

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE CAMPINAS

**CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS, AMBIENTAIS E DE
TECNOLOGIAS**

**MESTRADO EM SISTEMAS DE INFRAESTRUTURA
URBANA**

AMIRALDO SILVA SAMPAIO

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
CONSIDERANDO A APLICAÇÃO DO ÍNDICE DE
APROVEITAMENTO DE SUBESTAÇÕES**

CAMPINAS

2021

AMIRALDO SILVA SAMPAIO

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
CONSIDERANDO A APLICAÇÃO DO ÍNDICE DE
APROVEITAMENTO DE SUBESTAÇÕES**

Dissertação apresentada como exigência para obtenção do Título de Mestre em Sistemas de Infraestrutura Urbana, ao Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Infraestrutura Urbana, do Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de Tecnologias, da Pontifícia Universidade Católica de Campinas.

Orientadora: Profa. Dra. Marina
Lavorato de Oliveira.

PUC – CAMPINAS

2021

Ficha catalográfica elaborada por Fabiana Rizziolli Pires CRB 8/6920
Sistema de Bibliotecas e Informação - SBI - PUC-Campinas

621.319
S192p

Sampaio, Amiraldo Silva

Planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica considerando a aplicação do índice de aproveitamento de subestações / Amiraldo Silva Sampaio. - Campinas: PUC-Campinas, 2021.

71 f.: il.

Orientador: Marina Lavorato de Oliveira.

Dissertação (Mestrado em Sistemas de Infraestrutura Urbana) - Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Infraestrutura Urbana, Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de Tecnologia, Pontifícia Universidade Católica de Campinas, Campinas, 2021.

Inclui bibliografia.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Subestações elétricas. 3. Programação linear. I. Oliveira, Marina Lavorato de. II. Pontifícia Universidade Católica de Campinas. Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de Tecnologia. Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Infraestrutura Urbana. III. Título.

CDD - 22. ed. 621.319

AMIRALDO SILVA SAMPAIO

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO A APLICAÇÃO DO ÍNDICE DE APROVEITAMENTO DE SUBESTAÇÕES

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Sistemas de Infraestrutura Urbana do Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de Tecnologias da Pontifícia Universidade Católica de Campinas como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Sistemas de Infraestrutura Urbana.

Área de Concentração: Sistemas de Infraestrutura Urbana.

Orientador (a): Prof. (a). Dr. (a). Marina Lavorato de Oliveira.

Dissertação defendida e aprovada em 24 de fevereiro de 2021 pela Comissão Examinadora constituída dos seguintes professores:



Profa. Dra. Marina Lavorato de Oliveira
Orientadora da Dissertação e Presidente da Comissão Examinadora
Pontifícia Universidade Católica de Campinas



Profa. Dra. Lia Toledo Moreira Mota
Pontifícia Universidade Católica de Campinas



Profa. Dra. Maria Natály Bañol Arias
Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

AGRADECIMENTOS

À Profa. Dra. Marina Lavorato de Oliveira,
Obrigado professora, por ser uma amiga além de uma excelente orientadora. Obrigado pelo total apoio, tempo dedicado, atenção, compreensão e paciência durante todos estes anos.

Aos meus pais,
Pelo amor, carinho e apoio incondicional em todos estes anos.

Aos meus amigos,
Pelo suporte, sugestões e companheirismo em todos os momentos.

À Universidade PUC – Campinas, ao Programa e à Bolsa Reitoria 50%.

RESUMO

SAMPAIO, Amiraldo Silva. *Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica considerando a Aplicação do Índice de Aproveitamento de Subestações*. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Infraestrutura Urbana) – Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Infraestrutura Urbana, Pontifícia Universidade Católica de Campinas. Campinas, 2021.

O aumento constante da demanda por energia elétrica e o compromisso de fornecê-la com qualidade exigem das concessionárias de energia elétrica um planejamento assertivo da expansão dos seus sistemas de distribuição. Dessa forma, o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (PSDEE) pode ser entendido como um conjunto de ações que têm a responsabilidade de assegurar o fornecimento de energia elétrica para o crescimento projetado pelo setor. No geral, as soluções para o problema de PSDEE buscam determinar a construção de circuitos e de subestações, respeitando as restrições físicas, operacionais e financeiras envolvidas nesse processo. Do ponto de vista econômico, resolver este problema é uma tarefa importante para as distribuidoras, pois esta atividade representa uma parcela considerável de seus investimentos. Nesse contexto, determinar corretamente os momentos para se direcionar os recursos e encontrar meios para se obter a maximização do retorno financeiro são questões relevantes a serem observadas por estas empresas. Portanto, o objetivo deste trabalho é propor um modelo de Programação Cônica de Segunda Ordem Inteiro Misto (PCSOIM) para solucionar o problema de PSDEE, considerando a aplicação do Índice de Aproveitamento das Subestações (IAS) em seu conjunto de restrições. O IAS é um índice utilizado pela ANEEL, órgão regulador do setor elétrico brasileiro, para avaliar quantitativamente o aproveitamento das subestações das concessionárias de energia elétrica e garantir que os investimentos realizados por estas empresas sejam prudentes e, conseqüentemente, remunerados de forma correta através da tarifa de energia cobrada dos consumidores. O modelo matemático considera como função objetivo a minimização dos custos de construção de subestações e circuitos mais os custos de operação da subestação e perdas de energia elétrica, sujeito a restrições de balanço de potências ativa e reativa, limites de operação dos circuitos e subestações, limite mínimo de IAS, considerando ainda a condição de radialidade do sistema. Para validar o modelo, dois sistemas disponíveis na literatura especializada foram testados, um sistema de 24 e outro de 54 barras. Os testes foram realizados considerando o limite mínimo de IAS e com o relaxamento desta restrição.

Palavras – chave: Índice de Aproveitamento de Subestações. Modelo de Programação Cônica de Segunda Ordem Inteiro Misto. Planejamento da Expansão. Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.

ABSTRACT

SAMPAIO, Amiraldo Silva. *Expansion Planning of Power Distribution Systems considering the Substation Utilization Index Application. Dissertation (Master's in Urban Infrastructure Systems) – Postgraduate Program in Urban Infrastructure Systems, Pontifical Catholic University of Campinas. Campinas, 2021.*

The constant increase in the demand for electric energy and the commitment to supply this energy with quality require an assertive planning of the expansion of their distribution systems from the electric energy utilities. Thus, the Expansion Planning of Power Distribution Systems (PSDEE) can be understood as a set of actions that have the responsibility to ensure the supply of electric energy for the growth projected by the sector. In general, the solutions to the problem of PSDEE seek to determine the construction of circuits and substations, respecting the restrictions physical, operational, and financial involved in that process. From an economic point of view, solve this problem is an assignment important for the utilities, because this activity represents a portion considerable of their investments. In this context, to correctly determine the moments for target the resources and find ways to obtain the maximization of return financial are questions relevant to be observed by these utilities. Therefore, the purpose of this work and propose a Mixed Integer Second Order Cone Programming (MISOCP) model to solve the problem of PSDEE, considering the Substation Utilization Index (IAS) application in your set of restrictions. The IAS it's an index used by ANEEL, organ regulator of electrical sector Brazilian, for to assess quantitatively the utilization substations of utilities power electrical and ensure that investments performed by these companies be prudent and, consequently remunerated from correct way through the tariff power charged from consumers. The mathematical model considers how objective function minimization of the costs of construction of substations and circuits plus the costs of operation of substation and electrical energy losses, subject to balance of active and reactive powers constraints, limits of circuits and substations operation, lower limit of IAS, considering still the radiality condition of the system. To validate the model, two systems available in the specialized literature have been tested, a system with 24 and another with 54 nodes. The tests were performed considering the minimum limit of IAS and with the relaxation of this constraint.

Keywords: Electric Power Distribution Systems. Expansion Planning. Mixed Integer Second Order Cone Programming Model. Substation Utilization Index.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Investimentos Planejados.	17
Figura 2 - Consumo total de eletricidade 2013-2050 (TWh).	17
Figura 3 - Influência da BRR na formação do valor da "Parcela B".	38
Figura 4 - Legenda para as representações dos sistemas testes.	45
Figura 5 - Sistema de 54 barras (circuitos existentes e rotas factíveis).	46
Figura 6 - Sistema de 24 barras com as suas rotas factíveis.....	48
Figura 7 - Sistema de 54 barras obtido considerando a restrição de IAS.	50
Figura 8 - Sistema de 54 barras obtido sem a restrição de IAS.....	51
Figura 9 - Sistema de 24 barras obtido considerando a restrição de IAS.	55
Figura 10 - Sistema de 24 barras obtido sem a restrição de IAS.	56
Figura 11 - Dados de barras do sistema de 54 barras.....	67
Figura 12 - Dados de linha do sistema de 54 barras - Parte 1.....	68
Figura 13 - Dados de linha do sistema de 54 barras - Parte 2.....	69
Figura 14 - Dados de condutor do sistema de 54 barras.	69
Figura 15 - Dados de barra do sistema de 24 barras.....	70
Figura 16 - Dados de linha do sistema de 24 barras.	71
Figura 17 - Dados de condutor do sistema de 24 barras.	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Resumo do levantamento bibliográfico.....	29
Tabela 2 - Características da solução proposta.....	33
Tabela 3 - Circuitos existentes do sistema de 54 barras.....	46
Tabela 4 - Rotas factíveis do sistema de 54 barras.....	47
Tabela 5 - Circuitos sugeridos para a construção considerando a restrição do IAS (Sistema de 54 barras).....	50
Tabela 6 - Circuitos sugeridos para a construção sem considerar a restrição do IAS (Sistema de 54 barras).....	51
Tabela 7 - Resumo das modificações (Sistema de 54 barras).....	52
Tabela 8 - Resumo da condição final de cada SE (Sistema de 54 barras).	53
Tabela 9 - Resumo dos custos para o sistema de 54 barras.	53
Tabela 10 - Valores de IAS para as SEs do sistema de 54 barras.	54
Tabela 11 - Circuitos sugeridos para a construção considerando a restrição do IAS (Sistema de 24 barras).....	55
Tabela 12 - Circuitos sugeridos para a construção sem considerar a restrição do IAS (Sistema de 54 barras).....	56
Tabela 13 - Resumo das modificações (Sistema de 24 barras).....	57
Tabela 14 - Resumo da condição final de cada SE (Sistema de 24 barras).	57
Tabela 15 - Resumo dos custos para o sistema de 24 barras.	58
Tabela 16 - Valores de IAS para as SEs do sistema de 24 barras.	58

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	– Agência Nacional de Energia Elétrica
BRR	– Base de Remuneração Regulatória
DM	– Demanda Máxima
ECC	– Expectativa de Crescimento percentual da Carga atendida pela Subestação
FER	– Fontes de Energia Renovável
FOB	– Função Objetivo
FUS	– Fator de Utilização da Subestação
IAS	– Índice de Aproveitamento de Subestações
PCSOIM	– Programação Cônica de Segunda Ordem Inteira Mista
PLIM	– Programação Linear Inteira Mista
PNLIM	– Programação Não Linear Inteira Mista
PRORET	– Procedimentos de Regulação Tarifária
PRODIST	– Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PSDEE	– Planejamento da Expansão dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
PTI	– Potência Total Instalada
RTP	– Revisão Tarifária Periódica
SE	– Subestação
TCA	– Taxa de Crescimento Anual
TMD	– Taxa Média de Depreciação
VNR	– Valor Novo de Reposição

LISTA DE SÍMBOLOS

Conjuntos:

- Ω_a = Conjunto de condutores.
 Ω_b = Conjunto de barras.
 Ω_l = Conjunto de ramos.
 Ω_{se} = Conjunto de subestações.

Parâmetros:

- α = Tempo da demanda em horas por ano.
 IAS_{min} = Índice de aproveitamento da subestação mínimo.
 M = Representa um número muito grande.
 τ = Taxa de juros.
 K = Número de anos.
 $f(\tau, K)$ = Função do valor atual de um custo anual que tem uma duração de K anos em termos de uma taxa de juros τ .
 l_{ij} = Comprimento do circuito ij .
 l_{ij}^2 = Quadrado do comprimento do circuito ij .
 a = Condutor do tipo a .
 R_a = Resistência por unidade de comprimento do condutor tipo a .
 X_a = Reatância por unidade de comprimento do condutor tipo a .
 Z_a = Impedância por unidade de comprimento do condutor tipo a .
 I_a = Corrente máxima do condutor tipo a .
 $c_{ij,a}^f$ = Custo de construção de circuito ij com condutor tipo a .
 c_i^{se} = Custo fixo de construção de subestação no nó i .
 c_i^v = Custo de operação da subestação no nó i .
 c^p = Custo de perda de potência ativa.
 ϕ_s = Fator de perda para as subestações.
 ϕ_l = Fator de perda para os circuitos.
 P_i^D = Potência ativa demandada no nó i (kW).
 Q_i^D = Potência reativa demandada no nó i (kVAr).
 $P_i^{D^2}$ = Quadrado da potência ativa demandada no nó i (kW).
 $Q_i^{D^2}$ = Quadrado da potência reativa demandada no nó i (kVAr).

- S_i^D = Potência aparente demanda no nó i (kVA).
- S_i^0 = Limite máximo de potência aparente existente da subestação no nó i .
- S_i^R = Limite máximo de potência aparente para a repotenciação da subestação no nó i (kVA).
- \underline{V}^2 = Quadrado do limite mínimo da magnitude de tensão (kV).
- \overline{V}^2 = Quadrado do limite máximo da magnitude de tensão (kV).

Variáveis:

- σ_i = Variável de decisão se constrói ou não uma subestação.
- $\beta_{ij,a}$ = Variável de decisão se constrói ou não um circuito no ramo ij com o tipo de condutor a .
- $I_{ij,a}^2$ = Quadrado da corrente no circuito ij com condutor do tipo a .
- \hat{I}_{ij}^2 = Quadrado da magnitude do fluxo da corrente no circuito ij .
- $P_{ij,a}$ = Potência ativa no circuito ij de condutor do tipo a
- $Q_{ij,a}$ = Potência reativa no circuito ij de condutor do tipo a .
- \hat{P}_{ij}^2 = Quadrado do fluxo de potência ativa no circuito ij (kW).
- \hat{Q}_{ij}^2 = Quadrado do fluxo de potência reativa no circuito ij (kVAr).
- P_i^S = Potência ativa da subestação no nó i (kW).
- Q_i^S = Potência reativa da subestação no nó i (kVAr).
- $P_i^{S^2}$ = Quadrado da potência ativa da subestação no nó i (kW).
- $Q_i^{S^2}$ = Quadrado da potência reativa da subestação no nó i (kVAr).
- $S_i^{S^2}$ = Quadrado da potência aparente da subestação no
- V_i = Tensão no nó i .
- V_i^2 = Quadrado da magnitude de tensão no nó i .
- \tilde{V}_j^2 = Quadrado da magnitude da tensão não regulada no nó j .
- Vb_{ij} = Variável usada no cálculo da magnitude da queda de tensão no circuito ij .
- \tilde{V}_i^{QDR} = Magnitude de tensão não regulada ao quadrado no nó i .
- I_{ija}^{QDR} = Quadrado da corrente no circuito ij com condutor do tipo a .
- V_i^{QDR} = Quadrado da magnitude de tensão no nó i .
- \hat{I}_{ij}^{QDR} = Quadrado da magnitude do fluxo da corrente no circuito ij .
- S_{ij}^{FIC} = Potência aparente fictícia no circuito ij .
- IAS_i = Índice de aproveitamento da subestação do nó i .

- FUS_i = Fator de utilização da subestação do nó i .
- ECC_i = Expectativa de crescimento (%) da carga atendida pela subestação do nó i .
- S_i^M = Potência aparente média fornecida pela subestação do nó i .
- Y_i = Variável auxiliar para as restrições disjuntivas.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	15
1.1 Objetivo	18
1.2 Estruturação do Trabalho	18
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	20
2.1 Planejamento da Expansão dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (PSDEE)	20
2.2 Resumo	28
2.3 Índice de Aproveitamento de Subestações (IAS).....	30
2.4 Contribuições.....	32
3. ÍNDICE DE APROVEITAMENTO DE SUBESTAÇÕES.....	34
4. MODELO PARA SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE PSDEE.....	39
4.1 Modelo de Programação Não Linear Inteiro Misto	39
4.2 Modelo de Programação Cônica de Segunda Ordem Inteiro Misto.....	41
4.3 Restrição relacionada ao IAS	43
5. RESULTADOS.....	45
5.1 Sistema de 54 barras com restrição de IAS x Sistema de 54 barras sem restrição de IAS	49
5.2 Sistema de 24 barras com restrição de IAS x Sistema de 24 barras sem restrição de IAS	54
6. CONCLUSÃO	59
6.1 Trabalhos Futuros.....	59
7. REFERÊNCIAS.....	61
APÊNDICE A – Dados do sistema de 54 barras	67
APÊNDICE B – Dados do sistema de 24 barras	70

1. INTRODUÇÃO

O Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (PSDEE) pode ser entendido como um conjunto de ações que, aliado a investimentos, têm a responsabilidade de assegurar o fornecimento de energia elétrica para o crescimento projetado pelo setor (PEREIRA, 2014). Em outras palavras, o PSDEE pode ser caracterizado como um problema de otimização, combinatório, complexo e para solucioná-lo são necessários métodos de tomada de decisão (OLIVEIRA, 2010).

Segundo Georgilakis e Hatzargyriou (2015), o problema tradicional de PSDEE, obedecendo suas restrições físicas, operacionais e financeiras, visa determinar a construção ou a repotencialização de subestações, além disso, definir o dimensionamento e a localização de circuitos, com o objetivo de minimizar os custos de investimento e de operação. Para isso, as questões como as alternativas de expansão e a maneira de considerá-la ao longo do período de planejamento, estático ou multiestágio, devem estar bem definidas (DIAS, 2019).

Cossi (2008) explicou que o problema de PSDEE, abordado como estático, deve ser solucionado a partir de um único período e em uma única etapa. Enquanto o planejamento multiestágio deve ser resolvido em várias fases, conforme o aumento gradual da demanda. Além disso, este último, pode ser classificado como multiestágio dinâmico, no qual as ações de planejamento acontecem de maneira coordenada entre os estágios, ou multiestágio pseudodinâmico, em que se considera cada estágio como estático e o estágio seguinte inicia-se com a resposta do estágio anterior (COSSI, 2008).

No Brasil, todas as questões relacionadas à energia elétrica, incluindo o problema de PSDEE são reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Segundo o Art. 2º da Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996, a ANEEL “tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.” Portanto, a agência reguladora é responsável por gerar resoluções e textos normativos que norteiam os caminhos a serem seguidos pelos integrantes do setor.

Nesse aspecto, os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST) e os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) são

fundamentais para a solução do problema de PSDEE no país, pois o primeiro documento normatiza e padroniza as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e ao desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2016c). Enquanto o segundo normatiza e consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários (ANEEL, 2015a). Sendo assim, pode-se dizer que os PRODIST influenciam no conjunto de ações de planejamento a ser preparado pelas distribuidoras e os PRORET impactam diretamente na questão financeira, pois os investimentos em expansão e reforço de rede também são remunerados através da tarifa (SOARES; BRANDÃO; CASTRO, 2012).

Atualmente os PRODIST estão distribuídos em onze módulos e os PRORET em doze. Em ambos os casos, o módulo 2 de cada documento são os mais importantes para o problema de PSDEE. O Módulo 2 dos PRODIST, denominado Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição, tem entre seus objetivos a designação das diretrizes para o planejamento da expansão do sistema de distribuição, subsidiando a definição dos pontos de conexão das instalações dos acessantes e a definição dos requisitos mínimos de informações necessárias para os estudos de planejamento do sistema de distribuição (ANEEL 2016c).

O Submódulo 2.3, posto no Módulo 2 dos PRORET, é a Base de Remuneração Regulatória (BRR) e seu objetivo é estabelecer a metodologia a ser utilizada para definição da BRR nos processos de Revisão Tarifária Periódica (RTP) das concessionárias de distribuição de energia elétrica que, geralmente, acontecem a cada quatro anos (SANTO, 2018). Para isso, a ANEEL aplica sobre os ativos da concessionária alguns índices de aproveitamento, entre eles o Índice de Aproveitamento de Subestações (IAS), com o objetivo avaliar os investimentos realizados pelas distribuidoras e valorizá-los na BRR que, na próxima RTP, será incorporada na tarifa de cada distribuidora, convertendo em remuneração.

Do ponto de vista econômico, o problema de PSDEE é uma das atividades mais importantes do setor, representando uma grande parcela dos investimentos praticados pelas concessionárias de energia elétrica (VARGAS, 2015). A Figura 1 aponta que cerca de R\$ 44,2 bilhões serão gastos com a expansão do sistema distribuição até 2023. Este dado está presente no Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD), relatório enviado anualmente pelas distribuidoras para a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que apresenta

um resumo de seus investimentos relacionados aos estudos de planejamento elétrico e energético da distribuição (ANEEL, 2019).

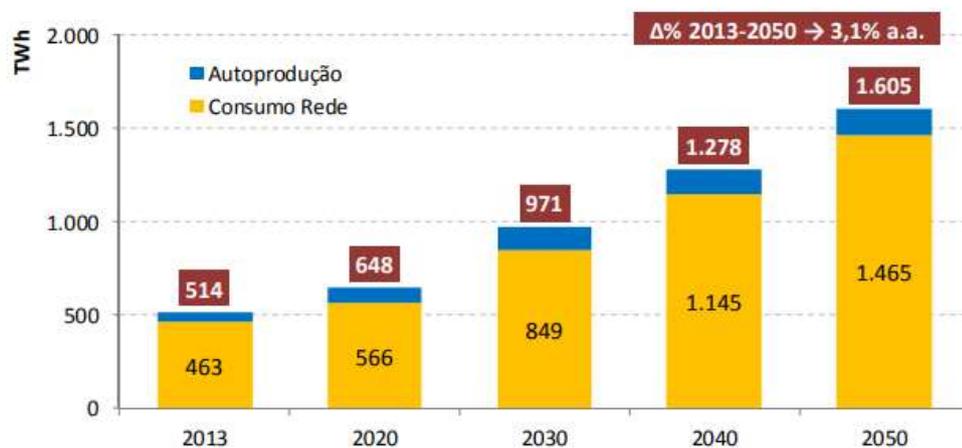
Figura 1 - Investimentos Planejados.



Fonte: Plano de Desenvolvimento da Distribuição (ANEEL, 2019).

Os elevados investimentos, apresentados na Figura 1, são em virtude do aumento significativo da demanda de energia elétrica e da necessidade de se melhorar ou garantir a qualidade do seu fornecimento. A Figura 2, retirada do estudo “Nota Técnica DEA 13/15 – Demanda de Energia 2050”, indica que a parcela de autoprodução de energia cresce a uma taxa média de 2,6% ao ano, no período 2013-2050, enquanto que o consumo na rede, isto é, a demanda de eletricidade a ser atendida pelo sistema elétrico nacional, aumenta 3,1% ao ano.

Figura 2 - Consumo total de eletricidade 2013-2050 (TWh).



Fonte: Nota Técnica DEA 13/15 - Demanda de Energia 2050 (EPE, 2016).

Portanto, para atender esta crescente demanda de energia elétrica, as concessionárias de energia, apoiadas nas propostas de solução para o problema

de planejamento, buscam viabilizar uma operação econômica e confiável do sistema de distribuição, respeitando as regras preestabelecidas pela regulamentação vigente.

1.1 Objetivo

As particularidades envolvidas na solução do problema de PSDEE correspondem a um modelo de Programação Não Linear Inteiro Misto (PNLIM), mas é possível resolvê-lo a partir de diferentes modelos e por meio de técnicas, como as heurísticas e metaheurísticas. De acordo com Bernal-Agustín (1998), resolver este problema é um trabalho oneroso e difícil devido a sua característica combinatória e por conter uma quantidade significativa de variáveis contínuas e inteiras. Nesse aspecto, o objetivo do presente trabalho é propor um modelo matemático de Programação Cônica de Segunda Ordem Inteiro Misto (PCSOIM) para solucionar o problema de PSDEE, considerando a aplicação do Índice de Aproveitamento das Subestações em seu conjunto de restrições.

1.2 Estruturação do Trabalho

A presente dissertação está dividida em sete partes e possui dois apêndices. No primeiro capítulo, encontra-se a introdução, comentando os benefícios e justificando a escolha do tema. Ainda na introdução, tem-se o objetivo e como está organizado o trabalho.

No segundo capítulo, é apresentada a revisão bibliográfica, a qual é composta por trabalhos que trazem diferentes propostas de solução para o problema de PSDEE, abordando um recorte dos últimos dez anos. Em cada um dos parágrafos da revisão, busca-se fazer um resumo de cada trabalho, contemplando a técnica de solução, o objetivo, os resultados e o que de diferente cada autor traz. Também, na revisão bibliográfica, está presente a contribuição deste trabalho.

Em seguida, o terceiro capítulo traz uma contextualização do IAS apresentando suas definições, equações e como estes fatores complementam a solução do problema de planejamento. No quarto capítulo, o modelo matemático é explicado, ou seja, trata-se da metodologia da pesquisa. No quinto capítulo, estão

os resultados e a discussão, demonstrando os testes realizados e as comparações obtidas.

Para finalizar, no sexto capítulo está contida a conclusão, a qual cita as lições aprendidas com o estudo elaborado, as constatações identificadas e quais as maneiras que o trabalho pode ser melhorado. No sétimo capítulo, as referências bibliográficas são apontadas. E, por fim, nos Apêndices A e B estão contidos os dados de barras, linhas e condutores dos sistemas testados.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Planejamento da Expansão dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (PSDEE)

Propostas para solucionar o problema de PSDEE são recorrentes ao longo do tempo. A tese de Bernal-Agustín (1998), que traz uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos publicados até o fim da década de noventa, aponta que o registro do primeiro trabalho importante aplicado ao tema deu-se com Knight (1960). Desde então, diversos modelos matemáticos e métodos de solução foram desenvolvidos, os *softwares* de apoio evoluíram e novas variáveis e parâmetros foram inseridos na resolução do problema. Neste aspecto, com o objetivo de apresentar este avanço relacionado ao tema, o presente capítulo traz um recorte dos últimos dez anos sobre as soluções do problema de PSDEE.

Em Lavorato et al. (2010), foi proposto um método para a solução do problema de PSDEE utilizando um Algoritmo Heurístico Construtivo (AHC) e aplicando uma Fase de Melhoria Local (FML) para aprimorar a resposta inicial do AHC. O problema foi modelado como um problema de PNLIM e sua Função Objetivo (FOB) visava minimizar o investimento total e o custo de operação do sistema, diminuindo gastos relacionados com: a construção e a substituição de condutores, a adequação da potência de subestações e perdas de energia ativa. Foram apresentados resultados de dois sistemas testes e uma rede real de distribuição.

Lotero e Contreras (2011) separaram em dois trabalhos uma proposta para solucionar o problema de PSDEE, incluindo a confiabilidade. Na parte inicial, que traz a formulação, os autores consideraram o problema de PSDEE como multiestágio e o modelaram como um problema de Programação Linear Inteiro Misto (PLIM). Sua FOB buscava reduzir os custos de investimento, custos com operação e manutenção, além de perdas do sistema. Na segunda parte, os resultados extraídos de um sistema de 27 barras foram apresentados. Segundos os autores, estes resultados permitem que as concessionárias avaliem melhor o planejamento, pois além de apresentar um conjunto de planos com diferentes topologias, a pesquisa possibilitou comparar o impacto para a concessionária quando o órgão regulador impõe as penalidades pelo não atendimento aos índices

de confiabilidade e o impacto de custo provocado aos clientes pelos danos causados por interrupções do sistema.

Souza (2011), utilizou um AHC e uma metaheurística de *Variable Neighborhood Search (VNS)* para solucionar o problema de PSDEE. O objetivo era minimizar os gastos com construção de circuitos e SEs, com a operação e perdas do sistema. O problema foi modelado como PNLIM e o método foi aplicado em cinco sistemas testes, sendo que, o maior sistema possuía 417 barras.

Em Baquero (2012), uma estratégia de decomposição foi aplicada à solução do problema de PSDEE. A pesquisa dividiu o problema em três partes: subproblema de seleção das subestações, solução de problemas de reconfiguração e seleção de condutores dependentes. Para a resolução, a metaheurística *Tabu Search* foi empregada em conjunto com outros algoritmos heurísticos definidos pelo autor. A função objetivo desejava reduzir os custos com construção e recondutoramento de circuitos, ampliação e construção de SEs e perdas de energia. O problema foi modelado como um PNLIM e foram testados um sistema de 54 e outro de 417 barras, tanto para o planejamento estático quanto para o planejamento multiestágio.

Panda et al. (2012), apresentaram um estudo sobre o problema de PSDEE, avaliando o impacto da confiabilidade na configuração do sistema de distribuição e no seu custo de planejamento. Como proposta de solução, os autores buscaram identificar uma trajetória ideal, a partir da SE, para a construção de circuitos através de um roteamento ideal do alimentador. Em outras palavras, o algoritmo, de forma iterativa, busca a melhor combinação entre as barras, mantendo a radialidade do sistema. Na sequência, este processo de roteamento é submetido à avaliação dos índices de confiabilidade, visando uma maior estabilidade para a rede. Na conclusão, como esperado, ficou claro que para um sistema mais confiável, o custo de planejamento torna-se mais elevado.

Em Mantovani et al. (2013), foi aplicado um algoritmo *Multiobjective Tabu Search (MOTS)* na solução do problema de PSDEE que foi caracterizado como multiestágio dinâmico e modelado como um PNLIM. Por ser multiobjetivo, duas FOBs foram propostas pelos autores. A primeira buscava minimizar os custos de investimentos e fatores operacionais do sistema, ponderando adequações de infraestrutura e aquisição de novos equipamentos para rede. A segunda FOB,

através do cálculo do Custo de Energia Não Suprida (CENS), visava proporcionar ao sistema de distribuição uma avaliação da confiabilidade.

Em Kavousi-Fard e Niknam (2013), a técnica *Distribution Feeder Reconfiguration (DFR)* foi proposta para aumentar a confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Para solucionar o problema de PSDEE, os autores contaram com o auxílio do *Bat Algorithm (BA)* e desenvolveram uma modificação auto adaptável do próprio algoritmo para melhorar suas buscas locais e globais. Além disso, com o intuito de avaliar os impactos da inserção de Fontes de Energia Renovável (FER) na confiabilidade da rede, consideraram a utilização de energia eólica no sistema teste. A FOB do método, em questão, focava na redução do *System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)*, da *Average Energy Not Supplied (AENS)* e do custo total de rede. A conclusão deste trabalho indicou que a estratégia de DFR é válida do ponto de vista da confiabilidade e que o uso de FER pode melhorar tanto no agendamento, quanto no gerenciamento da operação do sistema de distribuição.

Aghaei et al. (2013) apresentaram uma modificação do algoritmo *Particle Swarm Optimization (PSO)* para a otimização multiestágio do problema de PSDEE na presença de Geração Distribuída (GD). A FOB pretendia reduzir os custos de investimento e operação do sistema, diminuir o índice de ENS, minimizar perdas de potência e o *Voltage Stability Index (VSI)*. Para a solução, o problema respeitava as restrições de limite de tensão das barras, o balanço de potência, a energia fornecida pela GD e a radialidade da rede. Por fim, os resultados foram aplicados em um sistema teste de 33 barras, considerando dois cenários: o primeiro, mono objetivo, avaliou apenas o comportamento da GD e no segundo, multiobjetivo, todas as FOBs foram simuladas simultaneamente.

Em Gupta et al. (2014), buscaram melhorar a confiabilidade e a qualidade dos sistemas de distribuição com o auxílio da reconfiguração da rede. Duas FOBs considerando parâmetros voltados para a confiabilidade e para ganhos financeiros foram propostas. O método desenvolvido foi baseado em *Genetic Algorithms (GAs)* e nas soluções ótimas de Pareto. Foram testados um sistema de 33 e um outro de 69 barras. Segundo os autores, os resultados permitiram constatar que o operador, ou seja, o responsável pelas tomadas de decisões poderia ter mais flexibilidade e segurança para ser mais assertivo em suas escolhas tanto em condições normais de atuação quanto em situações de alerta.

No trabalho de Camargo (2014), foi proposto um GA adaptado ao problema de PSDEE. O GA base utilizado foi o de Chu e Beasley (1997), o qual é uma metaheurística, que somado aos métodos heurísticos, integraram a solução do referido problema. Neste caso, o problema foi considerado como um PNLIM mono objetivo, estático e multiestágio (dinâmico), visando reduzir os custos com investimentos, com manobras de operação e com as restrições originadas da avaliação dos indicadores de confiabilidade dos serviços providos pela concessionária. Acerca dos resultados encontrados, o algoritmo proposto revelou-se versátil para solucionar o problema de PSDEE de ambos os tipos.

Em Kumar et al. (2015), foi sugerido um método avançado de projeção ideal do sistema de distribuição, incluindo GD e utilizando uma combinação entre duas técnicas: o *Multi-objective Seeker-optimization Algorithm (MOSOA)* e o *Fuzzy Operator*. O primeiro mecanismo é responsável por buscar respostas factíveis para o problema, enquanto o segundo tem a função de selecionar a solução ótima final. A inserção de GD e a confiabilidade da rede também foram levados em consideração. Os resultados indicaram que o método tem potencial para ser aplicado no planejamento em uma escala maior.

Miloca et al. (2015) dividiram em duas etapas um método para solucionar o problema de PSDEE. No primeiro estágio, o modelo matemático permitiu identificar o número de SEs que seriam instaladas e quando esta ação se daria. Na sequência, a confiabilidade da rede foi avaliada com o objetivo de preparar o tomador de decisões para quando os índices estiverem operando fora dos limites previamente definidos.

Heidari et al. (2015) propuseram uma resposta para o problema de PSDEE do tipo multiestágio. O problema foi modelado como um PNLIM e contou com o auxílio de um GA para a sua resolução. O método, em questão, considerou alguns recursos de automação, como as funções: *Automatic Voltage and Var Control (AVVC)* e *Automatic Fault Management (AFM)* para aproximar o trabalho do conceito de redes inteligentes e avaliou a confiabilidade através dos cálculos de *AENS*, *SAIDI* e *SAIFI*. A FOB visava maximizar lucro da distribuidora, considerando os custos de investimentos, operação, manutenção e interrupções, além da economia gerada com os circuitos que não seriam necessários construir. Os resultados indicaram que este caminho pode ser mais caro do que a opção de

minimização de custos, pois para obter-se lucro máximo, um investimento maior deve ser feito.

Em Yadaiah et al. (2016), foi avaliado o efeito da reconfiguração da rede na qualidade do sistema de distribuição de energia. Com o apoio de um GA, a solução para o problema foi proposta, considerando alguns objetivos adicionais, além das metas mais corriqueiras, como a diminuição de custos e de perdas. A minimização da tensão de queda na rede durante uma falha ou comutação, da distorção harmônica da forma de onda e dos desequilíbrios de tensão nas barras foram incorporadas, juntamente com os objetivos considerados usuais, em um único objetivo. Os resultados foram apresentados para um sistema de 25 barras e outro de 33, simulando uma situação com a participação de GD e fonte de compensação e outra sem a contribuição de ambas. Por fim, o trabalho confirmou que as fontes de GD têm grande impacto na rede distribuição, uma vez que seu tamanho e localização influenciam na perda de potência, na queda de tensão e nas distorções.

Delgado et al. (2016) abordaram no problema de PSDEE três aspectos importantes: as incertezas relacionadas à demanda, os índices de confiabilidade da rede e a inserção de fontes de GD. Para solucionar o problema, um algoritmo iterativo foi empregado a fim de gerar um conjunto de soluções atrativas de possíveis sistemas. Cada uma destas soluções é derivada de um modelo de PLIM, baseado em programação estocástica, que está orientado à minimização de investimentos e de custos de operação. Esta metodologia foi aplicada em três sistemas testes diferentes: 54, 86 e 138 barras. Como resultados, o objetivo de selecionar a melhor oportunidade, indicar o local mais adequado e apontar o momento correto de instalação do grupo de ativos candidatos à expansão, ainda os mantendo sob à avaliação dos três importantes itens mencionados inicialmente, foi alcançado.

Em Tabares et al. (2016), um modelo PLIM foi proposto para solucionar o problema de PSDEE multiestágio do tipo dinâmico. A FOB, em questão, desejava minimizar o investimento e os custos de operação. Para atingir este propósito e complementar o método, foram consideradas como possibilidades para o planejamento: o aumento da capacidade das subestações existentes; a construção de novas subestações; a alocação bancos de capacitores ou reguladores de tensão; a aquisição ou substituição de circuitos e, por fim, a alteração da topologia

do sistema se houver necessidade. Por fim, os resultados indicaram que essa diversidade de opções forneceu, ao sistema de 24 barras testado, a perspectiva de economizar com novas solicitações em função do acréscimo de demanda.

No trabalho de Delgado et al. (2017), foi proposta uma solução para o problema de PSDEE multiestágio, considerando a confiabilidade através do cálculo do índice de Energia Não Suprida (ENS). Para alcançar os objetivos de redução dos custos operacionais e atenuação dos investimentos, o problema foi modelado como um PLIM e submetido às suas restrições pertinentes, tanto as de viés técnico quanto as de cunho financeiro. Os resultados foram gerados a partir de um sistema teste de 54 barras e, como conclusão, o trabalho apontou a possibilidade de o modelo proposto abrir caminho para a contribuição de FERs e GD na qualidade do sistema de distribuição.

Asensio et al. (2017) propuseram uma abordagem para resolver o problema de PSDEE baseada na inserção de FERs e na incerteza da demanda. O problema foi formulado como um problema de PLIM e a solução foi dividida em dois níveis: superior e inferior. O primeiro nível buscava reduzir o custo total do sistema, incluindo em sua FOB parâmetros, como investimentos, manutenção, GDs e ENS. O segundo nível era responsável por minimizar o pagamento total dos consumidores para as concessionárias ao longo do período de planejamento. Os resultados deste trabalho foram apresentados para um estudo de caso das Ilhas La Graciosa e Canárias na Espanha.

Com base no conceito de reconfiguração de rede e, simultaneamente na alocação e dimensionamento de GDs, Ben et al. (2018) apresentaram um modelo multiobjetivo para contribuir com o problema de PSDEE. Por meio do *Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 (SPEA2)*, uma técnica evolutiva embasada na otimização de Pareto, auxiliado pela lógica fuzzy, para selecionar a melhor solução entre o conjunto gerado pelo algoritmo, a FOB buscava minimizar a perda de potência ativa, os custos anuais de operação e as emissões de gases poluentes. Os resultados foram gerados a partir de um sistema teste de 33 barras e indicaram, segundo os autores, que o método proposto converge para o melhor valor mínimo quando comparado aos demais métodos da literatura.

Em Koutsoukis et al. (2018), o problema de PSDEE foi resolvido através de um método que otimiza, de forma coordenada, os vários estágios propostos para a expansão e permite a gestão da inserção de fontes de GD. O problema de PSDEE

foi tratado como um PNLIM e sua solução foi assistida por um GA na primeira etapa e uma técnica heurística na segunda. Esta primeira parte da metodologia foi responsável pela identificação dos pontos de maior criticidade durante o período de planejamento e pela análise do comportamento dos componentes da rede nestas condições. Enquanto a segunda fase foi encarregada de definir os tempos de instalação destes componentes e inserir os cálculos de investimentos. Os resultados foram colhidos através de um sistema teste de 24 barras e um sistema real de 267 barras.

Em Ahmed et al. (2018), foi apresentada uma solução para um problema de PSDEE híbrido, assim caracterizado, pelo fato de o trabalho avaliar a capacidade de resposta dos sistemas de distribuição quando submetidos à participação simultânea de cargas de corrente contínua (GDs) e corrente alternada. Os objetivos foram direcionados para a minimização do Valor Presente Líquido (VPL) e para a maximização da confiabilidade da rede. Para atingir este fim, o problema foi modelado como um PNLIM multiobjetivo e resolvido através de uma estrutura estocástica apoiada na aplicação do *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA)* e na presença de um GA.

Pinto et al. (2018) expuseram uma solução multiobjetivo para o problema de PSDEE do tipo multiestágio, considerando a confiabilidade, GDs e *self-healing*. Para a resolução, o problema foi modelado como um PNLIM e solucionado utilizando a meta-heurística *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II (NSGA II)* juntamente com a técnica estocástica *Monte Carlo Simulation (MCS)*. Os objetivos definidos como mais importantes foram minimizar o custo de investimento e maximizar a confiabilidade da rede. Por fim, o método, em questão, foi implementado em uma versão modificada do *IEEE-RBTS Bus 2* e em um sistema teste de 90 barras.

Em Hooshmand e Rabiee (2019), um modelo de Programação Cônica de Segunda Ordem Inteiro Misto (PCSOIM) multiobjetivo foi proposto para avaliar o efeito da contribuição de FERs, Sistema de Armazenamento de Energia (SAE), Resposta à Demanda (RD) e reconfiguração de rede no problema de PSDEE. O método buscava gerenciar e posicionar assertivamente estes aspectos mencionados, projetando minimizar o Custo de Aquisição de Energia (CAE) e o Custo de Energia Não Suprida (CENS). Para isso, foi aplicada a técnica de restrição ϵ para gerar um conjunto de soluções ótimas de Pareto e a lógica fuzzy para

escolher a melhor resposta deste conjunto. O modelo foi implementado no ambiente *General Algebraic Modeling System (GAMS)*, solucionado através do *solver* comercial GUROBI e testado em um sistema de 33 barras. Os resultados mostraram perspectivas positivas tanto no âmbito econômico quanto na questão da confiabilidade.

Em Gholizadeh-Roshanagh e Zare (2019), o problema de PSDEE multiestágio foi resolvido considerando a elasticidade do preço na demanda. Como meta, a FOB desejava minimizar os custos de investimento e de operação do sistema. Para tal, o problema foi modelado como um problema de PLIM, implementado na linguagem Pyomo 5.3 e validado por meio do *solver* comercial CPLEX. Um sistema de 18 barras foi testado para três diferentes cenários relacionados à participação da demanda. O primeiro abordando apenas seu pico, o segundo adotando três níveis de carga e, por último, empregando o conceito da elasticidade em seu preço. Os resultados apontaram uma maior precisão no planejamento da expansão quando o estudo da demanda também é mais bem cercado.

No trabalho de Jooshaki et al. (2019), foi explicado um modelo de PLIM para resolver o problema de PSDEE multiestágio avaliando a confiabilidade da rede. Para tanto, a FOB ansiava reduzir os custos de investimentos e de operação sob três ativos importantes do sistema de distribuição: as SEs, os alimentadores e as unidades de GD. Além disso, a partir do cálculo dos indicadores de continuidade (*SAIDI*, *SAIFI* e *AENS*), os custos com a confiabilidade e com o pagamento de penalizações ou recompensas por parte das distribuidoras, também foram investigados. O modelo foi solucionado utilizando o CPLEX e testado em um sistema de 24 e em outro de 54 barras.

Nahman e Peri (2020) trouxeram a implementação de um estudo já realizado por eles em 2008. A abordagem anteriormente apresentada foi atualizada para incluir a incerteza de novas variáveis de entrada e diferentes propostas para redução de custos no problema de PSDEE. Os índices de confiabilidade do sistema de distribuição e o consumo de energia adotado no planejamento foram as novidades no quesito dados de entrada. Enquanto a adição de geradores eólicos foi uma das alternativas propostas para avaliar a diminuição dos custos de operação e manutenção da rede. Neste aspecto, através da combinação entre a meta-heurística *Simulated Annealing (SA)* e o método de *Steepest Descent*, dois

sistemas, semelhantes às redes rurais do país de origem dos autores, foram testados.

Para finalizar, em Hui Fan et al. (2020), um modelo de PNLIM multiobjetivo foi proposto para solucionar o problema de PSDEE considerando a geração de energia eólica e a participação de veículos elétricos. Para isso, o *Multiobjective Evolution Algorithm based on Decomposition (MOEA/D)*, auxiliado de uma técnica estocástica de dois estágios, buscou minimizar o investimento total do sistema, os custos de operação e manutenção e o custo de emissão de carbono. Além disso, a FOB vislumbrou maximizar a capacidade do serviço de carregamento dos veículos elétricos, alocando estrategicamente as Estações de Carregamento para Veículos Elétricos (ECVE). Os resultados foram alcançados a partir de um sistema teste de 54 barras que foi submetido à um período de planejamento de dez anos.

2.2 Resumo

O texto do subcapítulo anterior traz um recorte dos últimos dez anos acerca das soluções propostas para o problema de PSDEE. Dentro deste período, pode-se afirmar que inúmeros trabalhos foram produzidos e que os métodos e as incertezas consideradas evoluíram com este processo. Diante disso, o objetivo deste capítulo é demonstrar a evolução do tema de PSDEE ao longo desses anos, apontando os fatores mais recorrentes nas FOBs, as novas variáveis implementadas no problema, quais as metodologias empregadas e como os resultados foram obtidos.

A Tabela 1 apresenta o resumo deste levantamento e é constituída das referências dos autores, do tipo de planejamento considerado, de como o problema foi modelado, do método de solução desenvolvido e das incertezas mais frequentes nas soluções do problema de PSDEE.

Tabela 1- Resumo do levantamento bibliográfico.

Ano	Autor(es)	Planejamento		Modelo	Métodos de Solução		Fatores Considerados					
		Referências	Estático		Multiestágio	Tipos	Otimização Clássica	Algoritmos Heurísticos Metaheurísticos	Custos Investimentos O&M	Restrições Operacionais	Confiabilidade	FERs
2010	Lavorato et al.		✓	X	PNLJM	X	AHC/FML	✓	✓	X	X	X
2011	Lotero e Contreras	X	✓		PLIM	Branch & Bound	X	✓	✓	✓	X	X
2011	Souza	✓	X		PNLJM	X	VNS/AHC	✓	✓	X	X	X
2012	Baquero	✓	✓		PNLJM	X	Tabu Search	✓	✓	X	X	X
2012	Panda et al.	✓	X		PNLJM	X	Step by Step	✓	✓	✓	X	X
2013	Mantovani et al.	X	✓		PNLJM	X	MOTS	✓	✓	✓	X	X
2013	Kavousi-Fard e Niknam	X	✓		PNLJM	X	BA	✓	✓	✓	✓	X
2013	Aghaei et al.	X	✓		PNL	X	PSO	✓	✓	✓	✓	X
2014	Gupta et al.	X	✓		PNLJM	X	GA	✓	✓	✓	X	X
2014	Camargo	✓	✓		PNLJM	X	GA	✓	✓	✓	X	X
2015	Kumar et al.	✓	X		PNLJM	X	MOSOA	✓	✓	✓	✓	X
2015	Mloca et al.	X	✓		PLIM	LINGO	X	✓	✓	✓	X	X
2015	Heidari et al.	X	✓		PNLJM	X	GA	✓	✓	✓	X	X
2016	Yadaiah et al.	X	✓		PNLJM	X	GA	✓	✓	✓	✓	X
2016	Delgado et al.	X	✓		PLIM	CPLEX/GAMS	X	✓	✓	✓	✓	X
2016	Tabares et al.	X	✓		PLIM	CPLEX	X	✓	✓	X	✓	X
2017	Delgado et al.	X	✓		PNLJM	Branch & Cut	X	✓	✓	✓	✓	X
2017	Asensio et. al	X	✓		PLIM	CPLEX/GAMS	X	✓	✓	X	✓	X
2018	Ben et al.	X	✓		PNLJM	X	SPEA2	✓	✓	X	✓	X
2018	Koutsoukis et al.	X	✓		PNLJM	X	GA	✓	✓	X	✓	X
2018	Ahmed et al.	X	✓		PNLJM	X	NSGA/GA	✓	✓	✓	✓	X
2018	Pinto et al.	X	✓		PNLJM	X	NSGA II	✓	✓	✓	✓	X
2019	Hooshmand e Rabiee	X	✓		PCSOIM	GAMS/GUROBI	X	✓	✓	✓	✓	X
2019	Gholizadeh-Roshanagh e Zare	X	✓		PLIM	CPLEX	X	✓	✓	X	X	X
2019	Jooshaki et al.	X	✓		PLIM	CPLEX	X	✓	✓	✓	✓	X
2020	Nahman e Peri	✓	X		PNLJM	X	SA	✓	✓	✓	✓	X
2020	Hui Fan et al.	X	✓		PNLJM	X	MOEA/D	✓	✓	X	✓	X

Fonte: Próprio autor.

De maneira geral, os trabalhos estão bem distribuídos ao longo dos anos. O tipo de planejamento multiestágio foi considerado em mais de 70% das oportunidades, enquanto o estático foi aplicado em 26% delas. O problema foi, em sua maioria, modelado como um problema de PNLJM, com 67% de utilização. Outras maneiras de modelagem, como PLIM, PNL e PCSOIM completaram o restante do percentual. Para os métodos de solução, 66,67% dos autores adotaram os métodos clássicos de otimização e 33,33% fizeram o uso de algoritmos heurísticos e meta-heurísticos.

Ao lado das restrições operacionais, a preocupação com a questão financeira é um dos fatores mais recorrentes nas soluções do problema de PSDEE. Além dos requisitos técnicos, como a duplicidade de circuitos, a topologia da rede e o atendimento do balanço de potência, a previsão dos custos associados aos investimentos, à operação e à manutenção da rede são quesitos básicos para a resolução do problema. Estes valores podem surgir em virtude de algumas necessidades, como a construção e reforço de subestações, a construção de

circuitos, a instalação de equipamentos, a inserção de GDs ou em função das perdas de potência do sistema, por exemplo.

O cuidado com a confiabilidade dos sistemas de distribuição também é de praxe nos estudos de PSDEE, seja através do cálculo de indicadores, da avaliação do índice de ENS ou por meio das técnicas de reconfiguração de rede. Os demais atributos, como as FERs e os sistemas de armazenamento de energia, ganharam força no contexto do problema de PSDEE a partir do ano de 2016. Face ao exposto, 100% dos trabalhos consideraram as restrições operacionais e a análise financeira. Em seguida, a confiabilidade destacou-se com 67% das aparições. Logo atrás, a contribuição de FERs apareceram com 56%.

Por fim, embora o IAS exista no Brasil desde 2002, a sua participação nas propostas de solução para o problema de PSDEE, similares à deste trabalho, é desconhecida.

2.3 Índice de Aproveitamento de Subestações (IAS)

O IAS é um índice utilizado pela ANEEL para avaliar quantitativamente o aproveitamento dos ativos das concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras. Para isso, o valor destes ativos, as taxas de remuneração e depreciação e os custos operacionais devem ser determinados com o apoio de parâmetros definidos por critérios de cunho regulatório (PINHEIRO, 2010). A formulação do IAS está apresentada no Anexo IV da Resolução ANEEL n° 493, de 3 de setembro de 2002. Nesta resolução, estão estabelecidos a metodologia e os critérios gerais para a definição da base de remuneração, visando a revisão tarifária periódica das distribuidoras de energia (ANEEL, 2002). Nesse aspecto, este subcapítulo discorre sobre alguns trabalhos que consideraram o IAS em sua elaboração.

Em Malagoli et al. (2006), foi proposta uma discussão sobre a aplicação do IAS como um instrumento de eficiência tarifária na valoração da BRR. Segundo os autores, as variáveis envolvidas nos estudos de planejamento são complexas e, diversas vezes, os conceitos de conveniência e necessidade são unificados. Desta forma, eles questionavam como uma simples equação poderia garantir a expansão ótima e o investimento prudente para a modicidade tarifária. Para corroborar a discussão, foi proposto um estudo de caso, hipotético, em que uma distribuidora que recém assinou o seu contrato de concessão e herdou dois transformadores de

40 MVA e dois de 10 MVA deve planejar como substituir os transformadores menores em uma futura expansão. Para isso, esta distribuidora realizou uma comparação entre dois cenários. No primeiro cenário, sem o IAS, a concessionária optaria por adotar o uso de transformadores com capacidades maiores, como o transformador de 40 MVA, para substituir os transformadores de 10 MVA. No segundo cenário, com o IAS, esta empresa padronizaria a utilização de transformadores de capacidades intermediárias, como o de 25 MVA, para substituir os transformadores de 10 MVA e, desta forma, seguiria a linha dos investimentos prudentes. Os resultados indicaram que o cenário sem o IAS seria mais vantajoso para as distribuidoras e, por isso, concluiu-se que o IAS necessitava de uma melhor análise em sua definição metodológica.

Benatti (2006) trouxe em seu trabalho uma planilha eletrônica capaz de simular as capacidades e as demandas dos transformadores, das subestações pertencentes à distribuidora de energia elétrica CPFL Paulista, para o ano de 2007, definindo como “Ano da Revisão Tarifária”, e para o ano de 2017, como “Ano Horizonte”. A partir dos resultados, a ferramenta permitiu avaliar as capacidades ideais das subestações em duas condições. Na primeira, considerou-se que os IASs fossem totalmente incorporados à BRR da distribuidora. Na segunda, buscou-se obter um conjunto de subestações sem obras por um período de dez anos, admitindo um valor de sobrecarga para os transformadores. Por fim, as situações analisadas indicaram algumas direções para os futuros investimentos da concessionária, os quais poderiam implicar na definição de novos padrões de capacidades dos transformadores e refletirem em potencial economia para a empresa.

Em Pinheiro (2010), através da teoria de Opções Reais e da metodologia de Monte Carlo, foi proposta uma solução para o aperfeiçoamento da análise de viabilidade técnica e econômica dos projetos de distribuição de energia elétrica, avaliando o desempenho das alternativas de expansão destes sistemas com base nesses aspectos. Para isso, foi preciso explicar o mecanismo, aplicado pela ANEEL, para remunerar as distribuidoras pelos seus investimentos. A RTP faz parte deste processo, dessa forma, o trabalho também contemplou uma discussão sobre a BRR e como os índices de aproveitamento sobre os ativos da concessionária são importantes, incluindo o IAS.

Silveira et al. (2013) propuseram um modelo de planejamento estratégico fundamentado no estabelecimento das demandas máximas anuais de cada transformador da SE e nos seus critérios de carregamento. Para atender o objetivo de avaliar os planos de obras das concessionárias, considerando o viés regulatório, duas análises foram ponderadas: a da evolução da BRR e a econômica. A análise da BRR foi realizada através dos cálculos do IAS e da Taxa Média de Depreciação (TMD), enquanto a econômica deu-se por meio da análise do Valor Presente Líquido Anualizado (VPLa). Nos resultados, foram discutidos três cenários de planejamento, aplicados na cidade de Paulínia - SP. Por fim, os autores destacaram que o cálculo do IAS deve ser feito em todos os anos de RTP, pois valores inferiores à 100% podem influenciar diretamente na escolha dos planos de obra vencedores.

Em Pelegrini et al. (2016), foi apresentado um modelo para avaliar os padrões construtivos de linhas, subestações e redes de distribuição, considerando simultaneamente os aspectos regulatórios, econômicos, técnicos e do ambiente. Esta avaliação foi quantitativa e condicionada a cenários e dados pré-definidos. Em sua metodologia, para validar a remuneração regulatória, o cálculo do IAS foi incorporado na valoração da BRR.

Para finalizar, Santo (2018) propôs um procedimento para analisar a confiabilidade do sistema de distribuição de alta tensão do estado do Paraná, utilizando um método probabilístico. Para a validação deste, um estudo de caso com dados de duas subestações da Companhia Paranaense de Energia (COPEL) foi realizado. Nos resultados, a importância do planejamento da expansão, em virtude da confiabilidade, foi reforçada. Nesse aspecto, com o objetivo de auxiliar a COPEL na escolha do melhor momento para investir no aumento da confiabilidade de suas subestações, uma discussão foi apresentada, condicionando esta decisão aos valores de IAS destas subestações.

2.4 Contribuições

Como já mencionado, não foram encontrados na literatura especializada trabalhos que consideraram explicitamente o IAS no modelo matemático para a solução do problema de PSDEE. De acordo com a ANEEL, a aplicação deste índice busca estimular a eficiência operacional e a prática de investimentos prudentes por

parte das distribuidoras de energia elétrica. Nessa perspectiva, investir com prudência resulta em uma redução do custo de investimento cobrado do cliente final, mas sem afetar a qualidade do serviço prestado (PINHEIRO, 2010).

Além disso, a aplicação do IAS impede que, no período de remuneração regulatória, a BRR de uma distribuidora seja valorizada por investimentos realizados acima do necessário. Portanto, a contribuição deste trabalho para a solução do problema de PSDEE está evidenciada na aplicação de um índice que permite avaliar, de forma quantitativa, o grupo de ativos que compõem uma SE. Entende-se como grupo de ativos: transformador de força, disjuntor, chaves seccionadoras, barramento, transformadores de corrente e de potencial e religadores que integram o “*bay*” do transformador da SE. A Tabela 2 completa a Tabela 1, apresentando as características da solução proposta pelo presente trabalho.

Tabela 2 - Características da solução proposta.

Ano	Autor(es)	Planejamento		Modelo		Fatores Considerados					
		Estático	Multiestágio	Tipos	Otimização Clássica	Algoritmos Heurísticos Metaheurísticos	Custos Investimentos O&M	Restrições Operacionais	Confiabilidade	FERs	IAS
2021	Abordagem Proposta	✓	X	PCSOIM	CPLEX	X	✓	✓	X	X	✓

Fonte: Próprio autor.

3. ÍNDICE DE APROVEITAMENTO DE SUBESTAÇÕES

Para uma melhor compreensão da importância do IAS para as distribuidoras de energia, este capítulo traz mais informações sobre o contexto em que o índice está inserido. Conforme mencionado, sua instituição deu-se através da Resolução ANEEL n° 493, de 3 de setembro de 2002. Esta resolução, na época, estabeleceu a metodologia e os critérios para a definição da BRR, visando o processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de energia (ANEEL, 2002).

Com o decorrer dos anos, os textos normativos sofreram revisões e, conseqüentemente, novas resoluções foram redigidas e outras foram revogadas. Dito isso, em 2011, duas resoluções marcaram este processo de evolução, a Resolução Normativa n° 435, de 24 de maio de 2011 e a Resolução ANEEL n° 457, de 8 de novembro de 2011. A primeira definiu a estrutura dos PRORET, consolidando a regulamentação acerca dos processos tarifários (ANEEL, 2011a). A segunda aprovou o Módulo 2 dos PRORET, definindo a metodologia e os procedimentos gerais para realização da RTP (ANEEL, 2011b). Este Módulo 2 é dividido em nove submódulos, entre eles, está o submódulo 2.3, denominado BRR. A última revisão deste documento foi através da Resolução Normativa n° 686, de 17 de novembro de 2015.

Segundo Aneel (2015a), a BRR de cada distribuidora é composta pelos valores dos seguintes itens:

- “I – Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), avaliado e depreciado (ou amortizado, conforme caso específico), considerando os seguintes grupos de contas de ativos:
 - i. Terrenos – Distribuição, Geração;
 - ii. Reservatórios, barragens e adutoras;
 - iii. Edificações, obras civis e benfeitorias – Distribuição, Geração; e
 - iv. Máquinas e equipamentos – Distribuição, Geração.
- II – Intangível, considerando a conta de Servidões;
- III – Almojarifado de operação; e
- IV – Obrigações especiais.”

Ainda de acordo com Aneel (2015a), a BRR é determinada através da avaliação destes grupos de ativos listados. Para isso, é utilizado “o método do Valor Novo de Reposição (VNR), que consiste na valoração de cada ativo, a preços atuais, por todos os gastos necessários para a sua substituição por um ativo idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma

capacidade do ativo existente” (ANEEL, 2015a). A equação (1) traz a equação para o cálculo do VNR.

Sendo que,

$$VNR = VF + COM + CA + JOA \quad (1)$$

Onde,

VF = Valor de Fábrica: corresponde aos equipamentos principais, representados pelas Unidades de Cadastro (UC/UAR), conforme o MCPSE;

COM = Componentes Menores: conjunto de componentes acessórios vinculados a um determinado equipamento principal;

CA = Custos Adicionais: compreende os custos necessários para colocação do bem em operação, incluindo os custos de projeto, gerenciamento, montagem e frete, entre outros, conforme estabelecido no MCSE.

JOA = Juros sobre Obras em Andamento: representa a remuneração da obra em curso e é aplicado para subestações, linhas e redes de distribuição.

Nesse aspecto, Aneel (2015) regulamenta que se deve aplicar para os blocos de ativos “Edificações, Obras Civas e Benfeitorias” e “Subestações” um valor que indique o aproveitamento do ativo no serviço público de distribuição de energia elétrica. Para aplicação deste Índice de Aproveitamento (IA), faz-se, segundo Aneel (2015a), obrigatória “uma análise qualificada do uso, função e/ou atribuição do ativo, diferenciando conveniência de necessidade, no que se refere à atividade concedida de distribuição de energia elétrica.” Este IA empregado sobre os ativos das subestações é chamado de IAS.

Conforme Aneel (2015a), o IAS é definido como:

“O índice de aproveitamento estabelecido para o grupo de ativos que compõem uma subestação (transformador de força, disjuntor, chaves seccionadoras, barramento, transformadores de corrente e de potencial e religadores que compõem o “bay”, do transformador da subestação), resulta da aplicação de um índice que considera o fator de utilização da subestação e a expectativa para os próximos 10 (dez) anos, do crescimento percentual da carga atendida pela subestação.”

Esse índice está limitado a 100% e é calculado pelas equações (2) - (4):

$$FUS = DM/PTI \quad (2)$$

$$ECC = (1 + TCA_1) * (1 + TCA_2) * \dots * (1 + TCA_{10}) \quad (3)$$

$$IAS (\%) = FUS * ECC * 100 \quad (4)$$

Onde,

IAS = Índice de Aproveitamento para Subestação (%);

FUS = Fator de Utilização da Subestação;

DM = Demanda Máxima em MVA verificada nos últimos 2 anos;

PTI = Potência Total Instalada em MVA (ONAF - ventilação forçada, quando houver);

TCA = Estimativa percentual de crescimento anual de carga máxima atendida pela subestação;

ECC = Expectativa de crescimento percentual da carga atendida pela subestação, para o período projetado de dez anos, comprovada pelos demonstrativos de aumento de demanda dos quatro últimos anos. Para efeitos de verificação de consistência, é utilizada a evolução de carga dos últimos quatro anos bem como as premissas de desenvolvimento econômico da área atendida pela respectiva subestação.

Para completar o entendimento da equação (4), Aneel (2015a) apresenta outras definições importantes:

“Subestações: conjunto de bens, de instalações e de serviços de infraestrutura geral, dos módulos de equipamentos gerais e de manobra da subestação (infraestrutura geral, entrada e saída de linha, interligação de barramento, conexão de transformador, conexão de reatores, conexão de capacitores etc.);”

“A demanda para a análise de carregamento é a máxima ocorrida para uma determinada configuração de rede, segregando-se eventuais manobras temporárias ocorridas entre transformadores e/ou subestações. Entende-se por Reserva Imobilizada o bem ou conjunto de bens que, por razões de ordem técnica voltada à garantia e à qualidade do sistema elétrico, embora não estando em serviço, estejam à disposição e que podem entrar em operação, de imediato, ou em curto espaço de tempo.

Quando a demanda máxima multiplicada pela expectativa de crescimento percentual da carga atendida pela subestação, para o período projetado de 10 anos (ECC), for igual ou menor à potência total de (n-1) transformadores instalados, o transformador excluído para esta análise, mesmo que energizado, será considerado como reserva.

A Demanda Máxima (DM) multiplicada pela ECC, na fórmula acima, para o cálculo do índice de aproveitamento, deverá levar em consideração o valor comercial imediatamente superior. Por exemplo: Se DM x ECC for 38,5 MVA, considerar na fórmula, esse produto, como 40 MVA (considerando este o valor comercial superior mais próximo).”

Aneel (2015a) também traz um exemplo prático para auxiliar no entendimento da aplicação do IAS:

“Como exemplo, considere-se uma subestação que possui três transformadores trifásicos instalados, cuja potência unitária seja de 40 MVA, e sua demanda máxima vezes o ECC, seja menor ou igual a 80

MVA = 40 MVA*(3-1): o terceiro transformador será considerado como reserva. Esse equipamento não será considerado no cálculo do índice de aproveitamento da subestação onde se encontra. “

“Os transformadores reservas poderão ser aceitos pela ANEEL, com 100% de aproveitamento, para casos bem específicos (por exemplo: sistemas radiais), desde que devidamente justificados pela concessionária. Também será considerada como reserva a unidade transformadora que esteja instalada em uma região elétrica atendida por mais de uma subestação, desde que cumpra os critérios estabelecidos neste Sub módulo. “

“A aplicação do índice de aproveitamento deve incidir sobre os equipamentos que compõem os *bays* dos transformadores. Os demais bens e instalações devem ser excluídos da aplicação do índice de aproveitamento. “

Por fim, tem-se o trecho escrito por Aneel (2015a), abordando o tratamento de casos atípicos relacionados ao IAS:

“Casos atípicos deverão ser apresentados pela concessionária e serão analisados pela ANEEL. A regra geral estabelece que o planejamento da distribuidora deve representar o mais fielmente possível a realidade do seu crescimento de mercado. Caso esta previsão não se realize, haverá ainda a oportunidade de a concessionária revisar o seu planejamento de curto prazo e ajustar as suas instalações.”

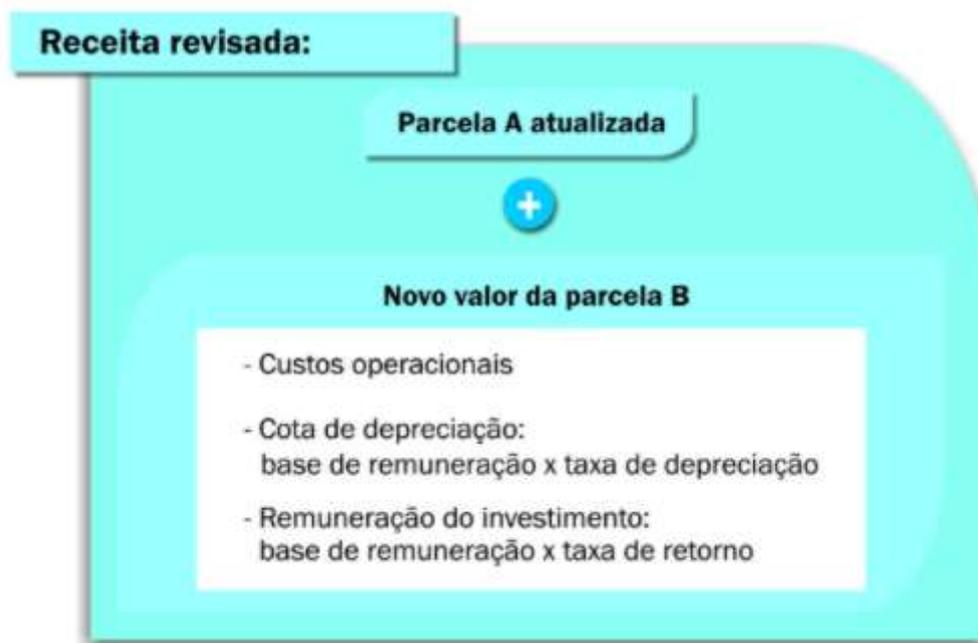
No Brasil, uma tarifa, condicionada ao consumo de energia elétrica, é aplicada sobre os seus consumidores com o objetivo de viabilizar o funcionamento do setor de distribuição (ANEEL, 2016b). Além disso, a tarifação é uma das formas de remunerar o serviço prestado pelas distribuidoras. Nesse aspecto, os custos operacionais e os investimentos em pontos, como a expansão do sistema, o aumento da confiabilidade e a qualidade do fornecimento devem ser considerados na formação deste valor (ANEEL, 2017).

Após o cálculo do IAS e do IA dos demais ativos de cada concessionária, o método de VNR é aplicado sobre estes valores e, posteriormente, o valor final da BRR é consolidado. Com a BRR determinada, são calculadas a Cota de Depreciação e a Remuneração de Capital (ou de Investimento). Estes parâmetros fazem parte do cálculo da “Parcela B” da tarifa que é repassada aos consumidores, citada no parágrafo anterior (ANEEL, 2017).

Esta tarifa, sem aprofundar em seu equacionamento, é formada por dois elementos: a “Parcela A” e a “Parcela B”. A “Parcela A” representa os custos sobre os quais as distribuidoras não têm poder de gestão, estes são chamados de “custos não gerenciáveis”. Esta parcela é repassada diretamente ao consumidor. Por outro lado, a “Parcela B”, denominada de “custos gerenciáveis”, contempla os custos próprios da atividade de distribuição que estão sujeitos ao controle ou influência

das práticas gerenciais adotadas pela empresa (ANEEL, 2017). Esta parcela não é repassada diretamente ao consumidor, antes disso, ela é reajustada com o auxílio de alguns critérios, entre eles, a BRR. A Figura 3 traz como o valor consolidado da BRR é considerado na definição da “Parcela B”.

Figura 3 - Influência da BRR na formação do valor da "Parcela B".



Fonte: Entendendo a Tarifa (ANEEL, 2017).

Portanto, para que esta tarifa, cobrada pelas distribuidoras, seja valorada adequadamente no processo da RTP, a BRR deve estar bem estabelecida e, conseqüentemente, o IAS deve seguir os critérios de planejamento traçados por cada concessionária.

4. MODELO PARA SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE PSDEE

Segundo Bernal-Agustín (1998), as características físicas, operacionais e econômicas dos sistemas de distribuição de energia elétrica fazem com que o problema de PSDEE seja entendido como um problema de PNLIM de grande porte. Problemas deste tipo, definidos como um problema de PNLIM, são difíceis e custosos de solucionar, pois são combinatórios e possuem uma quantidade relevante de variáveis contínuas e inteiras (DIAS, 2019).

Em função disso, é possível encontrar, na literatura especializada, diversas alternativas para resolver este tipo de problema. Tabares (2015), por exemplo, traz um modelo de PLIM e um de PCSOIM para resolver o problema de PSDEE. Nesse aspecto, com base em Tabares (2015), o presente trabalho apresenta a transformação de um modelo de PNLIM em um modelo de PCSOIM para solucionar o problema de PSDEE estático, condicionado à uma restrição relacionada ao IAS.

Para uma melhor compreensão do modelo proposto, o item 4.1 traz as equações modeladas para o problema de PNLIM. Na sequência, o item 4.2 explica as adequações necessárias para torná-lo equivalente à um modelo de PCSOIM. Por fim, o item 4.3 traz as equações referentes à restrição do IAS.

4.1 Modelo de Programação Não Linear Inteiro Misto

As equações (5) - (20) representam o problema de PSDEE solucionado como um problema de PNLIM (TABARES, 2015). A FOB deste modelo, indicada pela equação (5), tem o propósito de minimizar os custos, fixos e os variáveis sob o horizonte de planejamento, envolvidos neste processo. Diante disso, a equação (6) traz o cálculo do custo fixo de Investimentos em Circuitos (IC). A equação (7) mostra o cálculo de outro custo fixo, o de Investimentos em Subestações (ISE). As equações (8) e (9) trazem, respectivamente, os cálculos dos custos variáveis: Custo de Perdas (CPD) e Custo de Operação das Subestações (COS). A função $f(\tau, K) = (1 + \tau)^{-K}$ calcula o valor atual de um custo anual que tem uma duração de K anos em termos de uma taxa de juros τ .

Portanto, a FOB do modelo proposto é:

$$\text{Min}(IC + ISE + CPerdas + COS)(1 + \tau)^{-K} \quad (5)$$

Em que, Investimentos em Circuitos (IC):

$$\sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} c_{ij,a}^f \beta_{ij,a} l_{ij} \quad (6)$$

Investimentos em Subestações (ISE):

$$\sum_{i \in \Omega_{se}} c_i^{se} \sigma_i \quad (7)$$

Custo de Perdas (CPD):

$$\sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} \alpha \phi_l c^p R_a l_{ij} I_{ij,a}^2 f(\tau, K) \quad (8)$$

Custo de Operação das Subestações (COS):

$$\sum_{i \in \Omega_{se}} \alpha \phi_s c_i^v S_i^2 f(\tau, K) \quad (9)$$

Submetida às restrições impostas pelas equações (10) e (11), as quais representam o balanço de potência ativa e reativa, respectivamente. Além destas, a equação (12), responsável pelo o cálculo da magnitude de corrente na linha, e a equação (13), que traz o cálculo da queda de tensão, também são restrições aplicadas.

$$\sum_{kj \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} P_{kj,a} - \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} (P_{ij,a} + R_a l_{ij} I_{ij,a}^2) + P_i^S = P_i^D \quad \forall i \in \Omega_b \quad (10)$$

$$\sum_{kj \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} Q_{kj,a} - \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} (Q_{ij,a} + X_a l_{ij} I_{ij,a}^2) + Q_i^S = Q_i^D \quad \forall i \in \Omega_b \quad (11)$$

$$\tilde{V}_j^2 \hat{I}_{ij}^2 = \hat{P}_{ij}^2 + \hat{Q}_{ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (12)$$

$$V_i^2 - \tilde{V}_j^2 = \sum_{a \in \Omega_a} [2(R_a P_{ij,a} + X_a Q_{ij,a}) l_{ij} + Z_a^2 I_{ij}^2 I_{ij,a}^2] + V b_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (13)$$

Respeitando os limites de operação relacionados à capacidade das SEs, exibidos nas equações (14) e (15), e aos limites de tensão nas barras, apresentados na equação (16), e aos de corrente pelas linhas, definidos na equação (17).

$$S_i^{S^2} = P_i^{S^2} + Q_i^{S^2} \quad \forall i \in \Omega_{se} \quad (14)$$

$$P_i^{S^2} + Q_i^{S^2} \leq (S_i^0)^2 + \sigma_i [2S_i^0 S_i^R + (S_i^R)^2] \quad \forall i \in \Omega_{se} \quad (15)$$

$$\underline{V}^2 \leq V_i^2 \leq \overline{V}^2 \quad \forall i \in \Omega_b \quad (16)$$

$$0 \leq I_{ij,a}^2 \leq \overline{I}^2 \beta_{ij,a} \quad \forall a \in \Omega_a, \forall ij \in \Omega_l \quad (17)$$

Aplicada a condição de radialidade do sistema, estabelecida pela equação (18):

$$\sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} \beta_{ij,a} = |\Omega_b| - |\Omega_{se}| \quad (18)$$

E, por fim, as variáveis binárias que são as encarregadas pela decisão de investimento em SEs, indicada pela equação (19), e de investimento em construção de circuitos, apontada pela equação (20).

$$\sigma_i \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega_{se} \quad (19)$$

$$\beta_{ij,a} \in \{0,1\} \quad \forall a \in \Omega_a, \forall ij \in \Omega_l \quad (20)$$

4.2 Modelo de Programação Cônica de Segunda Ordem Inteiro Misto

Os problemas de Programação Cônica de Segunda Ordem (PCSO) são um exemplo característico de programação convexa, no qual uma função linear com restrições lineares e de cone quadrático é otimizada (DELGADO, 2015). Para que o modelo de PNLIM, explicado no subitem 4.1, apresente estas características e torne-se equivalente a um modelo de PCSOIM, é necessário atender dois requisitos: garantir que os valores de I_{ij}^2 e V_i^2 não sejam negativos e relaxar a equação que calcula a magnitude de corrente na linha, a equação (12).

Além disto, as características relacionadas com: a resistência dos circuitos ser diferente de zero, a factibilidade e a radialidade do sistema serem garantidas e a FOB minimizar as perdas de potência ativa, também são importantes para este processo de transformação (TABARES, 2015).

Para garantir que as variáveis I_{ij}^2 e V_i^2 não sejam negativas, estes termos foram renomeados conforme as equações (21) e (22), respectivamente. Desta forma, implicando em uma transformação das restrições não lineares em restrições quadráticas.

$$I_{ij}^2 = I_{ij}^{QDR} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (21)$$

$$V_i^2 = V_i^{QDR} \quad \forall i \in \Omega_b \quad (22)$$

Em virtude desta substituição, algumas equações devem ser reescritas.

São elas:

A equação do Custo de Perdas (CPD):

$$\sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} \alpha \phi_l c^p R_a l_{ij} I_{ij,a}^{QDR} f(\tau, K) \quad (23)$$

As equações que representam a Primeira e a Segunda Leis de Kirchhoff:

$$\sum_{kj \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} P_{kj,a} - \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} (P_{ij,a} + R_a l_{ij} I_{ij,a}^{QDR}) + P_i^S = P_i^D \quad \forall i \in \Omega_b \quad (24)$$

$$\sum_{kj \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} Q_{kj,a} - \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} (Q_{ij,a} + X_a l_{ij} I_{ij,a}^{QDR}) + Q_i^S = Q_i^D \quad \forall i \in \Omega_b \quad (25)$$

$$\tilde{V}_j^{QDR} \hat{I}_{ij}^{QDR} = \hat{P}_{ij}^2 + \hat{Q}_{ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (26)$$

$$V_i^{QDR} - \tilde{V}_j^{QDR} = \sum_{a \in \Omega_a} [2(R_a P_{ij,a} + X_a Q_{ij,a}) l_{ij} + Z_a^2 l_{ij}^2 I_{ij,a}^{QDR}] + V b_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (27)$$

E as equações referentes aos limites de tensão e corrente:

$$\underline{V}^2 \leq V_i^{QDR} \leq \overline{V}^2 \quad \forall i \in \Omega_b \quad (28)$$

$$0 \leq I_{ij,a}^{QDR} \leq \overline{I}^2 \beta_{ij,a} \quad \forall a \in \Omega_a, \forall ij \in \Omega_l \quad (29)$$

Para que o segundo requisito seja atendido e o modelo torne-se, de fato, um modelo de PCSOIM, precisa-se aumentar o grau de liberdade da equação (12), agora reescrita, como equação (26). Este relaxamento é representado pela equação (30). Portanto, ao cumprir com estas exigências, resulta-se em um modelo de PCSOIM, aplicado à a solução do problema de PSDEE, que busca minimizar a equação (5), considerando as equações (6), (7), (23) e (9), sujeito às restrições impostas pelas equações (24), (25), (30), (27) e (18), respeitando os limites definidos nas equações (14), (15), (28) e (29) e operando com as mesmas variáveis de decisão apresentadas nas equações (19) e (20).

$$\hat{I}_{ij}^{QDR} \geq \frac{\hat{P}_{ij}^2 + \hat{Q}_{ij}^2}{\tilde{V}_j^{QDR}} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (30)$$

4.3 Restrição relacionada ao IAS

Para completar o modelo de PCSOIM, deve-se apresentar as equações para a restrição relacionada ao cálculo do IAS. A equação (31) traz a variável que representa o valor percentual de IAS a ser encontrado para cada SE (IAS_i). Para isso, a variável referente ao fator de utilização de cada SE (FUS_i) deve ser definida através da equação (32). Nas cargas das SEs desta equação, está contemplada a variável de expectativa do crescimento de carga para os próximos dez anos (ECC_i), pois este período é idêntico ao horizonte de planejamento adotado neste trabalho. Por fim, a equação (33), impõe a restrição da variável a um IAS mínimo (IAS_{min}) preestabelecido.

$$IAS_i = FUS_i * ECC_i * 100 \quad \forall i \in \Omega_{se} \quad (31)$$

$$FUS_i = \frac{S_i^M * \sigma_i}{S_i^0 + S_i^R} \quad \forall i \in \Omega_{se} \quad (32)$$

$$IAS_i \geq IAS_{min} \quad \forall i \in \Omega_{se} \quad (33)$$

No entanto, a equação (32) é não linear devido a multiplicação entre a variável contínua que calcula a demanda de cada SE (S_i^M), sem considerar as perdas, e a variável binária que representa a decisão de construção da SE (σ_i). Em função desta característica, produto entre uma variável contínua e uma variável binária, pode-se aplicar um modelo disjuntivo para resolver a não linearidade existente, mantendo a relação de condição entre as variáveis.

Para isso, uma variável Y_i , condicionada ao valor máximo de potência de cada SE ($S_i^0 + S_i^R$), foi criada para associar as variáveis S_i^M e σ_i . A equação (34) encontra a variável S_i^M através do cálculo de um balanço de potência fictício, no qual só existirá fluxo de potência fictício entre os ramos ij (Sn_{ij}^{FIC}) para os circuitos construídos, condição colocada pela equação (36). A equação (35) define a potência demandada da SE (S_i^D).

Nas equações (37) e (38), a variável Y_i é vinculada à variável σ_i , dessa maneira, quando a decisão for de não construir ou repotenciar uma SE ($\sigma_i = 0$), a variável Y_i será zero. Em contrapartida, quando a decisão for de não construir ou repotenciar uma SE ($\sigma_i = 1$), a variável Y_i poderá variar de zero até o limite máximo de potência da SE. Nesta segunda possibilidade, em que a variável σ_i é igual a um, a variável Y_i será igual à variável S_i^M , situação permitida pelas equações (39) e (40).

Desta forma, a equação (32) será reescrita através da equação (41), substituindo a multiplicação entre as variáveis S_i^M e σ_i pela variável Y_i . Por fim, a variável IAS_i será calculada pela equação (31) e submetida à equação (33), em que o valor preestabelecido para o IAS_{min} é indicado na equação (42).

$$\sum_{ji \in \Omega_l} S_{ji}^{FIC} - \sum_{ij \in \Omega_l} S_{ij}^{FIC} + \sum_{ji \in \Omega_l} Sn_{ji}^{FIC} - \sum_{ij \in \Omega_l} Sn_{ij}^{FIC} + S_i^M = S_i^D \quad \forall i \in \Omega_b \quad (34)$$

$$S_i^D = \sqrt{P_i^{D^2} + Q_i^{D^2}} \quad \forall i \in \Omega_b \quad (35)$$

$$-M\beta_{ij,a} \leq Sn_{ij}^{FIC} \leq M\beta_{ij,a} \quad \forall a \in \Omega_a, \forall ij \in \Omega_l \quad (36)$$

$$Y_i \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{se} \quad (37)$$

$$Y_i \leq (S_i^0 + S_i^R) \sigma_i \quad \forall i \in \Omega_{se} \quad (38)$$

$$S_i^M - Y_i \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{se} \quad (39)$$

$$S_i^M - Y_i \leq (S_i^0 + S_i^R)(1 - \sigma_i) \quad \forall i \in \Omega_{se} \quad (40)$$

$$FUS_i = \frac{Y_i}{(S_i^0 + S_i^R)} \quad \forall i \in \Omega_{se} \quad (41)$$

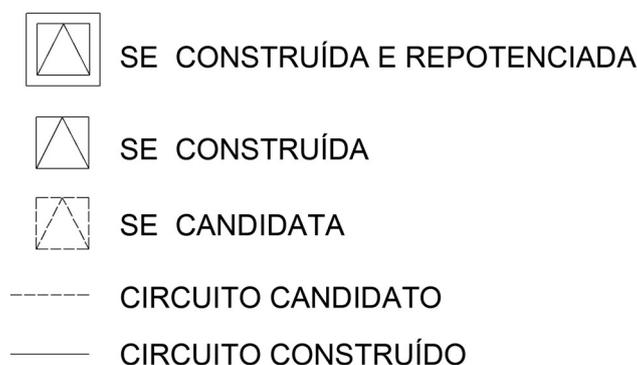
$$IAS_i \geq 70 \sigma_i \quad \forall i \in \Omega_{se} \quad (42)$$

5. RESULTADOS

O modelo proposto foi escrito em Linguagem de Modelagem Matemática (AMPL) e solucionado utilizando o *solver* CPLEX. Para validá-lo e discutir os resultados acerca do problema de PSDEE, dois sistemas disponíveis na literatura especializada foram testados. O primeiro sistema, apresentado na Figura 5, é uma rede de distribuição de 54 barras, 13,5 kV e que pode entregar até 1.078 MVA para alimentar 50 barras de carga. São 17 circuitos existentes, indicados na Tabela 3, e 44 rotas factíveis para a construção de outros novos, apontados na Tabela 4.

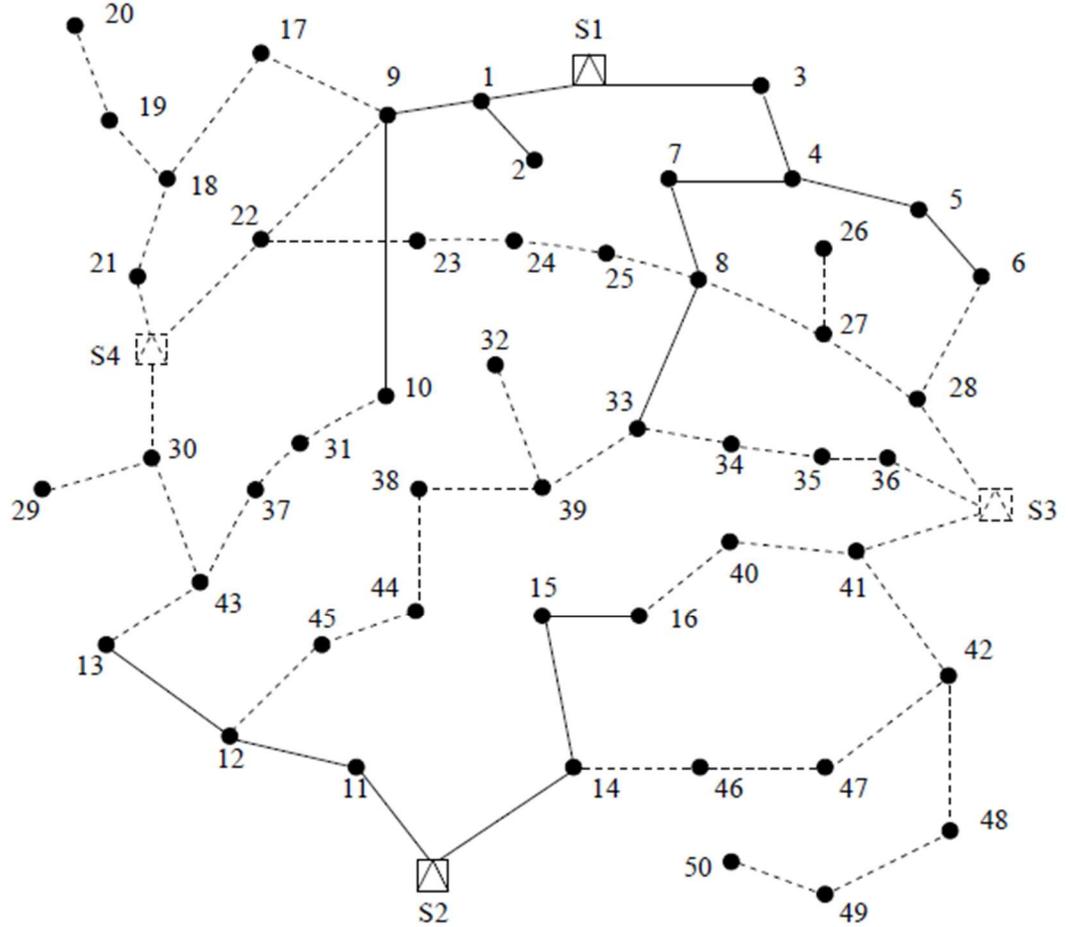
Além disso, este sistema possui duas subestações construídas, S1 e S2, e duas subestações candidatas à construção, S3 e S4. As subestações S1 e S2 têm potencial para serem expandidas, ou seja, elas podem ser repotenciadas. Os dados de barra, de linha e de condutores deste sistema podem ser encontrados em Oliveira, (2010) e no Apêndice A deste trabalho. Na Figura 4, uma legenda para auxiliar a compreensão das próximas figuras é apresentada. Nela, as condições de “construída e repotenciada”, “construída” e “candidata”, para as subestações, e as de “candidato” e “construído”, para os circuitos, são diferenciadas.

Figura 4 - Legenda para as representações dos sistemas testes.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 5 - Sistema de 54 barras (circuitos existentes e rotas factíveis).



Fonte: Oliveira (2010).

Tabela 3 - Circuitos existentes do sistema de 54 barras.

Circuitos Existentes		
1-51	8-7	14-52
3-51	6-5	15-14
4-3	9-1	16-15
7-4	2-1	11-52
5-4	10-9	12-11
12-13	8-33	

Fonte: Elaborado pelo autor.

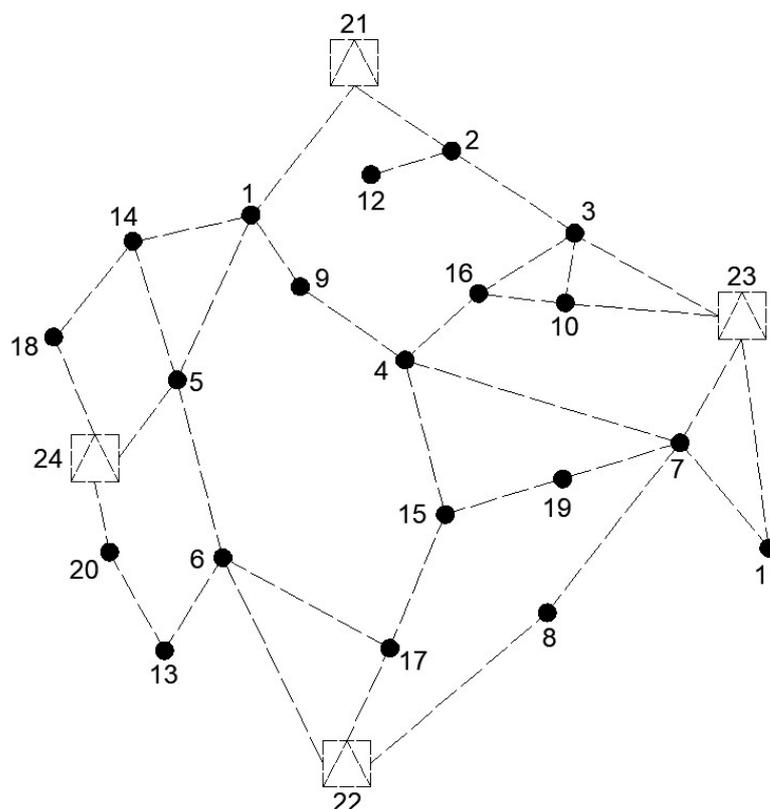
Tabela 4 - Rotas factíveis do sistema de 54 barras.

Rotas Factíveis			
20-19	28-6	33-39	46-47
19-18	25-24	34-33	14-46
18-17	30-54	35-34	27-8
17-9	29-30	36-35	26-27
21-18	43-30	36-53	28-27
21-54	37-43	28-53	38-44
22-54	31-37	41-53	39-38
22-9	10-31	40-41	32-39
23-22	43-13	16-40	49-48
24-23	45-12	42-41	50-49
8-25	44-45	48-42	47-42

Fonte: Elaborado pelo autor.

O segundo sistema testado, adaptado de Tabares (2015), é uma rede de distribuição de 24 barras, 13,8 kV e que pode fornecer até 76 MVA para alimentar 20 barras de carga. Todas as suas 34 rotas são candidatas à construção, incluindo as quatro SEs. Os dados de barra, de linha e de condutores podem ser encontrados tanto em Tabares (2015) quanto no Apêndice B deste trabalho. Por fim, na Figura 6, o sistema de 24 barras é ilustrado.

Figura 6 - Sistema de 24 barras com as suas rotas factíveis.



Fonte: Elaborado pelo autor - adaptado de Tabares (2015)

Para ambos os sistemas, o problema de planeamento é determinístico, estático e previsto para um intervalo de tempo de dez anos. Nesse aspecto, os valores da FOB devem ser atualizados ao Valor Presente Líquido (VPL), aplicando as taxas de juros do mercado. Em todas as simulações, foi considerado um fator de potência médio de 0,92, um desvio máximo de tensão permitido de 5% do valor nominal, um fator de perdas de 0,35, um custo de perdas de energia de 0,05 US\$/kWh e uma taxa de juros de 0,1 a.a. (OLIVEIRA, 2010).

Além disso, os dois sistemas foram comparados entre si, considerando dois cenários. No primeiro, eles são resolvidos através do modelo que considera, em seu conjunto de restrições, a restrição relacionada ao IAS. No segundo, os sistemas são solucionados pelo mesmo modelo, porém sem considerar a restrição imposta pelo IAS. Esta restrição faz com que o modelo, nos seus resultados, sugira para a construção ou repotenciação, apenas as subestações que apresentarem um valor de IAS igual ou superior à 70% de aproveitamento. Este critério foi adotado devido aos dados de entrada dos sistemas serem dados de sistemas testes e não dados de sistemas reais.

Nesse aspecto, é importante destacar que não há, na literatura especializada e nem nos textos normativos da ANEEL, um número mínimo estabelecido como critério de aproveitamento. O trabalho de Benatti (2006), por exemplo, apresentou resultados para o IAS de 80%, 95% e 100%. Por outro lado, em Santo (2018), os valores encontrados foram mais discretos, 35,99% e 58,14%. Desta forma, o que existe, de fato, é a determinação, por parte da ANEEL, para que o valor do IAS seja limitado em 100%. Portanto, cabem às distribuidoras planejarem a sua expansão, considerando o IAS, e realizarem um estudo financeiro com o intuito de avaliar se o percentual calculado é aceitável para que a valoração da BRR seja coerente com o montante investido.

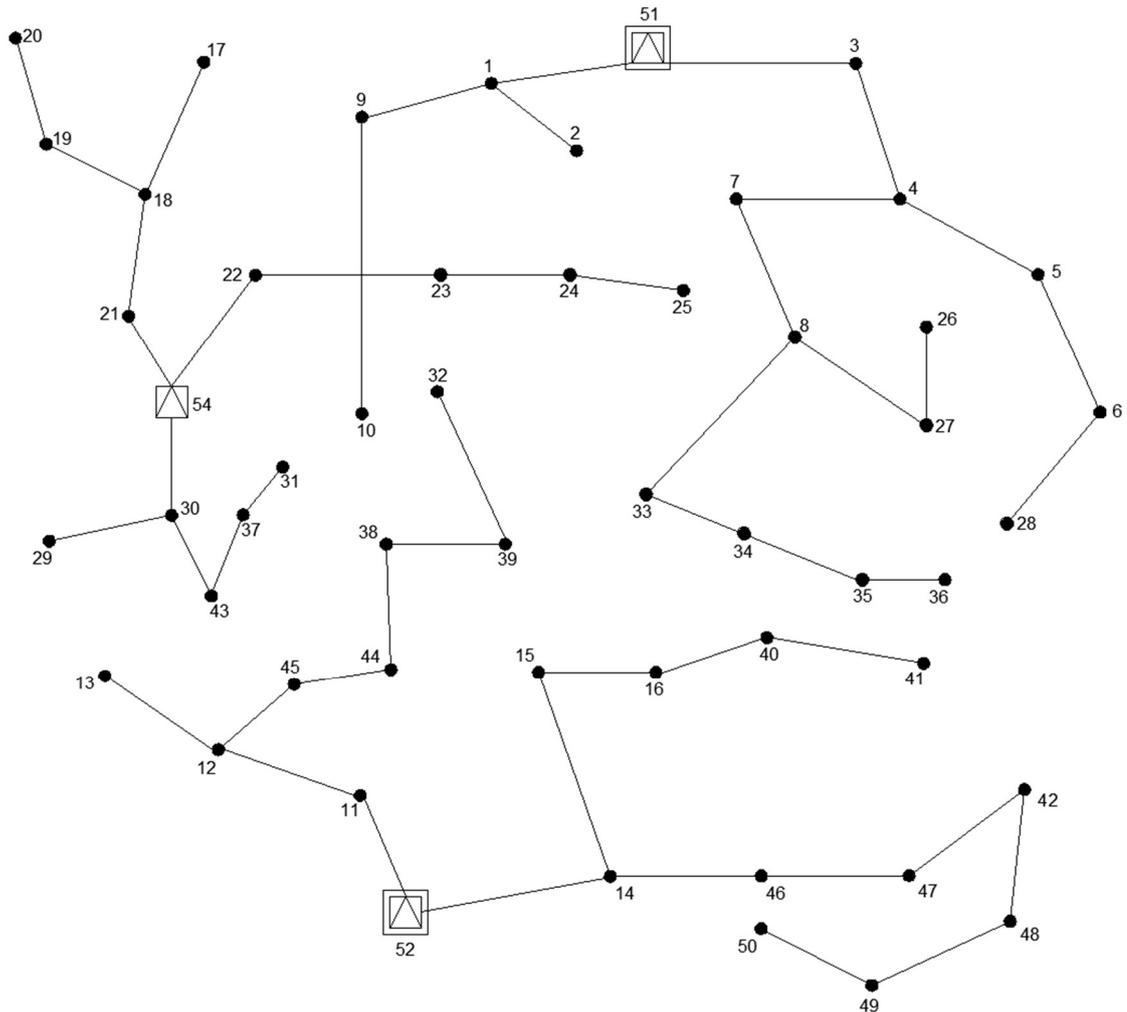
Para o cálculo do IAS, neste trabalho, foram utilizados os valores dos próprios dados de entrada dos sistemas testes, adotando que a demanda destes sistemas é equivalente a demanda para daqui a dez anos. Desta forma, o parâmetro ECC é desconsiderado do cálculo do IAS, pois seu resultado está considerado nos valores de carga dos dados de entrada. A seguir, os resultados das comparações propostas são apresentados e discutidos.

5.1 Sistema de 54 barras com restrição de IAS x Sistema de 54 barras sem restrição de IAS

Como dito anteriormente, ambos os sistemas foram submetidos a duas comparações. Nesta subseção, têm-se os resultados para o sistema de 54 barras, aplicando e sem aplicar a restrição de IAS. A Figura 7 traz a topologia final encontrada pelo modelo, considerando a restrição do IAS. Das 44 rotas factíveis, 33 foram selecionadas. Na Tabela 5, estão identificados os circuitos sugeridos para a construção. Com relação às SEs, a 51 e 52 seriam repotenciadas, a SE 53 não seria construída e a 54 seria selecionada para a construção.

Na Figura 8, está apresentada a topologia obtida sem aplicar a restrição relacionada ao IAS. Novamente, 33 circuitos foram escolhidos. As SEs 53 e 54 seriam construídas juntamente com ramos indicados na Tabela 6, enquanto a SE 51 seria repotenciada e a SE 52 permaneceria sem alteração.

Figura 7 - Sistema de 54 barras obtido considerando a restrição de IAS.



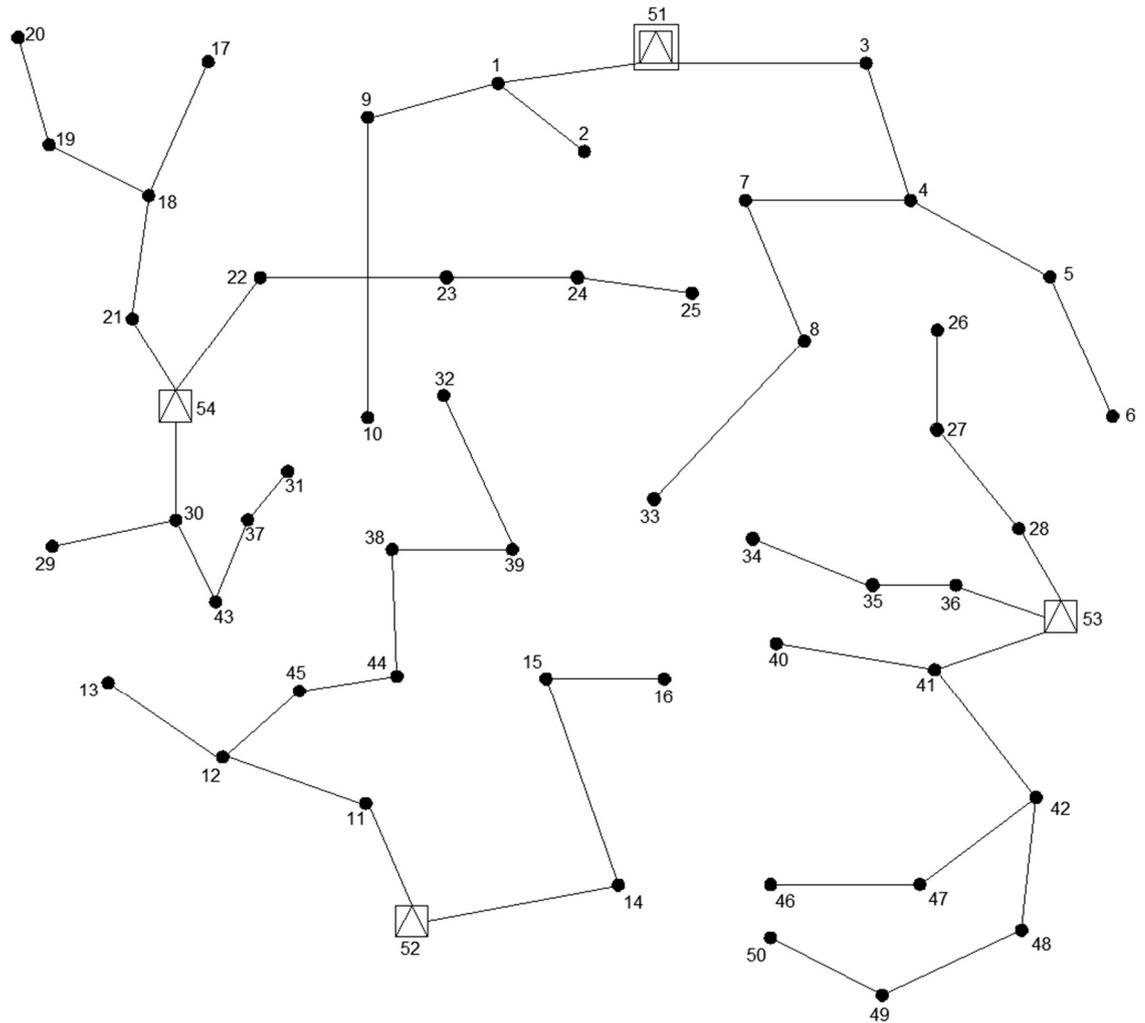
Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 5 - Circuitos sugeridos para a construção considerando a restrição do IAS (Sistema de 54 barras).

Circuitos Sugeridos para a Construção				
20-19	24-23	43-30	32-39	49-48
19-18	25-24	37-43	34-33	50-49
18-17	27-8	31-37	35-34	47-42
21-18	26-27	45-12	36-35	46-47
21-54	28-6	44-45	40-41	14-46
22-54	30-54	38-44	16-40	
23-22	29-30	39-38	48-42	

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 8 - Sistema de 54 barras obtido sem a restrição de IAS.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 6 - Circuitos sugeridos para a construção sem considerar a restrição do IAS (Sistema de 54 barras).

Circuitos Sugeridos para a Construção				
20-19	24-23	37-43	35-34	42-41
19-18	25-24	31-37	36-35	48-42
18-17	26-27	45-12	36-53	49-48
21-18	28-27	44-45	28-53	50-49
21-54	30-54	38-44	41-53	47-42
22-54	29-30	39-38	40-41	46-47
23-22	43-30	32-39		

Fonte: Elaborado pelo autor.

Do ponto de vista do planejamento, os resultados ilustrados nas Figuras 7 e 8 possuem arranjos de circuitos diferentes, mas ambos são radiais. Ao compará-los, é possível identificar cinco situações em que os ramos seriam construídos no teste considerando a restrição do IAS, mas não seriam construídos na simulação sem aplicar esta restrição. Em contrapartida, houve mais cinco ocasiões em que os ramos não seriam construídos no ensaio com a restrição do IAS, porém seriam construídos no teste sem considerá-la. A Tabela 7 traz o resumo destas alterações.

Tabela 7 - Resumo das modificações (Sistema de 54 barras).

Circuitos Modificados		
Circuitos	Com Restrição de IAS	Sem restrição de IAS
14-46	construído	não construído
16-40	construído	não construído
28-6	construído	não construído
28-27	não construído	construído
28-53	não construído	construído
27-8	construído	não construído
34-33	construído	não construído
36-53	não construído	construído
41-53	não construído	construído
42-41	não construído	construído

Fonte: Elaborado pelo autor.

No quesito financeiro, o custo de construção de circuitos para as duas condições foi bem similar, representando apenas uma diferença de 0,95% acima para o sistema obtido com a restrição do IAS. Esta desigualdade pode ser explicada pelo fato de que este sistema ficou 94 metros mais longo do que o sistema que não considerou a restrição do IAS. Com relação às perdas, o sistema com a restrição de IAS apresentou valores de resistência e reatância maiores do que o sistema que não considerou esta restrição e, conseqüentemente, mostrou um custo de perdas cerca de 57% mais caro.

Por outro lado, o custo de construção de SEs apresentou uma diferença percentual de 28,5% a mais para o sistema sem a restrição de IAS, algo natural, pois uma SE a menos é construída. Quanto à operação destas, a Tabela 8 indica que o sistema com a restrição de IAS seria responsável por manter duas SEs repotenciadas e uma SE nova em funcionamento, enquanto o sistema sem a restrição de IAS deveria preservar em serviço duas SEs recém construídas e uma

SE repotenciada. Nesse aspecto, o custo de operação de SEs para o sistema com a restrição de IAS ficou, em torno, de 34% acima do que o valor previsto pelo sistema sem a restrição de IAS. Para finalizar, o valor final da FOB para o sistema com restrição de IAS foi de \$ 4.438.356,66 e para o sistema sem a restrição foi de \$ 3.545.675,93, resultando em uma diferença de 25%. A Tabela 9 traz o comparativo destes valores.

Tabela 8 - Resumo da condição final de cada SE (Sistema de 54 barras).

Resumo SEs		
SEs	Com Restrição de IAS	Sem restrição de IAS
51	Repotenciada	Repotenciada
52	Repotenciada	Não Repotenciada
53	Não Construída	Construída
54	Construída	Construída

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 9 - Resumo dos custos para o sistema de 54 barras.

Resumo dos Custos			
Custos	Com Restrição de IAS	Sem Restrição de IAS	Diferença Percentual
Custo de Construção de Circuitos	\$ 39.952,00	\$ 39.576,00	0,950%
Custo de Construção de SEs	\$ 420.004,20	\$ 540.004,20	28,57%
Custo de Perdas	\$ 13.467,20	\$ 8.582,73	56,91%
Custo de Operação de SEs	\$ 3.964.933,26	\$ 2.957.513,00	34,06%
FOB	\$ 4.438.356,66	\$ 3.545.675,93	25,17%

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 10 exhibe os resultados para os cálculos do IAS. Para o sistema com a restrição de IAS, todas as SEs indicadas à construção ou à repotenciação, como esperado, apresentaram um IAS superior à 70%. A SE 54, sugerida à construção, apresentou um índice de 78,85% e as SEs 51 e 52, sugeridas à repotenciação, alcançaram um IAS de 79,36% e 73,03%, respectivamente. Como a SE 53 não seria construída, esta não possui valor de IAS.

Para o teste sem considerar a restrição de IAS, o cálculo do índice foi realizado separadamente. A SE 52, como não seria repotenciada, não apresenta valor de IAS. As SEs 53 e 54, indicadas à construção, apresentaram um IAS de 63,96% e 78,85%, respectivamente. Por fim, a SE 51, indicada à repotenciação, atingiu um IAS de 62%.

Tabela 10 - Valores de IAS para as SEs do sistema de 54 barras.

Resumo IAS		
SEs	Com Restrição de IAS	Sem restrição de IAS
51	79,36%	62,00%
52	73,03%	-
53	-	63,96%
54	78,85%	78,85%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Ao olhar para esses números, é possível afirmar que o modelo proposto foi validado, pois pode-se inferir que, para o sistema que aborda a restrição de IAS, essas SEs seriam mais bem aproveitadas, uma vez que todos os valores foram superiores à 70%, conforme imposto pela restrição. Em contrapartida, o sistema gerado sem considerar a restrição de IAS, embora tenha apresentado duas SEs mal aproveitadas, as SEs 51 e 53, apresentou um valor final para a FOB menor do que o sistema encontrado através do modelo que possui a restrição do IAS.

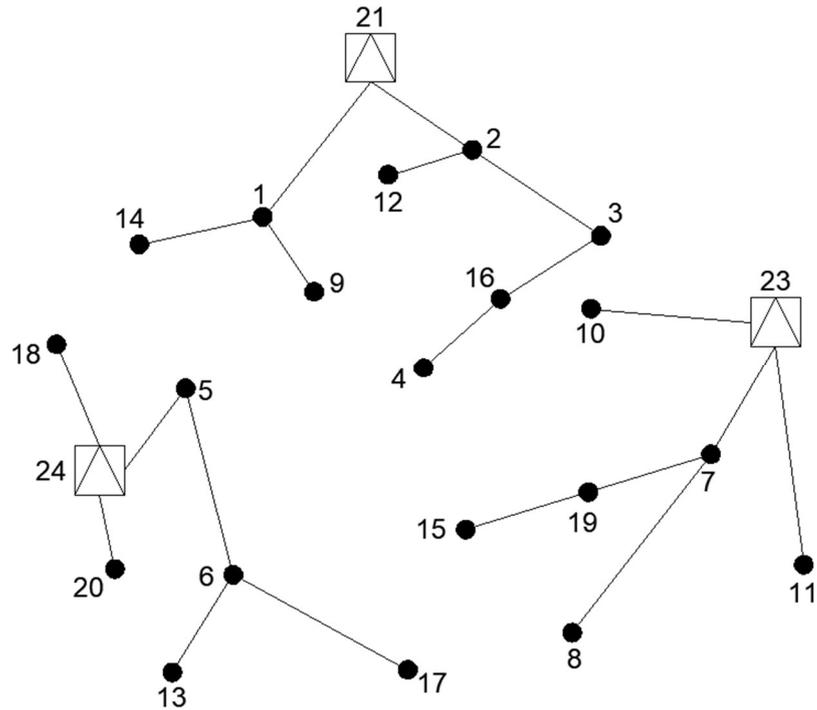
Nesse aspecto, em virtude do caráter regulatório do IAS no Brasil, o sistema encontrado pelo modelo que inclui a restrição relacionada ao índice, embora mais caro, seria o resultado a ser adotado pelas distribuidoras nacionais. Dessa forma, os investimentos a serem realizados estariam seguindo a orientação da ANEEL de serem investimentos prudentes. Portanto, estes investimentos seriam bem valorados na BRR e, posteriormente, reembolsados às distribuidoras através da tarifa.

5.2 Sistema de 24 barras com restrição de IAS x Sistema de 24 barras sem restrição de IAS

Nesta subseção, têm-se os resultados para o sistema de 24 barras, considerando e sem considerar a restrição de IAS. Na Figura 9, é apresentado o sistema gerado com a aplicação da restrição de IAS. Das 34 rotas possíveis, 20 foram selecionadas para a construção. A Tabela 11 aponta estes casos. Para as SEs, as 21, 23 e 24 seriam construídas e a SE 22 não seria.

A Figura 10 traz a disposição final do sistema encontrado pelo modelo sem a restrição do IAS. Na Tabela 12, estão identificados os 20 circuitos sugeridos para a construção. Com relação as SEs, novamente as 21, 23 e 24 seriam construídas e a SE 22 não seria construída.

Figura 9 - Sistema de 24 barras obtido considerando a restrição de IAS.



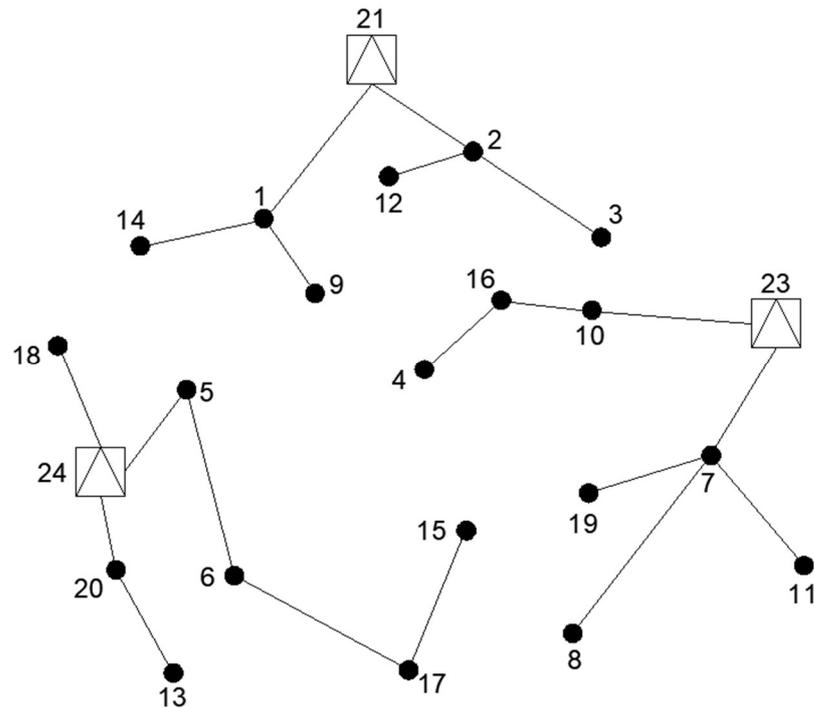
Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 11 - Circuitos sugeridos para a construção considerando a restrição do IAS (Sistema de 24 barras).

Circuitos Sugeridos para a Construção			
1-9	2-21	6-13	10-23
1-14	3-16	6-17	11-23
1-21	4-16	7-8	15-19
2-3	5-6	7-19	18-24
2-12	5-24	7-23	20-24

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 10 - Sistema de 24 barras obtido sem a restrição de IAS.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 12 - Circuitos sugeridos para a construção sem considerar a restrição do IAS (Sistema de 54 barras).

Circuitos Sugeridos para a Construção			
1-9	2-21	7-8	10-23
1-14	4-16	7-11	13-20
1-21	5-6	7-19	15-17
2-3	5-24	7-23	18-24
2-12	6-17	10-16	20-24

Fonte: Elaborado pelo autor.

As Figuras 9 e 10 trazem os resultados sob a ótica do planejamento. Assim como na comparação do subitem 5.1, os sistemas são radiais, mas apresentam arranjos de circuitos diferentes. Ao confrontá-los, é possível reconhecer quatro ocorrências em que os ramos seriam construídos na simulação com o IAS, mas não seriam no teste sem o IAS. Por outro lado, houve mais quatro casos em que os ramos não seriam construídos no ensaio com o IAS, porém seriam construídos na simulação sem o IAS. A Tabela 13 traz um resumo destas alterações.

Tabela 13 - Resumo das modificações (Sistema de 24 barras).

Circuitos Modificados		
Circuitos	Com Restrição de IAS	Sem Restrição de IAS
3-16	construído	não construído
6-13	construído	não construído
7-11	não construído	construído
10-16	não construído	construído
11-23	construído	não construído
13-20	não construído	construído
15-17	não construído	construído
15-19	construído	não construído

Fonte: Elaborado pelo autor.

Do ponto de vista econômico, o custo de construção de circuitos para o sistema que considerou a restrição do IAS ficou 4,56% mais caro do que o sistema que não aplicou a restrição do IAS. Esta diferença pode ser explicada pelo fato de que este sistema ficou 1300 metros mais longo do que o sistema que não considerou a restrição do IAS. Com relação às perdas, o sistema com a restrição de IAS apresentou valores de resistência e reatância um pouco maiores do que o sistema que não considerou esta restrição e, conseqüentemente, mostrou um custo de perdas cerca de 0,27% mais caro.

A Tabela 14 aponta que para ambos os sistemas, com e sem a restrição do IAS, as SEs 21, 23 e 24 foram sugeridas para a construção. Dessa forma, o custo de construção de SEs e o custo de operação de SEs foram iguais para as duas condições, \$ 13.309.170,00 e \$ 3.132.842.730,95, respectivamente. Por fim, o valor final da FOB para o sistema com restrição de IAS foi ligeiramente maior do que o sistema que não considerou a restrição de IAS, apenas uma diferença de 0,00042%. A Tabela 15 traz o comparativo destes números.

Tabela 14 - Resumo da condição final de cada SE (Sistema de 24 barras).

Resumo SEs		
SEs	Com Restrição de IAS	Sem restrição de IAS
21	Construída	Construída
22	Não Construída	Não Construída
23	Construída	Construída
24	Construída	Construída

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 15 - Resumo dos custos para o sistema de 24 barras.

Resumo dos Custos			
Custos	Com Restrição de IAS	Sem Restrição de IAS	Diferença Percentual
Custo de Construção de Circuitos	\$ 298.000,00	\$ 285.000,00	4,56%
Custo de Construção de SEs	\$ 13.309.170,00	\$ 13.309.170,00	0,00%
Custo de Perdas	\$ 57.894,96	\$ 57.736,49	0,27%
Custo de Operação de SEs	\$ 3.132.842.730,95	\$ 3.132.842.730,95	0,00%
FOB	\$ 3.146.507.795,91	\$ 3.146.494.637,44	0,00042%

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 16 traz os resultados para os cálculos do IAS. Assim como no subitem 5.1, para o sistema encontrado pelo modelo que considerou a restrição de IAS, todas as SEs indicadas à construção apresentaram um IAS superior à 70%. A SE 21 atingiu um índice de 83,79%, sendo o maior percentual, as SEs 23 e 24 alcançaram valores mais discretos, 73,74% e 74,63%, respectivamente. Como a SE 22 não seria construída, esta não possui valor de IAS. Para a simulação em que o modelo não considerou a restrição do índice, o seu cálculo foi feito separadamente. A SE 22, como não seria construída, não foi calculado o seu valor de IAS. As SEs 23 e 24 obtiveram um IAS de 84,51% e 84,35%, respectivamente. No entanto, a SE 21 atingiu um IAS de apenas 62%.

Tabela 16 - Valores de IAS para as SEs do sistema de 24 barras.

Resumo IAS		
SEs	Com Restrição de IAS	Sem restrição de IAS
21	83,79%	68,85%
22	-	-
23	73,74%	84,51%
24	74,63%	84,35%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Análogo ao que foi constatado nas comparações entre os sistemas de 54 barras, pode-se afirmar que as SEs do sistema com a restrição do IAS foram mais bem aproveitadas, pois todas atenderam ao valor mínimo exigido pela restrição. Por outro lado, somente a SE 21 do sistema sem a restrição do IAS apresentou um valor menor que 70%, situação que aproximou muito os valores finais para os dois casos. Apesar disso, financeiramente, o sistema com a restrição de IAS ficou um pouco mais caro do que a outra possibilidade. Portanto, mais uma vez em função do caráter regulatório da aplicação do IAS no Brasil, o sistema encontrado pelo modelo que contempla a restrição relacionada ao índice, embora mais custoso, seria o resultado a ser praticado pelas concessionárias nacionais.

6. CONCLUSÃO

Neste trabalho, um modelo de PCSOIM foi proposto para solucionar o problema de PSDEE, visando a minimização dos investimentos em construção de circuitos e subestações, dos custos de operação destas subestações e dos custos relativos às perdas de potência ativa destes sistemas. Além disso, o modelo trouxe, em seu conjunto de restrições, a abordagem de um índice de avaliação utilizado pela ANEEL para garantir que os investimentos realizados pelas distribuidoras sejam prudentes e, conseqüentemente, remunerados de forma correta.

Dois sistemas, um de 24 e outro de 54 barras, foram utilizados para validar o modelo. Ambos os sistemas foram testados considerando dois cenários, um no qual o IAS é limitado em um valor mínimo e outro adotando o relaxamento desta restrição. Os resultados do primeiro caso, no qual o IAS é limitado, construíram sistemas mais longos, uma vez que o aproveitamento das SEs está sendo maximizado. Em função disto, estes sistemas apresentaram custos de construção de circuitos e de perdas de potência ativa maiores. Por outro lado, os sistemas obtidos pelo modelo com relaxamento da restrição do IAS apresentaram custos menores, tendo em vista que, neste caso, o modelo não está restrito. Deste modo, permitindo uma liberdade maior para distribuir as cargas entre as SEs de forma a minimizar custos.

Nesse aspecto, em função do caráter obrigatório da aplicação do IAS no Brasil, os sistemas encontrados pelo modelo que inclui a restrição relacionada ao IAS, embora mais onerosos, seriam os resultados mais satisfatórios para as distribuidoras nacionais, pois no contexto do cenário atual os seus investimentos seriam passíveis de reembolso. No entanto, o fato de que os custos dos sistemas, considerando a restrição de IAS, serem maiores que os custos dos sistemas com a restrição relaxada, pode ser avaliado futuramente com relação ao retorno financeiro, como sugerido em Malagoli et al. (2006) e em Benatti (2006).

6.1 Trabalhos Futuros

A sequência deste trabalho pode ser pautada na continuidade da aplicação do IAS. Neste contexto, os sistemas testes podem ser implementados e o IAS pode ser avaliado sob outras condições. Dessa forma, diferentes elementos, existentes no problema de PSDEE, podem ser acrescentados nas equações do

modelo de solução proposto. Considerar a existência de bancos de capacitores, reguladores de tensão e trabalhar com a contribuição de energia proveniente de FER são exemplos do que pode ser adicionado ao modelo.

Além disso, os níveis de confiabilidade destes sistemas poderiam ser avaliados, utilizando os resultados encontrados ou inserindo o cálculo dos índices de confiabilidade ao modelo matemático. Por fim, o fato de o custo da FOB ser menor, para os sistemas que não consideraram a restrição de IAS, abre margem para uma discussão futura em relação ao retorno financeiro atribuído na revisão da tarifa.

7. REFERÊNCIAS

AGHEI et al. *Distribution expansion planning considering reliability and security of energy using modified PSO (Particle Swarm Optimization) algorithm*. *Energy*, v. 65, p. 398–411, 2013.

AHMED, H. M. A.; ELTANTAWY, A. B.; SALAMA, M. M. A. *Electrical Power and Energy Systems A reliability-based Stochastic Planning Framework for AC-DC Hybrid Smart Distribution Systems*. *Electrical Power and Energy Systems*, v. 107, n. November 2018, p. 10–18, 2019.

ANEEL. A Tarifa de Energia Elétrica. Superintendência de Gestão Tarifária (SGT). Aneel, 15 de mar. de 2016a. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/tarifas>>. Acesso em: 07 de mar. de 2021.

ANEEL. Cálculo Tarifário e Metodologias. Superintendência de Gestão Tarifária (SGT). Aneel, 01 de mar. de 2016b. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia>>. Acesso em: 07 de mar. de 2021.

ANEEL. Entendendo a Tarifa. Superintendência de Gestão Tarifária (SGT). Aneel, 05 de jul. de 2017. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa>>. Acesso em: 07 de mar. de 2021.

ANEEL. Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD). Aneel, 23 de ago. de 2019. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/conteudos-relacionados-distribuicao/-/asset_publisher/hrGWK1e8xMyp/content/plano-de-desenvolvimento-da-distribuicao-pdd-/656827?inheritRedirect=false>. Acesso em: 20 de mar. de 2020.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição. v. Revisão 7, 2016c.

ANEEL. Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET Módulo 2. Submódulo 2.3 - Base de Remuneração Regulatória. v.2.0, 2015a.

ANEEL. Resolução ANEEL n° 493, de 03 de setembro de 2002. Estabelece metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração, visando a revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Norma Federal. Publicado no Diário Oficial em 04 de setembro de 2002.

ANEEL. Resolução Normativa n° 435, de 24 de maio de 2011a. Define a estrutura dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários. Norma Federal. Publicado no Diário Oficial em 30 de maio de 2011.

ANEEL. Resolução Normativa n° 457, de 8 de novembro de 2011b. Aprova o Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, o qual define a metodologia e os procedimentos gerais para realização do Terceiro Ciclo de

Revisões Tarifárias Periódicas das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - 3CRTP. Norma Federal. Publicado no Diário Oficial em 11 de novembro de 2011.

ANEEL. Resolução Normativa nº 686, de 17 de novembro de 2015b. Aprova o Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que define a metodologia de Base de Remuneração Regulatória das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Norma Federal. Publicado no Diário Oficial em 23 de novembro de 2015.

ASENSIO, M.; MU, G. *Bi-Level Approach to Distribution Network and Considering Demand Response*. v. 32, n. 6, p. 4298–4309, 2017.

BAQUERO, J. F. F. *Estratégia de Decomposição para Resolver o Problema de Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição*. 2012. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira - SP, 2012.

BEN, I. et al. *Optimal network reconfiguration and renewable DG integration considering time sequence variation in load and DGs*. *Renewable Energy*, v. 121, p. 66–80, 2018.

BENATTI, M.L. *Determinação de Capacidade Ideal para Transformadores de Subestações*. SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SENDI), XVII, 2006, Belo Horizonte-MG. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), 2006, p. 1-11.

BERNAL-AGUSTÍN, J. L. *Aplicación de Algoritmos Genéticos al Diseño Optimo de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*. Tese (Doutorado em Engenharia Industrial) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Zaragoza, Zaragoza, 1998.

BERNARDO, N. *Evolução da Gestão da Qualidade de Serviço de Energia Elétrica no Brasil*. 2013. 65 f. Monografia (Curso de Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Rio de Janeiro: Escola Politécnica. Rio de Janeiro, RJ.

CAMARGO, V. L. V. DE. *Algoritmo Genético Especializado Aplicado ao Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira - SP, 2014.

CH, Y.; GOSWAMI, S. K.; CHATTERJEE, D. *Electrical Power and Energy Systems Effect of network reconfiguration on power quality of distribution system*. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 83, p. 87–95, 2016.

COSSI, A. M. *Planejamento de Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Média e Baixa Tensão*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira - SP, 2008.

DELGADO, M. A. J. DE. *Otimização de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Radiais usando Programação Cônica de Segunda Ordem Inteira Mista*.

Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira - SP, 2015.

DELGADO, G.; CONTRERAS, J.; ARROYO, J. *Distribution Network Expansion Planning with an Explicit Formulation for Reliability Assessment*. p. 1–14, 2017.

DELGADO, G.; CONTRERAS, J.; ARROYO, J. *Multistage Generation and Network Expansion Planning in Distribution Systems Considering Uncertainty and Reliability*. *IEEE Transactions on Power Systems*. v. 31, n. 5, 2016.

DIAS, T. D. L. Programação Estocástica Aplicada ao Planejamento de Sistemas de Distribuição considerando Geração Distribuída e Emissões de CO₂. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira - SP, 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE. Nota Técnica DEA 13/15 – Demanda de Energia 2050. p. 154, janeiro de 2016.

FAN, V. H. *Stochastic Distribution Expansion Planning with Wind Power Generation and Electric Vehicles Considering Carbon Emissions*. p. 63–67, 2020.

GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. *A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research*. *Electric Power Systems Research*, Amsterdam, v. 121, p. 89–100, 2015.

GHOLIZADEH-ROSHANAGH, R.; ZARE, K. *Electric Power Distribution System Expansion Planning Considering Cost Elasticity of Demand*. v. 13, p. 5229–5236, 2019.

GRIGSBY, L. L. *Electric Power Engineering Handbook*. Boca Raton, FL: CRC/IEEE Press, 2001.

GUPTA, N.; SWARNKAR, A.; NIAZI, K. R. *Electrical Power and Energy Systems Distribution network reconfiguration for power quality and reliability improvement using Genetic Algorithms*. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 54, p. 664–671, 2014.

HEIDARI, S.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; KAZEMI, S. *Considering Distribution Automation*. v. 30, n. 3, p. 1261–1269, 2015.

HOOSHMAND, E.; RABIEE, A. *Energy management in distribution systems, considering the impact of reconfiguration, RESs, ESSs and DR : A trade-off between cost and reliability*. *Renewable Energy*, v. 139, p. 346–358, 2019.

JOOSHAKI, M.; ABBASPOUR, A.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; MOEINI-AGHTAIE. *MILP Model of Electricity Distribution System Expansion Planning Considering Incentive Reliability Regulations*. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 34, n. 6, p. 4300–4316, 2019.

KAVOUSI-FARD, A.; NIKNAM, T. *Multi-objective stochastic Distribution Feeder Reconfiguration from the reliability point of view*. *Energy*, v. 64, p. 342–354, 2013.

KNIGHT, U. G. W. *The Logical Design of Electrical Networks using Linear Programming Methods*. *Proceedings of the IEE – Part A: Power Engineering, Stevenage*, v. 107, n. 33, p.306–314, June 1960.

KOUTSOUKIS, N. C.; GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. *Multistage Coordinated Planning of Active Distribution Networks*. v. 33, n. 1, p. 32–44, 2018.

KUMAR, D. et al. *Multi-objective design of advanced power distribution networks using restricted population based multi-objective seeker-optimisation algorithm and fuzzy-operator*. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 9, Iss.11, pp. 1195-1215, 2015.

LAVORATO, M. et al. *A Constructive Heuristic Algorithm for Distribution System Planning*. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 25, n. 3, p. 1734–1742, 2010.

LOTERO, R. C.; CONTRERAS, J. *Distribution System Planning With Reliability*. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 26, n. 4, p. 2552–2562, 2011.

MALAGOLI, C. V.S. et al. O Índice de Aproveitamento de Subestações e o Planejamento da Expansão: um Estudo de Caso. SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SENDI), XVII, 2006, Belo Horizonte-MG. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), 2006, p. 1-9.

MANTOVANI, J. R. S. et al. *Multiobjective multistage distribution system planning using tabu search*. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 8, n.1, p. 35-45, 2013.

MILOCA, S. A. et al. *Electrical Power and Energy Systems Expansion planning problem in distribution systems with reliability evaluation: An application in real network using georeferenced database*. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 70, p. 9–16, 2015.

MIRANDA, J. V. RANITO, e PROENÇA, L. M. *Genetic algorithm in optimal multistage distribution network planning*. *IEEE Transactions on Power Systems*. p. 1927–1933, November 1994.

NAHMAN, J. M.; PERI, D. M. *Electrical Power and Energy Systems Radial distribution network planning under uncertainty by applying different reliability cost models*. v. 117, n. September 2019, 2020.

NAHMAN, J. M.; PERI, D. M. *Optimal planning of radial distribution networks by simulated annealing technique*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(2):790–795, May 2008.

NOBRE, M. M. Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica através do Custo da Interrupção para o Consumidor Industrial e dos Indicadores de Continuidade (DEC

e FEC). Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá – MG, 2017.

OLIVEIRA, M. L. DE. Planejamento Integrado da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas - SP, p. 216, 2010.

PANDA, G. et al. *Distribution System Planning considering Reliable Feeder Routing. IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 6, Iss.6, pp. 503-514, 2012.

PELEGRINI, M. A. Avaliação de Padrões Construtivos de Linhas, Subestações e Redes de Distribuição considerando simultaneamente aspectos Regulatórios, Econômicos, Técnicos e do Ambiente. SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SENDI), XXII, 2016, Curitiba - PR. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), 2006, p. 01-12.

PEREIRA, R. M. Estabelecimento de Metodologia Multicritérios para Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição. Monografia (Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência – CESEP. Ênfase: Supervisão, Controle e Proteção de SEP) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, 2014.

PINHEIRO, L. M. G. Decisão de Investimento em Ambiente de Incerteza à Análise de Viabilidade de Projetos de Subtransmissão e Distribuição. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

PINTO, R. S.; UNSIHUAY-VILA, C.; FERNANDES, T. S. P. *Multi-objective and Multi-period Distribution Expansion Planning considering Reliability, Distributed Generation and Self-healing*. v. 13, p. 219–228, 2019.

POMALIS, M.; LEBORGNE, R. C.; ROSSINI, E. A Influência da Metodologia de Regulação nos Indicadores de Continuidade DEC e FEC. p. 1–6, 2014.

QUALIDADE DO SERVIÇO. ANEEL, 2016. Disponível em <<https://www.aneel.gov.br/qualidade-do-servico2>>. Acessado em 30 de maio de 2020.

SANTO, W. C. Definição de um Procedimento para a Classificação de Instalações do Sistema de Distribuição de Alta Tensão no contexto da Confiabilidade. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Paraná, Curitiba - PR, 2018.

SANTOS, S. F. et al. *Impacts of optimal energy storage deployment and network reconfiguration on renewable integration level in distribution systems*. v. 185, p. 44–55, 2017.

SILVEIRA, C. S. et al. Ferramenta de Apoio à Avaliação de Planos de Obras de Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica com Viés Regulatório. *LATIN-*

AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION (CLAGTEE), 10th, 2013.

SOARES, D. R. Por que o preço da energia varia entre as distribuidoras? Texto de Discussão do Setor Elétrico, TDSE n° 47. Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL). Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Rio de Janeiro - RJ, 2012.

SOUZA, R. F. F. Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição usando a Metaheurística de Busca em Vizinhança Variável. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2011.

TABARES, A. P. Planejamento Dinâmico a Longo Prazo de Ativos de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Considerando a Incorporação de Diferentes Tipos de Elementos Adicionais de Expansão. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira - SP, 2015.

TABARES, A. et al. *Multistage Long-Term Expansion Planning of Electrical Distribution Systems Considering Multiple Alternatives*. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, p. 1900–1914, 2016.

VARGAS, E. L. Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição através da Simulação de Alternativas e Análise Multicritério. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria - RS, 2015.

APÊNDICE A – Dados do sistema de 54 barras

Figura 11 - Dados de barras do sistema de 54 barras.

Dados de Barras								
Barras	Tipo	FP	Sdem.(kVA)	Sger. (kVA)	Sger.(kVA)	Seno	P(kW)	Q(kVar)
51	1	0,92	0,0000	167	167	0,4359	0,0000	0,0000
52	1	0,92	0,0000	167	133	0,4359	0,0000	0,0000
53	1	0,92	0,0000	0	222	0,4359	0,0000	0,0000
54	1	0,92	0,0000	0	222	0,4359	0,0000	0,0000
2	0	0,92	42,0405	0	0	0,4359	38,6773	18,3250
3	0	0,92	15,0270	0	0	0,4359	13,8248	6,5501
4	0	0,92	6,9778	0	0	0,4359	6,4196	3,0416
5	0	0,92	11,0023	0	0	0,4359	10,1221	4,7958
6	0	0,92	26,0292	0	0	0,4359	23,9469	11,3459
7	0	0,92	6,9778	0	0	0,4359	6,4196	3,0416
8	0	0,92	10,0180	0	0	0,4359	9,2166	4,3667
9	0	0,92	19,0079	0	0	0,4359	17,4873	8,2854
10	0	0,92	11,9867	0	0	0,4359	11,0278	5,2249
11	0	0,92	29,0259	0	0	0,4359	26,7038	12,6521
12	0	0,92	2,9967	0	0	0,4359	2,7570	1,3062
13	0	0,92	18,0236	0	0	0,4359	16,5817	7,8563
14	0	0,92	11,0023	0	0	0,4359	10,1221	4,7958
15	0	0,92	10,0180	0	0	0,4359	9,2166	4,3667
16	0	0,92	13,9989	0	0	0,4359	12,8790	6,1020
17	0	0,92	19,0079	0	0	0,4359	17,4873	8,2854
18	0	0,92	6,9778	0	0	0,4359	6,4196	3,0416
19	0	0,92	11,9867	0	0	0,4359	11,0278	5,2249
20	0	0,92	13,9989	0	0	0,4359	12,8790	6,1020
21	0	0,92	8,0056	0	0	0,4359	7,3652	3,4896
22	0	0,92	18,0236	0	0	0,4359	16,5817	7,8563
23	0	0,92	11,0023	0	0	0,4359	10,1221	4,7958
24	0	0,92	10,0180	0	0	0,4359	9,2166	4,3667
25	0	0,92	5,0090	0	0	0,4359	4,6083	2,1834
26	0	0,92	8,9900	0	0	0,4359	8,2708	3,9187
27	0	0,92	11,9867	0	0	0,4359	11,0278	5,2249
28	0	0,92	15,0270	0	0	0,4359	13,8248	6,5501
29	0	0,92	6,9778	0	0	0,4359	6,4196	3,0416
30	0	0,92	13,9989	0	0	0,4359	12,8790	6,1020
31	0	0,92	26,0292	0	0	0,4359	23,9469	11,3459
32	0	0,92	6,9778	0	0	0,4359	6,4196	3,0416
33	0	0,92	16,9956	0	0	0,4359	15,6360	7,4082
34	0	0,92	29,0259	0	0	0,4359	26,7038	12,6521
35	0	0,92	11,9867	0	0	0,4359	11,0278	5,2249
36	0	0,92	8,9900	0	0	0,4359	8,2708	3,9187
37	0	0,92	2,9967	0	0	0,4359	2,7570	1,3062
38	0	0,92	21,0202	0	0	0,4359	19,3386	9,1625
39	0	0,92	11,0023	0	0	0,4359	10,1221	4,7958
40	0	0,92	10,0180	0	0	0,4359	9,2166	4,3667
41	0	0,92	13,9989	0	0	0,4359	12,8790	6,1020
42	0	0,92	8,9900	0	0	0,4359	8,2708	3,9187
43	0	0,92	11,9867	0	0	0,4359	11,0278	5,2249
44	0	0,92	13,0146	0	0	0,4359	11,9734	5,6729
45	0	0,92	13,9989	0	0	0,4359	12,8790	6,1020
46	0	0,92	8,0056	0	0	0,4359	7,3652	3,4896
47	0	0,92	18,0236	0	0	0,4359	16,5817	7,8563
48	0	0,92	10,0180	0	0	0,4359	9,2166	4,3667
49	0	0,92	8,0056	0	0	0,4359	7,3652	3,4896
50	0	0,92	5,0090	0	0	0,4359	4,6083	2,1834
51	0	0,92	8,0056	0	0	0,4359	7,3652	3,4896

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 12 - Dados de linha do sistema de 54 barras - Parte 1.

Dados de Circuitos						
De	Para	Comprimento (km)	Resistência/km	Reatância/km	Resistência	Reatância
1	51	0,2810	6,6607	4,5936	1,8716	1,2908
3	51	0,2180	6,6607	4,5936	1,4520	1,0014
4	3	0,3120	6,6607	4,5936	2,0781	1,4332
7	4	0,2500	6,6607	4,5936	1,6652	1,1484
5	4	0,3120	6,6607	4,5936	2,0781	1,4332
8	7	0,3120	6,6607	4,5936	2,0781	1,4332
6	5	0,2500	6,6607	4,5936	1,6652	1,1484
9	1	0,3430	6,6607	4,5936	2,2846	1,5756
2	1	0,3120	6,6607	4,5936	2,0781	1,4332
10	9	0,7180	6,6607	4,5936	4,7824	3,2982
14	52	0,3750	6,6607	4,5936	2,4978	1,7226
15	14	0,3750	6,6607	4,5936	2,4978	1,7226
16	15	0,2810	6,6607	4,5936	1,8716	1,2908
11	52	0,2810	6,6607	4,5936	1,8716	1,2908
12	11	0,3120	6,6607	4,5936	2,0781	1,4332
13	12	0,4370	6,6607	4,5936	2,9107	2,0074
20	19	0,3120	6,6607	4,5936	2,0781	1,4332
19	18	0,2500	6,6607	4,5936	1,6652	1,1484
18	17	0,4060	6,6607	4,5936	2,7042	1,8650
17	9	0,4300	6,6607	4,5936	2,8641	1,9752
21	18	0,3120	6,6607	4,5936	2,0781	1,4332
21	54	0,2500	6,6607	4,5936	1,6652	1,1484
22	54	0,3750	6,6607	4,5936	2,4978	1,7226
22	9	0,4680	6,6607	4,5936	3,1172	2,1498
23	22	0,3430	6,6607	4,5936	2,2846	1,5756
24	23	0,2810	6,6607	4,5936	1,8716	1,2908
25	24	0,2180	6,6607	4,5936	1,4520	1,0014
8	25	0,2810	6,6607	4,5936	1,8716	1,2908
27	8	0,3750	6,6607	4,5936	2,4978	1,7226
26	27	0,3430	6,6607	4,5936	2,2846	1,5756
28	27	0,3120	6,6607	4,5936	2,0781	1,4332

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 13 - Dados de linha do sistema de 54 barras - Parte 2.

Dados de Circuitos						
De	Para	Comprimento (km)	Resistência/km	Reatância/km	Resistência	Reatância
28	6	0,5000	6,6607	4,5936	3,3303	2,2968
30	104	0,2810	6,6607	4,5936	1,8716	1,2908
29	30	0,3120	6,6607	4,5936	2,0781	1,4332
43	30	0,4060	6,6607	4,5936	2,7042	1,8650
37	43	0,2500	6,6607	4,5936	1,6652	1,1484
31	37	0,1870	6,6607	4,5936	1,2455	0,8590
10	31	0,3120	6,6607	4,5936	2,0781	1,4332
43	13	0,3750	6,6607	4,5936	2,4978	1,7226
45	12	0,2500	6,6607	4,5936	1,6652	1,1484
44	45	0,2180	6,6607	4,5936	1,4520	1,0014
38	44	0,3120	6,6607	4,5936	2,0781	1,4332
39	38	0,3430	6,6607	4,5936	2,2846	1,5756
32	39	0,4060	6,6607	4,5936	2,7042	1,8650
33	39	0,2810	6,6607	4,5936	1,8716	1,2908
8	33	0,4680	6,6607	4,5936	3,1172	2,1498
34	33	0,1870	6,6607	4,5936	1,2455	0,8590
35	34	0,2180	6,6607	4,5936	1,4520	1,0014
36	35	0,2180	6,6607	4,5936	1,4520	1,0014
36	53	0,2500	6,6607	4,5936	1,6652	1,1484
28	53	0,3120	6,6607	4,5936	2,0781	1,4332
41	53	0,3120	6,6607	4,5936	2,0781	1,4332
40	41	0,3750	6,6607	4,5936	2,4978	1,7226
16	40	0,2500	6,6607	4,5936	1,6652	1,1484
42	41	0,3750	6,6607	4,5936	2,4978	1,7226
48	42	0,2500	6,6607	4,5936	1,6652	1,1484
49	48	0,3750	6,6607	4,5936	2,4978	1,7226
50	49	0,2180	6,6607	4,5936	1,4520	1,0014
47	42	0,3120	6,6607	4,5936	2,0781	1,4332
46	47	0,3120	6,6607	4,5936	2,0781	1,4332
14	46	0,3430	6,6607	4,5936	2,2846	1,5756

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 14 - Dados de condutor do sistema de 54 barras.

Dados de Condutor				
TIPO COND	IMAX (A)	CD_R (Ω /km)	CD_X (Ω /km)	CD_C (US\$/km)
1	90	6,6607	4,5936	4000

Fonte: Elaborado pelo autor.

APÊNDICE B – Dados do sistema de 24 barras

Figura 15 - Dados de barra do sistema de 24 barras.

Dados de Barras								
Barras	Tipo	FP	Sdem.(kVA)	Sger. (kVA)	Sger.(kVA)	Seno	P(kW)	Q(kVar)
21	1	0,92	0,0000	7000	15000	0,4359	0,0000	0,0000
22	1	0,92	0,0000	5000	17000	0,4359	0,0000	0,0000
23	1	0,92	0,0000	0	17000	0,4359	0,0000	0,0000
24	1	0,92	0,0000	0	15000	0,4359	0,0000	0,0000
2	0	0,92	5420,0025	0	0	0,4359	4986,4023	2362,5243
3	0	0,92	1209,9963	0	0	0,4359	1113,1966	527,4252
4	0	0,92	3980,0026	0	0	0,4359	3661,6024	1734,8429
5	0	0,92	2433,6070	0	0	0,4359	2238,9185	1060,7847
6	0	0,92	469,9974	0	0	0,4359	432,3976	204,8671
7	0	0,92	1811,4475	0	0	0,4359	1666,5317	789,5917
8	0	0,92	4359,9971	0	0	0,4359	4011,1973	1900,4787
9	0	0,92	940,0038	0	0	0,4359	864,8035	409,7382
10	0	0,92	1769,9972	0	0	0,4359	1628,3974	771,5239
11	0	0,92	2400,0024	0	0	0,4359	2208,0022	1046,1368
12	0	0,92	2799,9955	0	0	0,4359	2575,9959	1220,4897
13	0	0,92	1290,0002	0	0	0,4359	1186,8002	562,2980
14	0	0,92	1866,7670	0	0	0,4359	1717,4256	813,7049
15	0	0,92	3159,9998	0	0	0,4359	2907,1999	1377,4120
16	0	0,92	1619,9974	0	0	0,4359	1490,3976	706,1405
17	0	0,92	1219,9959	0	0	0,4359	1122,3962	531,7839
18	0	0,92	2400,0024	0	0	0,4359	2208,0022	1046,1368
19	0	0,92	2100,0033	0	0	0,4359	1932,0031	915,3702
20	0	0,92	1810,0033	0	0	0,4359	1665,2031	788,9622
21	0	0,92	3789,9966	0	0	0,4359	3486,7969	1652,0212

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 16 - Dados de linha do sistema de 24 barras.

Dados de Circuitos						
De	Para	Comprimento (km)	Resistência/km	Reatância/km	Resistência	Reatância
1	5	2,22	0,407	0,38	0,9035	0,8436
1	9	1,2	0,407	0,38	0,4884	0,4560
1	14	1,2	0,407	0,38	0,4884	0,4560
1	21	2,2	0,407	0,38	0,8954	0,8360
2	3	2	0,407	0,38	0,8140	0,7600
2	12	1,1	0,407	0,38	0,4477	0,4180
2	21	1,7	0,407	0,38	0,6919	0,6460
3	10	1,1	0,407	0,38	0,4477	0,4180
3	16	1,2	0,407	0,38	0,4884	0,4560
3	23	1,2	0,407	0,38	0,4884	0,4560
4	7	2,6	0,407	0,38	1,0582	0,9880
4	9	1,2	0,407	0,38	0,4884	0,4560
4	15	1,6	0,407	0,38	0,6512	0,6080
4	16	1,3	0,407	0,38	0,5291	0,4940
5	6	2,4	0,407	0,38	0,9768	0,9120
5	24	0,7	0,407	0,38	0,2849	0,2660
6	13	1,2	0,407	0,38	0,4884	0,4560
6	17	2,2	0,407	0,38	0,8954	0,8360
6	22	2,6	0,407	0,38	1,0582	0,9880
7	8	2	0,407	0,38	0,8140	0,7600
7	11	1,1	0,407	0,38	0,4477	0,4180
7	19	1,6	0,407	0,38	0,6512	0,6080
7	23	0,9	0,407	0,38	0,3663	0,342
8	22	2	0,407	0,38	0,8140	0,7600
10	16	0,8	0,407	0,38	0,3256	0,3040
10	23	1,3	0,407	0,38	0,5291	0,4940
11	23	1,6	0,407	0,38	0,6512	0,6080
13	20	1,2	0,407	0,38	0,4884	0,4560
14	18	1	0,407	0,38	0,4070	0,3800
15	17	1,2	0,407	0,38	0,4884	0,4560
15	19	1,6	0,407	0,38	0,6512	0,6080
17	22	1,5	0,407	0,38	0,6105	0,5700
18	24	1,5	0,407	0,38	0,6105	0,5700
20	24	0,9	0,407	0,38	0,3663	0,3420

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 17 - Dados de condutor do sistema de 24 barras.

Dados de Condutor				
TIPO COND	IMAX (A)	CD_R (Ω /km)	CD_X (Ω /km)	CD_C (US\$/km)
2	314	0,407	0,38	35

Fonte: Elaborado pelo autor.