tempo médio de resolução para cada hora simulada foi de aproximadamente 6 segundos, resultando em um tempo total de simulação superior a 2 minutos para cada cenário.

Além de permitir a avaliação técnica e econômica, a escolha desses cenários possibilita observar a contribuição da GD em termos de resiliência do sistema, mitigação de violações de limites de tensão e eventual postergação de investimentos em reforços de rede. A metodologia adotada considera um perfil de carga típico, representativo de um dia de operação, e modela as unidades de GD como agentes capazes de ofertar energia, reserva de potência ativa e suporte reativo de forma coordenada com a distribuidora.

### 5.2.1 Cenários Simulados

- Cenário A – Referência (Sem prestação de SA pela GD)

Neste cenário de referência, as unidades de GD são mantidas inativas, não participando ativamente do suporte ao sistema. Toda a demanda da rede é atendida unicamente pela subestação, que assume a responsabilidade integral pelo fornecimento de potência ativa e reativa. Como não há prestação de SA através das unidades de GD, o sistema opera sem qualquer estratégia de mitigação de desvios de tensão. Esse cenário permite caracterizar o desempenho técnico básico da rede em sua condição original, funcionando como linha de base (*baseline*) para a comparação com as estratégias de prestação de SA.

- Cenário B – Prestação Completa de SA pela GD

Neste cenário, as unidades de GD são integradas de forma coordenada ao despacho do sistema, participando ativamente por meio de três serviços principais: despacho de potência ativa, suporte de potência reativa e fornecimento de reserva de potência ativa. A operação é orientada por uma estratégia de otimização que busca simultaneamente minimizar o custo total do sistema e reduzir a ocorrência de transgressões de tensão aos indicadores de DRP e DRC, em conformidade com os critérios normativos estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2020). As especificações das unidades de GD alocadas estão detalhadas no Quadro 5.

Quadro 5 – Especificações das unidades de GD alocadas no Cenário B de simulação

<b>Quantidade de unidades de GD despacháveis</b>	5
<b>Barras escolhidas para presença das unidades de GD</b>	9, 14, 18, 24 e 34
<b>Quantidade de unidades de GD do tipo GS</b>	3
<b>Quantidade de unidades de GD do tipo GIDA</b>	2
<b>Limites máximo e mínimo de geração de potência reativa de unidades de GD do tipo GS</b>	- 147 kvar e 222,625 kvar
<b>Limites máximo e mínimo de geração de potência reativa de unidades de GD do tipo GIDA</b>	- 250 kvar e 188,75 kvar
<b>Limite máximo de geração de potência ativa</b>	250 kW

Fonte: Medina-Rueda (2014) e (Lessa Júnior, 2022).

Nota: Adaptado pelo autor.

Esse cenário permite avaliar não apenas o ganho técnico no perfil de tensão e na redução de perdas, mas também o benefício econômico associado à diminuição de penalidades por descumprimento dos limites regulatórios. Ao mesmo tempo, evidencia o potencial da GD como ativo de flexibilidade, capaz de apoiar a concessionária na operação diária da rede e na mitigação de eventos críticos.

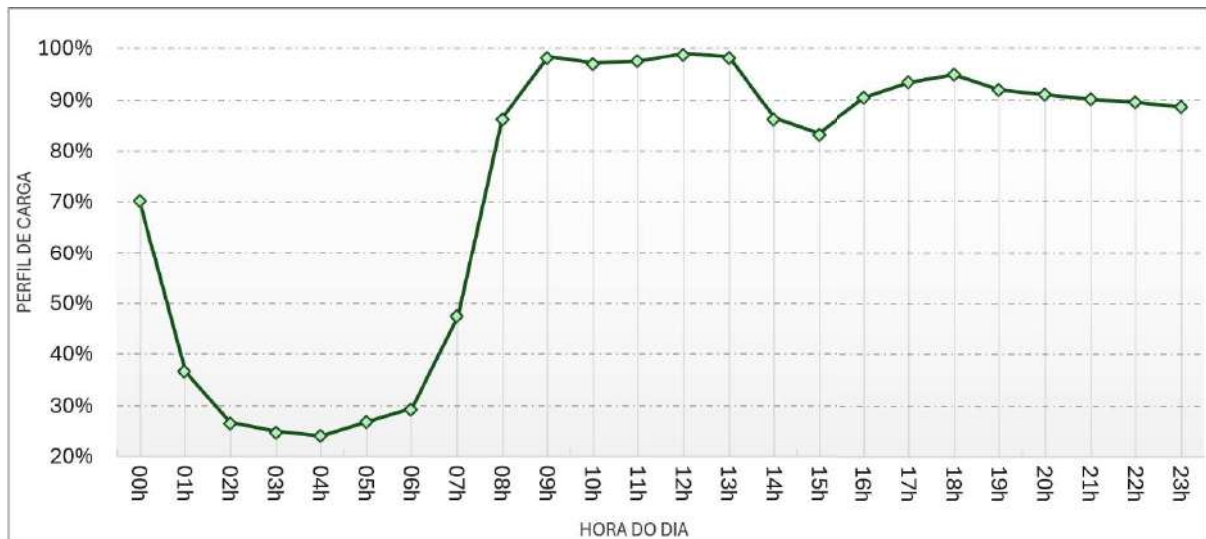
### 5.2.2 Perfil de carga e variação horária

O perfil de carga adotado representa um dia típico de consumo em redes de distribuição, apresentando variação horária do fator de carga ( $lf$ ) entre 24% e 99%. Essa curva foi obtida a partir de dados de consumo reais, coletados em sistemas de distribuição, e posteriormente

normalizada para o sistema de teste IEEE 37-barras. A aplicação uniforme dessa carga aos nós demandantes reflete o comportamento agregado de consumidores residenciais e comerciais, permitindo capturar o impacto da variação diária de demanda sobre a rede.

A Figura 9 ilustra o perfil horário utilizado, evidenciando picos de consumo característicos do início da noite e períodos de menor demanda no decorrer da madrugada. Essa variação reproduz de maneira realista as condições de operação enfrentadas por distribuidoras em áreas urbanas, possibilitando observar como a prestação de SA pela GD pode contribuir em momentos críticos, seja suavizando desvios de tensão, seja reduzindo os custos associados à importação de energia da subestação.

Figura 9 – Perfil de carga ao longo das 24 horas do dia



Nota: Produção do próprio autor.

### 5.3 Análise do Perfil do Tensão nas Barras da Rede

São apresentadas nesta seção os perfis de tensão no sistema de teste ao longo das 24 horas simuladas, em ambas as condições operacionais: o “Cenário A” de referência, sem prestação de SAs e o “Cenário B” com prestação de SAs. A Tabela 5 ilustra inicialmente o panorama de referência do Cenário A, no qual observa-se uma significativa deterioração do perfil de tensão, com ocorrência de valores fora dos limites regulatórios de tensão precária e tensão crítica.

Tabela 5 – Leituras de tensão, em pu, no sistema de teste durante as 24 horas simuladas no Cenário A (sem SA)

Nº	0h	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h
1	1,02	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
2	1,02	1,03	1,03	1,04	1,04	1,03	1,03	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
3	1,02	1,03	1,03	1,04	1,04	1,03	1,03	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
4	0,99	1,00	1,01	1,01	1,02	1,01	1,01	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
5	0,99	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
6	0,98	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
7	0,98	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
8	0,99	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
9	0,97	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
10	0,96	0,97	0,98	0,99	0,99	0,98	0,98	0,97	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
11	0,95	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
12	0,96	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
13	0,94	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,95	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
14	0,93	0,94	0,95	0,96	0,96	0,95	0,95	0,94	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
15	0,94	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,95	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
16	0,94	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,95	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
17	0,94	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,95	0,94	0,94	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,94	0,94	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
18	0,95	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
19	0,94	0,95	0,95	0,96	0,96	0,95	0,95	0,94	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
20	0,93	0,94	0,95	0,95	0,96	0,95	0,95	0,94	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
21	0,93	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,94	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
22	0,95	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,95	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,95	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
23	0,93	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,94	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
24	0,90	0,91	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,91	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
25	0,90	0,91	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
26	0,90	0,91	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,91	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
27	0,89	0,90	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
28	0,88	0,89	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
29	0,86	0,87	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
30	0,86	0,87	0,88	0,88	0,88	0,88	0,87	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
31	0,85	0,86	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,86	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
32	0,85	0,86	0,87	0,87	0,87	0,87	0,86	0,85	0,85	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,85	0,85	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,85
33	0,88	0,89	0,90	0,90	0,90	0,89	0,89	0,88	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
34	0,86	0,87	0,88	0,88	0,88	0,88	0,87	0,86	0,86	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,86	0,86	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,86
35	0,84	0,85	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,85	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
36	0,84	0,85	0,85	0,86	0,86	0,85	0,85	0,84	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
37	0,84	0,85	0,86	0,86	0,86	0,86	0,85	0,84	0,84	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,84	0,84	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,84	0,84	0,84

Nota: Produção do próprio autor.

Ainda na Tabela 5, forma realçadas na cor amarela as leituras que seriam considerados para o DRP, e de cor vermelha as leituras que entrariam no critério de apuração do DRC. É válido destacar que os resultados foram apresentados com apenas menos algarismos significativos a fim de facilitar a visualização da informação. Já na Tabela 6 são apresentados os valores de tensão aferidos como resultados da simulação do cenário B, no qual há a prestação de SA. Para esta tabela adotou-se a mesma formatação anterior, destacando por amarelo e vermelho os índices que transgrediram os limiares de DRP e DCR.

Tabela 6 – Leituras de tensão, em pu, no sistema de teste durante as 24 horas simuladas no Cenário B (com SA)

Nó	0h	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h
1	1,02	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
2	1,02	1,03	1,03	1,04	1,04	1,03	1,03	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
3	1,03	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03
4	1,02	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02
5	1,02	1,03	1,03	1,04	1,04	1,03	1,03	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
6	1,02	1,03	1,03	1,04	1,04	1,03	1,03	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
7	1,01	1,02	1,03	1,04	1,04	1,03	1,03	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
8	1,01	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
9	1,01	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
10	1,01	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
11	1,01	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01
12	1,01	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
13	1,00	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
14	0,99	1,00	1,01	1,02	1,02	1,01	1,01	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
15	1,00	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
16	1,00	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
17	0,99	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
18	0,99	1,00	1,00	1,01	1,01	1,00	1,00	0,99	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
19	0,98	0,99	1,00	1,00	1,01	1,00	1,00	0,99	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
20	0,98	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
21	0,98	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
22	0,97	0,98	0,99	0,99	1,00	0,99	0,99	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
23	0,98	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
24	0,97	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
25	0,97	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
26	0,97	0,98	0,99	1,00	1,00	0,99	0,99	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
27	0,97	0,98	0,99	0,99	1,00	0,99	0,99	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
28	0,96	0,97	0,98	0,98	0,99	0,98	0,98	0,97	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
29	0,94	0,95	0,96	0,96	0,97	0,96	0,96	0,95	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
30	0,94	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,95	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
31	0,94	0,95	0,95	0,96	0,96	0,95	0,95	0,94	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
32	0,93	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,94	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
33	0,94	0,95	0,95	0,96	0,96	0,95	0,95	0,94	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
34	0,93	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
35	0,93	0,94	0,94	0,95	0,95	0,94	0,94	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93
36	0,90	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,91	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
37	0,90	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,91	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90

Nota: Produção do próprio autor.

#### 5.4 Apuração dos Indicadores de Qualidade Equivalentes

Os perfis de tensão demonstram diferenças marcantes entre os cenários simulados, a partir dos quais torna-se possível levantar as métricas de avaliação da qualidade de energia elétrica apontados na Seção 4.1. No caso da rede de teste simulada, por se tratar de uma rede com tensão de referência igual ou superior a 1 kV e inferior a 69 kV, a faixa precária está definida entre os

limites de 0,90 a 0,93 pu, enquanto a faixa crítica abrange as leituras abaixo de 0,90 pu e acima de 1,05 pu (conforme apresentado na Tabela 1).

No primeiro caso, observou-se maior ocorrência de tensões fora da faixa de referência, com significativa incidência de violações classificadas como tensão crítica. Do total de 888 leituras realizadas, 55 correspondiam a DRP e 302 em DRC. Esse comportamento revela que, sem mecanismos de suporte locais, a rede apresenta dificuldade em manter a estabilidade de tensão, sobretudo em períodos de maior carga. Já o segundo cenário, com a atuação coordenada da GD prestando suporte reativo e reserva ativa, verificou-se uma expressiva redução dessas ocorrências. Das 888 leituras, apenas 24 estavam em faixa precária e 16 em faixa crítica.

Por fim, conforme apresentado na Seção 4.1.2, calculam-se os indicadores coletivos de qualidade equivalentes do alimentador, para o perfil de carga adotada neste estudo. Enquanto o  $DRP_E$  apresentou melhora tímida de três pontos percentuais, o  $DRP_E$  por sua vez evoluiu em 31 pontos percentuais. Estas métricas iniciais estão compiladas na Tabela 7.

Tabela 7 – Resumo comparativo dos cenários simulados quanto às medições na faixa precária e faixa crítica

	Medições totais	Medições em região precária	Medições em região crítica	$DRP_E$	$DRC_E$
Cenário A	888	55	302	6%	34%
Cenário B	888	24	16	3%	3%
<b>Variação</b>	-	-	-	<b>- 3 p.p.</b>	<b>-31 p.p.</b>

Nota: Produção do próprio autor.

Essa melhoria está associada à capacidade da GD de prover suporte de potência reativa local, regulando o perfil de tensão em barras críticas, e ao despacho de reserva ativa, que auxilia na absorção de variações rápidas de carga. Além disso, a coordenação do despacho ao longo do dia garantiu maior aderência às faixas de referência definidas pelo Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2020).

A análise dos dados mostra que, no cenário de referência, o sistema apresenta elevadas ocorrências de transgressão da tensão precária, especialmente nos horários de pico, e transgressões críticas em pontos mais distantes da subestação. Com a atuação da GD prestando SAs, houve uma redução significativa tanto em DRP e DRC, demonstrando um primeiro

apontamento favorável à efetividade da estratégia de controle local para adequação da qualidade do produto fornecido.

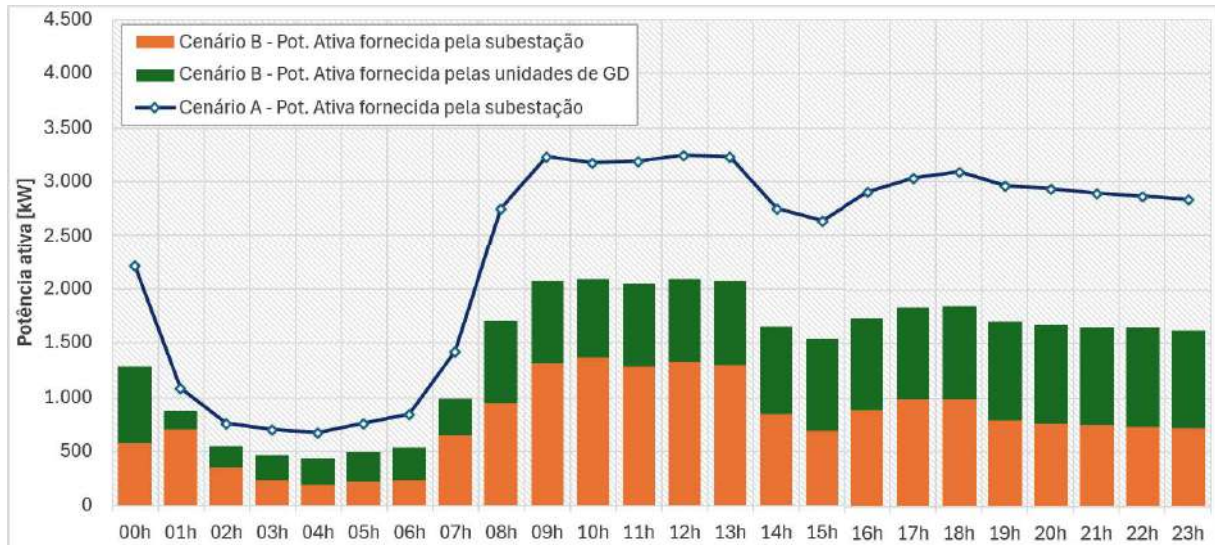
Adiante, deve-se avaliar através do ponto de vista regulatório, se tal redução nos valores de DRP e DRC representa ganhos expressivos para a concessionária, uma vez que tais indicadores estão diretamente relacionados a penalidades financeiras impostas pela ANEEL em caso de não conformidade.

### **5.5 Avaliação da Contribuição dos Geradores Distribuídos**

A análise dos resultados obtidos nos Cenários A e B permite identificar a influência da atuação das unidades de GD no fornecimento de potência ao sistema. A Figura 10 apresenta o comportamento horário da potência ativa injetada ao longo das 24 horas de simulação. Observa-se que, no Cenário B, a contribuição das unidades de GD reduziu de forma expressiva a necessidade de fornecimento de potência ativa pela subestação. Em contrapartida, no Cenário A, a subestação é responsável pela totalidade do suprimento de potência ativa.

Esse resultado evidencia o papel da GD na redução das perdas de potência ativa nos ramos da rede, assegurando o atendimento integral da demanda com menor esforço de suprimento centralizado. De maneira global, constatou-se um decréscimo de aproximadamente 38% no montante de potência ativa fornecida pela subestação, passando de 56.232,26 kW no Cenário A para 34.649,76 kW no Cenário B. Tal redução reflete diretamente em menores custos operacionais, uma vez que o custo associado à potência ativa proveniente da subestação é superior ao praticado pelas unidades de GD.

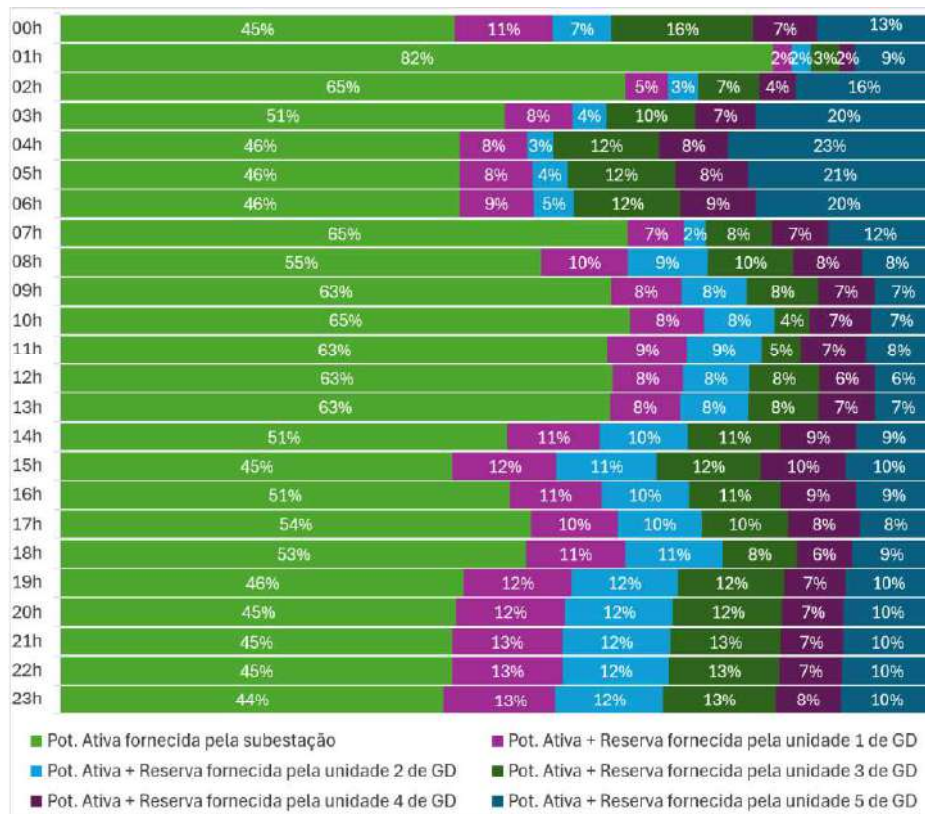
Figura 10 – Comparação da potência ativa fornecida entre os casos simulados.



Nota: Produção do próprio autor.

No detalhamento da composição do Cenário B, verifica-se que, do total de potência ativa fornecida ao sistema (34.649,76 kW), as unidades de GD foram responsáveis por aproximadamente 42% desse montante, conforme ilustrado na Figura 11.

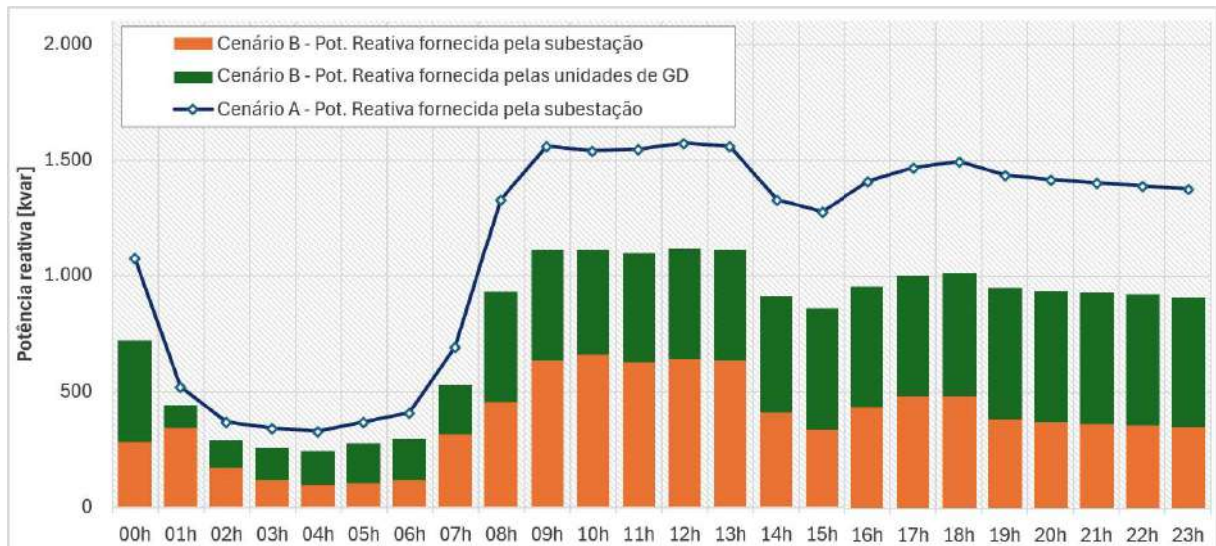
Figura 11 – Detalhamento da contribuição da subestação e das unidades de GD ao suprimento de potência ativa



Nota: Produção do próprio autor.

Em relação à potência reativa, constata-se um comportamento análogo ao observado para a potência ativa, conforme demonstrado na Figura 12. No horizonte de 24 horas, identificou-se um decréscimo de cerca de 31% no fornecimento centralizado, reduzindo de 27.234,52 kvar no Cenário A para 18.911,92 kvar no Cenário B.

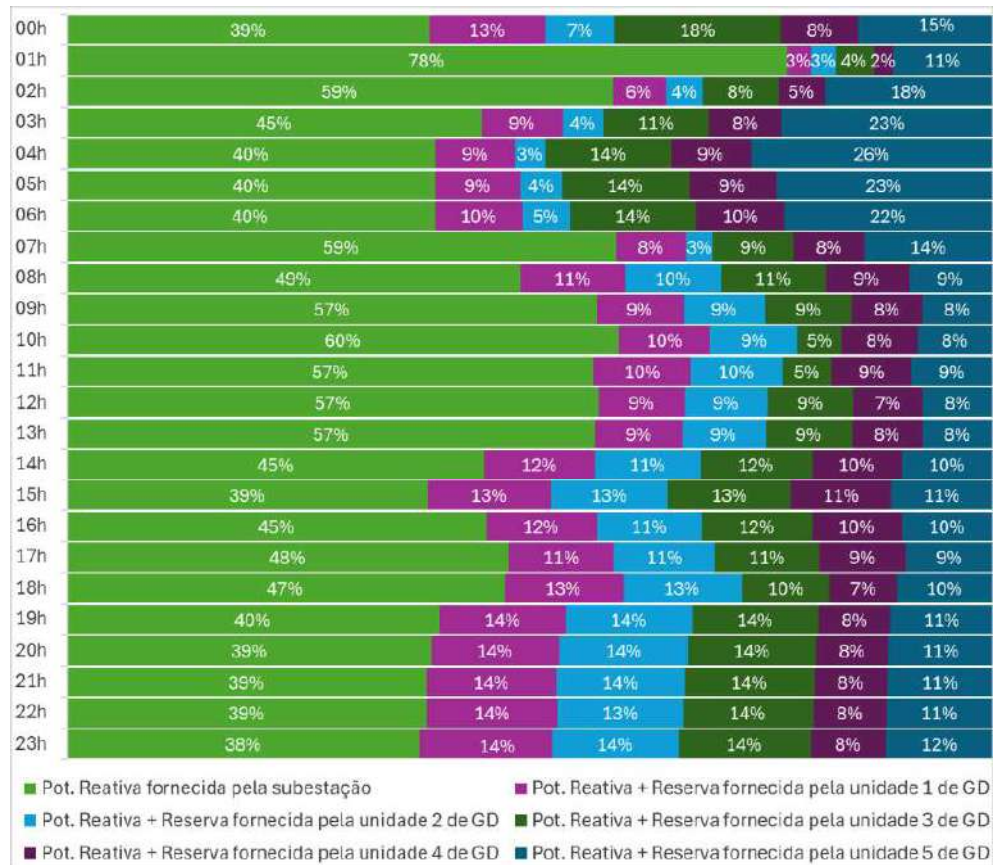
Figura 12 – Comparação da potência reativa fornecida entre os casos simulados



Nota: Produção do próprio autor.

Já quanto a participação das unidades de GD, a parcela referente a estas unidades foram de aproximadamente 50 %, evidenciado na Figura 13. Novamente, a atuação das unidades de GD mostrou-se eficiente em suprir a rede com menores perdas associadas à potência reativa.

Figura 13 – Detalhamento da contribuição da subestação e das unidades de GD ao suprimento de potência reativa



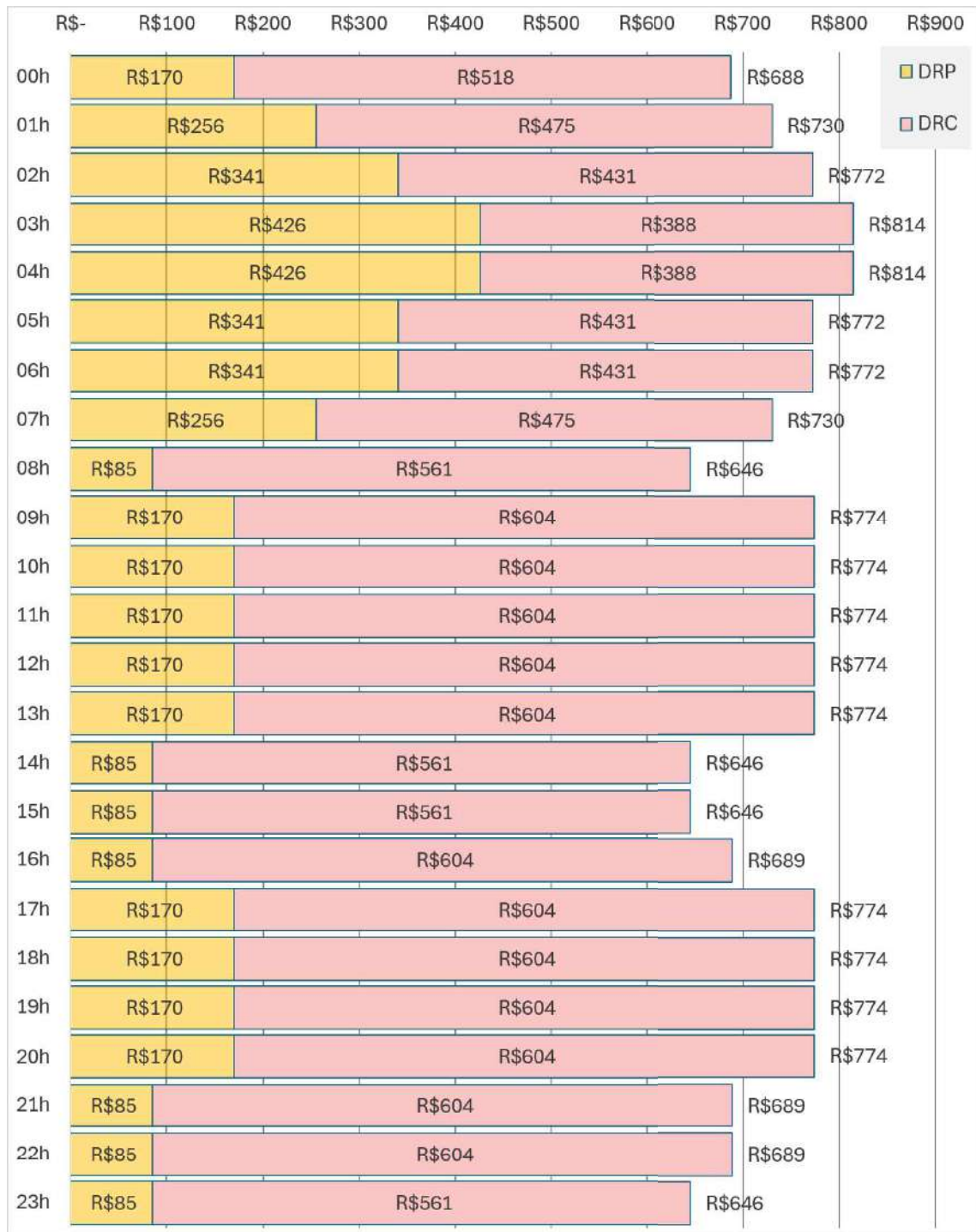
Nota: Produção do próprio autor.

## 5.6 Aferição das Penalidades Regulatórias

Conforme discutido na Seção 5.3, a atuação das unidades de GD no Cenário B resultou em uma melhoria significativa do perfil de tensão, traduzindo-se em uma redução expressiva as ocorrências de leituras fora da faixa regulamentar. Desta forma, essa redução foi uma consequência direta da diminuição dos custos associados ao pagamento de penalidades por descumprimento dos limites de qualidade de tensão.

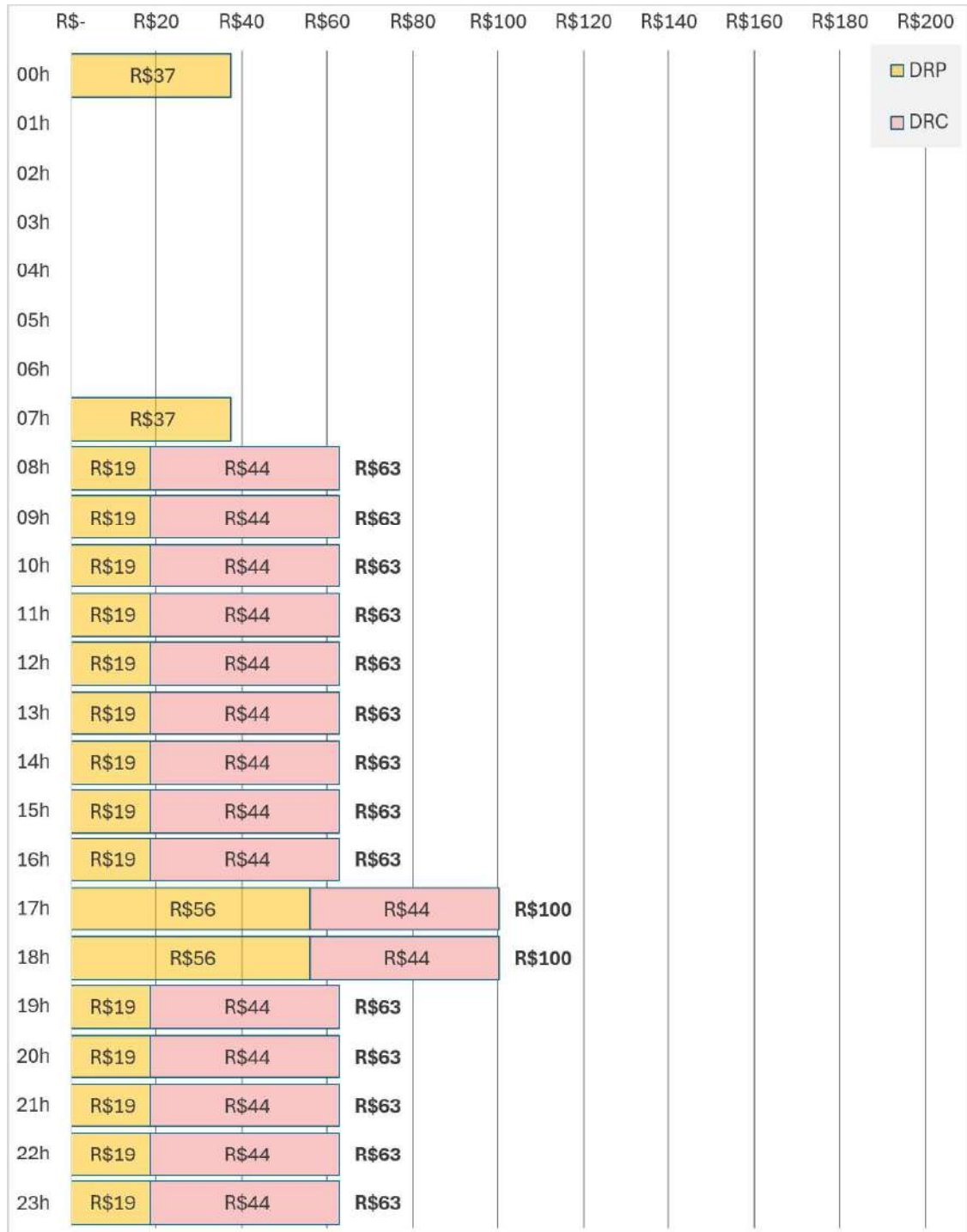
A Figura 14 ilustra a evolução das violações de tensão ao longo das 24 horas de simulação para o Cenário A, no qual não há prestação de SAs. Em contraste, a Figura 15 apresenta a distribuição horária dos custos de penalidades no Cenário B, evidenciando a mitigação quase integral dessas ocorrências.

Figura 14 – Detalhamento das penalidades a cada violação horária no Cenário A



Nota: Produção do próprio autor.

Figura 15 – Detalhamento das penalidades a cada violação horária no Cenário B



Nota: Produção do próprio autor.

De forma consolidada, a Tabela 8 resume os valores totais de penalidades acumulados nos dois cenários. Observa-se uma redução de aproximadamente 93% quando comparado o cenário de referência (sem prestação de SA) ao cenário com prestação coordenada de SAs.

Tabela 8 – Resumo comparativo dos cenários simulados quanto às penalidades a serem pagas por violações de tensão em regime permanente

	Penalidades por DRP	Penalidades por DRC	Penalidades totais
Cenário A	R\$ 4.686	R\$ 13.030	<b>R\$ 17.716</b>
Cenário B	R\$ 448	R\$ 707	<b>R\$ 1.155</b>

Nota: Produção do próprio autor.

Esse resultado confirma o potencial econômico da GD como instrumento de apoio à distribuidora no cumprimento dos requisitos normativos de qualidade de energia.

### 5.7 Análise Econômica: Custos Operacionais e Penalidades Evitadas

A análise desenvolvida nesta seção compara os dois cenários simulados a partir das parcelas financeiras despendidos nos custos de operação do sistema, assim como das penalidades regulatórias, decorrentes da violação dos limites de qualidade da tensão conforme estipulado no PRODIST.

Os custos operacionais foram calculados conforme apontado extensivamente na Seção 4.2.1, na qual a função objetivo do modelo de otimização considera o custo de fornecimento de potência ativa, da energia reativa gerada pelas unidades de GD e fornecida, assim como da reserva de potência ativa disponibilizada.

Em relação às penalidades das transgressões apuradas foram calculadas conforme a equação (5). Nela, há uma parcela correspondente ao *EUSD*, que corresponde o valor do encargo que se praticava ao mês da última medição. Para este trabalho, foi adotado a tarifa praticada pela concessionária que atende o município de Vitória, referenciado a abril de 2025. Desta forma, os resultados desta parcela da análise são resumidos na Tabela 9.

Apesar da introdução de custos operacionais adicionais no Cenário B, observa-se uma redução significativa nas penalidades regulatórias associadas à qualidade da tensão. O ganho líquido estimado com a estratégia de prestação de SAs é de aproximadamente R\$ 362.687 no período simulado, o que representa uma redução de 42% no custo total do sistema.

Tabela 9 – Comparativo dos custos operacionais e penalidades

Componente de Custo	Cenário A (Referência)	Cenário B (com prestação de SAs)
Potência ativa fornecida pelo sistema	R\$ 880.281	R\$ 301.649
Potência fornecida pelas unidades de GD	-	R\$ 199.793
Reserva fornecida pelas unidades de GD	-	R\$ 16.152
<b>Custo Total do Sistema</b>	<b>R\$ 880.281</b>	<b>R\$ 517.594</b>
Penalidade por DRP	R\$ 4.686	R\$ 448
Penalidade por DRC	R\$ 13.030	R\$ 707
<b>Total de Penalidades</b>	<b>R\$ 17.716</b>	<b>R\$ 1.155</b>
<b>Custo Total do Sistema</b>	<b>R\$ 897.997</b>	<b>R\$ 518.749</b>

Nota: Produção do próprio autor.

Estes resultados sugerem que, sob um modelo de contratação eficiente e com critérios de remuneração adequados, a atuação da GD na prestação de SAs pode não apenas melhorar os indicadores de qualidade, mas também otimizar economicamente a operação das distribuidoras, contribuindo para um sistema mais eficiente e resiliente.

### 5.8 Considerações sobre a Viabilidade da Estratégia Proposta

Os resultados obtidos ao longo deste estudo demonstram que a prestação de SAs por unidades de GD é tecnicamente viável e economicamente vantajosa, tanto sob a ótica da operação do sistema elétrico quanto sob a perspectiva regulatória. A atuação coordenada da GD permitiu a mitigação de transgressões de tensão, a melhoria dos indicadores de qualidade e a redução dos custos totais associados ao fornecimento de energia e às penalidades regulatórias.

Contudo, a implementação efetiva dessa estratégia em ambientes reais depende de diversos fatores estruturais, regulatórios e tecnológicos. Um dos principais entraves ainda é a ausência de um modelo formal de contratação e remuneração de SAs prestados por agentes distribuídos. Atualmente, os procedimentos da ANEEL limitam a remuneração desses serviços às grandes usinas centralizadas, conectadas à rede de transmissão, excluindo recursos mais próximos do consumidor final e capazes de oferecer respostas mais ágeis e localizadas.

A Nota Técnica EPE-DEE-NT-090/2021-r0 destaca a importância de promover a neutralidade tecnológica no mercado de SAs, permitindo que qualquer recurso que atenda aos requisitos técnicos possa ser contratado para a prestação de tais serviços. Isso inclui a GD, os sistemas de armazenamento de energia, as cargas controláveis e os consumidores com resposta ativa à demanda (EPE, 2021). A adoção dessa abordagem contribuiria para a democratização do acesso aos mercados auxiliares, o que, por sua vez, estimularia a inovação, a eficiência econômica e a modernização do setor.

Do ponto de vista técnico, os desafios operacionais são superáveis com a utilização de dispositivos de controle inteligente, sistemas de medição avançada e estratégias de otimização em tempo real. As ferramentas computacionais utilizadas nesta dissertação mostraram-se eficazes na modelagem do problema, embora para aplicações práticas em tempo real seja necessária a adoção de soluções embarcadas e algoritmos de despacho distribuído.

Outro ponto de atenção é o arcabouço regulatório da qualidade da energia elétrica. Os critérios atuais do PRODIST estabelecem faixas e penalidades rígidas, mas não incorporam de forma explícita a contribuição de agentes externos (como a GD) na mitigação das transgressões. Com a edição da Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022, que consolida normas relativas a SAs, resposta de demanda e adequação de centrais geradoras ao sistema, abre-se uma possibilidade regulatória para reconhecer formalmente a participação de diferentes agentes no equilíbrio e qualidade do sistema elétrico (ANEEL, 2022b).

No entanto, a regulação de qualidade via PRODIST ainda parece não contemplar de modo claro mecanismos de compensação ou indicadores que reflitam o impacto real da atuação desses agentes externos sobre a qualidade do fornecimento. Assim, seria necessário atualizar os mecanismos de compensação e os indicadores para refletir o impacto real da atuação desses agentes na melhoria do serviço prestado.

Finalmente, a viabilidade econômica da estratégia dependerá do modelo de precificação dos SAs, que deverá refletir os benefícios evitados (penalidades, perdas, reforços de rede) e garantir a atratividade para os agentes prestadores (EPE, 2021). A definição de tarifas ou preços de mercado que remunere adequadamente a atuação da GD será fundamental para consolidar o modelo proposto neste trabalho.

## 6 CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo avaliar a viabilidade técnica e econômica da prestação de SAs por unidades de GD em redes de distribuição, com base nos critérios de qualidade da energia elétrica definidos pela regulamentação brasileira, notadamente o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2020). Para isso, foi desenvolvida uma modelagem matemática de despacho ótimo, considerando o fornecimento coordenado de potência ativa, suporte reativo e reserva de potência ativa ao longo de um horizonte de 24 horas.

As simulações foram realizadas em um sistema representativo de teste de 37 barras do IEEE, contemplando dois cenários distintos: um cenário de referência, no qual a GD não participa ativamente da operação da rede, e um segundo cenário, no qual a GD atua prestando SAs de forma coordenada. Os resultados obtidos indicaram que a GD, ao atuar de maneira inteligente, contribui significativamente para a melhoria dos perfis de tensão ao longo da rede, reduzindo drasticamente a incidência de violações aos limites de qualidade estipulados pela regulamentação. Observou-se uma queda expressiva nas penalidades atreladas às violações dos indicadores de DRP e DRC, apurados em cerca de 91%, o que demonstra o potencial técnico da GD para atuar como agente de suporte de suporte à qualidade da energia elétrica em redes de distribuição.

No aspecto econômico, a estratégia proposta também se mostrou vantajosa. Ainda que a operação da GD implique custos adicionais com geração ativa, suporte reativo e reserva, esses custos foram amplamente compensados pela redução das penalidades regulatórias decorrentes da violação dos parâmetros de qualidade. A análise comparativa entre os dois cenários apontou para uma redução global de 41% no custo total do sistema, evidenciando que a atuação da GD pode ser economicamente justificável mesmo em ambientes com regras tarifárias conservadoras.

A metodologia empregada permitiu a integração, em um único modelo de otimização, de aspectos técnicos da operação do sistema, elementos regulatórios relacionados à qualidade da tensão, e custos econômicos associados ao despacho e às penalidades. Essa abordagem fornece uma ferramenta robusta para subsidiar o planejamento e a operação de redes de distribuição com alto nível de penetração de GD, sendo adaptável a diferentes topologias de rede e condições

operativas. A modelagem foi implementada no ambiente AMPL, resolvida por meio do solver IPOPT, e apresentou desempenho computacional compatível com aplicações de apoio à decisão, sendo necessário apenas cerca de dois minutos para execução da simulação de cada cenário.

Além dos benefícios técnicos e regulatórios, é importante salientar que os investimentos e estratégias adotados pelas concessionárias no aprimoramento do sistema de distribuição também podem gerar efeitos econômicos indiretos. A melhoria na qualidade do fornecimento tende a reduzir custos associados a reclamações formais de consumidores, ações judiciais e outros processos administrativos ou jurídicos, frequentemente resultantes de falhas no serviço. Adicionalmente, iniciativas que elevam a confiabilidade e a regularidade do fornecimento repercutem de forma positiva nos índices de satisfação dos clientes, o que fortalece a imagem institucional da concessionária e contribui para a valorização de sua atuação junto à sociedade e aos órgãos reguladores.

Apesar dos resultados promissores, reconhece-se que o modelo e os dados adotados nessa dissertação possuem limitações quanto à representação de incertezas, variabilidade da carga e dinâmica do despacho em tempo real. Essas limitações abrem espaço para a continuidade do trabalho em frentes de pesquisa complementares, conforme delineado na seção a seguir.

### **6.1 Sugestões de Trabalhos Futuros**

A partir da abordagem desenvolvida e dos resultados obtidos neste estudo, diversas oportunidades de aprofundamento e extensão podem ser exploradas em pesquisas futuras. Um dos principais caminhos é a incorporação de modelos de geração intermitente com incertezas, por meio da utilização de séries temporais com variabilidade horária e estocasticidade, permitindo representar com maior fidelidade fontes como a solar fotovoltaica e a eólica.

Outra fonte relevante envolve a avaliação da participação da GD em mercados estruturados de SAs, com a consideração de diferentes mecanismos de precificação, como modelos tarifários, leilões de reserva ou contratos bilaterais. Essa abordagem permitiria avaliar o impacto das decisões de remuneração sobre o comportamento econômico dos agentes e sobre a atratividade dos investimentos em GD controlável.

Além disso, sugere-se a aplicação do modelo proposto a redes reais de distribuição, utilizando dados operacionais fornecidos por concessionárias brasileiras. Isso permitiria validar os resultados em ambientes mais complexos, com maior diversidade topológica, perfis de carga heterogêneos e dados reais de indicadores regulatórios de qualidade.

A inclusão de novos REDs, como sistema de armazenamento de energia, resposta da demanda e medidores inteligentes, também representa uma linha promissora de pesquisa, permitindo ampliar o escopo da otimização para além da geração. Esses recursos são especialmente importantes no contexto de redes inteligentes, nas quais a flexibilidade e o controle distribuído são elementos centrais para a operação eficiente.

Por fim, considera-se relevante a integração do modelo com algoritmos de despacho em tempo real, utilizando plataformas embarcadas e técnicas de controle descentralizado, o que viabilizaria sua aplicação em ambientes operacionais com maior dinamicidade e tempo de resposta reduzido.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 697, de 16 de dezembro de 2015**. Brasília, DF: ANEEL, 2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015697.pdf>. Acesso em: 25 out. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodist)**. Brasília, DF: ANEEL, 2022a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em: 26 fev. 2025

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 1.030, de 26 de julho de 2022**. Brasília, DF: ANEEL, 2022b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221030.pdf>. Acesso em: 26 out. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 1.062, de 25 de abril de 2023**. Brasília, DF: ANEEL, 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015697.pdf>. Acesso em: 26 out. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Aprovada Consulta Pública que discutirá a renovação das concessões de distribuição**. Brasília, DF: ANEEL, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/aprovada-consulta-publica-que-discutira-a-renovacao-das-concessoes-de-distribuicao>. Acesso em: 26 fev. 2025

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **A Missão, a Visão e os Valores da ANEEL**. Brasília, DF: ANEEL, 2025a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/institucional/missao-visao-valores>. Acesso em: 25 jan. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Distribuição: Relatórios e Indicadores**. Brasília, DF: ANEEL, 2025b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/distribuicao>. Acesso em: 22 jun. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Processos Tarifários**. Brasília, DF: ANEEL, 2025c. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/calendario-de-atividades/processos-tarifarios>. Acesso em: 25 jun. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Renovação das Concessões**: ANEEL aprova termo aditivo aos contratos de concessão de distribuição. Brasília, DF: ANEEL, 2025d. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/aneel-aprova-termo-aditivo-aos-contratos-de-concessao-de-distribuicao>. Acesso em: 27 jun. 2025.

AMARAL, V.; BÜTTENBENDER, P.; THESING, N. **NOVO MARCO LEGAL À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: UMA ABORDAGEM DAS PRINCIPAIS MUDANÇAS** / New legal framework for the distributed generation of electric energy in Brazil: an approach to the main changes. Informe GEPEC, *[S. l.]*, v. 28, n. 1, 2024. DOI: 10.48075/igepec.v28i1.31536. Acesso em: 03 out. 2024

A MATHEMATICAL PROGRAMMING LANGUAGE. **A modeling language for optimizing complex problems**. Mountain View, CA: AMPL, 2025a. Disponível em: <https://ampl.com/products/ampl>. Acesso em: 03 out. 2024.

A MATHEMATICAL PROGRAMMING LANGUAGE. **Nonlinear solvers for APMPL | IPOPT**. Mountain View, CA: AMPL, 2025b. Disponível em: [ampl.com/products/solvers/open-source-solvers/](https://ampl.com/products/solvers/open-source-solvers/). Acesso em: 03 mar. 2025.

BANSHWAR, Anuj; SHARMA, Naveen; SOOD, Yog; SHRIVASTAVA, Rajnish. **Renewable energy sources as a new participant in ancillary service markets**. Energy Strategy Reviews, v. 18, p. 106-120, 2017. Disponível em: doi: 10.1016/j.esr.2017.09.009. Acesso em: 27 set. 2024.

BRASIL. Constituição (1988). Constituição da República Federativa do Brasil. Brasília, DF: Senado Federal, 1988.

BRASIL. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 14 fev. 1995a.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 8 jul. 1995b.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 7 jan. 2022.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 01/95-DNAEE para Distribuição de Energia Elétrica que celebram a União e a EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. Brasília, DF, 2025. Disponível em: [https://antigo.aneel.gov.br/documents/10184//16598817//Quinto\\_Termo\\_Aditivo\\_SEI\\_0164192.pdf](https://antigo.aneel.gov.br/documents/10184//16598817//Quinto_Termo_Aditivo_SEI_0164192.pdf). Acesso em: 9 ago. 2025.

CESPEDES, R. G. **New method for the analysis of distribution networks.** *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 5, n. 1, p. 391-396, jan. 1990. DOI: <https://doi.org/10.1109/61.107303>. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/107303>. Acesso em: 19 ago. 2025.

CHAVES, F. **Serviços ancilares através da geração distribuída: reserva de potência ativa e suporte de reativos.** 2009. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009. Disponível em: <https://core.ac.uk/download/pdf/296858987.pdf>. Acesso em: 03 out. 2024.

CHEN, Hao; YANG, Chen; DENG, Kangjie; ZHOU, Nana; WU, Haochuang. **Multi-objective optimization of the hybrid wind/solar/fuel cell distributed generation system using Hammersley Sequence Sampling.** *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 42, n. 12, p. 7836-7846, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.01.202>. Acesso em: 21 ago. 2025.

CNN BRASIL. EDP renova concessão de distribuidora de energia elétrica do ES. São Paulo, 27 jun. 2025. Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/economia/macroeconomia/edp-renova-concessao-de-distribuidora-de-energia-eletrica-do-es/>. Acesso em: 9 jul. 2025.

COSTA, R.; PEREIRA, P.; MADRUGA, E. **Análise multivariável para priorização de obras em redes de distribuição de energia elétrica com foco nos indicadores de qualidade de energia.** *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMAÇÃO, 20., 2020, Porto Alegre. **Anais...** Porto Alegre: Sociedade Brasileira de Automática, 2020. Disponível em: doi: 10.48011/asba.v2i1.1221. Acesso em 05 ago. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Serviços Ancilares sob a ótica de Planejamento da Expansão.** Rio de Janeiro: EPE, 2021. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-633/EPE-DEE-NT-090-2021-r0\\_Servicos%20Ancilares.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-633/EPE-DEE-NT-090-2021-r0_Servicos%20Ancilares.pdf). Acesso em: 02 maio 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2034.** Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034>. Acesso em: 02 mar. 2025.

ESAN, A.; OGHORADA, O.; AGBETUYI, A. **Conceptual model framework for demand response ancillary services deployed by inter-connected microgrids in West Africa – A Nigerian case study.** *Renewable Energy Focus*, v. 34, p. 47-56, 2020. ISSN 1755-0084. Disponível em: doi: 10.1016/j.ref.2020.06.002. Acesso em: 18 set. 2024.

FARIA, P.; SOARES, T.; VALE, Z.; MORAIS, H. **Distributed generation and demand response dispatch for a virtual power player energy and reserve provision.** *Renewable Energy*, v. 66, p. 686-695, 2014. Disponível em: doi: 10.1016/j.renene.2014.01.019. Acesso em: 19 set. 2024.

ESPINDULA, C. **Resolução do problema de mercado de energia elétrica brasileiro e análise de remuneração dos serviços ancilares de compensação síncrona e reserva operativa.** 2021. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-

Graduação em Engenharia Elétrica, Centro Tecnológico, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2021.

KERSTING, W. H. **Radial distribution test feeders**. In: *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 1991*. Proceedings. Piscataway: IEEE, 1991. p. 1–5 Disponível em: <https://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html>. Acesso em: 5 jun. 2025.

LESSA JÚNIOR, R. **Prestação dos serviços ancilares de reserva de potência ativa e suporte de potência reativa através da geração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2022. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Centro Tecnológico, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2022.

LOPES, J. A. Peças; HATZIARGYRIOU, N.; MUTALE, J.; DJAPIC, P.; JENKINS, N. **Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges, and opportunities**. *Electric Power Systems Research, [S. l.]*, v. 77, n. 9, 2007. DOI: 10.1016/j.epsr.2006.08.016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. Relatório de Avaliação das Concessões de Distribuição com Vencimento até 2025. Brasília, DF: MME, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br>. Acesso em: 9 ago. 2025.

D. F. NASCIMENTO; RUEDA-MEDINA, A. C, **Analysis of the Provision of Ancillary Services in Electric Power Distribution Systems to Improve Quality Indicators**. 2025 *Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*, Vitória, Brasil, 2025. DOI: 10.1109/COBEP66423.2025.11231528.

NOCEDAL, Jorge; WRIGHT, Stephen J. *Numerical optimization*. 2. ed. New York: Springer, 2006.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Histórico da Operação: Demanda Máxima**. Brasília, DF: ONS, 2025a. Disponível em: [http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/demanda\\_maxima.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/demanda_maxima.aspx). Acesso em: 19 maio 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Procedimentos de rede: Vigentes**. Revisão 2020.12. Brasília, DF: ONS, 2025b. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 04 jun. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Glossário de termos técnicos**: Submódulo 20.1. Revisão 2020.01. Brasília, DF, 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br>. Acesso em: 04 jun. 2025.

PYTHON. **The Python Wiki: Numeric and Scientific**. Disponível em: <https://wiki.python.org/moin/NumericAndScientific>. Acesso em: 04 out. 2024.

RUEDA-MEDINA, A. C. et al. **Active power reserve for frequency control provided by distributed generators in distribution networks**. *IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING*, 2014, National Harbor. Proceedings. New York: IEEE, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2014.6939509>

RUEDA-MEDINA, A. C.; PADILHA-FELTRIN, A. **Distributed generators as providers of reactive power support: a market approach**. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 1, p. 490-502, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2202926>.

SANTIAGO, Claudio Eduardo Silva; CAMPOS, Gustavo Timponi; SOARES, Keren Tenório; FORTES, Marcio Zamboti; BORBA, Bruno Soares Moreira Cesar. **Análise da Qualidade de Energia no Caso da Geração Distribuição Atuando em Serviços Ancilares**. Revista FSA, [S. l.], v. 19, n. 12, 2022. DOI: 10.12819/2022.19.12.11. Acesso em: 02 out. 2024

SOARES, Luccas Tadeu Farnezes; DE SOUZA, Arthur Costa; SILVA, Waner Wodson Aparecido Gonçalves; PUGLIESE, Luiz Felipe; ALVES, Guilherme Henrique. **Grid-Connected Photovoltaic Systems with Energy Storage for Ancillary Services**. *Energies*, [S. l.], v. 16, n. 21, 2023. DOI: 10.3390/en16217379. Acesso em: 03 out. 2024

TEIXEIRA, Pedro Augusto Pereira Balduino; MENDONÇA, Marcus Vinícius Borges; OLIVEIRA, Eduardo Sylvestre Lopes de; ALBERTINI, Madeleine Rocio Medrano Castillo; ROSENTINO JUNIOR, Arnaldo José Pereira; MOURA, Fabrício Augusto Matheus. **Estudo de perdas técnicas em redes ativas de distribuição de energia elétrica**. *Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica*, v. 3, 2025. DOI: <https://doi.org/10.5224/00.2025.9893475>. Disponível em: <https://publicacoes.softaliza.com.br/cbqee2025/article/view/11582>. Acesso em: 18 maio 2025.

UNITED NATIONS DEVELOPMENT PROGRAMME. **Human Development Index: Brazil**. New York City, NY: UN, 2024. Disponível em: <https://hdr.undp.org/data-center/specific-country-data#/countries/BRA>. Acesso em: 21 maio 2024.

ZHONG, J.; BHATTACHARYA, K. **Reactive power management in deregulated electricity markets: a review**. In: *IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING*, 2002, New York. *Conference Proceedings*. New York: IEEE, 2002. p. 1287-1292. DOI: <https://doi.org/10.1109/PESW.2002.985223>.

MICROSOFT. **Importar e analisar dados**. Disponível em: [https://support.microsoft.com/pt-br/office/importar-e-analisar-dados-ccd3c4a6-272f-4c97-afbb-d3f27407fcde#id0ebbd=data\\_models](https://support.microsoft.com/pt-br/office/importar-e-analisar-dados-ccd3c4a6-272f-4c97-afbb-d3f27407fcde#id0ebbd=data_models). Acesso em: 22 fev. 2025.

ANEXO A

FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE MEDIÇÃO DE TENSÃO POR RECLAMAÇÃO DE ACESSANTE SEM MEDIÇÃO PERMANENTE

