

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**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**

**Rafael Messias Tanajura Lessa Júnior**

**Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica**

**VITÓRIA  
2022**

**Rafael Messias Tanajura Lessa Júnior**

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

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

**Área de Concentração:** Engenharia Elétrica

**Linha de Pesquisa:** Processamento de Energia e Sistemas Elétricos.

**VITÓRIA**

**2022**

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

---

L638p Lessa Júnior, Rafael Messias Tanajura, 1994-  
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 / Rafael Messias Tanajura Lessa Júnior. - 2022.  
92 f. : il.

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

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Geração distribuída de energia elétrica. 3. Serviços de eletricidade. I. Rueda Medina, Augusto César. II. Universidade Federal do Espírito Santo. Centro Tecnológico. III. Título.

CDU: 621.3

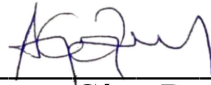
---

**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**

Rafael Messias Tanajura Lessa Júnior

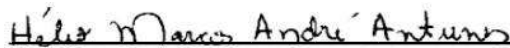
Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Espírito Santo como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 09/08/2022 por:



---

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



---

**Prof. Dr. Hélio Marcos André Antunes**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Examinador Interno



Documento assinado digitalmente

JOEL DAVID MELO TRUJILLO

Data: 10/08/2022 09:55:11-0300

Verifique em <https://verificador.iti.br>

---

**Prof. Dr. Joel David Melo Trujilo**  
Universidade Federal do ABC  
Examinador Externo

**Universidade Federal do Espírito Santo**  
Vitória, Agosto de 2022

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço, primeiramente, a Deus, em nome do senhor Jesus Cristo, por me conceder resiliência e ânimo para enfrentar as dificuldades desta etapa tão importante na minha vida acadêmica e profissional. Agradeço aos meus pais, Rafael e Estelina Tanajura e a minha irmã, Isis Tanajura, por todo afeto, cuidado e por sempre investirem, sem medir esforços, na minha formação educacional. Agradeço a minha noiva, Juliana Barreto, por todo o carinho, companheirismo e apoio, principalmente, neste período do mestrado. Agradeço ao meu cunhado, padrinho e madrinha, tios e tias por sempre me incentivarem. Agradeço aos colegas de mestrado da Universidade Federal do Espírito Santo por compartilharem essa jornada comigo, em especial, Rafael e Renato Ferraz, Luann Queiroz, Patrick Trevizani e Carla Jacobsen, aos professores desta instituição, em especial os do Laboratório de Eletrônica de Potência e Acionamento Elétrico (LEPAC), e ao meu orientador, professor Dr. Augusto César Rueda Medina, pelas instruções e ensinamentos durante todo o curso. Agradeço à empresa Fotus Energia Solar Ltda pela oportunidade de aplicar os conhecimentos obtidos, durante a graduação e o mestrado, no mercado de trabalho. Por fim, agradeço ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo financiamento e incentivo a este trabalho.

## RESUMO

Neste trabalho, foi analisado o uso de Geração Distribuída (GD) em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEEs) para prover os Serviços Ancilares (SAs) de reserva de potência ativa para controle de frequência e suporte de potência reativa para controle da tensão, e auxiliar a subestação no fornecimento de potência para atender às demandas das cargas e às perdas dos SDEEs. Nesse contexto, elaborou-se uma modelagem de remuneração das unidades de GD, alicerçada em ofertas de preços destes para suprir os SAs citados acima e as demandas das cargas, sendo que a remuneração do SA de suporte de potência reativa foi incrementada com os custos por perdas e custos por perda de oportunidade. Ademais, a Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica (CDEE) é a única compradora da potência ativa e reativa fornecidas pelas unidades de GD. Vale ressaltar que a modelagem elaborada neste trabalho difere-se das estratégias adotadas no Sistema Elétrico Brasileiro, no qual os SAs são prestados por geradores centralizados conectados nos sistemas de transmissão de energia elétrica e têm sua remuneração fundamentada em encargos determinados pela Agência Nacional de Energia Elétrica. As simulações foram realizadas no *software A Mathematical Programming Language*, através do *solver* Knitro. O SDEE empregado nessas simulações foi o sistema teste de distribuição radial de 37 nós, modificado, *do Institute of Electrical and Electronic Engineers*. A partir dos resultados obtidos, a redução dos custos totais entre o sistema sem unidades de GD e com estes geradores foi de 38,92%. Além disso, a potência ativa e reativa total fornecida ao SDEE diminuíram em 38,38% e 30,56%, respectivamente. Outrossim, as perdas de potência ativa e reativa decaíram em 88,73% e 88,49%, de modo respectivo. Portanto, esses valores sugerem os possíveis benefícios que a GD e a sua remuneração baseada em um mercado competitivo podem promover aos SDEEs, às CDEEs e, conseqüentemente, aos consumidores finais de energia elétrica.

**Palavras-chave:** Geração distribuída; sistemas de distribuição de energia elétrica; serviços ancilares; reserva de potência ativa para controle de frequência; suporte de potência reativa; mercado de energia elétrica.

## ABSTRACT

In this work, the use of Distributed Generation (DG) in Electric Energy Distribution Systems (SDEEs) to provide ancillary services (SAs) of active power reserve for frequency control and reactive power support for voltage control, and assist the substation in providing power to meet the demands of the loads and system losses, was analyzed. In this context, a model of remuneration of the DG units was elaborated, based on their price offers to supply the SAs mentioned above and the demands of the loads, being that the remuneration of the SA of reactive power support was increased with the costs for losses and costs for loss of opportunity. Furthermore, the Electric Energy Distribution Concessionaire (CDEE) is the only buyer of the active and reactive power supplied by the substation and the DG units. It is worth mentioning that the model developed in this work differs from the strategies adopted in the Brazilian Electricity System, in which the SAs are provided by centralized generators connected to the electric energy transmission systems and have their remuneration based on charges determined by the National Agency of Electric Energy. The simulations were performed in the software A Mathematical Programming Language, through the solver Knitro. The SDEE employed in these simulations was the modified 37-node radial distribution test system from the Institute of Electrical and Electronic Engineers. From the results obtained, the reduction in total costs between the system without DG units and with these generators was 38.92%. In addition, the total active and reactive power supplied to the SDEE decreased by 38.38% and 30.56%, respectively. Besides, active and reactive power losses decreased by 88.73% and 88.49%, respectively. Therefore, these values suggest the possible benefits that DG and their remuneration based on a competitive market can promote to SDEEs, to CDEEs and, consequently, to the final consumers of electricity.

**Keywords:** Distributed generation; electric energy distribution systems; ancillary services; active power reserve for frequency control; reactive power support; electricity market.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Curva de capacidade linearizada de um GS.....	47
Figura 2 – Curva de capacidade linearizada de um GIDA.....	48
Figura 3 – Função de custos de geração de potência reativa das unidades de GD no Caso 2.....	53
Figura 4 – Estrutura de funcionamento do AMPL.....	55
Figura 5 – Demanda, potência e perdas ativas do SDEE no Caso 1.....	61
Figura 6 – Demanda, potência e perdas ativas do SDEE no Caso 2.....	62
Figura 7 – Demanda, potência e perdas reativas do SDEE no Caso 1.....	66
Figura 8 – Demanda, potência e perdas reativas do SDEE no Caso 2.....	66
Figura 9 – Região de operação de cada unidade de GD no Caso 2.....	76
Figura 10 – Custos de operação por hora do SDEE nos dois casos simulados.....	79



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros do sistema IEEE 37 nós.....	59
Tabela 2 – Demanda de potência ativa e reativa do SDEE no intervalo de simulação.....	60
Tabela 3 – Comparação da potência ativa fornecida entre os casos simulados.....	63
Tabela 4 – Energia fornecida pelas unidades de GD no Caso 2.....	64
Tabela 5 – Reserva fornecida pelas unidades de GD no Caso 2.....	65
Tabela 6 – Comparação da potência reativa fornecida entre os casos simulados.....	67
Tabela 7 – Potência reativa fornecida pelas unidades de GD no Caso 2.....	68
Tabela 8 – Comparação das perdas de potência ativa entre os casos simulados.....	69
Tabela 9 – Comparação das perdas de potência reativa entre os casos simulados.....	70
Tabela 10 – Preços de remuneração e os valores pagos pela CDEE com a potência ativa fornecida no Caso 1.....	71
Tabela 11 –Preços de remuneração da potência ativa fornecida no Caso 2.....	72
Tabela 12 – Valores pagos pela CDEE com a potência ativa fornecida no caso 2.....	73
Tabela 13 – Preços de aquisição e revenda, faturamento, custos e lucro na negociação da reserva pela CDEE.....	75
Tabela 14 – Fornecimento de potência reativa do conjunto de unidades de GD, por região de operação, preços de remuneração e os valores pagos pela CDEE por esta potência no Caso 2..	77
Tabela 15 – Custos de operação do SDEE para a CDEE nos dois casos simulados.....	78
Tabela 16 – Resumo dos principais resultados das simulações realizadas.....	80

## LISTA DE SIGLAS

AMPL	<i>A Mathematical Programming Language</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAG	Controle Automático de Geração
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDEE	Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica
CP	Custos por Perdas
CPO	Custos por Perdas de Oportunidade
CPSA	Contrato de Prestação de Serviço Ancilar
CVU	Custo Variável Unitário
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
FREE	Fonte Renovável de Energia Elétrica
FRPR	Função de Remuneração da Potência Reativa
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GIDA	Gerador de Indução Duplamente Alimentado
GS	Gerador Síncrono
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
MILP	<i>Mixed Integer Linear Programming</i>
MINLP	<i>Mixed Integer Non-Linear Programming</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
SA	Serviço Ancilar
SAEE	Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SE	Sistema Elétrico
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SEP	Sistema Especial de Proteção
SIN	Sistema Interligado Nacional
STEE	Sistema de Transmissão de Energia Elétrica
TSA	Tarifa de Serviços Ancilares
VE	Veículo Elétrico

## LISTA DE SÍMBOLOS

$B$	Conjunto de barras
$CR_{GD}$	Custos de aquisição da reserva, para a concessionária de distribuição de energia elétrica, junto às unidades de GD (R\$)
$E_{GD}$	Potência ativa gerada pelas unidades de GD para atendimento da demanda das cargas e perdas do SDEE, ou somente “energia” (kW)
$ENC_{CS}_{p,j}$	Encargo por compensação síncrona, da parcela de usina $p$ , por período de comercialização $j$ (R\$)
$ENC_{OSA}_{p,m}$	Encargo por outros serviços ancilares da parcela de usina $p$ , no mês de apuração $m$ (R\$)
$ENC_{RESPOP}_{p,j}$	Encargo para atendimento ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa da usina $p$ , por período de comercialização $j$ (R\$)
$fd$	Fator de demanda (%)
$fp_{cap}$	Fator de potência capacitivo mínimo da subestação
$fp_{ind}$	Fator de potência indutivo mínimo da subestação
$fp_{GD_{cap}}$	Fator de potência capacitivo mínimo das unidades de GD
$fp_{GD_{ind}}$	Fator de potência indutivo mínimo das unidades de GD
$FR_{GD}$	Faturamento da concessionária de distribuição de energia elétrica com a revenda da reserva para o sistema de transmissão de energia elétrica (R\$)
$G$	Conjunto de unidades de GD
$G_h$	Geração medida na hora $h$ (MWh)
$G_{Desp_h}$	Geração despachada para prestação do serviço ancilar na hora $h$ (MWh)
$G_{RESPOP}_{p,j}$	Geração realizada para atendimento ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa da usina $p$ , por período de comercialização $j$ (MWh)
$h_1$	Ofertas das unidades de GD para fornecimento de potência reativa na região de operação 1 da curva de função de custos de potência reativa (R\$/kvar)
$h_2$	Ofertas das unidades de GD para fornecimento de potência reativa na região de operação 2 da curva de função de custos de potência reativa (R\$/kvar)
$h_4$	Ofertas das unidades de GD para fornecimento de potência reativa na região de operação 4 da curva de função de custos de potência reativa (R\$/kvar)

$h_5$	Ofertas das unidades de GD para fornecimento de potência reativa na região de operação 5 da curva de função de custos de potência reativa (R\$/kvar)
$I$	Corrente no ramo (A)
$I_{max}$	Capacidade máxima de corrente no ramo (A)
$INC_{p,j}$	Custo declarado da parcela de usina não hidráulica $p$ , por período de comercialização $j$ (R\$/MWh)
$IP$	Indisponibilidade programada da usina termelétrica
$LR_{GD}$	Lucro obtido pela concessionária de distribuição de energia elétrica com a revenda da reserva para o sistema de transmissão de energia elétrica (R\$)
$MER_{CS_{p,j}}$	Medição de energia reativa associada a compensação síncrona, da parcela de usina $p$ , por período de comercialização $j$ (Mvarh)
$n$	Tempo de resposta para fornecimento da reserva de potência ativa pelas unidades de GD
$n_{GD}$	Numeração binária que indica se há ou não unidades de GD conectadas na barra (1 - se tem; 0 - caso contrário)
$Ofer_E$	Ofertas das unidades de GD para fornecimento de energia (R\$/kW)
$Ofer_R$	Ofertas das unidades de GD para fornecimento de reserva (R\$/kW)
$P$	Potência ativa que flui no ramo (kW)
$P_D$	Demanda de potência ativa na barra (kW)
$P_g$	Geração de potência ativa das unidades de GD, baseada nas curvas de capacidade do gerador síncrono e do gerador de indução duplamente alimentado (kW)
$P_{n,g}$	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 (kW)
$P_{GD}$	Potência ativa total gerada pelas unidades de GD (kW)
$P_{GDmax}$	Máxima geração de potência ativa das unidades de GD (kW)
$PLD_{s,j}$	Preço de liquidação das diferenças, determinado por submercado $s$ , por período de comercialização $j$ (R\$/MWh)
$PRECO_{RESPOP_{p,j}}$	Preço para valoração do encargo referente ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa da usina $p$ , por período de comercialização $j$ (R\$/MWh)

$PRECO\_OF\_RESPOP_{p,j}$  Preço ofertado pelo agente para valoração do encargo referente ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa da usina  $p$ , por período de comercialização  $j$  (R\$/MWh)

$P_s$  Potência ativa fornecida pela subestação (kW)

$Q$  Potência reativa que flui no ramo (kvar)

$Q_A$  Ponto de referência na área de injeção de potência reativa das unidades de GD da curva de função de custos de potência reativa (kvar)

$Q_{A'}$  Ponto de referência na área de absorção de potência reativa das unidades de GD da curva de função de custos de potência reativa (kvar)

$Q_{base}$  Região de operação da curva de função de custos de potência reativa, no qual as unidades de GD não são remuneradas pela potência reativa fornecida (kvar)

$Q_D$  Demanda de potência reativa na barra (kvar)

$Q_g$  Geração de potência reativa das unidades de GD, baseada nas curvas de capacidade do gerador síncrono e do gerador de indução duplamente alimentado (kvar)

$Q_{n,g}$  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 (kvar)

$Q_{GD}$  Potência reativa gerada pelas unidades de GD (kvar)

$Q_{r1}$  Potência reativa gerada pelas unidades de GD na região de operação 1 da curva de função de custos de potência reativa (kvar)

$Q_{r2}$  Potência reativa gerada pelas unidades de GD na região de operação 2 da curva de função de custos de potência reativa (kvar)

$Q_{r4}$  Potência reativa gerada pelas unidades de GD na região de operação 3 da curva de função de custos de potência reativa (kvar)

$Q_{r5}$  Potência reativa gerada pelas unidades de GD na região de operação 4 da curva de função de custos de potência reativa (kvar)

$Q_s$  Potência reativa fornecida pela subestação (kvar)

$\underline{Q}$  Limite mínimo de geração de potência reativa das unidades de GD (kvar)

$\overline{Q}$  Limite máximo de geração de potência reativa das unidades de GD (kvar)

$R$  Resistência do ramo ( $k\Omega$ )

$R_{GD}$  Potência ativa gerada pelas unidades de GD para prestar o SA de reserva de potência ativa para controle de frequência, ou somente reserva (kW)

$R_{GDmax}$	Máxima reserva de potência ativa que pode ser gerada pelas unidades de GD (kW)
$R_{req}$	Reserva de potência ativa total requerida pelo operador do sistema de distribuição de energia elétrica (kW)
$RART_{p,m}$	Ressarcimento pelo custo de operação e manutenção dos equipamentos de autorrestabelecimento da parcela de usina $p$ , no mês de apuração $m$ (R\$)
$RCAG_{p,m}$	Ressarcimento pelo custo de operação e manutenção dos equipamentos de supervisão e controle e de comunicação necessários à participação no CAG (Controle Automático de Geração) da parcela de usina $p$ , no mês de apuração $m$ (R\$)
$RCUE_{p,m}$	Ressarcimento pelo custo de usinas emergenciais da parcela de usina $p$ , no mês de apuração $m$ (R\$)
$RISA_{p,m}$	Ressarcimento por investimentos para prestação de serviços ancilares da parcela de usina $p$ , no mês de apuração $m$ (R\$)
$RSEP_{p,m}$	Ressarcimento pelo custo de implantação, operação e manutenção de SEP (Sistema Especial de Proteção) da parcela de usina $p$ , no mês de apuração $m$ (R\$)
$T$	Conjunto de horas da simulação
$t$	Instante de tempo (h)
$TEIF$	Taxa equivalente de indisponibilidade forçada da usina termelétrica
$TSA_{p,m}$	Tarifa de serviços ancilares da parcela de usina $p$ , no mês de apuração $m$ (R\$/Mvarh)
$V$	Tensão na barra (kV)
$V_{max}$	Tensão máxima na barra (kV)
$V_{min}$	Tensão mínima na barra (kV)
$V_{nom}$	Tensão nominal (kV)
$X$	Reatância do ramo (k $\Omega$ )
$Z$	Impedância do ramo (k $\Omega$ )
$\alpha$	Preço da potência ativa fornecida pela subestação (R\$/kW)
$\beta$	Preço de revenda da reserva para o sistema de transmissão de energia elétrica (R\$/kW)
$\Delta P_{GD_{cres}}$	Máximo crescimento de geração de potência ativa das unidades de GD (kW/h)
$\Delta t$	Período de tempo entre dois instantes consecutivos (h)
$\psi_E$	Preço de remuneração da energia gerada pelas unidades de GD (R\$/kW)

- $\Psi_R$  Preço de remuneração da reserva gerada pelas unidades de GD (R\$/kW)
- $\Psi_1$  Preço de remuneração da potência reativa gerada pelas unidades de GD na região de operação 1 da curva de função de custos de potência reativa (R\$/kvar)
- $\Psi_2$  Preço de remuneração da potência reativa gerada pelas unidades de GD na região de operação 2 da curva de função de custos de potência reativa (R\$/kvar)
- $\Psi_4$  Preço de remuneração da potência reativa gerada pelas unidades de GD na região de operação 4 da curva de função de custos de potência reativa (R\$/kvar)
- $\Psi_5$  Preço de remuneração da potência reativa gerada pelas unidades de GD na região de operação 5 da curva de função de custos de potência reativa (R\$/kvar)

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	17
<b>1.1. Justificativa</b> .....	19
<b>1.2. Objetivos</b> .....	20
<b>1.3. Trabalhos Desenvolvidos</b> .....	21
<b>1.4. Organização do Texto</b> .....	21
<b>2. SERVIÇOS ANCILARES</b> .....	23
<b>2.1. Definição dos Principais Serviços Ancilares</b> .....	23
2.1.1. Controle de frequência .....	23
2.1.2. Reservas para Controle de Frequência .....	24
2.1.3. Suporte de Potência Reativa .....	25
2.1.4. Autorrestabelecimento ( <i>Black Start</i> ) .....	26
<b>2.2. Serviços Ancilares e a Relação com Mercados de Energia Elétrica e Tecnologias Emergentes</b> .....	26
2.2.1. Geração Distribuída e Serviços Ancilares .....	29
<b>2.3. Visão Geral dos Serviços Ancilares no Brasil</b> .....	34
2.3.1. Encargo de Compensação Síncrona .....	35
2.3.2. Encargo de Despacho Complementar .....	36
2.3.3. Demais Encargos de Serviços Ancilares .....	38
<b>3. MODELAGEM DO PROBLEMA E METODOLOGIA</b> .....	41
<b>3.1. Considerações do Problema</b> .....	41
<b>3.2. Formulação Matemática do Problema</b> .....	41
3.2.1. Função Objetivo .....	42
3.2.2. Restrições de Balanço de Potência .....	44
3.2.3. Restrições de Magnitude de Tensão e Corrente .....	45
3.2.4. Restrições de Limite de Magnitude de Tensão e Corrente .....	45
3.2.5. Restrições de Fornecimento da Subestação .....	46
3.2.6. Restrições de Geração dos Geradores Distribuídos .....	47
3.2.7. Restrições de Reserva e Energia .....	50
3.2.8. Restrições de Mercado .....	51
<b>3.3. Metodologia</b> .....	55
3.3.1. <i>Solver</i> Knitro .....	56
3.3.2. Método <i>Branch and Bound</i> .....	57



<b>4. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>59</b>
<b>4.1. Fornecimento de Potência Ativa.....</b>	<b>61</b>
<b>4.2. Fornecimento de Potência Reativa.....</b>	<b>65</b>
<b>4.3. Perdas de Potência ativa e Reativa.....</b>	<b>69</b>
<b>4.4. Custos de Operação do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica .....</b>	<b>70</b>
<b>4.5. Resumo dos Principais Resultados.....</b>	<b>79</b>
<b>5. CONCLUSÕES.....</b>	<b>81</b>
<b>5.1. Sugestões para Trabalhos Futuros.....</b>	<b>82</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>83</b>

## 1. INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica no Brasil, por estar concentrada nas grandes usinas hidrelétricas e termelétricas do país, é, prioritariamente, definida como uma geração centralizada (GC) (SILVA *et al.*, 2018). Esse tipo de geração depende de altos investimentos nas usinas e nas extensas linhas de transmissão de energia elétrica para suprir a demanda energética dos consumidores, pois os centros de consumo encontram-se afastados das unidades geradoras (TOLMASQUIM, 2012). Aliado a isso, o avanço tecnológico, o aumento da demanda energética e a preocupação com o meio ambiente vêm proporcionando maior inserção da Geração Distribuída (GD) nas matrizes energéticas dos países, inclusive no Brasil (CASTRO; DANTAS, 2018).

A crescente participação da GD nos Sistemas Elétricos (SEs), principalmente, a partir das Fontes Renováveis de Energia Elétrica (FREEs), traz consigo novos desafios para os seus operadores atenderem à demanda energética com qualidade no fornecimento, equilíbrio energético e confiabilidade, mantendo a integridade das redes elétricas e o fornecimento eficiente de energia elétrica (OLEK; WIERZBOWSKI, 2015; CALDERARO *et al.* 2015). Dessa forma, é essencial uma operação otimizada da GD junto à rede elétrica, com dimensionamento e localização técnica das unidades geradoras na rede, analisando a capacidade de geração e os impactos técnicos da GD. Isto deve ser feito a fim de evitar uma injeção descontrolada de eletricidade no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE), que pode provocar impactos na operação do SE, como variação da tensão e aumento das perdas elétricas (KOUVELIOTIS-LYSIKATOS *et al.*, 2019; OLEK; WIERZBOWSKI, 2015; RUEDA-MEDINA, 2012).

No Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), a inserção da GD está promovendo mudanças na operação, estruturação e concepção dos SDEEs (RUEDA-MEDINA, 2012). Nesse contexto, a progressiva utilização deste tipo de geração pode auxiliar no atendimento da crescente demanda energética destes sistemas, visto que o fornecimento de energia elétrica por meio da GC esbarra-se em conjuntos de desafios técnicos, econômicos e ambientais (CHAVES, 2009).

Diferentemente da GC, a GD é comumente definida, na literatura, como pequenos ou médios geradores instalados próximos dos centros de carga ou unidades consumidoras e conectados nos SDEEs (CASTRO; DANTAS, 2018). Desse modo, o incremento da GD nos SEs pode promover a redução das perdas de potência nas linhas de distribuição de energia elétrica e adiar os investimentos em grandes usinas de GC (COSTA, 2019). Além disso, o uso da GD pode fomentar o aumento de eficiência na geração, transmissão e distribuição de energia

elétrica (GRIFFIN *et al.*, 2000), a diversificação da matriz energética, a diminuição da dependência de combustíveis fósseis para geração de energia elétrica, e, conseqüentemente, reduzir a emissão de gases poluentes (SILVA *et al.*, 2018). Ademais, o uso da GD permite a utilização de insumos regionais para produção de energia local, contribui para a modicidade tarifária e a universalização do SE, permitindo que regiões localizadas em áreas remotas, nas quais há dificuldades no acesso à energia elétrica, gerem sua própria energia (CHAVES, 2009; SILVA *et al.*, 2018).

Outrossim, a GD pode auxiliar na segurança e confiabilidade do SE até mesmo quando não está acionada, sendo utilizada como geração de emergência. Em outras palavras, a GD pode ser usada como reserva coordenada para cobrir eventos inesperados, aumentando as reservas de potência do SE e, conseqüentemente, contribuindo para a integridade deste (CHAVES, 2009; RUEDA-MEDINA, 2012).

Ademais, um SE que inclui a participação de GD junto com a GC tem o benefício de uma geração complementar ou auxiliar a outra. Em suma, as grandes centrais hidrelétricas e térmicas podem cobrir desligamentos emergenciais ou programados das unidades de GD, por conseguirem controlar seus recursos de geração de energia, os grandes reservatórios e as fontes energéticas derivadas dos combustíveis fósseis, respectivamente (CHAVES, 2009). Já a GD, que está baseada principalmente em fontes de geração intermitentes, pode auxiliar o SE na prestação de Serviços Ancilares (SAs) de modo mais econômico (FARIA *et al.*, 2014).

Atualmente, os SEs, devido a sua complexidade, exigem um maior nível de confiabilidade e segurança. Ou seja, só o fornecimento de energia elétrica para satisfazer as demandas das cargas e as perdas de potência destes sistemas não garante mais a sua estabilidade (BANSHWAR *et al.*, 2017b). Assim, os SA são cruciais para manutenção do equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica e para operação destes sistemas com qualidade e confiabilidade (BANSHWAR *et al.*, 2017b). Tradicionalmente, os SAs são adquiridos da GC pelos operadores independentes dos SEs como subprodutos da produção de energia elétrica (POLLITT; ANAYA, 2021). Mas, a crescente inserção da GD nas matrizes energéticas dos países vem fomentando a utilização desse tipo de geração para prover os SAs de forma conjunta com o fornecimento de energia elétrica (OUREILIDIS *et al.*, 2020; STANKOVIĆ; SÖDER, 2020).

### 1.1. Justificativa

Devido à crescente inserção de recursos energéticos distribuídos, como GD, Veículos Elétricos (VEs), Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica (SAEEs) e microrredes, os SDEEs estão sendo modificados de passivos para ativos (BLASI *et al.*, 2021). Outrossim, a crescente participação das FREEs, caracterizadas pela intermitência dos seus recursos de geração, nas matrizes energéticas faz com que seja necessário o aumento da capacidade adicional de reserva de potência ativa para compensar os desequilíbrios de potência destes sistemas. Assim, os mercados de reserva de energia estão adquirindo maior importância, sendo implementadas, pelos reguladores do setor elétrico, maiores quantidades de reservas adicionais e melhores remunerações pela prestação do serviço (OUREILIDIS *et al.*, 2020; STANKOVIĆ; SÖDER, 2020; STOCK *et al.*, 2018).

Por causa dos impactos ambientais e a necessidade de grandes investimentos para construção das unidades de GC, os recursos distribuídos vêm sendo utilizados para atender essa capacidade adicional (DAMISA *et al.*, 2018). Ademais, os recursos distribuídos fornecem mais flexibilidade, segurança e eficiência para a operação dos SEs, sem comprometer a confiabilidade e a qualidade no fornecimento de energia elétrica, garantindo, assim, o equilíbrio energético (SOUSA *et al.*, 2016).

Deste modo, a transformação dos SDEEs fomenta mudanças na estrutura dos SEs, na legislação do setor elétrico, no uso da GD e na forma de remunerá-la (BLASI *et al.*, 2021; EID *et al.*, 2016; OUREILIDIS *et al.*, 2020). Essa transformação também exige maior coordenação e agilidade na integração de informações entre os SDEEs e os Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica (STEEs) para facilitar o planejamento e operação destes, e demanda o desenvolvimento de novas abordagens a serem utilizadas na operação destes sistemas.

Nesse contexto, o despacho conjunto e otimizado de energia elétrica e SAs, utilizando unidades de GD em SDEEs e a remuneração destes geradores com base em um mercado competitivo têm sido estudadas e desenvolvidas em países com SEs, regulação e legislação do setor mais avançados, como abordado em (BLASI *et al.*, 2021; FARIA *et al.*, 2014; OLEK; WIERZBOWSKI, 2015; SOUSA *et al.*, 2016). Ademais, em Rueda-Medina *et al.* (2014), Rueda-Medina e Padilha-Feltrin (2013) e Zhou *et al.* (2018), também foram analisados o despacho conjunto e a remuneração das unidades de GD por mercado competitivo, a fim de minimizar os custos totais de operação dos SDEEs e obter um despacho econômico e otimizado.

Diferente destas estratégias abordadas nos trabalhos citados, no SEB, os SAs são fornecidos por geradores convencionais conectados nos STEEs (STANKOVIĆ; SÖDER,

2020), e essas unidades de GC são remuneradas por encargos definidos pelos órgãos que gerenciam o SEB (BRASIL, 2004). Mas, a publicação do marco legal da microgeração e minigeração distribuída por meio da lei 14.300, de 6 de janeiro de 2022, fomenta a perspectiva de modernização da prestação de SAs no mercado de energia elétrica brasileiro, instituindo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) como responsável pela regulamentação deste processo (BRASIL, 2022). Esta perspectiva está descrita no artigo 23, da referida lei, que dispõe da seguinte maneira

Art. 23. A concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica poderá contratar serviços ancilares de microgeradores e minigeradores distribuídos, por meio de fontes despacháveis ou não, para beneficiar suas redes ou microrredes de distribuição, mediante remuneração desses serviços conforme regulação da ANEEL.

Parágrafo único. A ANEEL regulamentará o disposto no caput deste artigo quanto à contratação de serviços ancilares a ser realizada por meio de chamada pública, com vistas à melhoria da eficiência e da capacidade, à postergação de investimentos por parte da concessionária em suas redes de distribuição, bem como a ações que propiciem a redução do acionamento termelétrico nos sistemas isolados com o objetivo de reduzir o uso de recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) (BRASIL, 2022).

Deste modo, seguindo tendências de mercados mais consolidados quanto aos SAs e a previsão em lei de modernização da prestação destes serviços no SEB, este trabalho foi elaborado com intuito de contribuir no processo de evolução do fornecimento de SAs no mercado de energia elétrica brasileiro.

## **1.2. Objetivos**

Este trabalho tem como objetivo geral o uso de unidades de GD em SDEEs para prover os SAs de reserva de potência ativa para controle de frequência e suporte de potência reativa, além de auxiliar a subestação no fornecimento de potência ativa para atendimento das demandas das cargas e perdas do SDEE, a fim de minimizar os custos totais pagos pelas Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica (CDEEs) na operação dos SDEEs.

Ademais, destaca-se os seguintes objetivos específicos deste trabalho:

- Desenvolver o modelo de otimização do problema de uso das unidades de GD para fornecer de modo conjunto e otimizado energia elétrica e SAs ao SDEE, tendo como função objetivo os custos totais de operação deste sistema para a CDEE, além das restrições do SDEE e das unidades de GD.

- Modelar a remuneração das unidades de GD pelos serviços prestados ao SDEE por meio de um mercado competitivo, baseado nas ofertas dos geradores e na remuneração por Custos por Perdas (CP) e Custos por Perdas de Oportunidade (CPO) no fornecimento de potência reativa ao SDEE. Essa modelagem almeja gerar concorrência entre os geradores no fornecimento de energia elétrica, e SAs, além de fomentar uma remuneração mais atrativa para as unidades de GD.
- Avaliar e comparar os custos totais de operação do SDEE entre o caso que têm o incremento das unidades de GD com o caso base, no qual, somente a subestação fornece potência ativa e reativa ao SDEE.

### 1.3. Trabalhos Desenvolvidos

O desenvolvimento da pesquisa resultou no aceite e apresentação do trabalho, intitulado a seguir, em conferência com classificação nacional no mês de julho de 2022.

- Lessa Júnior, R. M. T.; Rueda-Medina, Augusto C. Prestação de Serviços Ancilares Através de Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. In: **IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)**, p. 1–8, 2022.

### 1.4. Organização do Texto

Este trabalho foi organizado em cinco capítulos. Inicialmente, neste capítulo introdutório, foram exibidos uma contextualização do tema, as justificativas para elaboração deste trabalho, objetivos gerais e específicos, e os trabalhos desenvolvidos a partir da pesquisa realizada.

No capítulo dois, são apresentadas uma revisão geral sobre o conceito de SA e as definições dos principais SAs dos mercados de energia elétrica. Ademais, é abordada a relação destes serviços com os mercados de energia elétrica e as tecnologias emergentes. Além disso, é destacado o uso de unidades de GD, conectadas em SDEEs, para o fornecimento de SAs em SEs mais modernos, realçando os SAs de reserva de potência ativa para controle de frequência e suporte de potência reativa. Outrossim, é apresentada uma visão geral dos SAs no Brasil, realçando os arranjos comerciais e encargos que remuneram os geradores centralizados, conectados em STEEs, pela prestação destes serviços.

No capítulo três, é descrita a modelagem do problema com a função objetivo e suas respectivas restrições. A modelagem é elaborada considerando dois cenários distintos. O primeiro cenário é desenvolvido com base no atual modelo de prestação de SAs no SEB. Já o segundo cenário é elaborado considerando o fornecimento de SAs por meio da GD conectada em SDEEs, e a remuneração destes geradores por meio de um mercado competitivo. Ademais, no capítulo três, são descritos o *software* utilizado na modelagem do problema e nas simulações (AMPL), além do *solver* (Knitro) e o método empregado para resolução do problema (método *branch and bound*).

No capítulo quatro, são mostrados os resultados e as análises das simulações realizadas com os dois cenários, utilizando o sistema de teste de distribuição radial IEEE 37 nós. Finalmente, no capítulo cinco, são apresentadas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

## 2. SERVIÇOS ANCILARES

Os SAs são definidos de diferentes formas na literatura de acordo com o SE e o arcabouço regulatório do mercado em que são implementados (RAINERI *et al.*, 2006). Segundo Esan *et al.* (2020), os SAs são definidos como os serviços de confiabilidade necessários que equilibram a oferta e a demanda de energia elétrica. Também podem ser definidos como serviços cruciais para manter a operação confiável do SE, além da energia elétrica propriamente em si. Exemplos desses serviços que se enquadram nesta última classificação são os serviços de suporte de tensão, capacidade de autorrestabelecimento, regulação e reservas de potência com níveis variáveis de tempo (RUEDA-MEDINA, 2012).

De modo similar, Pollitt e Anaya (2021) definem os SAs como produtos de eletricidade que englobam equilíbrio de energia elétrica, regulação de frequência, suporte de tensão, gerenciamento de restrições e reservas de energia. Por fim, em Raineri *et al.* (2006), os SA são definidos como serviços prestados pelos equipamentos de geração, transmissão e controle necessários para apoiar a transmissão de energia elétrica do gerador ao consumidor final. Apesar dessa variação de definições e de cada SE ter suas especificidades quanto ao SA, pode se agrupar esses serviços, de maneira mais geral, e seguindo o que é mais comum na literatura, em controle de frequência, controle de tensão e serviços de emergência. Estes serviços são considerados os principais SA em quase todos os mercados de eletricidade (BANSHWAR *et al.*, 2017b).

### 2.1. Definição dos Principais Serviços Ancilares

De acordo a literatura, utilizando como referências basilares Banshwar *et al.*, (2017a, 2017b) e Rueda-Medina (2012), os principais SAs são definidos abaixo.

#### 2.1.1. Controle de frequência

O controle de frequência do SE é definido como a manutenção do equilíbrio contínuo entre a oferta e a demanda de energia elétrica em tempo real, sendo classificados, geralmente, em controle primário, secundário e terciário, como apresentado a seguir.

Quando ocorre um desbalanço entre a oferta e a demanda de energia elétrica, causada por perturbações corriqueiras no SE, há uma variação da frequência deste. Para controlar essa variação, o regulador de velocidade dos geradores, que ajusta a geração de potência ativa destes,



e/ou as cargas controláveis respondem automaticamente às mudanças do sistema em poucos segundos, ajustando a geração e o consumo. Assim, o equilíbrio entre a oferta e a demanda é restabelecido e as variações de frequência são limitadas. Este é o controle primário.

Já o controle secundário é o SA que tem como finalidade restabelecer a frequência do SE à sua frequência nominal de operação, além de manter ou restabelecer os intercâmbios de potência ativa com outros SEs aos valores nominais após perturbações. Esse controle normalmente é realizado por um controle automático de geração centralizado. Ou seja, os geradores devem responder a solicitação do operador do SE para ajustar sua produção de potência a fim de atingir as finalidades citadas acima. Geralmente, o tempo de resposta dos geradores deve ser entre cinco a dez minutos. O controle secundário difere-se do controle primário por este limitar as variações de frequência do SE, enquanto aquele restabelecer a sua frequência nominal.

Por sua vez, o controle terciário está relacionado com alterações manuais de despacho dos geradores. Este controle tem como finalidades repor as reservas de potência de controle primário e secundário, administrar o congestionamento nos STEEs e restabelecer a frequência nominal do SE, quando o controle secundário não consegue êxito no desempenho dessa atribuição.

Em suma, estes serviços são fundamentais para manter a frequência nominal do SE, através de um equilíbrio contínuo entre a oferta e demanda de energia elétrica, a partir do controle da geração e/ou consumo de potência ativa. No SEB, há o controle primário e secundário de frequência.

#### 2.1.2. Reservas para Controle de Frequência

É definida como a quantidade de reserva de potência disponibilizada pelas unidades geradoras para restabelecer a frequência do SE após interrupções de fornecimento de energia elétrica e distúrbios atípicos. Apesar de ter a mesma finalidade do controle de frequência, difere-se deste serviço pelo fato das reservas operacionais serem utilizadas para responder casos imprevistos de interrupções e distúrbios e não perturbações corriqueiras entre a geração e a demanda de energia elétrica do SE. Esses serviços são, geralmente, classificados da seguinte maneira:

Reservas sincronizada de dez minutos ou reserva girante: essa reserva é geralmente fornecida por geradores que estão conectados no STEE com potência inferior à sua máxima capacidade de geração. Esses geradores respondem imediatamente a ordem de despacho do

operador do SE e dentro de dez minutos fornecem toda a reserva de potência que tem disponível. Vale ressaltar que esse tipo de reserva não precisa entregar potência por longos períodos de tempo, pois essa função é da reserva não girante.

Reserva não sincronizada de dez minutos ou reserva não girante: neste caso, os geradores que fornecem esse serviço não precisam estar conectados no SE. Mas, ao serem acionados pelo operador deste sistema, precisam se conectar e despachar toda a reserva disponibilizada no período de tempo de dez minutos e serem capazes de sustentar a resposta por pelo menos duas horas.

Reserva de trinta minutos: normalmente essa reserva deve ser totalmente fornecida pelos geradores, de acordo a ordem de despacho do operador, em um período de trinta ou sessenta minutos, devendo sustentar essa resposta por duas ou quatro horas. Também é comumente denominada de reserva suplementar e é geralmente fornecida por geradores conectados ou desconectados do STEE.

Desse modo, as unidades geradoras integrantes do SE têm diversas opções na prestação do SA de reserva de potência ativa para controle de frequência. Estes geradores podem ficar conectados ao SE sem utilizar sua potência máxima de geração para fornecerem a reserva girante ou ficarem desconectados e se conectarem, quando necessário, para fornecer a reserva não girante. Além disso, podem ficar conectados ao SE e não disponibilizarem nenhuma capacidade de geração para serviços de reserva. No SEB, o SA de reserva de potência é denominado de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa, sendo realizado por usinas termelétricas.

### 2.1.3. Suporte de Potência Reativa

O SA de suporte de potência reativa, também denominado de controle de tensão, é primordial para assegurar a operação do SE com segurança e estabilidade. O fornecimento desse serviço tem como objetivo controlar as variações de tensão do SE, mantendo o equilíbrio entre a geração e a demanda de potência reativa do sistema.

A carência do suporte de potência reativa pode gerar interrupções nos SEs. Assim, esse serviço é fundamental para controlar o fluxo de potência reativa e manter a tensão destes sistemas dentro dos limites regulamentares, garantindo a sua operação segura em condições normais e anormais.

Esse serviço normalmente é prestado por usinas geradoras e dispositivos reativos, como compensadores síncronos, bancos de capacitores e dispositivos FACTS, através dos STEEs. Os

provedores deste serviço injetam ou absorvem potência reativa para manter os níveis de tensão do SE. No SEB, esse serviço é denominado de suporte de reativos.

#### 2.1.4. Autorrestabelecimento (*Black Start*)

O retorno do SE as condições normais de operação após uma interrupção parcial ou total no fornecimento de energia elétrica é definido como autorrestabelecimento. Esse serviço é umas das tarefas mais complexas e importantes para os planejadores e operadores dos SEs, pois a energia elétrica é uma necessidade básica nos dias atuais e a descontinuidade no seu fornecimento gera grandes perdas sociais e econômicas.

As unidades geradoras provedoras deste serviço disponibilizam os recursos necessários de geração para restaurar o SE após a interrupção. Essas unidades são equipadas com planta auxiliar independente de fonte externa de eletricidade como, por exemplo, geradores locais. Esta planta auxiliar, na ausência da fonte de energia elétrica proveniente dos STEEs ou SDEEs, deve partir rapidamente, entrar em operação e acionar as suas respectivas unidades geradoras. Estas, estando em funcionamento, devem ser utilizadas para fornecer energia elétrica e reiniciar outras unidades dentro de uma determinada área, independente da fonte de energia elétrica da rede elétrica local, restabelecendo o SE e o atendimento aos consumidores finais de energia elétrica.

Vale ressaltar que esse serviço raramente é utilizado, pois colapsos de grandes proporções nos SEs não são comuns, mas ter esse serviço disponível é importante para garantir a segurança destes sistemas e o seu autorrestabelecimento quando necessário. No SEB, esse serviço é denominado de autorrestabelecimento parcial e integral.

## 2.2. **Serviços Ancilares e a Relação com Mercados de Energia Elétrica e Tecnologias Emergentes**

Devido ao incentivo e à crescente utilização de FREEs nas matrizes energéticas mundiais, a demanda pelos SAs serviços vem aumentando (BANSHWAR *et al.*, 2017a). Isso tem feito com que pesquisas sobre estrutura e despacho dos mercados de SAs e a relação desses serviços com mercados de energia elétrica e as tecnologias emergentes nos SEs, como VEs, SAEs e GD, ganhem mais notoriedade. Por exemplo, Pollitt e Anaya (2021) apontam que os SAs foram tradicionalmente adquiridos das unidades de GC pelos operadores independentes dos SEs como subprodutos da produção de energia elétrica. Por causa das progressivas

mudanças nestes sistemas, os autores analisaram o uso de mercados para adquirir SAs, o modo como estes serviços são adquiridos atualmente, a natureza dos mercados para os SAs e a possibilidade destes mercados serem tão competitivos como os mercados convencionais de energia elétrica no atacado.

De forma similar, em Rebours *et al.* (2007), os SAs de reserva de potência ativa para controle de frequência e suporte de potência reativa para controle da tensão dos SEs de diversos países foram analisados. As características técnicas e econômicas essenciais para projetar um mercado destes SAs foram descritas, debatidas e comparadas. Os métodos de negociação destes serviços, entre os países analisados, também foram confrontados.

Seguindo as tendências de estruturação de mercados na aquisição de SAs, em Banshwar *et al.* (2017a), foi proposto uma abordagem fundamentada em um mercado competitivo para a participação de produtores de energia renovável para fornecer energia elétrica e SAs no mercado do dia seguinte em uma estrutura desagregada. Essa abordagem foi baseada na compensação sequencial do mercado de energia elétrica e de SAs, com intuito de minimizar os custos de aquisição desses serviços e encontrar uma solução viável. A técnica utilizada para solucionar o problema de otimização foi o fluxo de potência ótimo, que considera todas as restrições de transmissão de energia elétrica e limites de fluxo de potência. De modo similar, em El-Samahy *et al.* (2008), foi proposto uma estrutura de dois níveis para a operação de um mercado competitivo de SA de energia reativa. O primeiro nível, a aquisição de energia reativa, ocorreu com base sazonal; o segundo nível, o despacho de energia reativa, estava próximo da operação em tempo real. Dessa maneira, os autores propuseram um modelo de mercado de aquisição de energia reativa baseado em um método de otimização que considera os aspectos de segurança do SE. A partir desse modelo, foi obtido um conjunto selecionado de geradores e componentes de preços zonais que formou a base para contratos sazonais entre o operador do SE e os geradores escolhidos.

Em Ding *et al.* (2016), foi proposto um modelo de co-otimização robusto e ajustável para despacho de forma conjunta dos mercados de energia elétrica e de SAs, considerando as incertezas das fontes de energia eólica nos mercados de eletricidade em tempo real. Esse modelo foi transformado de forma equivalente em um modelo de programação linear de grande escala com elevado número de variáveis *dummy* e restrições adicionais que desafiam os mercados em tempo real. Os autores, a partir das simulações feitas, concluíram que o modelo robusto de otimização conjunta proposto gera uma solução melhor se comparado com os modelos que usam despacho sequencial ou metodologia de despacho determinístico. Já em Chen *et al.* (2017), os autores propuseram uma estrutura analítica multicritério baseada em

dados para permitir a integração ideal de tecnologias emergentes, como energia renovável, SAEE e resposta à demanda, e decisões operacionais para os mercados co-otimizados de eletricidade e de SAs sob diversas condições.

Quanto a relação do mercado de SAs com VEs e SAEs, em Aldik e Khatib (2020), foram realizadas a otimização de baterias de VEs e dos perfis de carregamento de unidades de armazenamento de energia elétrica dedicada para fins de licitação nos mercados de SAs no dia seguinte. Isto foi feito com intuito de fornecer o máximo de lucros operacionais para o agregador de VEs e o administrador da unidade de armazenamento de energia elétrica. Segundo os autores, o uso dessas unidades para licitação nos mercados de SAs é mais lucrativo do que operar um agregador de VE. Em Alipour *et al.* (2017), foi proposto uma estrutura de risco restrito para a participação de agregadores *plug-in* de VEs no mercado de energia elétrica do dia seguinte e mercado de reserva de energia. Na elaboração dessa estrutura, foi levado em consideração as incertezas dos preços de mercado, disponibilidade de veículos e a opção de serem despachados pelo operador independente do SE no mercado de reserva de energia.

Já em Kim *et al.* (2017), foi analisada a utilização dos SAEs para prestação dos SA nos SEs. Os autores propuseram um método simples e eficaz para alocar a energia elétrica necessária para a reserva girante de forma adequada para cada SAEE dentro de um multissistema de armazenamento, a fim de melhorar a sua confiabilidade. A partir das simulações realizadas, os autores demonstraram que a energia elétrica é distribuída de maneira mais eficaz em cada SAEE pelo método sugerido.

Ademais, em Liao *et al.* (2018), foi proposto, devido a intermitência das FREEs, que aumenta as dificuldades da manutenção da frequência do SE pelo operador independente, um SAEE em baterias com dimensionamento ideal e estratégia operacional que se integra com tecnologias de GS para participar do mercado de SAs. Segundo os autores, esse sistema oferece um novo modelo de negócios para fomentar investimentos em SAEs, aumentando a robustez do SE e acomodando mais FREEs, além de gerar benefícios econômicos. Já em Mathieu *et al.* (2015), foram estimadas a quantidade de armazenamento de energia elétrica por cargas residenciais termostaticamente controladas, como condicionadores de ar e geladeiras, e as receitas que poderiam ser obtidas por essas cargas ao participarem dos mercados de SAs na Califórnia.

### 2.1.1 Geração Distribuída e Serviços Ancilares

Quanto à utilização da GD para fornecimento de SAs, observa-se na literatura a crescente relevância do tema e a sua correlação com os seguintes assuntos: SDEEs, VEs, despacho conjunto de energia elétrica e SAs, resposta à demanda, FREEs, microrredes, entre outros. Por exemplo, em Pollitt e Anaya (2021), foi analisado como os mercados de SAs são impactados pelo incremento da GD na produção de energia elétrica. Em Calderaro *et al.* (2014), foi proposto uma abordagem otimizada de controle da GD em SDEEs. Essa abordagem foi baseada na análise de sensibilidade destes sistemas e na regulação descentralizada de potência ativa e reativa, tendo como objetivos manter os níveis de tensão dentro dos limites regulatórios, e fornecer SAs aos SDEEs, além de minimizar as suas perdas de potência ativa e reativa.

Em Lopes *et al.* (2007), foi apresentado uma visão geral das questões relativas a integração das unidades de GD nos SEs. Os autores abordaram os fatos que estão impulsionando a inserção da GD nas redes elétricas, os desafios que os operadores destas redes terão com o crescimento deste tipo de geração e os impactos que a GD pode ocasionar nos STEEs e nos SDEEs. Além disso, os autores apontaram a necessidade de uma política regulatória para a integração da GD no planejamento e na operação dos sistemas de energia elétrica por meio do gerenciamento ativo dos SDEEs, e a utilização de unidades de GD nestes sistemas para prestação de SAs.

No mesmo contexto, em Cossent *et al.* (2009), foi analisado a regulamentação que trata dos SDEEs dos países membros da União Europeia, a fim de identificar aspectos que podem dificultar a inserção da GD nos SEs destes países. Desse modo, os autores propuseram recomendações regulamentares para auxiliar a inserção da GD nestes sistemas. Dentre essas recomendações, destacam-se as seguintes: melhorar os sinais econômicos para incentivar as unidades de GD a prestarem SAs nos SDEEs, fomentar o planejamento e operação otimizado destes sistemas considerando a GD, as perdas de energia elétrica e a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica e elaborar esquemas de inovação para migração dos SDEEs passivos para ativos. Ademais, em Maza-Ortega *et al.* (2019), foi analisado a evolução dos SDEEs e o papel que a GD, os VEs, e SAEs podem desempenhar no fornecimento dos SAs.

Outrossim, em Sousa *et al.* (2016), foi proposto um modelo de gestão conjunto de energia elétrica e SAs considerando os VEs e a GD em SDEE, a fim de minimizar os custos totais de operação deste sistema para o seu operador. De modo similar, em Olek e Wierzbowski (2015), foi implementado um modelo de despacho conjunto de energia elétrica e SAs em SDEEs, baseado em um mercado competitivo, utilizando programação não linear para

otimização geral, a fim de obter um despacho econômico e otimizado da energia elétrica e dos SAs. Em Zhou *et al.* (2018), os autores propuseram uma estratégia de programação para um mercado conjunto de energia elétrica e de SAs do dia seguinte, considerando um sistema integrado local. Este sistema combinou sistemas de refrigeração, aquecimento, energia elétrica e diversos recursos distribuídos de uma região, a fim de proporcionar escala apropriada para participar do mercado atacado de energia elétrica. Na elaboração desta estratégia, os autores consideraram as incertezas dos preços deste mercado e do mercado de SAs, além das incertezas das fontes intermitentes eólica e solar, utilizando um método de otimização robusta para lidar com essas incertezas.

Em Zakariazadeh *et al.* (2015), foi elaborado um método para o planejamento operacional de SDEEs que contempla GD de FREEs e VEs. Esse método baseia-se no agregador, que é um agente intermediário entre os consumidores finais e os operadores dos SDEEs, sendo que a programação de energia elétrica e reserva de energia são realizadas de forma conjunta entre os agregadores e os operadores dos SDEEs. Ademais, na modelagem do problema, os VEs também foram utilizados para prestar SAs, através do fornecimento de reserva de energia ao SE. O método foi utilizado em um sistema teste de distribuição de energia elétrica de 84 nós e os resultados, de acordo com os autores, mostraram que a programação integrada das unidades de GD de FREEs e dos VEs pode reduzir os efeitos negativos da intermitência da geração renovável. No mesmo contexto, em Blasi *et al.* (2021), foi formulado um fluxo de potência ótimo multiperíodico que englobou GD, SAEs, microrredes e VEs em SDEEs, a fim de realizar o despacho ótimo de potência ativa e reativa, e permitir a operação dos SAs.

Em Rossi *et al.* (2020), foi destacado o crescimento contínuo da GD e o potencial de negócios para resposta à demanda. Segundo os autores, esses fatores estão gradativamente possibilitando uma oferta significativa de flexibilidade e reserva de energia elétrica para os SDEEs. Por isso, os operadores dos STEEs e dos SDEEs precisam coordenar suas operações para construir arranjos de mercado eficientes que contribuam na utilização de diferentes recursos capazes de fornecer SAs através dos SDEEs. Em Faria *et al.* (2014), foi proposta uma metodologia que abrange o despacho conjunto de resposta à demanda e GD em SDEEs. Essa metodologia considerou a competição entre as ofertas de recursos de resposta à demanda, ofertas dos geradores e fornecedores para os mercados de energia elétrica e reserva de energia, a fim de minimizar a operação dos SDEEs. Nessa metodologia adotada, o operador do SDEE pode adquirir energia elétrica, para suprir a demanda das cargas e garantir a reserva de energia necessária, e os SAs de modo mais econômico.

Ademais, em Oulis-Rousis *et al.* (2020), foi destacado a transformação do padrão tradicional de fornecimento de SAs devido ao aumento do deslocamento de Geradores Síncronos (GSs) e da energia elétrica produzida por meio de recursos renováveis integrados aos STEES e SDEEs. De acordo com os autores, essa mudança será crucial para garantir um sistema robusto de GSs conectados ao STEE e de unidades geradoras conectadas no SDEE, fornecendo geração síncrona e não síncrona. Nesse contexto, em Kryonidis *et al.* (2021), foi apresentada uma visão sobre os SAs mais importantes que podem ser fornecidos através dos SDEEs e os que podem ser fornecidos por meio dos STEEs. Além disso, os autores abordaram técnicas de análise de dados que podem ser utilizadas para auxiliar no fornecimento dos SAs, a partir da aquisição de informações em tempo real sobre a situação do SE. De modo similar, em Oureilidis *et al.* (2020), foi revisado o fornecimento dos SAs por meio de STEEs, os mecanismos de aquisição destes serviços, além de ter sido proposto o uso dos SDEEs para fornecimento dos SAs. Outrossim, em Donadel *et al.* (2017), foi proposto um método que utiliza unidades de GD para fornecer SAs a curto e médio prazo no qual não há comunicações efetivas entre as unidades de GD e os centros de controle dos operadores dos SDEEs.

Por sua vez, em Esan *et al.* (2020), foi estudado o uso de microrredes para fornecer SAs, como controle de tensão, controle de frequência e reservas operacionais. De acordo com os autores, ao utilizar microrredes para fornecer estes serviços, os custos para os consumidores seriam elevados ou então as margens de lucro para os geradores seriam baixas. Portanto, segundo os autores, a utilização da GD seria mais viável economicamente para prestar os SAs citados acima.

De maneira análoga, em Wang *et al.* (2017), os autores analisaram a utilização das microrredes para integrar de maneira estratégica diversas FREEs para fornecer energia elétrica e SAs aos SEs. Devido a intermitência destas fontes, elas são normalmente classificadas como serviços em rampa. Desta maneira, de acordo com os autores, ao unir e coordenar várias FREEs na GD, como turbinas eólicas, sistemas fotovoltaicos, microturbinas, juntamente com SAEs, a microrrede consegue alocar de maneira otimizada as capacidades de energia elétrica e de reserva giratória. Além disso, a microrrede pode maximizar suas receitas em diferentes mercados ao aproveitar a complementariedade das fontes de GD. Dessa forma, os autores desenvolveram uma estratégia de lance ideal para avaliar as capacidades de rampa de uma microrrede de forma conjunta nos mercados de energia elétrica e de SAs. Essa estratégia foi elaborada a fim de maximizar as receitas destes mercados e dos produtos de rampas flexíveis do dia seguinte.



Em relação ao uso da GD para fornecimento do SA de suporte de potência reativa para controle de tensão, em Kouveliotis-Lysikatos *et al.* (2019), foi proposto um algoritmo que utiliza um modelo de fluxo de potência para SDEEs. Este modelo integra a detecção e solução da violação da restrição de tensão destes sistemas. Na elaboração da solução ótima, o algoritmo envolve o controle de microgeradores e cargas flexíveis, no qual, ambos podem auxiliar o SDEE no fornecimento do SA de suporte de potência reativa. De maneira similar, em Madureira e Peças Lopes (2012), foi desenvolvida uma proposta de mercado que abrange GD e microrredes para fornecer o SA de suporte de potência reativa para SDEEs. Nessa proposta, cada fornecedor deste SA apresenta ao mercado sua oferta de suporte de potência reativa para as vinte e quatro horas do dia. A liquidação deste mercado é realizada usando uma formulação de fluxo de potência ótimo, com intuito de minimizar os custos de aquisição deste SA para o operador do SDEE, que é o único comprador e definidor do preço deste serviço.

Outrossim, em Calderaro *et al.* (2015), foi proposto uma abordagem de controle local coordenado baseada em transferência de dados entre o operador do SDEE e os produtores independentes de energia elétrica. Essa abordagem elaborada pelos autores permite a integração das unidades de GD nos SDEEs para fornecer potência ativa e o SA de suporte de potência reativa. De acordo com os autores, essa abordagem maximiza a produção de potência ativa das unidades de GD, e promove benefícios para o operador do SDEE. Em Christakou *et al.* (2018), foi formulado um algoritmo para prestação do SA de suporte de potência reativa para controle da tensão de SDEEs ativas, considerando as incertezas dos seus parâmetros. A partir do algoritmo, as injeções de potência ativa e reativa das unidades de GD conectadas nestes sistemas são administradas. Nas simulações, foram empregados os sistemas testes de distribuição de energia elétrica radial IEEE13 nós e IEEE 34 nós.

Em Stanković e Söder (2020), foram utilizados gráficos de capacidade probabilística para lidar com as incertezas das FREEs intermitentes comumente empregadas na GD. Os autores, através das curvas probabilísticas, representaram analiticamente os limites de suporte de potência reativa dos SDEEs como uma família de variáveis aleatórias com suas funções de densidade probabilísticas associadas. De acordo com os autores, esse método agiliza a integração de informações entre os SDEEs e os STEEs, facilitando o planejamento e operação destes no fornecimento do SA de suporte de potência reativa para controle da tensão do SDEE.

Em Stock *et al.* (2018), foi proposto um método de iteração baseado em otimizações sequenciais para avaliar o potencial de despacho de energia reativa através dos SDEEs conjuntamente com os GSs tradicionais conectados nos STEEs. Na formulação do problema, foi considerado a inserção de geradores eólicos nos SDEEs para o fornecimento do SA de

suporte de potência reativa para controle da tensão. Nas simulações, foi adotado um modelo de um SDEE real da Alemanha de 110 kV com 1,6 GW de capacidade eólica instalada e um modelo de ordem reduzida do STEE. A partir das simulações, os autores obtiveram reduções das perdas nos SDEEs e nos STEEs, além do SDEE respeitar os limites regulamentares de tensão e de potência reativa.

Em Zhong e Bhattacharya (2002), foi proposto uma estrutura de licitação de preços, fundamentada nas ofertas dos geradores e compensadores síncronos, para a operação de um mercado competitivo do SA de suporte de potência reativa. Nessa estrutura, o operador do SDEE é o único comprador e definidor do preço da energia reativa através do leilão de preço uniforme. De modo similar, em Oulis-Rousis *et al.* (2020), os autores elaboraram uma estratégia para este SA, a fim de manter a estabilidade da tensão do SDEE. Essa estratégia possibilitou diferir os investimentos em equipamentos de compensação reativa, através da utilização combinada de GD e recursos tradicionais. Já em Rueda-Medina e Padilha-Feltrin (2013), foi proposto um procedimento de liquidação para um mercado de energia reativa a partir da GD em SDEEs. Os objetivos do trabalho foram: minimizar os custos pagos pelo operador do SDEE às unidades de GD no fornecimento de energia reativa, as perdas nas linhas e um índice de perfil de tensão deste sistema.

Concernente à GD e ao SA de reserva de potência ativa para controle de frequência, em Rueda-Medina *et al.* (2014), foi analisado a utilização da GD para prestar este SA, e auxiliar a subestação no atendimento das demandas e perdas do SDEE, a fim de minimizar os custos de operação deste sistema para o seu operador. As ofertas das unidades de GD foram consideradas iguais e invariantes no tempo. As simulações foram realizadas no *software A Mathematical Programming Language* (AMPL). O SDEE empregado nas simulações foi o sistema teste de distribuição radial de 34 nós do *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE). De modo similar, em Damisa *et al.* (2018), foi formulado um problema de otimização restrito, considerando a utilização da GD para fornecer o SA de reserva girante ao SDEE. De acordo com os autores, a solução do problema mantém o equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica, ao mesmo tempo que delimita uma capacidade de geração para a reserva girante.

Outrossim, em Yuen *et al.* (2011), os autores analisaram os aspectos técnicos do fornecimento do SA de reserva de controle de frequência e a lucratividade econômica que pode ser obtida a partir da utilização de microrredes com participação de FREEs e GD na prestação deste SA. Já em Nezamabadi e Setayesh Nazar (2016), os autores desenvolveram um modelo para maximização do lucro das usinas virtuais no mercado de energia elétrica e na prestação

dos SAs de reserva girante e suporte de potência reativa. Este modelo foi elaborado por meio de um problema de otimização não linear inteira mista, que considerou o equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica, além das restrições que garantem a operação confiável das usinas virtuais. De acordo com os autores, o conceito de usina virtual designa a integração de recursos de energia distribuída nos SEs, a fim de que esses recursos sejam vistos com uma única usina pelo mercado de energia elétrica e pelos operadores dos SEs.

Ademais, em Faria *et al.* (2014), foi proposta uma metodologia que abrange o despacho conjunto de resposta à demanda e GD em SDEE operada por um player virtual que agrega diferentes recursos de energia distribuída. Nesta metodologia, a GD fornece energia elétrica e reserva de energia ao SDEE, com intuito de minimizar os custos de operação deste sistema para o seu operador. Assim, a formulação do problema contempla a probabilidade da GD de usar a reserva de energia, além das restrições do SDEE. Já em Luo *et al.* (2020), foi proposto um modelo de otimização para alocação coordenada de VEs e GD em SDEEs para prestação do SA de reserva de energia. Para verificar a eficácia do método proposto, os autores utilizaram um SDEE real da China com 31 barras.

### **2.3. Visão Geral dos Serviços Ancilares no Brasil**

No SEB, os SAs são compostos por controle primário e secundário de frequência das unidades geradoras, suporte de reativos, despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa, autorrestabelecimento parcial e integral, e Sistema Especial de Proteção (SEP). Na estrutura do setor, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o responsável pela contratação e administração destes serviços, que são fundamentais para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) (ONS, 2019).

Na administração destes serviços, o ONS obtém as informações necessárias junto à ANEEL para a estruturação dos arranjos comerciais. A partir desses arranjos, o ONS e os agentes geradores prestadores dos SAs celebram os contratos bilaterais de prestação, denominados de Contratos de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA). Também é incumbência do ONS fornecer à ANEEL relatório de avaliação do desempenho dos agentes prestadores e informações relacionadas à apuração dos SAs (ONS, 2019).

Estes serviços são remunerados através dos encargos de SAs, que integram os Encargos de Serviços do Sistema (ESS). Os ESS remuneram os agentes pelos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e estabilidade do sistema no atendimento da demanda de energia

elétrica no SIN, que não estão inclusos no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) (ONS, 2019; CCEE, 2021).

No processo de remuneração dos agentes, o ONS disponibiliza para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) informações necessárias para a contabilização e liquidação mensal dos encargos dos SAs. A CCEE contabiliza e liquida mensalmente esses encargos de acordo com os procedimentos e critérios definidos em regulamentação da ANEEL. Após a contabilização e liquidação, os agentes prestadores recebem os encargos referentes aos serviços prestados (ONS, 2019).

### 2.3.1. Encargo de Compensação Síncrona

Dentre os encargos de SAs, está o encargo de compensação síncrona. Ele remunera os agentes de geração, quando estes operam como compensadores síncronos, seguindo a ordem de despacho do ONS, pela prestação do SA de suporte de potência reativa, ou seja, pelo fornecimento ou absorção de energia reativa no SE para o controle da tensão deste, mantendo-a dentro dos limites de variação estabelecidos nos Procedimentos de Rede e nos Procedimentos.

Esse encargo tem como base de remuneração a Tarifa de Serviços Ancilares (TSA) definida pela ANEEL. Para definição dessa tarifa, a agência reguladora considera os custos de implantação, de operação e manutenção divulgados pelos agentes. Posteriormente, esses custos são avaliados e homologados pela agência, sendo celebrado o CPSA entre o ONS e os agentes de geração (CCEE, 2021; ONS, 2019, 2021a, 2021b). A Equação (1) demonstra o cálculo desse encargo, de acordo com o módulo nove das Regras de Comercialização da CCEE (2021).

$$ENC_{CS_{p,j}} = MER_{CS_{p,j}} * TSA_{p,m} \quad (1)$$

em que:

$ENC_{CS_{p,j}}$  é o encargo por compensação síncrona, da parcela de usina  $p$ , por período de comercialização  $j$  (R\$);

$MER_{CS_{p,j}}$  é a medição de energia reativa associada a compensação síncrona, da parcela de usina  $p$ , por período de comercialização  $j$  (Mvarh);

$TSA_{p,m}$  é a tarifa de serviços ancilares da parcela de usina  $p$ , no mês de apuração  $m$  (R\$/Mvarh).

### 2.3.2. Encargo de Despacho Complementar

Por sua vez, a remuneração do SA de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa é estabelecida de acordo com os critérios de despacho satisfatório ou insatisfatório estabelecidos pelo ONS. Este serviço é definido como o despacho centralizado pelo ONS de unidades geradoras termelétricas, a fim de preservar a reserva de potência operativa das unidades geradoras hidráulicas participantes do Controle Automático de Geração (CAG) para o controle de frequência do sistema (ANEEL, 2015). A Equação (2) exhibe o cálculo do encargo referente a este SA (CCEE, 2021).

$$ENC\_RESPOP_{p,j} = G\_RESPOP_{p,j} * \max (0; PRECO\_RESPOP_{p,j} - PLD_{s,j}) \quad (2)$$

em que:

$ENC\_RESPOP_{p,j}$  é o encargo para atendimento ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa da usina  $p$ , por período de comercialização  $j$  (R\$);

$G\_RESPOP_{p,j}$  é a geração realizada para atendimento ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa da usina  $p$ , por período de comercialização  $j$  (MWh);

$PRECO\_RESPOP_{p,j}$  é o preço para valoração do encargo referente ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa da usina  $p$ , por período de comercialização  $j$  (R\$/MWh);

$PLD_{s,j}$  é o preço de liquidação das diferenças, determinado por submercado  $s$ , por período de comercialização  $j$  (R\$/MWh).

Da Equação (2), nota-se que este encargo é valorado pela diferença entre o preço determinado para a energia fornecida pelas usinas para prestação do SA, de acordo com os critérios de atendimento ao despacho, e o PLD verificado no momento da geração (CCEE, 2021). Ou seja, a energia gerada pelas usinas para prestar o serviço é liquidada ao PLD e a quantia financeira adicional para complementar a valoração desta energia é paga ao gerador por meio do encargo descrito na Equação (2) (CCEE, 2021).

Se o atendimento ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa for considerado satisfatório, o preço para valoração do encargo será determinado pelo

preço ofertado pela unidade geradora para prestação do serviço, de acordo a Equação (3) (CCEE, 2021).

$$PRECO\_RESPOP_{p,j} = PRECO\_OF\_RESPOP_{p,j} \quad (3)$$

em que:

$PRECO\_OF\_RESPOP_{p,j}$  é o preço ofertado pelo agente para valoração do encargo referente ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa da usina  $p$ , por período de comercialização  $j$  (R\$/MWh).

Caso contrário, o preço é determinado pelo Custo Variável Unitário (CVU), para despacho na ordem de mérito, conforme a Equação (4) (CCEE, 2021). Vale ressaltar que o CVU é o valor, em Reais por Megawatt-hora (R\$/MWh), necessário para cobrir todos os custos operacionais de usina termelétrica (MME, 2021).

$$PRECO\_RESPOP_{p,j} = INC_{p,j} \quad (4)$$

em que:

$INC_{p,j}$  é o custo declarado da parcela de usina não hidráulica  $p$ , por período de comercialização  $j$  (R\$/MWh).

Para avaliar se o despacho foi satisfatório ou insatisfatório, o ONS analisa se a proporção da geração realizada foi superior as indisponibilidades forçada e programada da usina (CCEE, 2021), conforme a Equação (5), extraída da Resolução Normativa nº 697 da ANEEL (2015).

$$\frac{G_h}{G_{Desp_h}} \geq (1 - TEIF) * (1 - IP) \rightarrow \textit{Atendimento Satisfatório} \quad (5)$$

onde:

$G_h$  é a geração medida na hora  $h$  (MWh);

$G_{Desp_h}$  é a geração despachada para prestação do serviço ancilar na hora  $h$  (MWh);

$TEIF$  é a taxa equivalente de indisponibilidade forçada da usina termelétrica;

$IP$  é a indisponibilidade programada da usina termelétrica.

Caso contrário ao disposto na Equação (5), o atendimento ao despacho é considerado insatisfatório.

### 2.3.3. Demais Encargos de Serviços Ancilares

Ademais, os SAs de controle primário e secundário de frequência têm os seguintes arranjos comerciais: o controle primário, definido pela ANEEL (2015) como o controle realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras para limitar a variação de frequência devido ao desequilíbrio entre a carga e a geração, não tem uma estrutura específica de remuneração. Ou seja, os custos desse serviço são arcados pelos geradores em sua operação. Vale ressaltar que esse controle deve ser realizado por todas as unidades geradoras integrantes do SIN (CCEE, 2021; ONS, 2019, 2021a, 2021b).

Já o controle secundário, definido pela ANEEL (2015) como o controle realizado pelos geradores que participam do CAG para restabelecer a frequência do sistema ao seu valor programado e manter e/ou restabelecer os intercâmbios de potência ativa aos valores programados, sempre que solicitado pelo ONS, tem uma remuneração específica. Essa remuneração é baseada em encargos autorizados e definidos em resolução homologatória da ANEEL para ressarcimento dos custos incorridos na prestação do serviço pelos agentes geradores, devendo ser celebrado o CPSA entre o ONS e estes agentes (CCEE, 2021; ONS, 2019, 2021a, 2021b).

Outrossim, o autorrestabelecimento parcial e integral definidos, respectivamente, pela Resolução Normativa nº 697 da ANEEL (2015) como,

I - capacidade de uma central geradora de alimentar seus serviços auxiliares a partir da tensão no terminal de seus próprios geradores, com a permanência do giro mecânico e excitada, contribuindo para o processo de recomposição do sistema elétrico.

II - capacidade de uma central geradora de sair de uma condição de parada total para uma condição de operação, independentemente de fonte externa para alimentar seus serviços auxiliares, contribuindo para o processo de recomposição do sistema elétrico, partindo o número de unidades geradoras definido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (ANEEL, 2015).

devem ser prestados por todas as unidades geradoras integrantes do SIN que disponham de equipamentos para prestar esse serviço, sempre que solicitado pelo ONS.

Ademais, o SEP é definido como um sistema que realiza ações automáticas para preservar a integridade do SIN, dos seus equipamentos e de suas linhas de transmissão de

energia elétrica, a partir da detecção de condições anormais de operação ou de risco para o SE, e de contingências múltiplas (ANEEL, 2015). Esse sistema engloba os esquemas de controle de emergência e esquemas de controle de segurança (ANEEL, 2015). Esse SA é prestado pelas unidades geradoras que têm condições de fornecê-lo de acordo com estudo e avaliação do ONS.

De modo similar ao SA de controle secundário de frequência, a remuneração dos agentes de geração provedores dos SAs de autorrestabelecimento parcial e integral, e SEP tem como base os respectivos encargos definidos e homologados pela ANEEL. Esses encargos ressarcem os geradores pelos custos decorrentes da implantação, operação e manutenção dos equipamentos no fornecimento do respectivo serviço, sendo celebrado o CPSA entre o ONS e os agentes de geração.

Em suma, os SAs de suporte de potência reativa e despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa têm remuneração determinadas pelas Equações (1) e (2), respectivamente, enquanto os demais SAs do SEB são agrupados em encargos por outros SAs de acordo com a definição das Regras de Comercialização da CCEE (2021). Estas regras discorrem sobre estes outros encargos da seguinte maneira:

Os empreendimentos de geração atualmente em operação que venham a ter o provimento de serviços ancilares determinado pela ANEEL, ou que tiveram autorização para reposição dos equipamentos e peças destinadas a prestação de serviços ancilares, terão o custo de implantação ou reposição auditado e aprovado por tal agência e ressarcido via ESS, sendo eles:

I - ressarcimento pelo custo de operação e manutenção dos equipamentos de supervisão e controle e de comunicação necessários a participação da usina no Controle Automático de Geração (CAG).

II - ressarcimento pelo Custo de Implantação, Operação e Manutenção de Sistema Especial de Proteção (SEP) ou por reposição dos sistemas existentes incorridos por agentes de geração, transmissão e distribuição, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº309/08.

III - ressarcimento pelo custo de operação e manutenção dos equipamentos de autorrestabelecimento (*Black Start*).

IV - ressarcimento pelo custo fixo de usinas emergenciais

V - ressarcimento por investimentos para prestação de Serviços Ancilares (CCEE, 2021).

Desse modo, a Equação (6) determina o cálculo do encargo por outros SAs. Esse encargo é determinado pela relação de todos os ressarcimentos autorizados pela ANEEL em função de investimentos realizados para fornecimento dos SAs, pelos custos de operação e manutenção de equipamentos necessário das unidades geradoras à participação do CAG, do SEP, de equipamentos de autorrestabelecimento, além dos custos pela contratação de usinas emergenciais (CCEE, 2021).



$$ENC\_OSA_{p,m} = RISA_{p,m} + RCAG_{p,m} + RSEP_{p,m} + RART_{p,m} + RCUE_{p,m} \quad (6)$$

em que:

$ENC\_OSA_{p,m}$  é o encargo por outros serviços ancilares da parcela de usina  $p$ , no mês de apuração  $m$  (R\$);

$RISA_{p,m}$  é o ressarcimento por investimentos para prestação de serviços ancilares da parcela de usina  $p$ , no mês de apuração  $m$  (R\$);

$RCAG_{p,m}$  é o ressarcimento pelo custo de operação e manutenção dos equipamentos de supervisão e controle e de comunicação necessários à participação no CAG (Controle Automático de Geração) da parcela de usina  $p$ , no mês de apuração  $m$  (R\$);

$RSEP_{p,m}$  é o ressarcimento pelo custo de implantação, operação e manutenção de SEP (Sistema Especial de Proteção) da parcela de usina  $p$ , no mês de apuração  $m$  (R\$);

$RART_{p,m}$  é o ressarcimento pelo custo de operação e manutenção dos equipamentos de autorrestabelecimento da parcela de usina  $p$ , no mês de apuração  $m$  (R\$);

$RCUE_{p,m}$  é o ressarcimento pelo custo de usinas emergenciais da parcela de usina  $p$ , no mês de apuração  $m$  (R\$).

### 3. MODELAGEM DO PROBLEMA E METODOLOGIA

#### 3.1. Considerações do Problema

O SDEE foi considerado como equilibrado, sendo representado por um equivalente monofásico. A otimização deste sistema foi realizada do ponto de vista da CDEE, ou seja, a função objetivo visa minimizar os custos de operação do SDEE para esta.

Neste trabalho, a potência ativa fornecida pelas unidades de GD para atender a demanda das cargas e as perdas do SDEE é denominada somente de “energia”. Já a potência ativa para controle de frequência é denominada somente de reserva.

A potência reativa fornecida pela subestação, de acordo os limites de fator de potência desta, não é remunerada na formulação do problema.

A reserva adquirida pela CDEE junto às unidades de GD será revendida ao STEE para que seja utilizada no controle de frequência de todo o sistema elétrico integrado. No caso do SEB, o sistema integrado é o SIN e o ONS é o responsável pela gestão deste e dos demais SAs, e pela coordenação da operação dos STEEs.

O Caso base ou Caso 1 é definido como aquele no qual somente a subestação fornece potência ativa e reativa ao SDEE. Este caso se baseia no SEB, no qual, a geração de energia elétrica é, prioritariamente, realizada pelas unidades de GC e os SAs são fornecidos por estes geradores, através dos STEEs

O Caso 2 é definido como aquele no qual as unidades de GD fornecem potência ativa e reativa para o SDEE juntamente com a subestação, prestando os SAs de energia, reserva, e suporte de potência reativa. Neste caso, as CDEEs interferem na ordem de despacho e na remuneração destes geradores.

#### 3.2. Formulação Matemática do Problema

A modelagem matemática do problema é definida de maneira geral pelas equações (7) a (9)

$$\text{Min } f(X) \tag{7}$$

Sujeita a:

$$h_i(X) = 0 \quad (8)$$

$$g_i(X) \leq 0 \quad (9)$$

onde:

$f(X)$  : função a ser minimizada;

$h_i(X)$  : restrições de igualdade;

$g_i(X)$  : restrições de desigualdade.

Com base nessa formulação geral, foi definido um modelo de otimização, no qual a função objetivo a ser minimizada é a dos custos de operação do SDEE para a CDEE. Já as restrições de igualdade se referem ao balanço de potência ativa e reativa nos nós do SDEE, à magnitude de tensão e corrente nas barras e ramos deste sistema, respectivamente. Por sua vez, as restrições de desigualdade estão relacionadas ao limite de magnitude de tensão e corrente nas barras e ramos do SDEE, respectivamente, ao fornecimento de potência ativa da subestação, aos limites de fator de potência indutivo e capacitivo da subestação e das unidades de GD, capacidade de geração de potência ativa e reativa das unidades de GD, e as restrições de mercado relacionadas à remuneração das unidades de GD pelos serviços prestados ao SDEE. Vale ressaltar que a modelagem matemática realizada neste trabalho foi baseada, principalmente, em Rueda-Medina *et al.* (2013, 2014) e Rueda-Medina e Padilha-Feltrin (2013). A função objetivo e as restrições do problema serão detalhadas na seguinte seção.

### 3.2.1. Função Objetivo

A função objetivo a ser minimizada na resolução do problema é a dos custos totais pagos pela CDEE na operação do SDEE. Para o Caso 1, a função objetivo é composta somente pelos custos com fornecimento de potência ativa, como exibido em (10). Essa função objetivo está sujeita às restrições de (12) a (21), que serão explicadas na seguinte seção.

$$\text{Min Custo} = \sum_{t \in T} \alpha_t * P_{S_t} \quad (10)$$

em que:

$\alpha$  é o preço da potência ativa fornecida pela subestação (R\$/kW);

$P_s$  é a potência ativa fornecida pela subestação (kW);

$T$  é o conjunto de horas da simulação.

Para o Caso 2, a função objetivo é constituída pelos custos com o fornecimento de potência ativa por parte da subestação, custos de energia e reserva, custos do suporte de potência reativa das unidades de GD, menos os montantes referentes à revenda da reserva, conforme apresentado em (11). A função objetivo em (11) está sujeita às restrições de (12) a (41), que serão explicadas na seguinte seção.

$$\begin{aligned}
 \text{Min Custo} = & \sum_{t \in T} \alpha_t * P_{S_t} + \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} \left( \left( \psi_{E_t} * E_{GD_{g,t}} \right) + \left( \psi_{R_t} * R_{GD_{g,t}} \right) \right) - \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} \beta_t * \\
 & R_{GD_{g,t}} + \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} \left( \frac{1}{2} \psi_{1_t} \left( Q_{r1_{g,t}} - Q_{A'_{g,t}} \right)^2 - \psi_{2_t} Q_{A'_{g,t}} \right) - \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} \psi_{2_t} Q_{r2_{g,t}} + \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} \psi_{4_t} Q_{r4_{g,t}} + \\
 & \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} \left( \psi_{4_t} Q_{A_{g,t}} + \frac{1}{2} \psi_{5_t} \left( Q_{r5_{g,t}} - Q_{A_{g,t}} \right)^2 \right) \quad (11)
 \end{aligned}$$

em que:

$G$  é o conjunto de unidades de GD;

$E_{GD}$  é a potência ativa gerada pelas unidades de GD para atendimento da demanda das cargas e perdas do SDEE, ou somente “energia” (kW);

$R_{GD}$  é a potência ativa gerada pelas unidades de GD para prestar o SA de reserva de potência ativa para controle de frequência, ou somente reserva (kW);

$\beta$  é o preço de revenda da reserva para o sistema de transmissão de energia elétrica (R\$/kW);

$Q_A$  é o ponto de referência na área de injeção de potência reativa das unidades de GD da curva de função de custos de potência reativa exibida na Figura 3 (kvar);

$Q_{A'}$  é o ponto de referência na área de absorção de potência reativa das unidades de GD da curva de função de custos de potência reativa exibida na Figura 3 (kvar);

$Q_{r1}$  é a potência reativa gerada pelas unidades de GD na região de operação 1 da curva de função de custos de potência reativa exibida na Figura 3 (kvar);

$Q_{r2}$  é a potência reativa gerada pelas unidades de GD na região de operação 2 da curva de função de custos de potência reativa exibida na Figura 3 (kvar)

$Q_{r4}$  é a potência reativa gerada pelas unidades de GD na região de operação 3 da curva de função de custos de potência reativa exibida na Figura 3 (kvar);

$Q_{r5}$  é a potência reativa gerada pelas unidades de GD na região de operação 4 da curva de função de custos de potência reativa exibida na Figura 3 (kvar);

$\psi_E$  é o preço de remuneração da energia gerada pelas unidades de GD (R\$/kW);  
 $\psi_R$  é o preço de remuneração da reserva gerada pelas unidades de GD (R\$/kW);  
 $\psi_1$  é o preço de remuneração da potência reativa gerada pelas unidades de GD na região de operação 1 da curva de função de custos de potência reativa exibida na Figura 3 (R\$/kvar);  
 $\psi_2$  é o preço de remuneração da potência reativa gerada pelas unidades de GD na região de operação 2 da curva de função de custos de potência reativa exibida na Figura 3 (R\$/kvar);  
 $\psi_4$  é o preço de remuneração da potência reativa gerada pelas unidades de GD na região de operação 4 da curva de função de custos de potência reativa exibida na Figura 3 (R\$/kvar);  
 $\psi_5$  é o preço de remuneração da potência reativa gerada pelas unidades de GD na região de operação 5 da curva de função de custos de potência reativa exibida na Figura 3 (R\$/kvar).

### 3.2.2. Restrições de Balanço de Potência

Na resolução do problema, é necessário que o balanço de potência ativa e reativa em todas as barras do SDEE seja igual a zero. Ou seja, deve-se garantir, através do fluxo de potência, que a potência que flui da barra  $j$  para as barras a montante  $i$ , somada a potência injetada na barra  $i$  pela subestação e pelas unidades de GD, subtraindo a potência que flui de  $i$  para as barras a jusante  $j$  e as perdas de potência nas linhas, seja igual a potência demanda na barra  $i$  em cada instante de tempo  $t$ . As Equações (12) e (13), baseadas em Cespedes (1990), demonstram essas restrições.

$$\sum_{\substack{i,j \in B \\ t \in T}} P_{j,i,t} - \sum_{\substack{i,j \in B \\ t \in T}} (P_{i,j,t} + (R_{i,j} * I_{i,j,t}^2)) + P_{S_t} + \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} n_{GDg,t} * P_{GDg,t} = P_{D_i} * fd_t \quad (12)$$

$$\sum_{\substack{i,j \in B \\ t \in T}} Q_{j,i,t} - \sum_{\substack{i,j \in B \\ t \in T}} (Q_{i,j,t} + (X_{i,j} * I_{i,j,t}^2)) + Q_{S_t} + \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} n_{GDg,t} * Q_{GDg,t} = Q_{D_i} * fd_t \quad (13)$$

em que:

$fd$  é o fator de demanda (%);

$I$  é a corrente no ramo (A);

$n_{GD}$  é a numeração binária que indica se há ou não unidades de GD conectadas na barra (1 - se tem; 0 - caso contrário);

$P$  é a potência ativa que flui no ramo (kW);  
 $P_D$  é a demanda de potência ativa na barra (kW);  
 $P_{GD}$  é a potência ativa total gerada pelas unidades de GD (kW);  
 $Q$  é a potência reativa que flui no ramo (kvar);  
 $Q_D$  é a demanda de potência reativa na barra (kvar);  
 $Q_{GD}$  é a potência reativa gerada pelas unidades de GD (kvar);  
 $Q_S$  é a potência reativa fornecida pela subestação (kvar);  
 $R$  é a resistência do ramo ( $k\Omega$ );  
 $X$  é a reatância do ramo ( $k\Omega$ ).

### 3.2.3. Restrições de Magnitude de Tensão e Corrente

As Equações (14) e (15) determinam a magnitude de tensão e corrente em cada barra e ramo no tempo  $t$ , respectivamente.

$$V_{i,t}^2 - 2 * \left( (R_{i,j} * P_{i,j,t}) + (X_{i,j} * Q_{i,j,t}) \right) - (Z_{i,j} * I_{i,j,t}^2) - V_{j,t}^2 = 0 \quad (14)$$

$$I_{i,j,t}^2 * V_{j,t}^2 = P_{i,j,t}^2 + Q_{i,j,t}^2 \quad (15)$$

em que:

$V$  é a tensão na barra (kV);  
 $Z$  é a impedância do ramo ( $k\Omega$ ).

### 3.2.4. Restrições de Limite de Magnitude de Tensão e Corrente

A tensão nas barras e a corrente nos ramos devem respeitar os limites de magnitude definidos em (16) e (17), respectivamente, para que o SDEE funcione adequadamente.

$$V_{min}^2 \leq V_{i,t}^2 \leq V_{max}^2 \quad (16)$$

$$0 \leq I_{i,j,t}^2 \leq I_{max_{i,j}}^2 \quad (17)$$

em que:

$V_{max}$  é a tensão máxima na barra (kV);

$V_{min}$  é a tensão mínima na barra (kV).

Neste trabalho, a tensão nominal do SDEE foi definida em 13,8 kV. Essa tensão é classificada como tensão primária de distribuição, de acordo com a Resolução 414/2010 da ANEEL. Portanto, a tensão mínima e a tensão máxima na barra  $i$  foram delimitadas, respectivamente, pelas Equações (18) e (19), seguindo os limites adequados de variação de tensão de atendimento do módulo oito dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (ANEEL, 2021) para tensão nominal acima de 1 kV e inferior a 69 kV.

$$V_{min} = 0,93 * V_{nom} \quad (18)$$

$$V_{max} = 1,05 * V_{nom} \quad (19)$$

em que:

$V_{nom}$  é a tensão nominal (kV).

### 3.2.5. Restrições de Fornecimento da Subestação

A restrição (20) garante que o fornecimento de potência ativa pela subestação seja positivo.

$$P_{S_{i,t}} \geq 0 \quad (20)$$

Já a restrição (21) assegura que o fornecimento de potência reativa da subestação respeite os limites do fator de potência indutivo e capacitivo. Neste trabalho, esses limites foram definidos em 0,90.

$$-P_{S_{i,t}} * \tan(\cos^{-1}(fp_{ind})) \leq Q_{S_{i,t}} \leq P_{S_{i,t}} * \tan(\cos^{-1}(fp_{cap})) \quad (21)$$

em que:

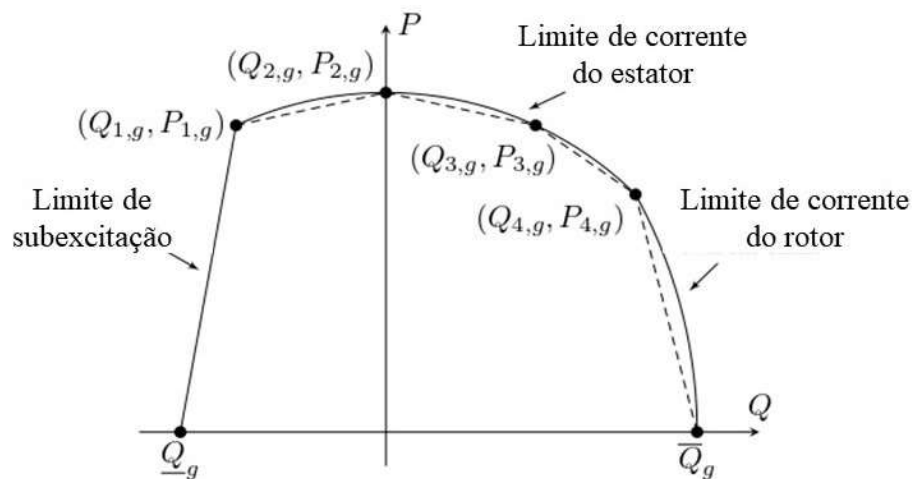
$f_{p_{cap}}$  é o fator de potência capacitivo mínimo da subestação;

$f_{p_{ind}}$  é o fator de potência indutivo mínimo da subestação.

### 3.2.6. Restrições de Geração dos Geradores Distribuídos

A partir das curvas de capacidade de geração de um GS e de um Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA), extraídas de Rueda-Medina *et. al* (2013), e apresentadas nas Figuras 1 e 2, respectivamente, nota-se que a geração de potência ativa e reativa destes geradores é restringida pelos limites de corrente do estator e de corrente do rotor. Além desses limites, a geração do GS é delimitada também pelo limite de subexcitação do gerador. Deste modo, o aumento da absorção ou do fornecimento de potência reativa por estes geradores promoverá, conseqüentemente, a diminuição da geração de potência ativa.

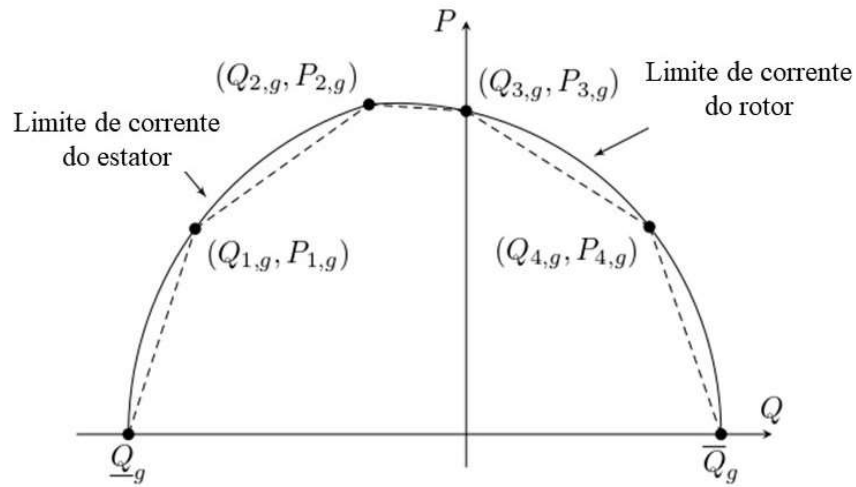
Figura 1 – Curva de capacidade linearizada de um GS.



Fonte - Rueda-Medina *et al.* (2013)



Figura 2 – Curva de capacidade linearizada de um GIDA.



Fonte - Rueda-Medina *et al.* (2013)

Para facilitar a modelagem e a implementação computacional das curvas de capacidade destes tipos de geradores, os limites apresentados nas Figuras 1 e 2 são linearizados pela aproximação das curvas em composições de linhas retas. Essas retas são delimitadas por seis pontos,  $(0, \underline{Q}_g)$ ,  $(P_{1,g}, Q_{1,g})$ ,  $(P_{2,g}, Q_{2,g})$ ,  $(P_{3,g}, Q_{3,g})$ ,  $(P_{4,g}, Q_{4,g})$ ,  $(0, \overline{Q}_g)$ . Assim, obtêm-se as restrições lineares de capacidade de geração dos geradores (22) a (26), baseadas nas equações desenvolvidas em Rueda-Medina *et al.* (2013). Além disso, a geração de potência ativa das unidades de GD deve ser maior que zero e respeitar o limite máximo de geração, como exibido em (27).

$$P_{g,t} \leq \frac{P_{1,g}}{Q_{1,g} - \underline{Q}_g} * [Q_{g,t} - \underline{Q}_g] \quad (22)$$

$$P_{g,t} \leq \frac{P_{2,g} - P_{1,g}}{Q_{2,g} - Q_{1,g}} * [Q_{g,t} - Q_{2,g}] + P_{2,g} \quad (23)$$

$$P_{g,t} \leq \frac{P_{3,g} - P_{2,g}}{Q_{3,g} - Q_{2,g}} * [Q_{g,t} - Q_{3,g}] + P_{3,g} \quad (24)$$

$$P_{g,t} \leq \frac{P_{4,g} - P_{3,g}}{Q_{4,g} - Q_{3,g}} * [Q_{g,t} - Q_{4,g}] + P_{4,g} \quad (25)$$

$$P_{g,t} \leq \frac{P_{4,g}}{Q_{4,g} - \overline{Q}_g} * [Q_{g,t} - \overline{Q}_g] \quad (26)$$

$$0 \leq P_{g,t} \leq P_{GDmax} \quad (27)$$

em que:

$P_g$  é a geração de potência ativa das unidades de GD, baseada nas curvas de capacidade do gerador síncrono e do gerador de indução duplamente alimentado (kW);

$P_{n,g}$  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 (kW);

$P_{GDmax}$  é a máxima geração de potência ativa das unidades de GD (kW);

$Q_g$  é a geração de potência reativa das unidades de GD, baseada nas curvas de capacidade do gerador síncrono e do gerador de indução duplamente alimentado (kvar);

$Q_{n,g}$  é 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 (kvar);

$\underline{Q}$  é o limite mínimo de geração de potência reativa das unidades de GD (kvar);

$\overline{Q}$  é o limite máximo de geração de potência reativa das unidades de GD (kvar).

Por fim, o fornecimento de potência reativa das unidades de GD deve respeitar os limites do fator de potência indutivo e capacitivo, como mostrado em (28). Neste trabalho, esses limites foram definidos em 0,85.

$$-P_{GDg,t} * \tan(\cos^{-1}(fp_{GDind})) \leq Q_{GDg,t} \leq P_{GDg,t} * \tan(\cos^{-1}(fp_{GDcap})) \quad (28)$$

em que:

$fp_{GDcap}$  é o fator de potência capacitivo mínimo das unidades de GD;

$fp_{GDind}$  é o fator de potência indutivo mínimo das unidades de GD.

### 3.2.7. Restrições de Reserva e Energia

Para prestar o SA de reserva de potência ativa para controle de frequência, as unidades de GD, conectadas no SDEE, devem atender a quantidade de reserva requerida pela CDEE em cada instante de tempo  $t$ , como mostrado em (29). Neste trabalho, essa quantidade foi definida em 100 kW, baseada em Rueda-Medina *et al.* (2014).

$$\sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} n_{GD_{g,t}} * R_{GD_{g,t}} = R_{req_t} \quad (29)$$

em que:

$R_{req}$  é a reserva de potência ativa total requerida pelo operador do sistema de distribuição de energia elétrica (kW);

Ademais, a reserva de potência ativa das unidades de GD, no instante de tempo  $t$ , deve estar disponível para ser entregue ao SDEE dentro de um tempo de resposta  $n$  especificado pelo seu operador, a CDEE. Como neste trabalho, a reserva é do tipo girante, o  $n$  foi definido em dez minutos, de acordo com a classificação abordada em Banshwar *et al.* (2017b). Vale ressaltar que cada gerador tem um limite máximo de crescimento de geração de potência ativa. Portanto, o tempo de resposta é multiplicado por esse limite. Além disso, a reserva fornecida por cada gerador não pode ser maior que a sua máxima reserva de potência ativa que pode ser gerada, definida em 30 kW neste trabalho, baseando-se em Rueda-Medina *et al.* (2014). A Equação (30) demonstra essa restrição.

$$0 \leq R_{GD_{g,t}} \leq \min \left( n * \Delta P_{GD_{cres}}, R_{GD_{max_{g,t}}} \right) \quad (30)$$

em que:

$n$  é o tempo de resposta para fornecimento da reserva de potência ativa pelas unidades de GD;  
 $R_{GD_{max}}$  é a máxima reserva de potência ativa que pode ser gerada pelas unidades de GD (kW);  
 $\Delta P_{GD_{cres}}$  é o máximo crescimento de geração de potência ativa das unidades de GD (kW/h).

Por sua vez, a geração de energia deve ser maior que zero, conforme exibido em (31).

$$0 \leq E_{GD_{g,t}} \quad (31)$$

Outrossim, a soma da energia mais a reserva fornecida pelas unidades de GD deve respeitar os limites apresentados em (32)

$$0 \leq E_{GD_{g,t}} + R_{GD_{g,t}} < P_{GD_{max}} \quad (32)$$

sendo que

$$E_{GD_{g,t}} + R_{GD_{g,t}} = P_{GD_{g,t}} \quad (33)$$

Ou seja, a potência ativa total gerada pelas unidades de GD é a soma da energia mais a reserva.

### 3.2.8. Restrições de Mercado

Os preços de remuneração da energia e reserva fornecidas pelas unidades de GD são definidos através de um mercado competitivo. Na estrutura deste mercado, as unidades de GD disponibilizam suas ofertas para cada hora do dia. Com base nessas ofertas, a CDEE soluciona o mercado de modo conjunto, definindo a ordem de despacho dos geradores e os seus respectivos preços de remuneração. Ou seja, nesse processo de otimização, a resolução do mercado é do ponto de vista da CDEE, no qual o intuito é minimizar os montantes pagos na operação do SDEE. Vale ressaltar que a resolução do mercado de modo conjunto para energia e reserva é mais apropriada, pois o fornecimento destas é limitado pela mesma capacidade de geração de potência dos geradores (RUEDA-MEDINA *et al.*, 2014).

Deste modo, a oferta de maior valor aceita pela CDEE é a utilizada para remunerar todos os geradores. Portanto, os valores de remuneração das unidades de GD pela energia e reserva fornecidas são definidos de acordo as Equações (34) e (35), respectivamente. Destaca-se que, para essa estrutura funcionar adequadamente, as unidades de GD não podem ter acesso às ofertas dos concorrentes, atuando de maneira transparente e a CDEE deve agir sem privilegiar os licitantes.

$$\psi_{E_t} = \max (n_{GD_{g,t}} * Ofer_{E_{g,t}}) \quad (34)$$

$$\psi_{R_t} = \max (n_{GD_{g,t}} * Ofer_{R_{g,t}}) \quad (35)$$

em que:

$Ofer_E$  são as ofertas das unidades de GD para fornecimento de energia (R\$/kW);

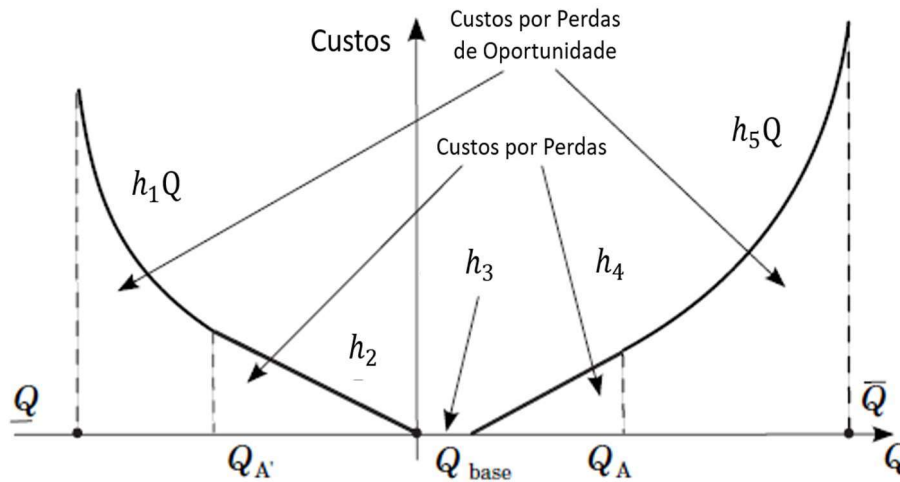
$Ofer_R$  são as ofertas das unidades de GD para fornecimento de reserva (R\$/kW).

De modo semelhante à energia e reserva, as unidades de GD disponibilizam suas ofertas pelo suporte de potência reativa e a CDEE soluciona o despacho dos geradores. Nesta modelagem, o preço de remuneração do SA não é estabelecido por um órgão regulador, como ocorre no SEB, o que incentiva à concorrência entre os geradores e os estimula a realizarem ofertas com base em seus custos reais. Ou seja, se as unidades de GD ofertarem um preço muito distante dos seus custos reais, há o risco destas ficarem de fora da ordem de despacho da CDEE (RUEDA-MEDINA; PADILHA-FELTRIN, 2013).

Ademais, a remuneração do suporte de potência reativa é incrementada com os CP e CPO. O CP decorre do aumento da geração de potência reativa para atender a necessidade do SE o que, conseqüentemente, eleva as perdas no processo de conversão de energia nos geradores. Já o CPO decorre da necessidade do gerador diminuir seu fornecimento de potência ativa para atender a quantidade de potência reativa requisitada pelo SE, quando esta quantidade é maior do que a disponível pelo gerador (J. ESPINDULA; C. RUEDA-MEDINA, 2021; ZHONG; BHATTACHARYA, 2002; RUEDA-MEDINA; PADILHA-FELTRIN, 2013).

Das curvas de capacidade de GS e GIDA exibidas nas Figuras 1 e 2, respectivamente, nota-se que, sendo necessário maior fornecimento de potência reativa, o gerador perde a oportunidade de vender potência ativa à CDEE. Deste modo, de acordo com Rueda-Medina e Padilha-Feltrin (2013), Zhong e Bhattacharya (2002), as regiões operacionais das unidades de GD podem ser definidas em cinco, conforme demonstrado na Figura 3, que exibe a função de custos de geração de potência reativa das unidades de GD, considerando o CP e CPO destes geradores.

Figura 3 – Função de custos de geração de potência reativa das unidades de GD no Caso 2.



Fonte - Adaptado de Rueda-Medina e Padilha-Feltrin (2013)

Essas regiões são delimitadas da seguinte maneira:

Região 1: limitada por  $\underline{Q} \leq Q < Q_{A'}$  (área de absorção de potência reativa). As unidades de GD, ao operar nessa região, devem ser remuneradas pelo CPO.

Região 2: limitada por  $Q_{A'} \leq Q < 0$  (área de absorção de potência reativa). Nessa região, as unidades de GD devem ser remuneradas pelo CP.

Região 3: limitada por  $0 \leq Q < Q_{base}$ . Operando nessa região, as unidades de GD não recebem nenhuma remuneração.

Região 4: limitada por  $Q_{base} < Q \leq Q_A$  (área de injeção de potência reativa). Nessa região, as unidades de GD devem ser remuneradas pelo CP.

Região 5: limitada por  $Q_A < Q \leq \bar{Q}$  (área de injeção de potência reativa). Ao operar nessa região, as unidades de GD devem ser remuneradas pelo CPO

Da Figura 3, as funções correspondentes as regiões 1 e 5 são consideradas funções quadráticas. Já as funções para as regiões 2 e 4 são consideradas como funções que variam linearmente.

Deste modo, para obter a Função de Remuneração da Potência Reativa (FRPR) fornecida pelas unidades de GD, é necessário realizar a integral da curva da Figura 3, conforme a Equação (36), baseada em Rueda-Medina (2013).

$$FRPR = \int_{\underline{Q}_g}^{Q_{A'g,t}} h_{1g,t} Q_{g,t} dQ_{g,t} + \int_{Q_{A'g,t}}^0 h_{2g,t} dQ_{g,t} + \int_{Q_{baseg}}^{Q_{Ag,t}} h_{4g,t} dQ_{g,t} + \int_{Q_{Ag,t}}^{\bar{Q}_g} h_{5g,t} Q_{g,t} dQ_{g,t} \quad (36)$$

em que:

$h_1$  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 (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 (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 (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 (R\$/kvar)

$Q_{base}$  é a região de operação da curva de função de custos de potência reativa, no qual as unidades de GD não são remuneradas pela potência reativa fornecida (kvar)

Da Equação (36), tem-se que  $h_1$  e  $h_5$  são as ofertas dos geradores quando estes operam nas regiões 1 e 5, respectivamente, e são remunerados pelo CP. Já  $h_2$  e  $h_4$  são as ofertas dos geradores quando eles operam nas regiões 2 e 4, respectivamente, sendo remunerados pelo CPO. Ao receber as ofertas das unidades de GD, a CDEE solucionará o despacho destes geradores, no qual o preço de remuneração de todas as unidades de GD será definido pela maior oferta aceita pela CDEE, em cada região de operação, conforme as Equações (37) a (40).

$$\psi_{1t} = \max (n_{GDg,t} * h_{1g,t}) \quad (37)$$

$$\psi_{2t} = \max (n_{GDg,t} * h_{2g,t}) \quad (38)$$

$$\psi_{4t} = \max (n_{GDg,t} * h_{4g,t}) \quad (39)$$

$$\psi_{5t} = \max (n_{GDg,t} * h_{5g,t}) \quad (40)$$

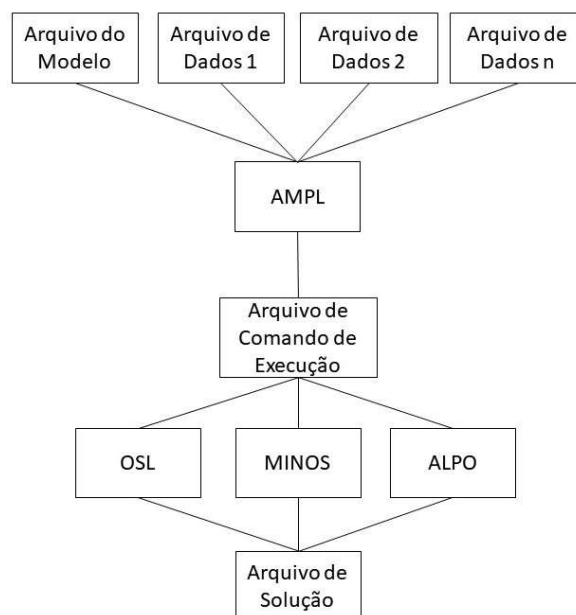
Assim, resolvendo a integral da Equação (36), a remuneração das unidades de GD pelo suporte de potência reativa ao SDEE é dada pela equação (41)

$$FRPR = \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} \left( \frac{1}{2} \psi_{1t} \left( Q_{r1g,t} - Q_{A'g,t} \right)^2 - \psi_{2t} Q_{A'g,t} \right) - \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} \psi_{2t} Q_{r2g,t} + \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} \psi_{4t} Q_{r4g,t} + \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} \left( \psi_{4t} Q_{Ag,t} + \frac{1}{2} \psi_{5t} \left( Q_{r5g,t} - Q_{Ag,t} \right)^2 \right) \quad (41)$$

### 3.3. Metodologia

O *software* utilizado na realização das simulações foi o AMPL. Esse *software* é uma ferramenta de modelagem rebuscada, que compreende todo o ciclo da modelagem de otimização, ou seja, desenvolvimento, teste, implantação e manutenção. Outrossim, o AMPL integra uma linguagem de modelagem para descrever dados de otimização, variáveis, objetivos e restrições; uma linguagem de comando para navegação de modelos e análise de resultados; e uma linguagem de *script* para coletar e manipular dados e para implementar esquemas de otimização iterativos. Além disso, por apresentar uma linguagem computacional bem semelhante à notação matemática, é, comumente, utilizado para resolução de problemas de otimização (AMPL, 2021). Ademais, a Figura 4 demonstra a estrutura de funcionamento do AMPL.

Figura 4 – Estrutura de funcionamento do AMPL.



Fonte - AMPL (2021)



De acordo com a Figura 4, o AMPL funciona como uma interface, no qual os arquivos de modelo e de dados são inseridos, de maneira que possam ser lidos por um *solver*. No arquivo do modelo, é descrito o modelo matemático, que engloba as variáveis, parâmetros, função objetivo, e restrições do problema. No arquivo de dados, são atribuídos os valores dos dados utilizados no modelo, principalmente, dos parâmetros. Já o arquivo de comando de execução é utilizado para integrar os arquivos do modelo e dos dados, e definir o *solver* a ser aplicado, de acordo o problema, e exibir os resultados, como exemplificado na Figura 4. Após esses arquivos serem inseridos, o *solver* procura a solução ótima do problema através da leitura da informação fornecida pelo AMPL e da aplicação de um algoritmo apropriado para o problema. Por fim, como demonstrado na Figura 4, o *solver* fornece o arquivo de solução, que é em formato de texto (AMPL, 2021).

Como a modelagem do problema elaborado neste trabalho possui equações lineares e não lineares na função objetivo e/ou restrições, com variáveis discretas e contínuas, ele é classificado como um problema de programação não linear inteira mista, do inglês *Mixed Integer Non-Linear Programming* (MINLP). Deste modo, optou-se pela utilização do *solver* Knitro para a resolução do problema, pois este é um *software* de otimização especializado em problemas de otimização não linear, que oferece uma variedade de algoritmos e opções de última geração para trabalhar com funções objetivas e restrições com variáveis contínuas e inteiras, apresentando características eficientes, robustas e velocidade computacional para resolução de problemas não lineares de pequeno porte até grande porte (AMPL, 2021; J. ESPINDULA, 2021).

### 3.3.1. *Solver* Knitro

O Knitro é um *solver* comercial elaborado em 2001 pela empresa Ziena Optimization. Desde 2015, esse *solver* foi adquirido pela empresa Artelys, sendo esta a atual responsável pelo desenvolvimento, atualização e distribuição do *software* por todo o mundo (ARTELYS, 2022a). Vale ressaltar que o Knitro pode receber entrada de *softwares* e linguagens diferentes com vários níveis de abstração. Comumente, há três maneiras de interagir com o Knitro, como descrito a seguir: por meio de uma linguagem de modelagem, como AMPL, GAMS, entre outros; através de um ambiente de computação numérica como R ou MATLAB; ou por meio de uma linguagem de programação como C, C++, Java, Python, entre outras (ARTELYS, 2022b).

Ademais, o Knitro disponibiliza ferramentas para solucionar modelos de otimização lineares e não lineares com variáveis binárias ou inteiras. Para os problemas de MINLP, o Knitro oferece três algoritmos. O primeiro é um método não linear de ramificação e limite, o segundo implementa o método híbrido Quesada-Grossman para MINLP convexo e o terceiro implementa um método de programação quadrática sequencial de inteiro misto (ARTELYS, 2022c). O método utilizado neste trabalho foi o primeiro, que é uma implementação padrão de *branch-and-bound* para otimização não linear, pois é o que, geralmente, utiliza-se para resolução de problemas de MINLP no Knitro. Este método será explicado na seção seguinte (ARTELYS, 2022c).

### 3.3.2. Método *Branch and Bound*

O método *branch-and-bound* é um método de avaliação e separação. O termo *branch* refere-se ao fato de que o método executa divisões no espaço das soluções. Já o termo *bound* salienta que a prova da otimalidade da solução utiliza-se de limites calculados ao longo da enumeração. Este método, inicialmente, foi proposto para problemas de programação linear inteira mista (PLIM), do inglês *Mixed Integer Linear Programming* (MILP). Com os bons resultados obtidos para estes problemas, o método foi sendo adaptado para resolução de problemas de programação não linear com variáveis inteiras. Esta adaptação traz desafios na construção de uma abordagem eficiente deste método para problemas de MINLP, pois algumas estratégias adotadas com sucesso para problemas de MINLP não são extensivas de modo natural para problema de MILP, ou podem não realizar melhoria efetiva de desempenho (MELO, 2012).

O princípio de funcionamento do método *branch and bound* é desenvolver uma enumeração inteligente das soluções que são candidatas a solução ótima inteira de um problema. Deste modo, divide-se o problema inicial com variáveis inteiras discretas em vários subproblemas contínuos. Portanto, apenas uma fração das soluções factíveis é realmente analisada. No método *branch and bound*, cada subproblema é um nó ou um ramo na árvore de pesquisa. A solução de cada subproblema gera um limitante, ou *bound*, para a sub-região. Se a solução do subproblema for discreta para as variáveis discretas, então esta sub-região não é mais explorada. Se a melhor solução discreta identificada for melhor que seu limitante, na sub-região, esta sub-região é descartada. Caso contrário, é explorada recursivamente. Seguindo desta maneira, uma árvore de subproblemas é criada. Quando não há mais sub-regiões para serem exploradas, o método é finalizado (MELO, 2012; MATOS *et. al*, 2019).

Em suma, o método mapeia as soluções factíveis e as organiza em uma árvore de pesquisa, tendo, assim, vários ramos para a tomada de decisão. Dessa forma, os limites superiores e inferiores são encontrados, e, se uma solução estiver fora desses limites (solução infactível) ou não for uma solução ótima, todo o ramo é desprezado (J. ESPINDULA, 2021).

Vale ressaltar que a eficiência do método *branch and bound* está, principalmente, relacionada à qualidade dos seus limitantes para que as sub-regiões possam ser descartadas e o método não se torne exaustivo; à facilidade de resolução dos subproblemas; à escolha da ordem para se resolver os subproblemas, ou seja, os nós a serem explorados; e à escolha da variável para ramificação (MATOS *et. al*, 2019).

#### 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

O SDEE empregado nas simulações foi o sistema teste de distribuição radial de 37 nós, modificado, do *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE, 1992). Os parâmetros deste sistema são descritos na Tabela 1, baseada em Rueda-Medina e Padilha-Feltrin (2013).

Tabela 1 – 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	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	0,116	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	0,5414	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	1,20977	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	1,4889	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 – Adaptado de Rueda-Medina e Padilha-Feltrin (2013)

Foram alocadas cinco unidades de GD nas barras próximas dos centros de carga ( $B_j$ : 14, 9, 24, 18 e 34). As três primeiras unidades foram de GS e as duas últimas de GIDA. Todas as unidades têm uma geração máxima de potência ativa de 250 kW. Já o fornecimento de potência reativa varia entre -147 kvar e 222,625 kvar para as unidades de GS e entre -250 kvar e 188,75 kvar para as unidades de GIDA.

O fator de demanda utilizado para representar a variação da demanda das cargas ao longo do intervalo de simulação, de vinte e quatro horas, foi baseado em Rueda-Medina e Padilha-Feltrin (2013), variando de 0,242 a 0,990. Assim, dados os valores de demanda de potência ativa e reativa na barra, conforme a Tabela 1 e o fator de demanda empregado, a Tabela 2 exibe as demandas de potência ativa e reativa das cargas do SDEE durante o intervalo de simulação.

Tabela 2 – Demanda de potência ativa e reativa do SDEE no intervalo de simulação.

Hora	Demanda de Potência Ativa (kW)	Demanda de Potência Reativa (kvar)
1	671,35	374,12
2	487,09	271,44
3	454,25	253,14
4	441,48	246,03
5	490,74	273,48
6	536,35	298,89
7	868,37	483,92
8	1.576,2	878,38
9	1.795,12	1.000,37
10	1.773,23	988,17
11	1.780,53	992,24
12	1.806,07	1.006,47
13	1.795,12	1.000,37
14	1.576,20	878,38
15	1.521,47	847,88
16	1.649,18	919,04
17	1.705,73	950,56
18	1.733,09	965,81
19	1.678,37	935,31
20	1.660,12	925,14
21	1.645,53	917,01
22	1.632,76	909,89
23	1.618,16	901,76
24	1.284,31	715,71
Total	32.180,82	17.933,51

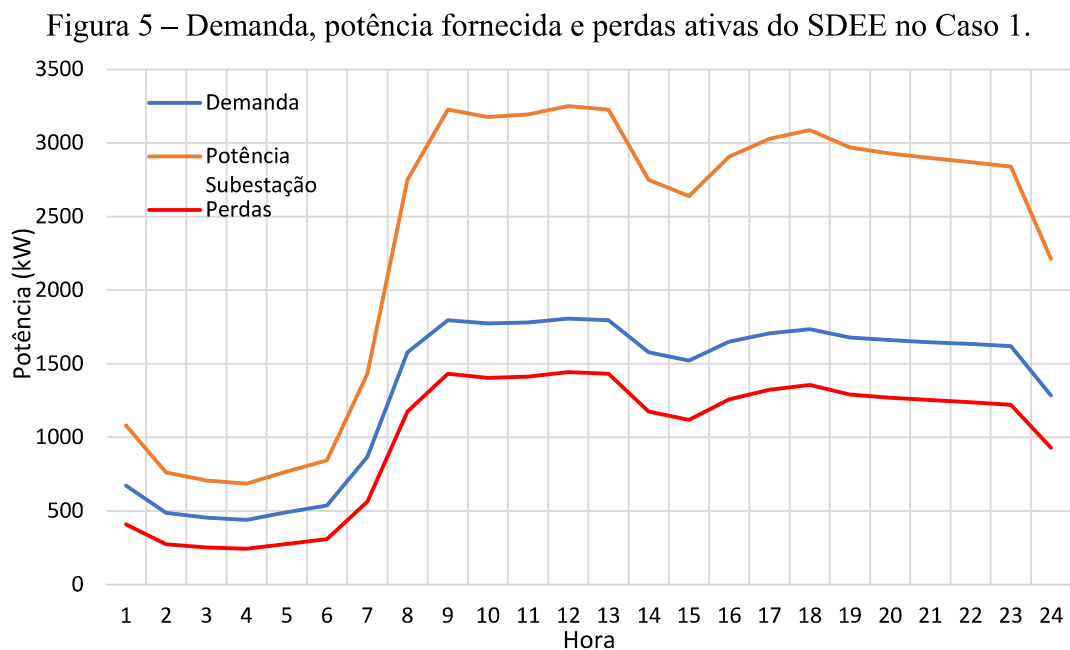
Fonte – Elaborada pelo autor

Ademais, as ofertas das unidades de GD pelos serviços prestados ao SDEE e a remuneração da potência ativa fornecida pela subestação foram baseados em Rueda-Medina e Padilha-Feltrin (2013), Rueda-Medina *et al.* (2014). Em suma, as ofertas das unidades de GD pela energia e reserva oscilaram de 10,32 R\$/kW a 14,89 R\$/kW, e de 4,30 R\$/kW a 6,98 R\$/kW, respectivamente. Outrossim, as ofertas destes geradores pelo suporte de potência reativa variaram de 3,30 R\$/kvar a 5,98 R\$/kvar.

Deste modo, dada as restrições e a função objetivo a ser minimizada, foi simulado, primeiramente, o SDEE sem incluir as unidades de GD (Caso 1). Posteriormente, foi simulado o sistema com as unidades de GD fornecendo potência ativa e reativa juntamente com a subestação (Caso 2).

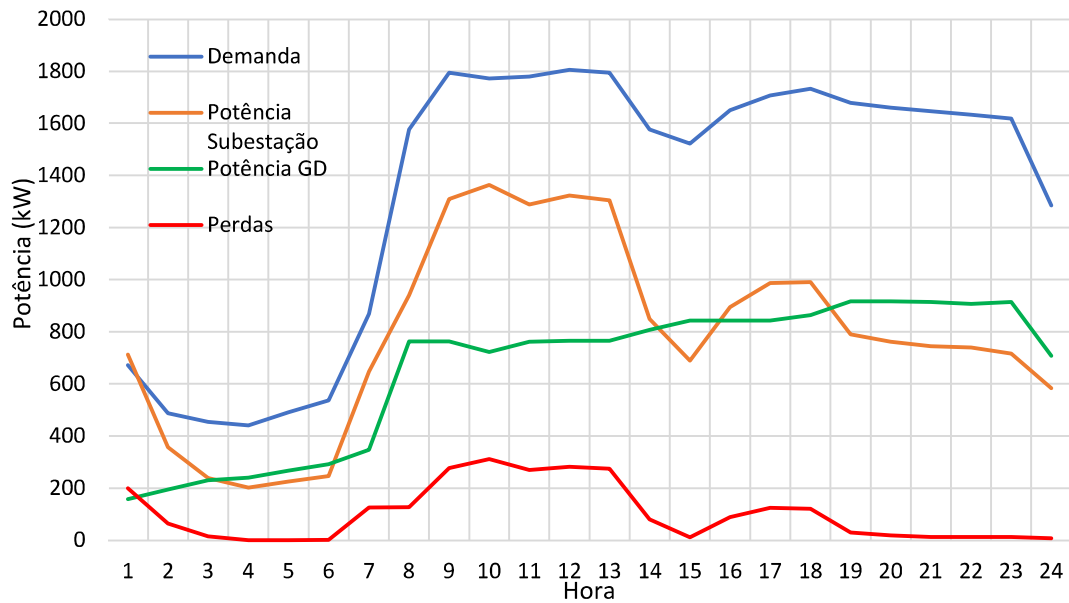
#### 4.1. Fornecimento de Potência Ativa

Após serem realizadas as simulações, obtiveram-se os resultados apresentados nas Figuras 5 e 6 para os Casos 1 e 2, respectivamente.



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 6 – Demanda, potência fornecida e perdas ativas do SDEE no Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo autor

Da Figura 5, nota-se que a potência ativa ultrapassou significativamente a demanda ativa das cargas do SDEE, no Caso 1, durante todo o período de simulação. Na soma deste período, a potência ativa excedeu a demanda em 74,74%. Isto se deve, principalmente, as elevadas perdas de potência ativa nos ramos do SDEE. Por sua vez, com a integração das unidades de GD, essas perdas ficaram próximo de zero durante quase todo o intervalo de simulação, como exibido na Figura 6. Deste modo, a potência ativa total fornecida ultrapassou em 0,21% a demanda das cargas no Caso 2. A Tabela 3 compara o fornecimento desta potência nos dois casos simulados.

Tabela 3 – Comparação da potência ativa fornecida entre os casos simulados.

Hora	Caso 1		Caso 2		Diferença (%)
	Potência Ativa (kW)	Potência Ativa (kW)	Potência Ativa (kW)	Total Fornecido	
	Subestação	Subestação	GDs		
1	1.081,20	712,15	158,87	871,02	19,44
2	761,27	357,15	194,18	551,33	27,58
3	706,48	239,25	230,29	469,54	33,54
4	685,42	202,59	239,70	442,29	35,47
5	767,54	225,05	266,68	491,73	35,93
6	844,52	245,83	291,71	537,54	36,35
7	1.431,76	647,11	346,92	994,03	30,57
8	2.750,48	940,12	763,30	1.703,42	38,07
9	3.225,79	1.308,46	763,45	2.071,91	35,77
10	3.176,94	1.363,67	721,78	2.085,45	34,36
11	3.193,19	1.287,87	761,99	2.049,86	35,81
12	3.250,32	1.322,71	765,62	2.088,33	35,75
13	3.225,79	1.303,76	765,62	2.069,38	35,85
14	2.750,48	848,83	807,66	1.656,49	39,77
15	2.639,71	689,72	843,07	1.532,79	41,93
16	2.905,74	894,64	843,07	1.737,71	40,20
17	3.028,22	987,34	843,07	1.830,41	39,55
18	3.088,17	990,38	863,64	1.854,02	39,96
19	2.968,72	790,6	917,18	1.707,78	42,47
20	2.929,30	761,39	917,18	1.678,57	42,70
21	2.897,91	744,82	913,82	1.658,64	42,76
22	2.870,54	739,11	906,51	1.645,62	42,67
23	2.839,38	716,18	914,2	1.630,38	42,58
24	2.213,39	583,51	708,01	1.291,52	41,65
Total	56.232,26	18.902,24	15.747,52	34.649,76	38,38

Fonte - Elaborada pelo autor

Da Tabela 3, observa-se que a potência ativa total fornecida ao SDEE, na soma do período de simulação, decaiu de 56.232,26 kW para 34.649,76 kW do Caso 1 para o Caso 2, o que representou uma redução de 38,38%. Ademais, a potência ativa entregue pela subestação, que tem preços de remuneração mais elevados do que à fornecida pelas unidades de GD, reduziu de 56.232,26 kW para 18.902,24 kW, ou seja, uma dedução de 66,38%.

No Caso 1, somente a subestação fornece potência ao SDEE. No Caso 2, as unidades de GD fornecem potência de modo conjunto com a subestação. Assim, dos 34.649,76 kW fornecidos ao SDEE, 15.747,52 kW foram gerados pelas unidades de GD, o que significou 42,97% do total. Esta potência é composta pela soma da energia e reserva gerada pelas cinco unidades de GD. As Tabelas 4 e 5 detalham estes valores.



Tabela 4 – Energia fornecida pelas unidades de GD no Caso 2.

Hora	$E_{GD1}$ (kW)	$E_{GD2}$ (kW)	$E_{GD3}$ (kW)	$E_{GD4}$ (kW)	$E_{GD5}$ (kW)	$E_{GD}$ (kW)
1	0,00	0,00	5,83	0,00	53,04	58,87
2	6,11	2,72	17,12	4,02	64,21	94,18
3	15,26	3,27	26,46	11,79	73,51	130,29
4	12,39	1,56	31,82	12,47	81,46	139,70
5	20,69	3,13	39,98	20,78	82,10	166,68
6	25,77	6,68	45,28	25,88	88,11	191,72
7	44,42	4,79	54,44	44,97	98,29	246,91
8	147,32	136,11	148,27	116,47	115,14	663,31
9	147,39	136,79	147,54	115,86	115,87	663,45
10	157,00	147,55	65,97	125,42	125,84	621,78
11	164,80	155,47	74,06	133,46	134,20	661,99
12	146,57	138,31	147,48	116,38	116,88	665,62
13	146,25	139,05	147,93	115,13	117,25	665,61
14	155,95	148,12	156,10	123,14	124,34	707,65
15	162,93	155,14	163,23	130,18	131,58	743,06
16	162,66	155,38	163,40	129,79	131,85	743,08
17	162,93	155,14	163,23	130,18	131,60	743,08
18	189,50	189,49	136,10	99,01	149,53	763,63
19	189,53	189,53	189,53	99,04	149,56	817,19
20	187,20	201,70	187,20	95,35	145,74	817,19
21	190,02	184,47	190,02	99,32	149,99	813,82
22	189,04	180,19	189,21	98,59	149,48	806,51
23	189,59	181,61	189,52	103,93	149,55	814,20
24	125,87	67,16	189,30	76,36	149,32	608,01
Total	2.939,19	2.683,36	2.869,02	2.027,52	2.828,44	13.347,53

Fonte - Elaborada pelo autor

Da Tabela 4 observa-se que dos 15.747,52 kW de potência ativa fornecida pelas unidades de GD, na soma do intervalo de simulação, 13.347,53 kW foram de energia, ou seja, 84,76%. De forma decrescente, as unidades de GD 1, 3, 5, 2 e 4, geraram 2.939,19 kW, 2.869,02 kW, 2.828,44 kW, 2.683,36 kW, 2.027,52 kW, respectivamente.

Tabela 5 – Reserva fornecida pelas unidades de GD no Caso 2.

Hora	$R_{GD1}$ (kW)	$R_{GD2}$ (kW)	$R_{GD3}$ (kW)	$R_{GD4}$ (kW)	$R_{GD5}$ (kW)	$R_{GD}$ (kW)
1	18,54	18,63	24,00	14,83	24,00	100,00
2	21,20	15,92	21,56	19,64	21,68	100,00
3	21,07	15,37	21,26	20,89	21,42	100,00
4	21,99	11,44	22,25	22,01	22,29	100,00
5	20,44	16,62	20,84	20,44	21,66	100,00
6	20,36	18,08	20,55	20,35	20,66	100,00
7	20,47	19,20	20,46	20,24	19,63	100,00
8	20,39	20,55	19,41	19,17	20,48	100,00
9	20,32	19,99	20,16	19,78	19,76	100,00
10	20,21	20,15	19,50	20,08	20,07	100,00
11	20,17	20,15	19,57	20,06	20,05	100,00
12	21,19	21,51	20,22	18,32	18,75	100,00
13	21,51	20,77	19,77	19,57	18,38	100,00
14	20,05	20,03	20,06	19,93	19,94	100,00
15	20,05	20,02	20,06	19,93	19,94	100,00
16	20,32	19,79	19,89	20,32	19,68	100,00
17	20,05	20,03	20,06	19,93	19,93	100,00
18	20,13	20,14	19,97	19,75	20,02	100,00
19	20,10	20,10	20,10	19,70	19,99	100,00
20	22,43	7,93	22,43	23,40	23,81	100,00
21	19,61	21,81	19,61	19,42	19,55	100,00
22	20,10	20,08	20,11	19,71	19,99	100,00
23	20,04	20,15	20,11	19,70	20,00	100,00
24	20,13	19,57	20,33	19,74	20,22	100,00
Total	490,87	448,03	492,28	476,91	491,9	2.400,00

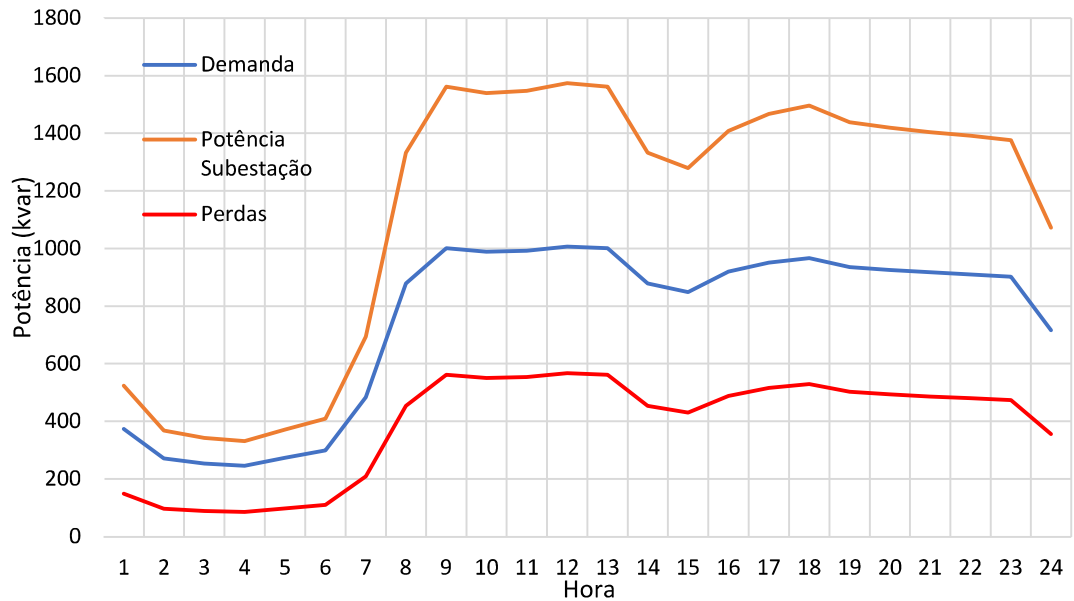
Fonte - Elaborada pelo autor

Da Tabela 5, o total de reserva gerada pelas unidades de GD, na soma de todo o intervalo de simulação, foi de 2400 kW. Este valor está de acordo com a formulação do problema, no qual a soma da reserva a ser fornecida pelas unidades de GD, em cada hora, tem que ser igual a 100 kW. Outrossim, a reserva total fornecida corresponde a 15,74% do total de potência ativa disponibilizada pelas unidades de GD ao SDEE. Na ordem decrescente, as unidades de GD 3, 5, 1, 4, e 2 forneceram 492,28 kW, 491,9 kW, 490,87 kW, 476,91 kW, e 448,03 kW, respectivamente, de reserva ao SDEE.

#### 4.2. Fornecimento de Potência Reativa

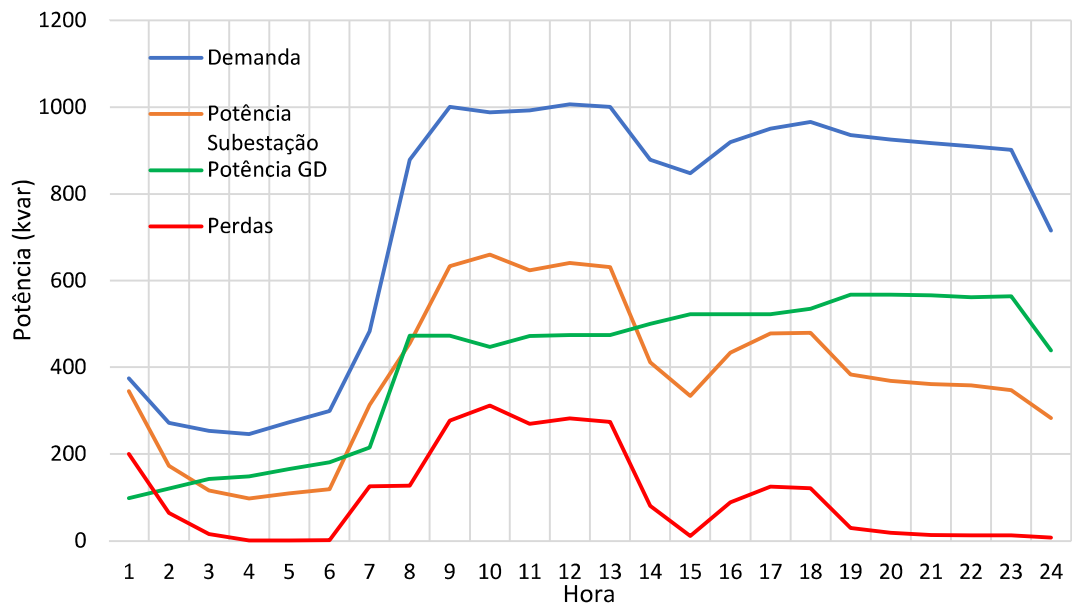
Outrossim, as Figuras 7 e 8 exibem o fornecimento de potência reativa nos Casos 1 e 2, respectivamente.

Figura 7 – Demanda, potência fornecida e perdas reativas do SDEE no Caso 1.



Fonte - Elaborada pelo autor

Figura 8 – Demanda, potência fornecida e perdas reativas do SDEE no Caso 2.



Fonte - Elaborada pelo autor

De modo similar à potência ativa, a potência reativa fornecida, no Caso 1, excedeu a demanda reativa das cargas durante todo o período de simulação, como exibido na Figura 7, principalmente, devido às elevadas perdas de potência. Na soma deste período, a potência reativa ultrapassou a demanda em 51,86%. Apesar da potência reativa fornecida pela subestação não ser remunerada na modelagem do problema, seu fornecimento acima da demanda das cargas pode causar prejuízos às CDEEs em situações reais de operação. Esses prejuízos podem

estar relacionados aos investimentos adicionais em expansão do SDEE, em transformadores e dispositivos de proteção devido à potência excessiva injetada no sistema, à ocupação deste, que poderia ser utilizada para fornecer mais potência ativa, e ao aumento das perdas de potência (Pinto, 2014).

Ademais, após o incremento das unidades de GD, a potência reativa total fornecida ao SDEE ultrapassou em 5,46 % a demanda das cargas do SDEE. Além disso, as perdas de potência reativa ficaram próximo de zero durante quase todo o intervalo de simulação, conforme ilustrado na Figura 8. Deste modo, a Tabela 6 contrapõe o fornecimento de potência reativa ao SDEE nos dois casos simulados.

Tabela 6 – Comparação da potência reativa fornecida entre os casos simulados.

Hora	Caso 1	Caso 2			Diferença (%)
	Potência Reativa (kvar) Subestação	Potência Reativa (kvar) Subestação	Potência Reativa (kvar) GDs	Total Fornecido	
1	523,65	344,96	98,46	443,42	15,32
2	368,70	172,98	120,34	293,32	20,44
3	342,17	115,87	142,72	258,59	24,43
4	331,96	98,12	148,55	246,67	25,69
5	371,74	109,00	165,28	274,28	26,22
6	409,02	119,06	180,78	299,84	26,69
7	693,43	313,41	215,00	528,41	23,80
8	1.332,12	455,32	473,05	928,37	30,31
9	1.562,32	633,72	473,14	1.106,86	29,15
10	1.538,66	660,45	447,32	1.107,77	28,00
11	1.546,53	623,75	472,24	1.095,99	29,13
12	1.574,20	640,62	474,49	1.115,11	29,16
13	1.562,32	631,44	474,49	1.105,93	29,21
14	1.332,12	411,11	500,54	911,65	31,56
15	1.278,47	334,05	522,49	856,54	33,00
16	1.407,32	433,29	522,49	955,78	32,09
17	1.466,63	478,19	522,49	1.000,68	31,77
18	1.495,67	479,66	535,23	1.014,89	32,14
19	1.437,82	382,91	568,42	951,33	33,84
20	1.418,72	368,76	568,42	937,18	33,94
21	1.403,52	360,73	566,34	927,07	33,95
22	1.390,27	357,97	561,81	919,78	33,84
23	1.375,17	346,86	564,21	911,07	33,75
24	1.071,99	282,61	438,78	721,39	32,71
Total	27.234,52	9.154,84	9.757,08	18.911,92	30,56

Fonte - Elaborada pelo autor

Da Tabela 6, nota-se que a potência reativa total fornecida ao SDEE decaiu de 27.234,52 kvar para 18.911,92 kvar, após a inserção das unidades de GD. Este valor representa um decréscimo de 30,56%. Essa redução ocorreu, principalmente, devido a diminuição das perdas de potência reativa nos ramos do SDEE, como mostrado na Figura 8. Vale ressaltar que, dos 18.911,92 kvar fornecidos ao sistema no Caso 2, 9.757,08 kVAr são entregues pelas unidades de GD, ou seja, 51,60% do total. A Tabela 7 especifica os valores desta potência gerada por cada unidade de GD.

Tabela 7 – Potência reativa fornecida pelas unidades de GD no Caso 2.

Hora	$Q_{GD1}$ (kvar)	$Q_{GD2}$ (kvar)	$Q_{GD3}$ (kvar)	$Q_{GD4}$ (kvar)	$Q_{GD5}$ (kvar)	$Q_{GD}$ (kvar)
1	11,49	11,55	18,49	9,19	47,74	98,46
2	16,93	11,55	23,97	14,66	53,23	120,34
3	22,52	11,55	29,57	20,25	58,83	142,72
4	21,31	8,06	33,51	21,37	64,30	148,55
5	25,49	12,24	37,69	25,55	64,3	165,27
6	28,59	15,34	40,79	28,65	67,41	180,78
7	40,22	14,87	46,42	40,41	73,08	215,00
8	103,93	97,09	103,92	84,06	84,05	473,05
9	103,93	97,16	103,93	84,06	84,06	473,14
10	109,83	103,93	52,97	90,17	90,42	447,32
11	114,64	108,84	58,03	95,14	95,59	472,24
12	103,97	99,05	103,93	83,48	84,06	474,49
13	103,97	99,05	103,93	83,48	84,06	474,49
14	109,08	104,21	109,18	88,67	89,41	500,55
15	113,40	108,56	113,59	93,03	93,91	522,49
16	113,40	108,56	113,59	93,03	93,91	522,49
17	113,40	108,56	113,59	93,03	93,91	522,49
18	129,92	129,92	96,73	73,60	105,08	535,25
19	129,92	129,92	129,92	73,59	105,08	568,43
20	129,92	129,92	129,92	73,59	105,08	568,43
21	129,92	127,84	129,92	73,59	105,08	566,35
22	129,62	124,12	129,72	73,32	105,03	561,81
23	129,92	125,04	129,92	74,26	105,08	564,22
24	90,48	53,75	129,92	59,56	105,08	438,79
Total	2.125,80	1.940,68	2.083,15	1.549,74	2.057,78	9.757,15

Fonte - Elaborada pelo autor

Conforme a Tabela 7, na ordem decrescente, as unidades de GD 1, 3, 5, 2 e 4, geraram 2.125,80 kvar, 2.083,15 kvar, 2.057,78 kvar, 1.940,68 kvar, 1.549,74 kvar, respectivamente.

### 4.3. Perdas de Potência ativa e Reativa

Ademais, a Tabela 8 compara as perdas de potência ativa nos dois casos simulados.

Tabela 8 – Comparação das perdas de potência ativa entre os casos simulados.

Hora	Caso 1 Perdas (kW)	Caso 2 Perdas (kW)	Diferença (%)
1	409,85	199,78	51,26
2	274,17	64,24	76,57
3	252,23	15,29	93,94
4	243,94	0,81	99,67
5	276,80	0,99	99,64
6	308,17	1,19	99,61
7	563,38	125,65	77,70
8	1.174,28	127,22	89,17
9	1.430,67	276,79	80,65
10	1.403,71	312,22	77,76
11	1.412,66	269,33	80,93
12	1.444,26	282,27	80,46
13	1.430,67	274,26	80,83
14	1.174,28	80,29	93,16
15	1.118,24	11,31	98,99
16	1.256,57	88,54	92,95
17	1.322,49	124,68	90,57
18	1.355,08	120,92	91,08
19	1.290,35	29,42	97,72
20	1.269,18	18,45	98,55
21	1.252,38	13,11	98,95
22	1.237,78	12,86	98,96
23	1.221,22	12,22	99,00
24	929,07	7,20	99,23
Total	24.051,43	2.469,04	89,73

Fonte - Elaborada pelo autor

Conforme a Tabela 8, as perdas de potência ativa nos ramos do SDEE, no Caso 1, foram de 24.051,43 kW, o que corresponde a 42,77% do total de potência ativa fornecida ao sistema no respectivo caso. Já no Caso 2, as perdas de potência ativa foram de 2.469,04 kW, ou seja, 7,12% do total de potência ativa gerada no respectivo caso. Portanto, essas perdas decaíram em 89,73%, após a inserção das unidades de GD no SDEE.

Outrossim, a Tabela 9 confronta as perdas de potência reativa nos ramos do SDEE nos dois casos simulados.

Tabela 9 – Comparação das perdas de potência reativa entre os casos simulados.

Hora	Caso 1 Perdas (kvar)	Caso 2 Perdas (kvar)	Diferença (%)
1	149,53	69,29	53,66
2	97,25	21,88	77,50
3	89,02	5,45	93,88
4	85,94	0,64	99,26
5	98,26	0,80	99,19
6	110,13	0,95	99,14
7	209,51	44,49	78,76
8	453,74	50,00	88,98
9	561,95	106,49	81,05
10	550,49	119,60	78,27
11	554,29	103,74	81,28
12	567,73	108,64	80,86
13	561,95	105,55	81,22
14	453,74	33,27	92,67
15	430,59	8,65	97,99
16	488,27	36,74	92,48
17	516,07	50,12	90,29
18	529,86	49,09	90,74
19	502,51	16,01	96,81
20	493,58	12,03	97,56
21	486,51	10,06	97,93
22	480,37	9,88	97,94
23	473,41	9,32	98,03
24	356,28	5,68	98,41
Total	9.300,98	978,37	89,48

Fonte - Elaborada pelo autor

Da Tabela 9, observa-se que as perdas de potência reativa nos ramos do SDEE, no Caso 1, foram de 9.300,98 kVAr, o que representa 34,15% do total da potência reativa gerada neste caso. Já no Caso 2, essas perdas foram de 978,37 kvar, ou seja, 5,17% do total da potência reativa fornecida no respectivo caso. Em suma, as perdas de potência reativa no SDEE decaíram em 89,48%, na soma de todo o período de simulação, após a inserção das unidades de GD neste sistema.

#### 4.4. Custos de Operação do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

Dada a função objetivo em (10) e suas respectivas restrições, os preços de remuneração e os valores pagos pela CDEE com a potência ativa fornecida ao SDEE, no Caso 1, são exibidos na Tabela 10.

Tabela 10 – Preços de remuneração e os valores pagos pela CDEE com a potência ativa fornecida no Caso 1.

Hora	$P_s$ (kW)	$\alpha$ (R\$/kW)	Custos (R\$) $P_s$
1	1.081,20	15,43	16.682,92
2	761,27	16,33	12.431,54
3	706,48	16,89	11.932,45
4	685,42	16,45	11.275,16
5	767,54	15,42	11.835,47
6	844,52	16,33	13.791,01
7	1.431,76	16,53	23.666,99
8	2.750,48	15,81	43.485,09
9	3.225,79	16,14	52.064,25
10	3.176,94	15,52	49.306,11
11	3.193,19	15,08	48.153,31
12	3.250,32	16,51	53.662,78
13	3.225,79	15,88	51.225,55
14	2.750,48	16,10	44.282,73
15	2.639,71	15,57	41.100,28
16	2.905,74	16,03	46.579,01
17	3.028,22	15,71	47.573,34
18	3.088,17	15,14	46.754,89
19	2.968,72	15,23	45.213,61
20	2.929,30	15,75	46.136,48
21	2.897,91	16,54	47.931,43
22	2.870,54	15,63	44.866,54
23	2.839,38	16,35	46.423,86
24	2.213,39	15,73	34.816,62
<b>Total</b>	<b>56.232,26</b>		<b>891.191,41</b>

Fonte - Elaborada pelo autor

Da Tabela 10, os preços de remuneração da potência ativa fornecida pela subestação, no Caso 1, oscilaram de 15,08 R\$/kW a 16,89 R\$/kW no intervalo de simulação. Ademais, os custos totais pagos pela CDEE na operação do SDDE foram de R\$ 891.191,41.

Outrossim, dada a função objetivo em (11) e suas respectivas restrições, os preços de remuneração e os valores pagos pela CDEE com a potência ativa fornecida ao SDEE, no Caso 2, são apresentados na Tabela 11 e 12, respectivamente.



Tabela 11 – Preços de remuneração da potência ativa fornecida no Caso 2.

Hora	$P_S$ (kW)	$E_{GD}$ (kW)	$R_{GD}$ (kW)	$\alpha$ (R\$/kW)	$\psi_E$ (R\$/kW)	$\psi_R$ (R\$/kW)
1	712,15	58,87	100,00	15,43	14,52	6,87
2	357,15	94,18	100,00	16,33	14,30	6,61
3	239,25	130,29	100,00	16,89	14,31	6,91
4	202,59	139,70	100,00	16,45	14,50	6,77
5	225,05	166,68	100,00	15,42	14,57	6,60
6	245,83	191,72	100,00	16,33	14,67	6,51
7	647,11	246,91	100,00	16,53	14,50	6,63
8	940,12	663,31	100,00	15,81	14,89	6,79
9	1.308,46	663,45	100,00	16,14	14,43	6,96
10	1.363,67	621,78	100,00	15,52	14,76	6,61
11	1.287,87	661,99	100,00	15,08	14,56	6,44
12	1.322,71	665,62	100,00	16,51	14,67	6,91
13	1.303,76	665,61	100,00	15,88	14,68	6,58
14	848,83	707,65	100,00	16,10	14,80	6,97
15	689,72	743,06	100,00	15,57	14,73	6,98
16	894,64	743,08	100,00	16,03	14,59	6,65
17	987,34	743,08	100,00	15,71	14,39	6,55
18	990,38	763,63	100,00	15,14	14,60	6,97
19	790,60	817,19	100,00	15,23	14,77	6,78
20	761,39	817,19	100,00	15,75	14,40	6,50
21	744,82	813,82	100,00	16,54	14,80	6,82
22	739,11	806,51	100,00	15,63	14,40	6,52
23	716,18	814,20	100,00	16,35	14,32	6,96
24	583,51	608,01	100,00	15,73	14,62	6,63
<b>Total</b>	<b>18.902,24</b>	<b>13.347,53</b>	<b>2.400,00</b>			

Fonte - Elaborada pelo autor

Tabela 12 – Valores pagos pela CDEE com a potência ativa fornecida no caso 2.

Hora	Custos (R\$)		
	$P_S$	$E_{GD}$	$R_{GD}$
1	10.988,47	854,79	687,00
2	5.832,26	1.346,77	661,00
3	4.040,93	1.864,45	691,00
4	3.332,61	2.025,65	677,00
5	3.470,27	2.428,53	660,00
6	4.014,40	2.812,53	651,00
7	10.696,73	3.580,20	663,00
8	14.863,30	9.876,69	679,00
9	21.118,54	9.573,58	696,00
10	21.164,16	9.177,47	661,00
11	19.421,08	9.638,57	644,00
12	21.837,94	9.764,65	691,00
13	20.703,71	9.771,15	658,00
14	13.666,16	10.473,22	697,00
15	10.738,94	10.945,27	698,00
16	14.341,08	10.841,54	665,00
17	15.511,11	10.692,92	655,00
18	14.994,35	11.149,00	697,00
19	12.040,84	12.069,90	678,00
20	11.991,89	11.767,54	650,00
21	12.319,32	12.044,54	682,00
22	11.552,29	11.613,74	652,00
23	11.709,54	11.659,34	696,00
24	9.178,61	8.889,11	663,00
<b>Total</b>	<b>299.528,55</b>	<b>194.861,15</b>	<b>16.152,00</b>

Fonte - Elaborada pelo autor

A partir das ofertas das unidades de GD, os preços de remuneração destes geradores pelo fornecimento de energia e reserva variaram de 14,30 R\$/kW a 14,89 R\$/kW, e 6,44 R\$/kW a 6,98 R\$/kW, respectivamente, durante o intervalo de simulação, como pode ser observado na Tabela 11. Ademais, os preços de remuneração da potência ativa entregue pela subestação são equivalentes ao Caso 1. A partir destes preços e das potências fornecidas, nota-se, da Tabela 12, que a potência ativa fornecida pela subestação gerou um custo de R\$ 299.528,55, na soma de todo o intervalo de simulação. Outrossim, as unidades de GD receberam pela energia e reserva geradas R\$ 194.861,15 e R\$ 16.152,00, respectivamente.

No Caso 2, a CDEE, ao adquirir a reserva das unidades de GD e revender para o STEE, obtém um lucro nessa intermediação. Esse lucro é dado pela diferença entre o montante obtido com a revenda da reserva para o STEE e o montante pago pela CDEE em sua aquisição junto as unidades de GD, conforme a Equação (42).

$$LR_{GD} = \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} FR_{GD} - \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} CR_{GD} \quad (42)$$

Sendo que,

$$\sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} FR_{GD} = \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} \beta_t * R_{GDg,t} \quad (43)$$

e,

$$\sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} CR_{GD} = \sum_{\substack{g \in G \\ t \in T}} \psi_{R_t} * R_{GDg,t} \quad (44)$$

em que:

$CR_{GD}$  são os custos de aquisição da reserva, para a concessionária de distribuição de energia elétrica, junto às unidades de GD (R\$);

$FR_{GD}$  é o faturamento da concessionária de distribuição de energia elétrica com a revenda da reserva para a rede de transmissão de energia elétrica (R\$);

$LR_{GD}$  é o lucro obtido pela concessionária de distribuição de energia elétrica com a revenda da reserva para a rede de transmissão de energia elétrica (R\$).

Assim, a Tabela 13 exibe os preços de aquisição e revenda da reserva. Além disso, apresenta o faturamento, custos e lucro da CDEE na operação de compra e revenda desta.

Tabela 13 – Preços de aquisição e revenda, faturamento, custos e lucro na negociação da reserva pela CDEE

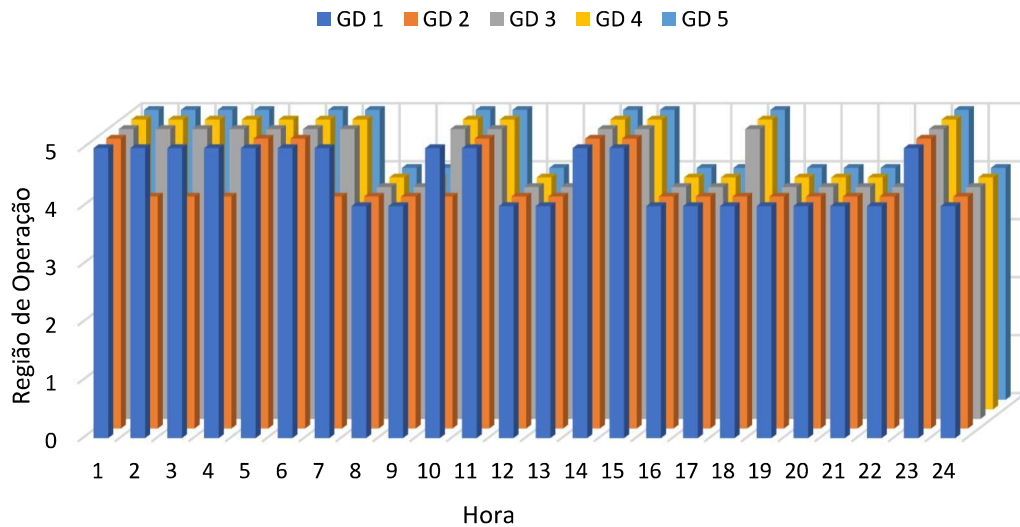
Hora	$R_{GD}$ (kW)	$\psi_R$ (R\$/kW)	$\beta$ (R\$/kW)	$CR_{GD}$ (R\$)	$FR_{GD}$ (R\$)	$LR_{GD}$ (R\$)
1	100,00	6,87	8,73	687,00	873,00	186,00
2	100,00	6,61	8,78	661,00	878,00	217,00
3	100,00	6,91	8,85	691,00	885,00	194,00
4	100,00	6,77	8,78	677,00	878,00	201,00
5	100,00	6,60	8,81	660,00	881,00	221,00
6	100,00	6,51	8,83	651,00	883,00	232,00
7	100,00	6,63	8,76	663,00	876,00	213,00
8	100,00	6,79	8,82	679,00	882,00	203,00
9	100,00	6,96	8,82	696,00	882,00	186,00
10	100,00	6,61	8,76	661,00	876,00	215,00
11	100,00	6,44	8,79	644,00	879,00	235,00
12	100,00	6,91	8,75	691,00	875,00	184,00
13	100,00	6,58	8,88	658,00	888,00	230,00
14	100,00	6,97	8,82	697,00	882,00	185,00
15	100,00	6,98	8,80	698,00	880,00	182,00
16	100,00	6,65	8,73	665,00	873,00	208,00
17	100,00	6,55	8,74	655,00	874,00	219,00
18	100,00	6,97	8,82	697,00	882,00	185,00
19	100,00	6,78	8,88	678,00	888,00	210,00
20	100,00	6,50	8,74	650,00	874,00	224,00
21	100,00	6,82	8,86	682,00	886,00	204,00
22	100,00	6,52	8,82	652,00	882,00	230,00
23	100,00	6,96	8,73	696,00	873,00	177,00
24	100,00	6,63	8,87	663,00	887,00	224,00
<b>Total</b>	<b>2.400,00</b>			<b>16.152,00</b>	<b>21.117,00</b>	<b>4.965,00</b>

Fonte - Elaborada pelo autor

Da Tabela 13, a CDEE obtém um faturamento de R\$ 21.117,00 e, assim, um lucro de R\$ 4.965,00 na intermediação da negociação da reserva entre as unidades de GD e o STEE.

Outrossim, no Caso 2, a remuneração das unidades de GD pelo suporte de potência reativa ao SDEE é determinada de acordo a região de operação do gerador, considerando o CP e o CPO, conforme a Figura 3. Assim, a Figura 9 exhibe a região de operação de cada unidade de GD durante o intervalo de simulação.

Figura 9 – Região de operação de cada unidade de GD no Caso 2.



Da Figura 9, nota-se que as unidades de GD não operaram em nenhum momento nas regiões 1 e 2, absorvendo potência reativa do SDEE Assim, estes geradores operaram nas regiões 4 e 5 durante todo o intervalo de simulação. Deste modo, dadas as ofertas das unidades de GD e a incrementação da remuneração pelo suporte de potência reativa com o CP e o CPO, os preços de remuneração e os valores pagos pela CDEE ao conjunto de unidades de GD por este serviço prestado, no Caso 2, ao SDEE são apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 – Fornecimento de potência reativa do conjunto de unidades de GD, por região de operação, preços de remuneração e os valores pagos pela CDEE por esta potência no Caso 2.

Hora	$Q_{GD}$ (kvar)	$Q_{r4}$ (kvar)	$Q_{r5}$ (kvar)	$\psi_4$ (R\$/ kvar)	$\psi_5$ (R\$/ kvar)	Custos $Q_{r4}$ (R\$)	Custos $Q_{r5}$ (R\$)	Custos $Q_{GD}$ (R\$)
1	98,46	0,00	98,46	0,00	5,58	0,00	549,41	549,41
2	120,34	11,55	108,79	5,97	5,01	68,95	545,04	613,99
3	142,72	11,55	131,17	5,98	5,05	69,07	662,41	731,48
4	148,55	8,06	140,49	5,65	5,02	45,54	705,26	750,80
5	165,27	64,30	100,97	4,36	5,55	280,35	560,38	840,73
6	180,78	0,00	180,78	0,00	5,97	0,00	1.079,26	1.079,26
7	215,00	14,87	200,13	5,78	5,30	85,95	1.060,69	1.146,64
8	473,05	473,05	0,00	5,50	0,00	2.601,78	0,00	2.601,78
9	473,14	473,14	0,00	5,82	0,00	2.753,67	0,00	2.753,67
10	447,32	103,93	343,39	5,52	5,16	573,69	1.771,89	2.345,59
11	472,24	0,00	472,24	0,00	5,96	0,00	2.814,55	2.814,55
12	474,49	474,49	0,00	5,63	0,00	2.671,38	0,00	2.671,38
13	474,49	474,49	0,00	5,87	0,00	2.785,26	0,00	2.785,26
14	500,55	0,00	500,55	0,00	5,61	0,00	2.808,09	2.808,09
15	522,49	0,00	522,49	0,00	5,91	0,00	3.087,92	3.087,92
16	522,49	522,49	0,00	5,77	0,00	3.014,77	0,00	3.014,77
17	522,49	522,49	0,00	5,60	0,00	2.925,94	0,00	2.925,94
18	535,25	259,84	275,41	5,51	4,60	1.431,72	1.266,89	2.698,60
19	568,43	568,43	0,00	5,63	0,00	3.200,26	0,00	3.200,26
20	568,43	568,43	0,00	5,79	0,00	3.291,21	0,00	3.291,21
21	566,35	566,35	0,00	5,96	0,00	3.375,45	0,00	3.375,45
22	561,81	561,81	0,00	5,61	0,00	3.151,75	0,00	3.151,75
23	564,22	0,00	564,22	0,00	5,44	0,00	3.069,36	3.069,36
24	438,79	438,79	0,00	5,91	0,00	2.593,25	0,00	2.593,25
<b>Total</b>	<b>9.757,15</b>	<b>6.118,06</b>	<b>3.639,09</b>			<b>34.919,99</b>	<b>19.981,13</b>	<b>54.901,11</b>

Fonte - Elaborada pelo autor

Da Tabela 14, tem-se que a potência reativa gerada pelo conjunto de unidades de GD, nas regiões de operação 4 e 5, foram de 6.118,06 kvar e 3.639,00 kvar, respectivamente. Já os preços de remuneração destes geradores, na região 4, variaram de 4,36 R\$/kvar a 5,98 R\$/kvar. Enquanto, os preços de remuneração oscilaram de 4,60 R\$/kvar a 5,97 R\$/kvar na região 5.

Ademais, os valores pagos pela CDEE ao conjunto de unidades de GD foram de R\$ 34.919,99 e R\$ 19.981,13, nas regiões de operação 4 e 5, respectivamente. Deste modo, os custos arcados pela CDEE com a potência reativa fornecida pelas unidades de GD foram de R\$ 54.901,11 na soma do intervalo de simulação.

Por fim, dados os valores pagos com potência ativa e reativa fornecida pela subestação e pelas unidades de GD, os custos de operação por hora do SDEE, nos dois casos simulados, são apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 – Custos de operação do SDEE para a CDEE nos dois casos simulados.

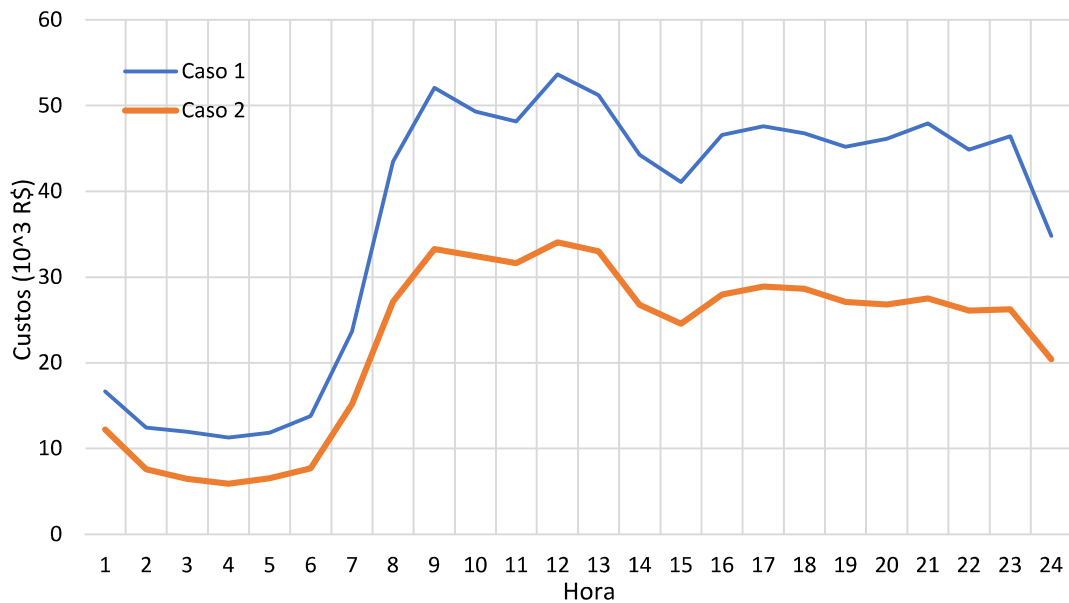
Hora	Caso 1		Caso 2				Custos hora (R\$)
	Custos (R\$)		Custos (R\$)				
	$P_S$	$P_S$	$E_{GD}$	$CR_{GD}$	$FR_{GD}$	$Q_{GD}$	
1	16.682,92	10.988,47	854,79	687,00	-873,00	549,41	12.206,67
2	12.431,54	5.832,26	1.346,77	661,00	-878,00	613,99	7.576,02
3	11.932,45	4.040,93	1.864,45	691,00	-885,00	731,48	6.442,86
4	11.275,16	3.332,61	2.025,65	677,00	-878,00	750,80	5.908,05
5	11.835,47	3.470,27	2.428,53	660,00	-881,00	840,73	6.518,53
6	13.791,01	4.014,40	2.812,53	651,00	-883,00	1.079,26	7.674,19
7	23.666,99	10.696,73	3.580,20	663,00	-876,00	1.146,64	15.210,56
8	43.485,09	14.863,30	9.876,69	679,00	-882,00	2.601,78	27.138,76
9	52.064,25	21.118,54	9.573,58	696,00	-882,00	2.753,67	33.259,80
10	49.306,11	21.164,16	9.177,47	661,00	-876,00	2.345,59	32.472,22
11	48.153,31	19.421,08	9.638,57	644,00	-879,00	2.814,55	31.639,20
12	53.662,78	21.837,94	9.764,65	691,00	-875,00	2.671,38	34.089,97
13	51.225,55	20.703,71	9.771,15	658,00	-888,00	2.785,26	33.030,12
14	44.282,73	13.666,16	10.473,22	697,00	-882,00	2.808,09	26.762,47
15	41.100,28	10.738,94	10.945,27	698,00	-880,00	3.087,92	24.590,13
16	46.579,01	14.341,08	10.841,54	665,00	-873,00	3.014,77	27.989,38
17	47.573,34	15.511,11	10.692,92	655,00	-874,00	2.925,94	28.910,98
18	46.754,89	14.994,35	11.149,00	697,00	-882,00	2.698,60	28.656,96
19	45.213,61	12.040,84	12.069,90	678,00	-888,00	3.200,26	27.101,00
20	46.136,48	11.991,89	11.767,54	650,00	-874,00	3.291,21	26.826,64
21	47.931,43	12.319,32	12.044,54	682,00	-886,00	3.375,45	27.535,30
22	44.866,54	11.552,29	11.613,74	652,00	-882,00	3.151,75	26.087,79
23	46.423,86	11.709,54	11.659,34	696,00	-873,00	3.069,36	26.261,24
24	34.816,62	9.178,61	88.89,11	663,00	-887,00	2.593,25	20.436,97
<b>Total</b>	<b>891.191,41</b>	<b>299.528,55</b>	<b>194.861,15</b>	<b>16.152,00</b>	<b>-21117,00</b>	<b>54.901,11</b>	<b>544.325,82</b>

Fonte - Elaborada pelo autor

Da Tabela 15, nota-se que os custos totais com potência ativa decaíram de R\$ 891.191,41 para R\$ 489.424,70 do Caso 1 para o Caso 2, ou seja, uma redução de 45,08% para a CDEE. Outrossim, os custos totais de operação do SDEE diminuíram de R\$ 891.191,41 para R\$ 544.325,82, o que representou um decréscimo de 38,92%. Essa redução se deve, principalmente, a dedução da potência ativa fornecida pela subestação e atenuação das perdas de potência nos ramos do SDEE, após o incremento das unidades de GD. Para melhor

visualização dos custos de operação por hora do SDEE, apresentados na Tabela 15, a Figura 10 exibe estes valores.

Figura 10 – Custos de operação por hora do SDEE nos dois casos simulados.



Fonte - Elaborada pelo autor

Da Figura 10, observa-se que, em todas as horas do período de simulação, os custos de operação do SDEE para a CDEE foram menores no Caso 2, resultando na redução de 38,92% destes custos, na soma do intervalo de simulação, após o incremento das unidades de GD.

#### 4.5. Resumo dos Principais Resultados

Para sintetizar os resultados obtidos nas simulações realizadas, a Tabela 16 exibe os principais resultados destas simulações.



Tabela 16 – Resumo dos principais resultados das simulações realizadas.

Principais Resultados	Caso 1	Caso 2	Diferença (%)
Demanda de Potência Ativa (kW)	32.180,82	32.180,82	0,00
Demanda de Potência Reativa (kvar)	17.933,51	17.933,51	0,00
Potência Ativa Fornecida pela Subestação (kW)	56.232,26	18.902,24	66,38
Potência Ativa Fornecida pela GD (kW)	0,00	15.747,52	0,00
<b>Potência Ativa Total Fornecida (kW)</b>	<b>56.232,26</b>	<b>34.649,76</b>	<b>38,38</b>
Potência Reativa Fornecida pela Subestação (kvar)	27.234,52	9.154,84	66,38
Potência Reativa Fornecida pela GD (kvar)	0,00	9.757,08	0,00
<b>Potência Reativa Total Fornecida (kvar)</b>	<b>27.234,52</b>	<b>18.911,92</b>	<b>30,56</b>
<b>Perdas de Potência Ativa (kW)</b>	<b>24.051,43</b>	<b>2.469,04</b>	<b>89,73</b>
<b>Perdas de Potência Reativa (kvar)</b>	<b>9.300,98</b>	<b>978,37</b>	<b>89,48</b>
<b>Custos Totais de Operação do SDEE</b>	<b>891.191,41</b>	<b>544.325,82</b>	<b>38,92</b>

Fonte - Elaborada pelo autor

Em suma, após o incremento das unidades de GD no SDEE, a potência ativa e reativa total fornecida ao sistema reduziu em 38,38 % e 30,56%, respectivamente. Além disso, as perdas de potência ativa e reativa decaíram em 89,73% e 89,48%, respectivamente. Por fim, os custos totais de operação do SDEE diminuíram em 38,92%.

## 5. CONCLUSÕES

No SEB, os SAs são fornecidos por unidades de GC conectadas em STTEs. Seguindo tendências de mercados de energia elétrica mais modernos, neste trabalho foi elaborada uma nova modelagem para prestação de SAs no SEB. Nesta modelagem, os SAs foram fornecidos por unidades de GD conectadas em SDEEs. Ademais, a remuneração dos geradores foi definida através de um mercado competitivo e não por encargos estabelecidos pelos órgãos que gerenciam o SEB.

Utilizado o sistema teste de distribuição radial IEEE 37 nós, foram simulados dois cenários distintos. O Caso 1 foi baseado no SEB, ou seja, somente a subestação forneceu potência ativa e reativa ao SDEE. Já o Caso 2 foi o que representou o novo modelo proposto neste trabalho. Neste caso, a subestação e as unidades de GD forneceram potência ativa e reativa conjuntamente ao SDEE. Assim, na modelagem elaborado no Caso 2, as unidades de GD forneceram potência ativa para auxiliar a subestação no atendimento da demanda das cargas e perdas do SDEE (energia), e os SAs de reserva de potência ativa para controle de frequência (reserva) e suporte de potência para controle de tensão.

Ademais, a modelagem da remuneração das unidades de GD pela energia, reserva e suporte de potência reativa fornecidos foram estruturados a partir das ofertas destes geradores, estabelecendo um mercado competitivo. Neste mercado, o preço de remuneração de todas as unidades de GD pelo respectivo serviço prestado foi determinado pelo maior valor aceito pela CDEE, que foi a responsável pelo despacho das unidades de GD nesta modelagem. Vale destacar que o SA de suporte de potência reativa também teve a remuneração incrementada pelos CP e CPO, de acordo a função de custos de geração de potência reativa das unidades de GD exibida na Figura 3.

A partir das simulações realizadas e dos resultados obtidos, observou-se que a inserção das unidades de GD no SDEE e a modelagem da remuneração adotada neste trabalho promoveram redução de 66,38% na potência ativa fornecida pela subestação, que tem preços de remuneração mais elevados do que a gerada pelas unidades de GD. Ademais, a potência ativa e reativa total fornecida ao SDEE diminuíram em 38,38 % e 30,56%, respectivamente. Outrossim as perdas de potência ativa e reativa nos ramos deste sistema decresceram em 89,73% e 89,48%, de modo respectivo. Devido às reduções dessas perdas, a potência ativa e reativa total fornecida ao SDEE, que tinham excedido em 74,74% e 51,86% a demanda de potência ativa e reativa das cargas do SDEE no Caso 1, respectivamente, ultrapassaram em 0,21% e 5,46% as respectivas demandas das cargas.

Quanto a operação das unidades de GD, observou-se que estes geradores operaram somente nas regiões de inserção de potência ativa e reativa, ou seja, eles não absorverem, em nenhum momento do intervalo simulação de vinte e quatro horas, potência reativa do SDEE. Vale destacar também que a intermediação da negociação da reserva entre as unidades de GD e o STEE gerou um lucro de R\$ 4.965,00 para a CDEE.

Além da revenda da reserva ao STEE, as reduções da potência ativa fornecida pela subestação, da potência ativa total fornecida ao SDEE, e das perdas de potência ativa e reativa nos ramos deste sistema, juntamente com a remuneração das unidades de GD por meio de um mercado competitivo, promoveram uma diminuição de 38,92% nos custos totais de operação do SDEE para a CDEE. Portanto, a redução destes custos, da potência ativa e reativa fornecidas ao SDEE e das perdas de potência, obtidas neste trabalho, indicam o potencial de contribuição da GD ao SEB, às CDEEs, e, conseqüentemente, aos consumidores finais de energia elétrica, no fornecimento dos SAs analisados no presente trabalho.

### **5.1. Sugestões para Trabalhos Futuros**

Devido aos avanços regulatórios do setor elétrico brasileiro e a crescente descentralização da geração de energia elétrica, o tema abordado neste trabalho está gradativamente adquirindo maior relevância no SEB. Desta forma, as seguintes sugestões para trabalhos futuros podem ser desenvolvidas: incrementar mais unidades de GD no SDEE simulado; seguindo as tecnologias emergentes em sistemas elétricos mais modernos, VEs e SAEs também podem ser adicionados no SDEE para fornecerem, conjuntamente com a GD, SAs e energia elétrica, avaliando e comparando o fornecimento de potência ativa e reativa, as perdas de potência e os custos de operação do SDEE com casos no qual somente a subestação fornece potência ativa e reativa ao sistema, e casos no qual a subestação e a GD fornecem, conjuntamente, potência a este. Outrossim, outros sistemas de teste de maior porte podem ser empregados nas simulações para aferir os custos totais de operação destes sistemas, as perdas de potência, entre outros.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST): Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica. Revisão 12. [S.l.], 2021.

ANEEL. Resolução Normativa nº 697/2015, de 16 de dezembro de 2015. Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico. ANEEL, Brasília, DF, 2015. Disponível em <<https://www.diariodasleis.com.br/legislacao/federal/232049-prestacao-de-servicos-ancilares-e-adequacao-de-instalacoesestabelece-os-procedimentos-para-prestacao-de-servicos-ancilares-e-adequacao-de-instalacoes-de-centrais-geradoras-moti.html>>. Acesso em: 10 mar. 2022

ALDIK, A; KHATIB, T. EV aggregators and energy storage units scheduling into ancillary services markets: The concept and recommended practice. **World Electric Vehicle Journal**, [s. l.], v. 11, n. 1, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/WEVJ11010008>

ALIPOUR, Manijeh *et al.* Stochastic scheduling of aggregators of plug-in electric vehicles for participation in energy and ancillary service markets. **Energy**, [s. l.], v. 118, p. 1168–1179, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.10.141>

A MATHEMATICAL PROGRAMMING LANGUAGE (AMPL). Products: solvers: open-source: ipopt, 2021 Disponível em: <<https://ampl.com/products/solvers/open-source/>>. Acesso em 11 dez. 2021.

Artelys OPTIMIZATION SOLUTIONS (Artelys). Solvers: Artelys Knitro, 2022a Disponível em <<https://www.artelys.com/solvers/knitro/>>. Acesso em 15 jul. 2022.

Artelys. Docs: Knitro: User Guide: Getting started, 2022b. Disponível em <[https://www.artelys.com/docs/knitro/2\\_userGuide/gettingStarted.html](https://www.artelys.com/docs/knitro/2_userGuide/gettingStarted.html)>. Acesso em 15 jul. 2022.

Artelys. Docs: Knitro: User Guide: Mixed-integer nonlinear programming, 2022c. Disponível em <[https://www.artelys.com/docs/knitro/2\\_userGuide/minlp.html](https://www.artelys.com/docs/knitro/2_userGuide/minlp.html)>. Acesso em 16 jul. 2022.

BANSHWAR, Anuj *et al.* Market based procurement of energy and ancillary services from Renewable Energy Sources in deregulated environment. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 101, p. 1390–1400, 2017a. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.017>

BANSHWAR, Anuj *et al.* Renewable energy sources as a new participant in ancillary service markets. **Energy Strategy Reviews**, [s. l.], v. 18, p. 106–120, 2017b. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.09.009>

BLASI, Thais M. *et al.* Multiperiod Optimum Power Flow for Active Distribution Networks with Provisioning of Ancillary Services. **IEEE Access**, [s. l.], v. 9, p. 110371–110395, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3101419>

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 o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 7 jan. 2022. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato20192022/2022/lei/L14300.htm#:~:text=LEI%20N%C2%BA%2014.300%2C%20DE%206%20DE%20JANEIRO%20DE%202022&text=Institui%20o%20marco%20legal%20da,1996%3B%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%AAs.](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato20192022/2022/lei/L14300.htm#:~:text=LEI%20N%C2%BA%2014.300%2C%20DE%206%20DE%20JANEIRO%20DE%202022&text=Institui%20o%20marco%20legal%20da,1996%3B%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%AAs.)>. Acesso em: 15 mai. 2022.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 16 mar. 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm)>. Acesso em 10 abr. 2022

CALDERARO, V *et al.* A smart strategy for voltage control ancillary service in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s. l.], v. 30, n. 1, p. 494–502, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2326957>

CALDERARO, Vito *et al.* Optimal decentralized voltage control for distribution systems with inverter-based distributed generators. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s. l.], v. 29, n. 1, p. 230–241, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2280276>

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). Regras de Comercialização: Módulo 9: Encargos. Versão 2021.1.0. [S.l.], 2021.

CASTRO, Nivalde de; DANTAS, Guilherme. Geração distribuída: experiências internacionais e análises comparadas. Rio de Janeiro: **Publit**, 2018. p. 240. ISBN 978- 85-525-0083-4

CHAVES, Francisco David Moya. Serviços ancilares através da geração distribuída: reserva de potência ativa e suporte de reativos. 146 p. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – **Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica**, 2009.

CHEN, Yang *et al.* A data-driven analytical approach to enable optimal emerging technologies integration in the co-optimized electricity and ancillary service markets. **Energy**, [s. l.], v. 122, p. 613–626, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.102>

CHRISTAKOU, Konstantina *et al.* Voltage control in active distribution networks under uncertainty in the system model: A robust optimization approach. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [s. l.], v. 9, n. 6, p. 5631–5642, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2693212>

COSSANT, Rafael *et al.* Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective. **Energy Policy**, [s. l.], v. 37, n. 3, p. 1145–1155, 2009. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.11.011>

COSTA, José Adriano da. Perdas de energia em sistemas de distribuição com integração ótima de geração distribuída fotovoltaica. 149. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) – **Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Programa de Planejamento Energético**, 2019.

DAMISA, Uyikumhe *et al.* Microgrid energy and reserve management incorporating prosumer behind-the-meter resources. **IET Renewable Power Generation**, [s. l.], v. 12, n. 8, p. 910–919, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0659>

DING, T *et al.* Robust Co-Optimization to Energy and Ancillary Service Joint Dispatch Considering Wind Power Uncertainties in Real-Time Electricity Markets. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [s. l.], v. 7, n. 4, p. 1547–1557, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2016.2561967>

DONADEL, Clainer Bravin *et al.* Distributed Generation Units as Ancillary Services Providers in a Pre Smart Grid Environment. **International Journal of Emerging Electric Power Systems**, [s. l.], v. 18, n. 5, p. 20170021, 2017. Disponível em: <https://doi.org/doi:10.1515/ijeeps-2017-0021>

EL-SAMAHY, I *et al.* A Procurement Market Model for Reactive Power Services Considering System Security. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s. l.], v. 23, n. 1, p. 137–149, 2008. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.913296>

ESAN, Ayodele Benjamin *et al.* Conceptual model framework for demand response ancillary services deployed by inter-connected microgrids in West Africa – A Nigerian case study. **Renewable Energy Focus**, [s. l.], v. 34, n. September, p. 47–56, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ref.2020.06.002>

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS (IEEE). IEEE PES Test Feeder: 37-bus Feeder, 1992. Disponível em: < <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acesso em 11 dez.2021.

FARIA, Pedro *et al.* Distributed generation and demand response dispatch for a virtual power player energy and reserve provision. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 66, p. 686–695, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.019>

GRIFFIN, T. *et al.* Placement of dispersed generations systems for reduced losses. **Proceedings of the Annual Hawaii International Conference on System Sciences**, [s. l.], v. 2000-Janua, n. c, p. 1–9, 2000.

J. ESPINDULA, Carla. Resolução do problema de mercado de energia elétrica brasileiro e análise de remuneração dos serviços ancilares de compensação síncrona e reserva operativa. 88 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – **Universidade Federal do Espírito Santo**, 2021.

J. ESPINDULA, C. e C. Rueda-Medina, A. (2021). Minimização de Custos Operativos e de Encargos de Serviços Ancilares no Sistema Elétrico Brasileiro. doi: 10.48011/sbse.v1i1.2406.

KIM, W.-W. *et al.* Operation Strategy of Multi-Energy Storage System for Ancillary Services. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s. l.], v. 32, n. 6, p. 4409–4417, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2665669>

KOUVELIOTIS-LYSIKATOS, Iasonas N. *et al.* A double-layered fully distributed voltage control method for active distribution networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [s. l.], v. 10, n. 2, p. 1465–1476, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2768239>

KRYONIDIS, Georgios C. *et al.* Ancillary services in active distribution networks: A review of technological trends from operational and online analysis perspective. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 147, n. March, p. 111198, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111198>

LIAO, JIAN-TANG *et al.* Optimal sizing and operating strategies for VSG based BESS in ancillary service market. **E3S Web Conf.**, [s. l.], v. 69, p. 1010, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20186901010>



LOPES, J. A. Peças *et al.* Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. **Electric Power Systems Research**, [s. l.], v. 77, n. 9, p. 1189–1203, 2007. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.08.016>

LUO, Lizi *et al.* Coordinated allocation of distributed generation resources and electric vehicle charging stations in distribution systems with vehicle-to-grid interaction. **Energy**, [s. l.], v. 192, p. 116631, 2020. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116631>

MADUREIRA, A. G.; PEÇAS LOPES, J. A. Ancillary services market framework for voltage control in distribution networks with microgrids. **Electric Power Systems Research**, [s. l.], v. 86, p. 1–7, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2011.12.016>

MATHIEU, Johanna L. *et al.* Resource and revenue potential of California residential load participation in ancillary services. **Energy Policy**, [s. l.], v. 80, n. 2015, p. 76–87, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.01.033>

MATOS, Luiza R. *et al.* Um estudo da eficiência do algoritmo branch-and-bound na resolução do problema de fluxo de potência ótimo reativo. **Revista Eletrônica Paulista de Matemática**. Edição Ermac [s. l.], v. 14, 2019. ISSN 2316-9664. Disponível em: <https://www.fc.unesp.br/Home/Departamentos/Matematica/revistacqd2228/v14a06-um-estudo-da-eficiencia-do-algoritmo-branch.pdf>

MAZA-ORTEGA, José M. *et al.* Ancillary services in hybrid AC/DC low voltage distribution networks. **Energies**, [s. l.], v. 12, n. 19, p. 1–22, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en12193591>

MELO, Wendel Alexandre Xavier. de. Algoritmos para programação não linear inteira mista. 96 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Sistemas e Computação) – **Universidade Federal do Rio de Janeiro**, 2012.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Portaria nº 480, de janeiro de 2021, **MME**, Brasília, DF, 2021. Disponível em < <https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-ainformacao/legislacao/portarias/2021/portaria-n-480-gm-mme-2021.pdf/view>>. Acesso em: 10 mai. 2022

NEZAMABADI, Hossein; SETAYESH NAZAR, Mehrdad. Arbitrage strategy of virtual power plants in energy, spinning reserve and reactive power markets. **IET Generation, Transmission & Distribution**, [s. l.], v. 10, n. 3, p. 750–763, 2016. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0402>

OLEK, Blazej; WIERZBOWSKI, Michal. Local Energy Balancing and Ancillary Services in Low-Voltage Networks with Distributed Generation, Energy Storage, and Active Loads. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, [s. l.], v. 62, n. 4, p. 2499–2508, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TIE.2014.2377134>

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Procedimentos de Rede: Módulo 14: Administração dos Serviços Ancilares. Revisão 2019.08. [S.l.], 2019.

ONS. Procedimentos de Rede: Módulo 3: Planejamento da Operação. Revisão 2020.12. [S.l.], 2021a.

ONS. Procedimentos de Rede: Módulo 2: Critérios e Requisitos. Revisão 2020.12. [S.l.], 2021b.

OULIS-ROUSIS, Anastasios *et al.* Provision of Voltage Ancillary Services through Enhanced TSO-DSO Interaction and Aggregated Distributed Energy Resources. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [s. l.], v. XX, n. X, p. 1–1, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/tste.2020.3024278>

OUREILIDIS, K *et al.* Ancillary services market design in distribution networks: Review and identification of barriers. **Energies**, [s. l.], v. 13, n. 4, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en13040917>

PINTO, M. O. Energia elétrica: geração, transmissão e sistemas interligados. 1.ed. Rio de Janeiro: LTC, 2014. p. 12-14. ISBN 978-85-216-2415-8.

POLLITT, M G; ANAYA, K L. Competition in markets for ancillary services? The implications of rising distributed generation. **Energy Journal**, [s. l.], v. 42, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.5547/01956574.42.S12.TEKH>

RAINERI, R *et al.* Technical and economic aspects of ancillary services markets in the electric power industry : an international comparison \$. [s. l.], v. 34, n. 1010750, p. 1540–1555, 2006. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.11.015>

REBOURS, Y G *et al.* A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services—Part I: Technical Features. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s. l.], v. 22, n. 1, p. 350–357, 2007. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.888963>

CESPEDES, R. G. New-method for the analysis of distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 5(1), p. 391–396, 1990. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/61.107303>.

ROSSI, Marco *et al.* TSO-DSO coordination to acquire services from distribution grids: Simulations, cost-benefit analysis and regulatory conclusions from the SmartNet project. **Electric Power Systems Research**, [s. l.], v. 189, n. October 2019, p. 106700, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106700>

RUEDA-MEDINA, Augusto C. *et al.* A mixed-integer linear programming approach for optimal type, size and allocation of distributed generation in radial distribution systems. **Electric Power Systems Research**, [s. l.], v. 97, p. 133–143, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2012.12.009>

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

RUEDA-MEDINA, Augusto C. *et al.* Active power reserve for frequency control provided by distributed generators in distribution networks. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, [s. l.], v. 2014-Octob, n. October, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2014.6939509>

RUEDA-MEDINA, Augusto C. Valoração de serviços ancilares de geradores distribuídos. 169 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – **Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira**, 2012.

SILVA, João Lucas de Souza *et al.* Análise Do Avanço Da Geração Distribuída No Brasil. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2018**, [s. l.], p. 10, 2018. Disponível em: <http://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/535>

SOUSA, T *et al.* Simulated annealing to handle energy and ancillary services joint management considering electric vehicles. **Electric Power Systems Research**, [s. l.], v. 136, p. 383–397, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.03.031>

STANKOVIĆ, Stefan; SÖDER, Lennart. Probabilistic Reactive Power Capability Charts at DSO/TSO Interface. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [s. l.], v. 11, n. 5, p. 3860–3870, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSG.2020.2992569>

STOCK, David Sebastian *et al.* Optimal control of wind farms for coordinated TSO-DSO reactive power management. **Energies**, [s. l.], v. 11, n. 2, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en11010173>

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. Perspectivas e planejamento do setor energético no Brasil. **Estudos Avançados**, [s. l.], v. 26, n. 74, p. 247–260, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/S0103-40142012000100017>

WANG, J *et al.* Optimal bidding strategy for microgrids in joint energy and ancillary service markets considering flexible ramping products. **Applied Energy**, [s. l.], v. 205, p. 294–303, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.07.047>

YUEN, Cherry *et al.* The provision of frequency control reserves from multiple microgrids. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, [s. l.], v. 58, n. 1, p. 173–183, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2041139>

ZAKARIAZADEH, A *et al.* Integrated operation of electric vehicles and renewable generation in a smart distribution system. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 89, p. 99–110, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.09.062>

ZHONG, Jin; BHATTACHARYA, Kankar. Toward a competitive market for reactive power. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s. l.], v. 17, n. 4, p. 1206–1215, 2002. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2002.805025>

ZHOU, Yizhou *et al.* A robust optimization approach for integrated community energy system in energy and ancillary service markets. **Energy**, [s. l.], v. 148, p. 1–15, 2018. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.078>