

INSTITUTO DE TECNOLOGIA PARA O DESENVOLVIMENTO

FULVIO MASCHIO

PRIORIZAÇÃO DINÂMICA E ESPACIAL DE ALIMENTADORES PARA O
CORTE SELETIVO DE CARGA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

CURITIBA

2019

FULVIO MASCHIO

PRIORIZAÇÃO DINÂMICA E ESPACIAL DE ALIMENTADORES PARA O
CORTE SELETIVO DE CARGA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento de Tecnologia, Área de Concentração Sistemas Energéticos – Convencionais e Alternativos, do Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, em parceria com o Instituto de Engenharia do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Desenvolvimento de Tecnologia.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki
Coorientador: Dr. Luciano C. Siebert

CURITIBA

2019

M395p Maschio, Fulvio.
Priorização dinâmica e espacial de alimentadores para o corte seletivo de carga em redes de distribuição / Fulvio Maschio. – Curitiba, 2019.
97 p. il. ; 30 cm.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki.

Dissertação (Mestrado) – Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, Institutos Lactec – Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento de Tecnologia, 2019.

Inclui Referências bibliográficas.

1. Fluxo de potência ótimo. 2. Priorização fuzzy. 3. Corte de carga. 4. ERAC. 5. PMC. I. Aoki, Alexandre Rasi. II. Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, Institutos Lactec – Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento de Tecnologia. III. Título.

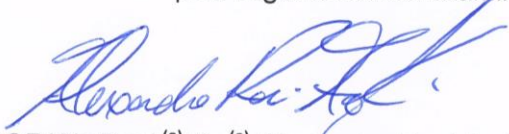
CDD 621.3191


TERMO DE APROVAÇÃO

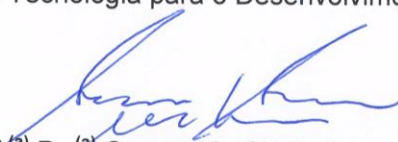
FULVIO MASCHIO


PRIORIZAÇÃO DINÂMICA E ESPACIAL DE ALIMENTADORES PARA O CORTE SELETIVO DE CARGA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Trabalho de conclusão de curso aprovado como requisito para obtenção do grau de Mestre, no Mestrado Profissional do Programa de Pós-graduação em Desenvolvimento de Tecnologia, realização do Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (LACTEC) em parceria com o Instituto de Engenharia do Paraná (IEP), pela seguinte banca examinadora:


ORIENTADOR(A): Prof.^(a) Dr.^(a) Alexandre Rasi Aoki
UFPR/Mestrado Profissional do LACTEC


Prof.^(a) Dr.^(a) Lúcio de Medeiros
Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (LACTEC)


Prof.^(a) Dr.^(a) Cresencio Silvio Segura Salas
Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (LACTEC)


Prof.^(a) Dr.^(a) Thelma S. Piazza Fernandes
Universidade Federal do Paraná (UFPR)

Curitiba, 31 de maio de 2019.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha companheira de caminhada, “meu amorzinho” Ana Carolina Ventura Porfirio, pela paciência e apoio, fundamentais em vários momentos.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki pela paciência, orientação e pulso firme. O desenvolvimento desse trabalho não teria sido possível sem a sua ajuda.

Ao meu coorientador, Dr. Luciano Cavalcanti Siebert pelas contribuições e disposição em ajudar, ultrapassando fronteiras.

Aos professores Dr. Cresencio Silvio Segura Salas e Dr. Lúcio de Medeiros cujas contribuições fornecidas na banca de qualificação e defesa engrandeceram essa dissertação.

À Profa. Dra. Thelma Solange Piazza Fernandes pela transferência de conhecimento fundamental para o desenvolvimento desse trabalho e pelas contribuições fornecidas na banca de defesa.

Ao Romão Kowaltschuk pela oportunidade e confiança. É uma satisfação enorme compartilhar o mesmo ambiente de trabalho e aprender cada vez mais com profissionais como você.

Ao projeto de P&D - PD 2866-0404/2014 – CORTE SELETIVO DE CARGA EM CONSUMIDORES E ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO pelo apoio financeiro indispensável para a realização do programa de Mestrado Profissional.

A todos que contribuíram de alguma forma para a conclusão deste trabalho.

RESUMO

Para manter o balanço entre consumo e oferta de energia em curto prazo existe um planejamento, que está sujeito a imprevistos que interferem em sua dinâmica. Grandes eventos no Sistema Interligado Nacional podem ter como consequências variação em sua frequência e tensão, e os centros de operação em tempo real devem agir de forma rápida e eficaz para evitar consequências mais graves, como o colapso do sistema. Para isso, os órgãos reguladores estabelecem procedimentos que devem ser respeitados pelos agentes do sistema elétrico, entre eles o Esquema Regional de Alívio de Carga e o Plano de Corte Manual de Carga. Para auxiliar os responsáveis na elaboração desses procedimentos, este trabalho propõe uma metodologia alternativa de corte seletivo de carga de alimentadores em redes de distribuição, baseado na sua localização e carregamento instantâneo. Duas abordagens foram utilizadas para distribuir o montante de corte de carga de alimentadores, uma utilizando fluxo de potência ótimo e outra através de uma divisão proporcional pela região geoeletrica. A priorização dos alimentadores foi desenvolvida utilizando lógica *fuzzy*, tendo como dados de entrada a quantidade de consumidores por classe de consumo, as potências máxima e instantânea, indicadores de continuidade e a distância para a região central. O modelo proposto utilizou dados reais de um sistema de 406 subestações, 615 linhas e 1962 alimentadores, atingindo os resultados para todos os cortes de carga solicitados e eliminando cortes desnecessários em subestações. A vantagem do fluxo de potência ótimo em relação à divisão proporcional pela região geoeletrica é que traz uma metodologia mais robusta, com parâmetros elétricos definidos visando minimizar o impacto no Sistema Interligado Nacional. A lógica *fuzzy* mostrou ser uma alternativa para priorização dos alimentadores, uma vez que não apresentou resultados iguais para alimentadores distintos em uma mesma subestação, e quando agrupados por região, poucos resultados iguais. A utilização de variáveis como potência instantânea, georreferenciamento do alimentador e indicadores de continuidade como variáveis de priorização de alimentadores representa uma melhoria nas metodologias atualmente utilizadas, pois traz dinamismo para atualização dos procedimentos, redução dos impactos no corte de carga e isonomia aos consumidores.

Palavras-chave: fluxo de potência ótimo, priorização *fuzzy*, corte de carga, ERAC, PCMC, rede de distribuição.

ABSTRACT

To keep the balance between energy consumption and supply in short-term there is a planning, which is subject to contingencies that interfere with its dynamics. Major events in the National Interconnected System can lead to variations in their frequency and voltage, and real-time operation centers must act quickly and effectively to avoid more serious consequences, such as system collapse. For this, the regulators establish procedures that must be respected by the agents of the electric system, among them the Regional Load Relief Scheme and the Manual Load Shed Plan. In order to assist those responsible in the elaboration of these procedures, this work proposes an alternative selective load-shedding methodology of feeders in distribution networks based on their location and instant loading. Two approaches were used to distribute the load-shedding amount of feeders, one using optimal power flow and the other through a proportional division by the geoelectric region. The feeders prioritization was developed using fuzzy logic, using as input data the number of consumers per consumption class, maximum and instantaneous power, continuity indicators, and distance to the central region. The proposed model used real data from a system of 406 substations, 615 lines and 1962 feeders, reaching all the requested load sheds and avoiding unnecessary sheds in substations. The advantage of the optimal power flow compared to the proportional division by the geoelectric region is that it brings a more robust methodology, with electrical parameters defined in order to minimize the impact in the National Interconnected System. The fuzzy logic proved to be an alternative for prioritizing feeders, since did not present equal results for different feeders in the same substation, and when grouped by region, few similar results. The use of variables such as instantaneous power, feeder georeferencing, and continuity indicators as feeder prioritization variables represent an improvement in the current methodologies, since it brings dynamism to updating procedures, reduce impacts on load shedding and provides isonomy to consumers.

Keywords: optimal power flow, fuzzy ordering (prioritization), load shedding, ERAC, PCMC, distribution network.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 - POSSÍVEIS CONSEQUÊNCIAS ASSOCIADOS AOS APAGÕES.....	19
FIGURA 2 - TELA DO SISTEMA ECAM DA EDP BANDEIRANTE EM 2016	30
FIGURA 3 - TELA DO SISTEMA ECAM DA EDP BANDEIRANTE EM 2018	31
FIGURA 4 - MÓDULO PCMC DO SAGA DA CEMIG	33
FIGURA 5 - EXEMPLO DE SAÍDA DO MODULO PCMC DO SAGA DA CEMIG	33
FIGURA 6 - EXEMPLO DE FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA	34
FIGURA 7 - TÉCNICAS DE CORTE DE CARGA	38
FIGURA 8 – EXEMPLO DE REPRESENTAÇÃO GERORREFERNCIADA DO ALIMENTADOR COUTO PEREIRA.....	51
FIGURA 9 - VISÃO GERAL DAS ETAPAS DA METODOLOGIA DE CORTE SELETIVO DE CARGA	54
FIGURA 10 - FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA PARA POTÊNCIA INSTANTÂNEA	57
FIGURA 11 - FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA PARA POTÊNCIA MÁXIMA	58
FIGURA 12 - FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA PARA CONSUMIDORES INDUSTRIAIS	59
FIGURA 13 - FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA PARA CONSUMIDORES COMERCIAIS	60
FIGURA 14 - FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA PARA CONSUMIDORES RESIDENCIAIS	61
FIGURA 15 - FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA PARA CHI	62
FIGURA 16 - FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA PARA CI.....	63
FIGURA 17 - FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA PARA DISTÂNCIA	64
FIGURA 18 - FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA DA VARIÁVEL DE SAÍDA	67
FIGURA 19 - FLUXOGRAMA PARA SELEÇÃO DE ALIMENTADORES PARA CORTE ATRAVÉS DO FPO	70
FIGURA 20 - FLUXOGRAMA PARA SELEÇÃO DE ALIMENTADORES PARA CORTE ATRAVÉS DIVISÃO PROPORCIONAL PELA REGIÃO GEOELÉTRICA ...	71
FIGURA 21 - EXCEDENTE x CORTE SOLICITADO.....	88

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - EXEMPLO DE MODELOS PADRONIZADO DA SÍNTESE DO PCMC .	14
TABELA 2 - APAGÕES SIGNIFICATIVOS NO MUNDO ENTRE 2003 E 2015	20
TABELA 3 - RELAÇÃO ENTRE OS PRINCIPAIS PROBLEMAS E O TEMPO DISPONÍVEL PARA AÇÕES DE PREVENÇÃO DOS APAGÕES	21
TABELA 4 - PERCENTUAL DE CORTE DE CARGA DA REGIÃO SUL EM FUNÇÃO DO ESTÁGIO DO ERAC.....	23
TABELA 5 - DEMANDA MÁXIMA POR ALIMENTADOR INTEGRALIZADA NA HORA EM CADA PATAMAR DE CARGA	26
TABELA 6 - QUANTIDADE DE CONSUMIDORES POR ALIMENTADOR AGRUPADO POR CLASSE DE CONSUMO	27
TABELA 7 - EXEMPLO DE TABELA DE PRIORIZAÇÃO DE CORTE DE CARGA..	28
TABELA 8 - EXEMPLO DE TABELA DE PRIORIZAÇÃO DE CORTE DE CARGA DISPONIBILIZADA AOS OPERADORES DA COPEL DISTRIBUIÇÃO	29
TABELA 9 - EXEMPLO DE TABELA DE PRIORIZAÇÃO DE CORTE DE CARGA DISPONIBILIZADA AOS OPERADORES DA CEMIG	32
TABELA 10 - PRIORIDADE HORÁRIA POR CLASSE DE CONSUMO	45
TABELA 11 - RESUMO DAS TÉCNICAS UTILIZADAS PARA CORTE DE CARGA POR TRABALHO	48
TABELA 12 - EXEMPLO DE DADOS DAS BARRAS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE AT	52
TABELA 13 - EXEMPLO DE DADOS DAS LINHAS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE AT	53
TABELA 14 - REGRAS DE INFERÊNCIA DO MÉTODO <i>FUZZY</i>	66
TABELA 15 - CORTE DE CARGA SOLICITADO PELO ONS PARA O PCMC POR VALOR DE FREQUÊNCIA.....	74
TABELA 16 - EXEMPLO DE SOLICITAÇÃO DE 95 MW DE CORTE DE CARGA ATRAVÉS DO FPO.....	74
TABELA 17 - EXEMPLO DE SOLICITAÇÃO DE 229 MW DE CORTE DE CARGA ATRAVÉS DO FPO.....	75
TABELA 18 - EXEMPLO DE SOLICITAÇÃO DE 381 MW DE CORTE DE CARGA ATRAVÉS DO FPO.....	76

TABELA 19 - DISTRIBUIÇÃO DO MONTANTE DE CARGA SOLICITADO ATRAVÉS DO FPO.....	77
TABELA 20 - DISTRIBUIÇÃO DO MONTANTE DE CARGA SOLICITADO ATRAVÉS DA DIVISÃO PROPORCIONAL PELA REGIÃO GEOELÉTRICA.....	78
TABELA 21 - QUANTIDADE DE ALIMENTADORES COM IPC COINCIDENTE AGRUPADOS POR SUBESTAÇÃO	79
TABELA 22 - QUANTIDADE DE ALIMENTADORES COM IPC COINCIDENTE AGRUPADOS POR REGIÃO.....	79
TABELA 23 - EXEMPLO DE EFETIVAÇÃO DE CORTE DE CARGA DE 95 MW ATRAVÉS DO FPO.....	80
TABELA 24 - EXEMPLO DE EFETIVAÇÃO DE CORTE DE CARGA DE 229 MW ATRAVÉS DO FPO.....	81
TABELA 25 - EXEMPLO DE EFETIVAÇÃO DE CORTE DE CARGA DE 381 MW ATRAVÉS DO FPO.....	82
TABELA 26 - EXEMPLO DE EFETIVAÇÃO DE CORTE DE CARGA DE 95 MW ATRAVÉS DA DIVISÃO PELA REGIÃO GEOELÉTRICA.....	83
TABELA 27 - EXEMPLO DE EFETIVAÇÃO DE CORTE DE CARGA DE 229 MW ATRAVÉS DA DIVISÃO PELA REGIÃO GEOELÉTRICA.....	84
TABELA 28 - EXEMPLO DE EFETIVAÇÃO DE CORTE DE CARGA DE 381 MW ATRAVÉS DA DIVISÃO PELA REGIÃO GEOELÉTRICA.....	85
TABELA 29 - COMPARAÇÃO DA EFETIVAÇÃO DO CORTE DE CARGA ENTRE OS MÉTODOS.....	86
TABELA 30 - QUANTIDADE DE ALIMENTADORES SELECIONADOS PARA O CORTE.....	87

LISTA DE SIGLAS

AG - Algoritmos Genéticos.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANFIS - Sistemas Inferência Neuro-*Fuzzy* Adaptativos.

AT - Alta Tensão.

BT - Baixa Tensão.

CHI - Consumidor-Hora Interrompido.

CI - Consumidor Interrompido.

COD - Centro de Operação de Distribuição.

COT - Centro de Operação da Transmissão.

CSL - Centro-Sul.

DIT - Demais Instalações de Transmissão.

ECAM - Esquema de Corte para Alívio de Carga.

ECE - Esquema de Controle de Emergência.

ECS - Esquema de Controle de Segurança.

EPROSS - Esquema de Proteção de Subtensão Sustentada.

ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga.

FPO - Fluxo de Potência Ótimo.

GD - Geração Distribuída.

GLD - Gerenciamento pelo Lado da Demanda.

IO - Instrução de Operação.

IPC - Indicador de Prioridade de Corte

LDAT - Linha de Distribuição de Alta Tensão.

LES - Leste.

LT - Linha de Transmissão.

MT - Média Tensão.

NRO - Noroeste.

NRT - Norte.

OES - Oeste.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico.

PCMC - Plano de Corte Manual de Carga.

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

PSO - Otimização por Enxame de Partículas, do inglês *Particle Swarm Optimization*.

RA - Religador Automático

RAM - Memória de acesso aleatório, do inglês *Random Access Memory*.

RNA - Redes Neurais Artificiais.

SAGA - Sistema de Aquisição de Grandezas Analógicas.

SASE - Sistema de Automação de Subestações.

SEP - Sistemas Especiais de Proteção.

SIN - Sistema Interligado Nacional.

SSC - Sistema de Supervisão e Controle.

TOS - Técnico de Operação do Sistema.

UC - Unidade Consumidora.

VIP - Pessoa muito importante, do inglês *Very Important Person*.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	CONTEXTO	13
1.2	OBJETIVOS	15
1.3	JUSTIFICATIVA	15
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	16
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	18
2.1	CONSEQUÊNCIAS DAS FALHAS DE FORNECIMENTO.....	18
2.2	ESQUEMAS DE CORTE DE CARGA.....	22
2.2.1	Esquema Regional de Alívio de Carga	22
2.2.2	Sistemas Especiais de Proteção	23
2.2.3	Esquema de Proteção de Subtensão Sustentada	24
2.2.4	Plano de Corte Manual de Carga	24
2.3	PRÁTICAS DE PRIORIZAÇÃO DE ALIMENTADORES PARA O PLANO CORTE MANUAL DE CARGA.....	25
2.3.1	Práticas adotadas pela Copel Distribuição	26
2.3.2	Práticas adotadas pela EDP Bandeirante.....	30
2.3.3	Práticas adotadas pela Cemig Distribuição	31
2.4	LÓGICA <i>FUZZY</i>	33
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	35
3	REVISÃO DA LITERATURA.....	37
3.1	PROCESSO DE SELEÇÃO DE PORTFÓLIO BIBLIOGRÁFICO.....	37
3.2	FERRAMENTAS PARA OTIMIZAÇÃO DO CORTE DE CARGA.....	37
3.2.1	Fluxo de Potência Ótimo (FPO).....	40
3.2.2	Métodos Baseados em Inteligência Artificial	43
3.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	46

4	MATERIAIS E MÉTODOS	49
4.1	MATERIAIS.....	49
4.1.1	Dados referenciados ao RA dos alimentadores do sistema de MT	49
4.1.2	Dados georreferenciados dos alimentadores do sistema de MT	50
4.1.3	Dados das barras das subestações do sistema de transmissão e distribuição de AT	51
4.1.4	Dados das linhas do sistema de transmissão e distribuição de AT	52
4.1.5	Ferramentas computacionais.....	53
4.2	MÉTODOS	54
4.2.1	Distribuição do montante de corte de carga	55
4.2.2	Priorização dos alimentadores	56
4.2.3	Seleção dos alimentadores para o corte de carga.....	68
4.3	VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS.....	71
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	72
5	TESTES E ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	73
5.1	CASO DE APLICAÇÃO.....	73
5.1.1	Distribuição do Montante de Carga	73
5.1.2	Priorização dos Alimentadores	78
5.1.3	Alimentadores Selecionados para o Corte	80
5.2	COMPARAÇÃO ENTRE FPO E DIVISÃO PROPORCIONAL PELA REGIÃO GEOELÉTRICA	86
5.3	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	88
6	CONCLUSÕES	90
	REFERÊNCIAS.....	92
	GLOSSÁRIO	95
	APÊNDICE	96

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO

Historicamente, a demanda por energia elétrica tem um crescimento em longo prazo. Segundo a última edição do Balanço Energético Nacional (EPE, 2018) houve 22,83% de aumento entre 2008 e 2017 no consumo final de eletricidade, apesar de dois anos anteriores terem apresentado queda de 0,9% EPE (2017) e 1,8% EPE (2016), devido à crise econômica iniciada em 2015.

Com o aumento da demanda por energia elétrica, deve também aumentar a disponibilidade de geração de energia. Para que isso ocorra deve haver um planejamento de longo prazo para a construção de usinas e Linhas de Transmissão (LTs).

Já a programação de curto prazo da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) funciona com uma dinâmica diferente do longo prazo. O despacho de usinas programado para o dia está sujeito a alterações, pois a geração distribuída o influencia diretamente, e ainda existem eventos que fogem ao controle da operação em tempo real, tais como a perda de uma grande usina ou a perda de uma LT em período de intercâmbio entre regiões.

Quando estes eventos ocorrem o SIN pode sofrer algumas consequências como variação em sua frequência e tensão. Em algumas dessas oportunidades as medidas corretivas usuais, como por exemplo, solicitar o retorno à operação de unidades geradoras que estejam sob intervenção ou o acionamento de reserva girante, não são suficientes para o controle desses parâmetros. Para situações como essas, existem processos de controle envolvendo corte de carga no sistema de distribuição de média tensão (MT), prevenindo o colapso do SIN, sendo que alguns desses processos são automáticos e outros manuais.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) define corte de carga como sendo uma interrupção de suprimento de energia elétrica através do desligamento automático ou manual, de linhas de transmissão ou de circuitos de distribuição (ANEEL, 2015). O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) define o gerenciamento da carga, através do Submódulo 10.10, como atividades em tempo real voltadas a cobrir qualquer deficiência de geração, transmissão ou transformação em que a carga a ser atendida supere a capacidade de suprimento/atendimento da

área afetada resultando, portanto, em remanejamentos ou cortes de carga previamente estabelecidos para garantia da integridade do sistema (ONS, 2016). O gerenciamento da carga também contribui para a segurança do sistema e para manter a qualidade do fornecimento de energia. Entre os processos de controle envolvendo corte de carga automáticos estão o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) e o Esquema de Proteção de Subtensão Sustentada (EPROSS), e entre os manuais estão o Plano de Corte Manual de Carga (PCMC) e os planos de corte regionais.

As distribuidoras de energia elétrica devem estar preparadas para estas situações, sendo que o ONS determina através da rotina operacional RO-GC.BR.01 (ONS, 2015) a elaboração de um plano de contingência para atender ao PCMC, que é um recurso utilizado quando detectada uma subfrequência sustentada, podendo ser aplicada em todo o país, em apenas uma região ou em áreas que fiquem isoladas do restante do sistema.

A solicitação para gerenciamento de carga pelo PCMC pode ser feita mesmo que ocorra atuação do ERAC, caso a subfrequência se mantenha de forma sustentada abaixo do valor nominal após atuação desse esquema.

Para a elaboração do PCMC em uma distribuidora deve-se preencher uma tabela, como ilustrativamente apresentada na TABELA 1, que tabula prioridade de corte por região, de acordo com os procedimentos contidos na rotina operacional RO-GC.BR.01 do ONS (2015).

TABELA 1 - EXEMPLO DE MODELOS PADRONIZADO DA SÍNTESE DO PCMC

Ponto de Suprimento / Conjunto de Pontos	Descrição	Percentual	Patamares (MW)	Acumulado (MW)	Prioridade de corte
Barramento de 230 kV da SE Almirante Carga Total 187,56 MW 35% = 65,65 MW	DJ 09	3,89%	7,30	7,30	1º
	DJ 07	4,39%	8,23	15,53	2º
	DJ 06	4,96%	9,30	24,83	3º
	DJ 04	3,95%	7,40	32,23	4º
	DJ 21	4,43%	8,30	40,53	5º
	DJ 12	2,88%	5,40	45,93	6º
	DJ 16	3,57%	6,70	52,63	7º
	DJ 22	3,95%	7,40	60,03	8º
	DJ 08	3,15%	5,90	65,93	9º
	Total	35,15%	65,93		

FONTE: Adaptado de ONS (2015)

Atualmente os métodos utilizados por empresas como Copel e EDP Bandeirantes para a priorização dos alimentadores são baseados no número de consumidores (especiais, prioritários, residenciais, etc.) e na sua carga. Para a efetivação do corte, os métodos utilizados por empresas como Copel e Cemig são baseados na divisão por região geoeletrica, proporcionalmente às suas cargas regionais. Estes métodos serão detalhados no item 2.3 da fundamentação teórica deste trabalho.

Para o preenchimento destas tabelas é necessário analisar dados de todos alimentadores de maneira manual, apesar de muitas vezes a coleta destes dados ser feita de maneira automática. Outra dificuldade é que estes dados coletados e os dados de cadastro dos consumidores podem não estar agrupados na mesma base de dados.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral é desenvolver uma metodologia de corte seletivo de carga baseada na localização e na carga ativa instantânea de alimentadores em redes de distribuição.

Os objetivos específicos são:

- a) Levantar e avaliar dados históricos e em tempo real de carregamento, georreferenciados e indicadores de continuidade de alimentadores.
- b) Avaliar metodologias de cálculo de montante de corte de carga, em barras de subestações, baseadas em Fluxo de Potência Ótimo (FPO) para integrar à metodologia de corte de carga nos alimentadores.
- c) Elaborar uma metodologia de apoio à decisão multicritério baseada na Lógica *Fuzzy* para a priorização de alimentadores.
- d) Validar a metodologia desenvolvida com os métodos utilizados atualmente e comparar com demais encontrados no setor elétrico brasileiro.

1.3 JUSTIFICATIVA

Os processos atuais de priorização de alimentadores estão baseados principalmente na quantidade de consumidores, deixando de analisar outras

variáveis. As regras utilizadas não consideram a localização dos alimentadores, equiparando um alimentador da região central da cidade a um da região periférica, apesar de terem impactos diferentes em caso de desligamento.

A periodicidade com que estas prioridades são revisadas é outro fator a ser considerado, pois com a inserção de novos alimentadores e introdução de novas cargas, a carga dos alimentadores listados pode ter sido alterada, tornando a tabela obsoleta.

Outra característica é que quando solicitada, a ordem de corte será a mesma, gerando um custo à imagem da distribuidora, pois os mesmos alimentadores serão desligados em duas ocorrências seguidas.

As metodologias utilizadas também não levam em consideração as tendências de Geração Distribuída (GD) e redes elétricas inteligentes (do inglês, *smart grids*). Segundo Souza Machado et al. (2016) a elevada penetração de GD em redes de distribuição passivas obrigam as concessionárias a revisar algumas práticas e análises técnicas tradicionais, considerando que no Brasil houve um aumento significativo do número de unidades consumidoras com geração fotovoltaica após a publicação da Resolução Normativa N° 482/2012 da ANEEL (2012).

Com este trabalho espera-se que a proposição de uma metodologia de corte seletivo carga, automação do processo e a introdução de novas variáveis, georreferenciadas, dinâmicas e indicadores de continuidade, tragam uma nova abordagem ao problema de priorização, diminuindo a atuação manual por parte do analista, aumentando a frequência de atualização das tabelas de prioridade de corte por região, distinguindo alimentadores de regiões diferentes, considerando a topologia atualizada, aumentando a isonomia entre os consumidores e evitando cortes de carga desnecessários.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

No capítulo um encontra-se uma introdução ao problema abordado, os objetivos dessa dissertação e sua justificativa.

O capítulo dois traz a fundamentação teórica necessária para o desenvolvimento desta dissertação, apresentando os conceitos de corte de carga,

as práticas adotadas por algumas distribuidoras de energia e as consequências das falhas de fornecimento de energia elétrica.

No capítulo três é apresentada a revisão da literatura, trazendo um resumo das várias técnicas utilizadas para o corte de carga e o método utilizado para a seleção do portfólio bibliográfico.

O capítulo quatro apresenta os métodos desenvolvidos para a distribuição do montante de corte carga, priorização dos alimentadores e seleção dos alimentadores para o corte de carga em redes de distribuição, bem como os materiais necessários para reproduzi-los.

O capítulo cinco apresenta as respostas das simulações obtidas e a análise dos seus resultados. Por fim, o capítulo seis apresenta as considerações sobre o desenvolvimento do trabalho e sugestões de trabalhos futuros.

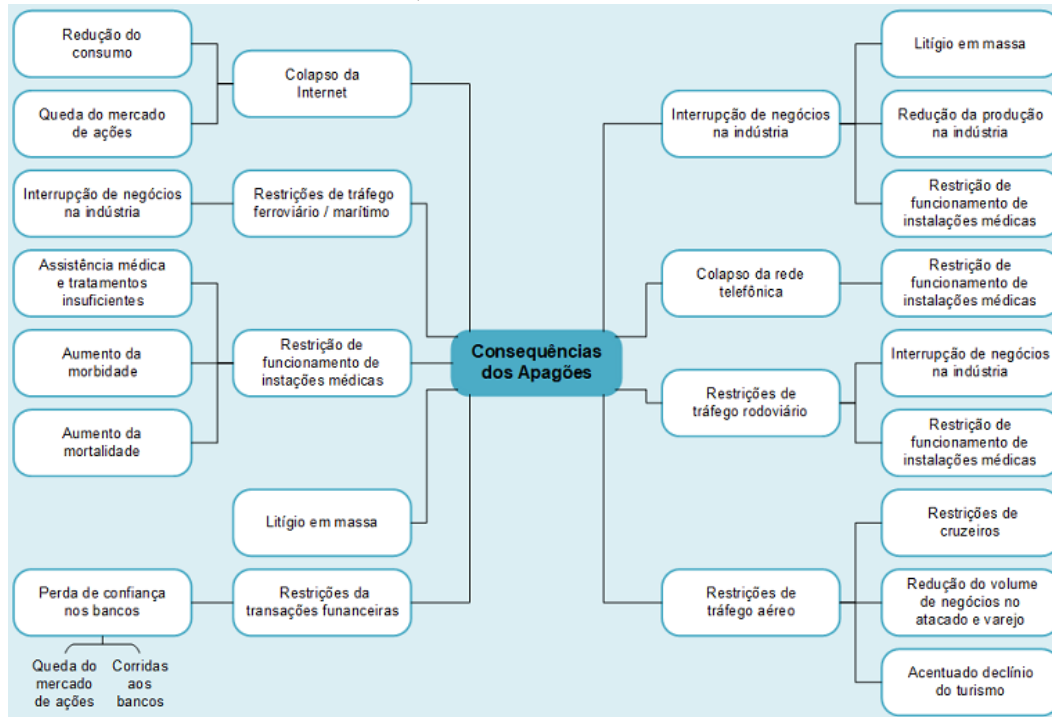
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesse capítulo são abordados alguns aspectos das falhas de fornecimento de energia elétrica, como os impactos causados por grandes eventos no passado e os riscos associados a eventos futuros, apresentando algumas técnicas utilizadas para isolar eventos menores, evitando sua propagação. Nesse contexto, os agentes de distribuição adotam práticas operacionais para priorização de seus alimentadores, que são abordadas na seção 2.3.

2.1 CONSEQUÊNCIAS DAS FALHAS DE FORNECIMENTO

A interrupção involuntária no atendimento das cargas no sistema elétrico, doravante chamado apenas de apagão, pode ocasionar vários transtornos. Em seu relatório *Power Blackout Risks*, Bruch et al. (2011) citam que infraestrutura crítica, como comunicação e transportes, seriam prejudicados, o fornecimento de água cessaria e processos industriais e comerciais ficariam paralisados. Serviços de emergência como bombeiros, polícia ou ambulâncias não poderiam ser chamados devido às possíveis falhas dos sistemas de telecomunicações. Os hospitais só poderiam funcionar enquanto a fonte de alimentação de emergência fosse abastecida com combustível. Negociações financeiras, caixas eletrônicos e supermercados, por sua vez, teriam que encerrar suas atividades, o que acabaria por causar um cenário catastrófico. Nesse contexto a FIGURA 1 apresenta as possíveis consequências associadas aos apagões.

FIGURA 1 - POSSÍVEIS CONSEQUÊNCIAS ASSOCIADOS AOS APAGÕES



FONTE: Adaptado de Bruch et al. (2011)

Um levantamento das últimas ocorrências desses eventos mostra seu impacto. No Brasil em 2011, cerca de 53 milhões de pessoas em oito estados do Nordeste ficaram sem energia por até 16 horas por causa de uma falha em um equipamento de proteção da subestação de Itaparica. Em 2009, 87 milhões de pessoas por até sete horas foram interrompidas quando, devido a condições climáticas, houve a abertura das LTs de 765 kV provenientes de Itaipu na subestação de Furnas, provocando o desligamento completo da Usina de Itaipu. Em 1999, devido a uma reação em cadeia iniciada por um raio que atingiu a subestação de Bauru, 97 milhões de pessoas foram atingidas por cinco horas. Segundo Bruch et al. (2011) nesses eventos foram relatados engarrafamentos, falta de serviço de semáforos, metrô, trens e elevadores.

Em outros países, problemas similares foram documentados. Em uma análise sobre os apagões mais significativos entre 2003 e 2015, Veloza; Santamaria (2016) apresentaram uma revisão sobre as principais causas destes eventos e seus impactos. Em 2003 na Itália e em 2006 no Paquistão, a totalidade destes países ficou sem energia. Na Itália 57 milhões de pessoas foram atingidas, com uma interrupção de 24 GW devido a um curto-circuito em uma LT, ocasionando sobrecarga em outras linhas da região. No Paquistão 160 milhões de pessoas foram afetadas, com 11,16 GW interrompidos devido a uma instabilidade de tensão em

duas LTs enquanto uma terceira estava em manutenção. Na Colômbia em 2007, uma falha humana durante a manutenção corretiva em uma subestação de 230 kV desencadeou uma interrupção que atingiu 41,16 milhões de pessoas, ou seja, 98% do país, com perda de carga de 6,6 GW.

Esse estudo ainda informa que uma interrupção de 48 GW na Índia deixou 670 milhões de pessoas sem energia, aproximadamente 9% da população mundial, ocasionada pelo intercâmbio de energia não programado entre as regiões Norte e Oeste, sobrecarregando as linhas de interligação entre aquelas regiões. Na Turquia uma LT de 440 kV abriu por sobrecarga, interrompendo uma carga de 32,2 GW e deixando 70 milhões de pessoas sem energia por mais de sete horas.

O evento de maior duração e carga registrado ocorreu nos Estados Unidos e no Canadá em 2003, com cerca de 50 milhões de pessoas atingidas por mais de 16 horas nos EUA e chegando até 192 horas no Canadá, com uma interrupção de carga de aproximadamente 63 GW, causado por falhas nos sistemas de análise de contingência em tempo real e estimador de estado aliados a abertura de quatro LTs (ANDERSSON et al., 2005).

A TABELA 2 apresenta uma lista dos apagões significativos ocorridos no mundo entre 2003 e 2015.

TABELA 2 - APAGÕES SIGNIFICATIVOS NO MUNDO ENTRE 2003 E 2015

País	Data	Pessoas atingidas	Carga Interrompida	Duração
Turquia	31/03/2015	70 milhões	32.200 MW	+ de 7 h
Índia	31/07/2012	670 milhões	48.000 MW	2 - 8 h
Arizona e Baixa Califórnia	08/09/2011	8,1 milhões	7.835 MW	6 - 12 h
Brasil	04/02/2011	53 milhões	8.884 MW	até 16 h
Flórida	26/02/2008	3 milhões	3.650 MW	1 - 3 h
Colômbia	26/04/2007	41,16 milhões	6.644 MW	4,5 h
UCTE (Europa)	04/11/2006	45 milhões	14.500 MW	- de 2 h
Paquistão	24/09/2006	160 milhões	11.160 MW	5 - 6 h
Atenas	12/07/2004	5 milhões	4.500 MW	Até 5 h
Itália	28/09/2003	57 milhões	24.000 MW	5 - 9 h
Dinamarca e Suécia	23/09/2003	4 milhões	6.550 MW	5 h
Londres	28/08/2003	0,41 milhões	724 MW	0,62 h
EUA Canadá	14/08/2003	50 milhões	61.800 MW	16 - 72 h Até 192 h
Irã	31/03/2003	22 milhões	7.063 MW	8 h

FONTE: Adaptado de Veloza; Santamaria (2016) e Bruch et al. (2011)

Para Yamashita et al. (2009) um apagão normalmente é iniciado por um único evento, como a abertura de uma linha, de um gerador ou a operação de acoplamento de barramentos em uma subestação, levando a uma seqüência de eventos em cascata, como a abertura ou sobrecarga de outras linhas, oscilações de potência e instabilidade de tensão. Durante o estágio inicial destes eventos, o processo pode prosseguir a uma velocidade relativamente lenta. Entretanto, uma vez que um ponto crítico é atingido, os eventos sucessivos de carga e geração podem se propagar de forma imediata e incontrolável. Neste ponto, um apagão em grande escala é inevitável. A TABELA 3 apresenta o tempo disponível estimado para ações de prevenção dos apagões após o início do evento.

TABELA 3 - RELAÇÃO ENTRE OS PRINCIPAIS PROBLEMAS E O TEMPO DISPONÍVEL PARA AÇÕES DE PREVENÇÃO DOS APAGÕES

Principal problema	Tempo disponível para ação de prevenção	Prevenção do apagão por ação do Operador	Prevenção do apagão por sistemas de controle
Sobrecarga	De segundos a minutos	Parcialmente possível	Possível
Subtensão	De segundos a minutos	Parcialmente possível	Possível
Subfrequência	De décimos de segundos a segundos	Impossível	Possível
Falha de sincronismo	De milissegundos a segundos	Impossível	Possível

FONTE: Adaptado de Yamashita et al. (2009)

Ainda segundo Yamashita et al. (2009) as ações que o operador do sistema pode adotar são as seguintes: reconfiguração da rede, aumento de geração, ajuste de tensão e corte de carga. As ações dos sistemas de controle envolvem ajustes de geração e corte de carga.

Segundo Brolin (2010), os esquemas de corte de carga são utilizados para que o equilíbrio entre carga e geração seja reconstituído durante condições de emergência, porém os tipos de proteções empregadas nestes esquemas muitas vezes não são coordenados com outros aspectos operacionais do sistema, o que pode levar ao colapso do mesmo. Em outras palavras, quando bem ajustados e coordenados, os esquemas de corte de carga isolam eventos regionais, restringindo seu alcance e evitando que suas consequências sejam ainda maiores. Os esquemas de corte de carga são apresentados na próxima seção.

2.2 ESQUEMAS DE CORTE DE CARGA

Os esquemas de corte de carga no Brasil devem seguir as normas estabelecidas pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), da ANEEL, e pelos Procedimentos de Rede, do ONS.

O PRODIST é um conjunto de documentos elaborados pela ANEEL, com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico brasileiro, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. A seção 4.3 do Módulo 4, Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição, trata especificamente do controle de carga pela Distribuidora (ANEEL, 2010).

Os Procedimentos de Rede estabelecem os requisitos técnicos necessários para garantir o livre acesso às instalações de transmissão, a realização das atividades de planejamento e programação da operação eletroenergética, administração de serviços de transmissão de energia elétrica, proposição de ampliações e reforços para a Rede Básica e para as Demais Instalações de Transmissão (DIT), bem como as atividades de supervisão, coordenação e controle da operação do SIN. O Submódulo 10.10, Gerenciamento da Carga, e o Submódulo 23.3, Diretrizes e critérios para estudos elétricos estabelecem as diretrizes para o corte de carga (ONS, 2016).

As próximas seções apresentam um resumo sobre os esquemas de corte de carga utilizados no Brasil e abordam seus aspectos operacionais.

2.2.1 Esquema Regional de Alívio de Carga

A ANEEL (2015) define o ERAC como um sistema de proteção que, por meio do desligamento automático e escalonado de blocos de carga, via utilização de relés de frequência, minimiza os efeitos de subfrequência decorrentes de perda de grandes blocos de geração.

O ONS (2016) estabelece atuação do ERAC por meio de relés de taxa de variação de frequência no tempo, medida em uma janela de frequência, e/ou por meio de relés de frequência absoluta, que atuam desligando automaticamente as cargas previamente estabelecidas, sempre que forem atingidos os valores de taxa

de frequência, frequência absoluta e temporização caso exista. Os relés de subfrequência que compõem o esquema devem estar permanentemente ativados, a não ser nos períodos em que estiverem em manutenção programada para garantir a perfeita atuação do ERAC em caso de contingência.

A instrução de operação IO-GC.BR.02 do ONS (2017a) define que o tempo máximo admissível para o sensor identificar uma variação de frequência deve ser da ordem de três ciclos ou conforme orientação do catálogo do fabricante do equipamento. Em relação à abertura do disjuntor onde o ERAC irá atuar, considera-se um tempo máximo de 100 ms, tempo esse que varia com o nível de tensão do equipamento. Assim sendo, o tempo máximo total para a atuação do ERAC deve ser da ordem de 150 ms. Esta instrução ainda define os ajustes do ERAC por região ou área elétrica. A TABELA 4 ilustra um exemplo de ajuste do percentual de corte de carga da Região Sul para os cinco estágios do ERAC.

TABELA 4 - PERCENTUAL DE CORTE DE CARGA DA REGIÃO SUL EM FUNÇÃO DO ESTÁGIO DO ERAC

Estágio	Frequência (Hz)	Corte de Carga (%)
1º	58,5	7,5
2º	58,2	7,5
3º	57,9	10,0
4º	57,6	15,0
5º	57,3	15,0

FONTE: Adaptado de ONS (2017a)

2.2.2 Sistemas Especiais de Proteção

A ANEEL (2015) define Sistemas Especiais de Proteção (SEP) como um sistema que, a partir da detecção de uma condição anormal de operação ou de contingências múltiplas, realiza ações automáticas para preservar a integridade do sistema, dos equipamentos ou das linhas de transmissão. O SEP engloba o Esquema de Controle de Emergência (ECE) e o Esquema de Controle de Segurança (ECS).

O ECE realiza ações automáticas com a finalidade de preservar a integridade de equipamentos e LTs a partir da detecção de uma condição anormal de operação. Já o ECS realiza estas ações automáticas para evitar a propagação de distúrbios, a partir da detecção de contingências múltiplas nos sistemas.

No Submódulo 11.4 do ONS (2017b) são estabelecidas as diretrizes para a elaboração de projetos básicos de novos SEP e de revisão dos existentes.

Um exemplo de SEP implementado é o monitoramento de corrente da Linha de Distribuição de Alta Tensão (LDAT) 138 kV Canteiro de Segredo - Fundão. Caso esta corrente atinja o limite de emergência de 785 A durante três segundos, o esquema desliga uma unidade geradora na UHE Fundão para evitar a ocorrência de sobrecarga inadmissível nesta LDAT. (ONS, 2018b)

2.2.3 Esquema de Proteção de Subtensão Sustentada

O EPROSS é um esquema automático utilizado pela COPEL (2018) para evitar o colapso do sistema devido ao desligamento das principais fontes de alimentação da rede básica para as cargas do estado do Paraná, como por exemplo, a saída de uma LT. Os circuitos de carga são desligados por blocos, sendo que cada bloco corresponde ao mesmo nível de subtensão com variação no tempo de permanência da subtensão. Ou seja, a cada intervalo de tempo específico de permanência da subtensão em valores abaixo do valor mínimo admissível (85% dos valores nominais – 13,8 kV e 34,5 kV), deve haver o desligamento de um bloco de carga. Estes desligamentos dos circuitos de carga somente cessam se houver recuperação do nível de tensão da barra de carga correspondente.

O EPROSS não está definido pelo PRODIST da ANEEL e pelos Procedimentos de Rede do ONS.

2.2.4 Plano de Corte Manual de Carga

Segundo o ONS (2015), o PCMC é um documento elaborado pelos agentes de distribuição, consumidores livres e potencialmente livres cujas instalações estejam conectadas à Rede Básica, que deve conter:

a) Prioridade e montantes de carga sujeitos a corte de carga, por subestação do Agente de Distribuição ou Consumidor Livre ou Potencialmente livre conectado a Rede Básica; e

b) Prioridade e montantes de carga, sujeitos ao corte de carga, para cada ponto de conexão e/ou suprimento à Rede de Operação.

O PCMC deve agrupar os cortes em patamares de até 5%, até o montante de 35% de sua carga total em cada ponto de conexão e/ou suprimento. Esta modulação em patamares de até 5% da carga permite tanto o atendimento a uma situação de corte de carga sistêmico, como também o atendimento a uma contingência localizada no sistema de transmissão ou transformação. Deve ser aplicável a todos os patamares de carga e explicitar as cargas selecionadas para o corte, tendo como referência os pontos de conexão e/ou suprimento destas nas instalações.

Os procedimentos operacionais de gerenciamento de carga para o controle da frequência estão descritos na instrução IO-GC.BR.01 (ONS 2018b). Quando este recurso é utilizado, os agentes de distribuição devem efetivar o corte de carga em até cinco minutos após a solicitação do ONS. No Anexo um da instrução de operação estão relacionados o montante de carga a ser cortada por agente em função da frequência do SIN.

O restabelecimento das cargas cortadas deverá aguardar autorização do ONS, que o fará de forma gradativa após a frequência atingir 60 Hz e permanecer estabilizada por pelo menos um minuto.

2.3 PRÁTICAS DE PRIORIZAÇÃO DE ALIMENTADORES PARA O PLANO CORTE MANUAL DE CARGA

Esta seção pretende mostrar as práticas operacionais atualmente utilizadas para elaboração e operacionalização do PCMC, foco deste trabalho, elaboradas conforme a experiência e análises empíricas das equipes das concessionárias, portanto algumas delas não têm embasamento científico.

Mesmo que estes procedimentos não sejam utilizados com frequência, devem ser atualizados periodicamente a fim de satisfazer os requisitos da RO-GC.BR.01 (ONS, 2015) e cumprir sua finalidade quando solicitado pelo ONS, auxiliar o controle da frequência e evitar o colapso do sistema.

Um levantamento mostra que a última solicitação do PCMC junto à Copel Distribuição foi em janeiro de 2015, com corte de 340 MW de carga. Antes desse evento, em fevereiro de 2014, o corte de 196 MW foi solicitado através do PCMC simultaneamente à atuação do primeiro estágio do ERAC.

2.3.1 Práticas adotadas pela Copel Distribuição

Atualmente a Copel é dividida em cinco regiões, sendo que em cada regional há dezenas de subestações e centenas de alimentadores. Todas as subestações são automatizadas através do Sistema de Automação de Subestações (SASE). Estas subestações e alimentadores de cada região são coordenados através de um Centro de Operação de Distribuição (COD) onde, além de computadores para controle e supervisão da operação em tempo real, também possui um concentrador de dados para receber e armazenar as leituras das grandezas elétricas dos alimentadores, coletados pelo SASE.

Este sistema disponibiliza os dados, coletados com varredura na ordem de um minuto, de todos os circuitos. São então processados, integralizados dentro de cada hora e transcritos para um banco de dados comercial, para compor o histórico de medições dos alimentadores.

A área de estudos elétricos da operação consulta esse banco de dados comercial para a composição de uma tabela relacionando os alimentadores e as demandas máximas por patamar de carga, como mostra a TABELA 5.

TABELA 5 - DEMANDA MÁXIMA POR ALIMENTADOR INTEGRALIZADA NA HORA EM CADA PATAMAR DE CARGA

NUM_GEDIS	NOME_SE	NOME ALIM	Pot (MW) 3 h	Pot (MW) 15 h	Pot (MW) 21 h
800240001	Abatiá	Paraíso	0,541	0,811	0,930
800240002	Abatiá	Grevilha	1,021	1,364	1,659
800240003	Abatiá	Lageado	0,120	0,223	0,239
800480001	Pinhal	Acungui	0,441	0,543	0,678
800480002	Pinhal	São Vicente	0,334	0,651	0,510
800480003	Pinhal	Figueira	0,373	0,238	0,618
800600001	Adrianópolis	Paranay	0,957	1,244	1,595
801320001	Agudos do Sul	Limeira	1,085	1,300	1,723
801320002	Agudos do Sul	Papanduva	1,205	1,779	1,651

FONTE: O autor (2018)

Paralelamente à coleta dos dados das grandezas elétricas dos alimentadores, existe a necessidade de associar aos alimentadores as características de consumo dos consumidores conectados. A área de estudos de mercado de energia fornece a quantidade destes consumidores agrupados por

classe de consumo, através do banco de dados de faturamento da companhia, como mostra a TABELA 6.

TABELA 6 - QUANTIDADE DE CONSUMIDORES POR ALIMENTADOR AGRUPADO POR CLASSE DE CONSUMO

NUM GEDIS	Hos	Eq Sob	S/ cad	Res	Ind MT	Ind BT	Com MT	Com BT	Rur	Pod Púb	Ilu Púb	Ser Púb	Prp	Con
800240001			1	1091	3	6	1	89	220	33	4	4	1	
800240002			1	1945	1	21	1	194	515	32	1	7	2	
800240003				152				2	230	2		3		
800480001				408		2		23	675	14				1
800600001				494		8		71	3	18	1	2	2	
801680002			6	6115	8	38	3	378	81	52	13	4	1	
801680003				2460	10	25	3	113	9	22	5	1		
801680005		1	2	1005	4	6		39	874	20		3		
802400002		1	3	2936	2	53	5	306	448	37	11	6	1	
803720001	1			2568	9	50	4	153	89	39	5	3		
803840001	1		1	2642	4	34	4	333	251	37	5	11	1	
803840002			1	1980	5	32	2	84	150	19	3	5		
803840003				2812	3	31	3	262	154	27	1	4		

Legenda:

Hos - Número de hospitais conectados no alimentador

Eq Sob - Número de UCs conectadas ao alimentador com equipamentos de sobrevida

S/ cad - Número de UCs conectadas ao alimentador sem cadastro

Res - Número de UCs conectadas ao alimentador classificadas como residencial

Ind MT - Número de UCs conectadas ao alimentador em MT classificadas como industrial

Ind BT - Número de UCs conectadas ao alimentador em BT classificadas como industrial

Com MT - Número de UCs conectadas ao alimentador em MT classificadas como comercial

Com BT - Número de UCs conectadas ao alimentador em BT classificadas como comercial

Rur - Número de UCs conectadas ao alimentador classificadas como rural

Pod Púb - Número de UCs conectadas ao alimentador classificadas como poderes públicos

Ilu Púb - Número de UCs conectadas ao alimentador classificadas como iluminação pública

Ser Púb - Número de UCs conectadas ao alimentador classificadas como serviços públicos

Prp - Número de UCs conectadas ao alimentador classificadas como próprios da distribuidora

Con - Número de UCs conectadas ao alimentador classificadas como de outras concessionárias

FONTE: O autor (2018)

A TABELA 5 e a TABELA 6 são relacionadas através da codificação única do alimentador, a numeração GEDIS. Assim é aplicado um conjunto de equações, que segundo a própria distribuidora, foi criado de forma empírica, conforme equações (1) a (3):

$$F_1 = \left[\frac{D_{PESADA}}{N_H + N_{ME} + N_E + N_R} \cdot (1000 \cdot N_H + 3 \cdot N_{ME} + 2 \cdot N_E + 0,8 \cdot N_R) \right]^2 \quad (1)$$

$$F_2 = \left[D_{MÉDIA} \cdot \left(\frac{100}{2 \cdot N_{ME} + 100} + \frac{50}{N_E + 50} \right) + D_{PESADA} \cdot \left(\frac{1}{N_R + 1} \right) \right]^2 \quad (2)$$

$$\text{Controle} = \sqrt{F_1 + F_2} \quad (3)$$

Onde:

Controle = Variável de saída que indica o grau de prioridade de corte.

D_{PESADA} = Demanda do alimentador no patamar de carga pesada, em MW.

$D_{MÉDIA}$ = Demanda do alimentador no patamar de carga média, em MW.

N_H = Número de hospitais ligados ao alimentador.

N_{ME} = Número de consumidores muito especiais, que é a somatória dos consumidores industriais MT, comerciais MT e serviços públicos ligados ao alimentador.

N_E = Número de consumidores especiais, que é a somatória dos consumidores residenciais com equipamento sobrevida, industriais em baixa tensão (BT), comerciais BT, poderes públicos, próprios da Copel e outras concessionárias ligadas ao alimentador.

N_R = Número de consumidores residenciais, que é a somatória dos consumidores residenciais, rurais, iluminação pública ou sem cadastro, ligados ao alimentador.

O resultado da aplicação da equação (3) é uma tabela que relaciona todos os alimentadores e seus respectivos graus de prioridade de corte, ilustrada na TABELA 7.

TABELA 7 - EXEMPLO DE TABELA DE PRIORIZAÇÃO DE CORTE DE CARGA

NUM GEDIS	D_{PESADA}	$D_{MÉDIA}$	N_H	N_{ME}	N_E	N_R	F_1	F_2	Controle
823620029	2,619	4,099	1	21	549	2999	11,191861	10,430615	4,649997
823620147	4,786	4,694	0	20	1038	6047	22,066390	12,740369	5,899725
823620139	4,082	5,381	0	19	779	3729	17,190983	17,849926	5,919536
823620189	6,702	3,750	0	9	520	10115	33,257931	12,303089	6,749890

FONTE: O autor (2017)

Esta tabela é então organizada com as informações relevantes aos operadores do COD disponibilizada no formato apresentado na TABELA 8.

TABELA 8 - EXEMPLO DE TABELA DE PRIORIZAÇÃO DE CORTE DE CARGA DISPONIBILIZADA AOS OPERADORES DA COPEL DISTRIBUIÇÃO

Bloco de Corte	Ponto de Suprimento	SE Sigla	SE Nome	Alimentador Nome	Tensão (kV)
6º Bloco	PIL_69	BCH	Bacacheri – 69 kV	Transferência	13,8
				Augusta	13,8
	CIC_69	BGI	Barigui – 69 kV	Fazendinha	13,8
				Transferência	13,8
				Vera Cruz	13,8
				Afonso Pena	13,8
	UBR_69	BQE	Boqueirão – 69 kV	Canário	13,8
				Guimarães	13,8
				Joaquim Nabuco	13,8
				Menonitas	13,8
				Pantanal	13,8
				Savana	13,8
7º Bloco	UBR_69	BQE	Boqueirão – 69 kV	Transferência	13,8
				Zoológico	13,8
				Afonso Botelho	13,8
	CCO_69	BTE	Batel – 69 kV	Ângelo Sampaio	13,8
				Argentina	13,8
				Bento Viana	13,8

FONTE: O autor (2017)

A tabela de priorização de corte de carga divide os alimentadores em blocos de carga de 25 MW, para cada uma das cinco regiões do Paraná, nos patamares de carga leve, média e pesada. Uma característica desta divisão é que pode gerar um corte de carga desnecessário dependendo do montante solicitado.

Ainda que a aplicação das equações (1), (2) e (3) tragam objetividade para a priorização dos alimentadores frente a uma classificação puramente subjetiva baseada na experiência prática do analista responsável por esta atividade, um ajuste posterior pode ser aplicado por este analista, caso identifique alguma distorção na classificação final. Dessa maneira, um alimentador que o analista reconheça que possua outra característica que impeça seu desligamento, é movimentado para o final da tabela de priorização de corte disponibilizada aos operadores manualmente.

2.3.2 Práticas adotadas pela EDP Bandeirante

Em seu trabalho, Silva et al. (2016) descrevem as práticas adotadas pela Distribuidora EDP Bandeirante. As alternativas iniciais estudadas para o corte manual das cargas solicitadas através do sistema supervisor do Centro de Operações foram:

- a) O desligamento de estações, transformadores ou alimentadores; e
- b) O desligamento de LDATs, porém sendo necessária para esse tipo de corte a coordenação com o Centro de Operação da Transmissão (COT) da CTEEP, empresa transmissora que atende a EDP Bandeirante.

Então, para atender o PCMC de maneira eficaz, foi desenvolvido um sistema que faz o gerenciamento do corte de carga através do desligamento dos alimentadores e a emissão automática de relatórios com as cargas cortadas. O Esquema de Corte para Alívio de Carga (ECAM) foi implementado no sistema de supervisão e controle do Centro de Operações. A FIGURA 2 apresenta a tela principal do ECAM, com a priorização por alimentador.

FIGURA 2 - TELA DO SISTEMA ECAM DA EDP BANDEIRANTE EM 2016



FONTE: Silva et al. (2016)

Ainda nesse trabalho, Silva et al. (2016) citam que a priorização dos alimentadores é feita através do número de clientes prioritários cadastrados no alimentador, e quando não houver nenhum, é adotado o critério de impacto social, uma relação entre carga típica pelo número de clientes afetados.

Em outro trabalho sobre o sistema ECAM, Junior et al. (2018) apresentaram uma mudança. Os pontos de corte carga passaram a ser os disjuntores secundários dos transformadores de cada subestação, ou seja, em caso de uma solicitação de corte pelo ONS, o ECAM desligará as barras de 13,8 kV das subestações. A FIGURA 3 apresenta a tela principal do ECAM, com a priorização por barra.

FIGURA 3 - TELA DO SISTEMA ECAM DA EDP BANDEIRANTE EM 2018



FONTE: Junior et al. (2018)

2.3.3 Práticas adotadas pela Cemig Distribuição

O trabalho de Vieira et al. (2016) descreve os procedimentos adotados para o PCMC pela Distribuidora Cemig.

Atualmente a área de concessão da Cemig é dividida em sete regiões. Seu Sistema de Aquisição de Grandezas Analógicas (SAGA) trabalha em conjunto com o atual Sistema de Supervisão e Controle (SSC) do COD. Antes do desenvolvimento de um módulo de automatizado do PCMC para o SSC, os valores históricos das cargas barra eram mapeados, através do SAGA, e repassados ao Técnico de Operação do Sistema (TOS) em planilhas atualizadas manualmente, organizadas por ordem de prioridade, como o exemplo da TABELA 9.

TABELA 9 - EXEMPLO DE TABELA DE PRIORIZAÇÃO DE CORTE DE CARGA DISPONIBILIZADA AOS OPERADORES DA CEMIG

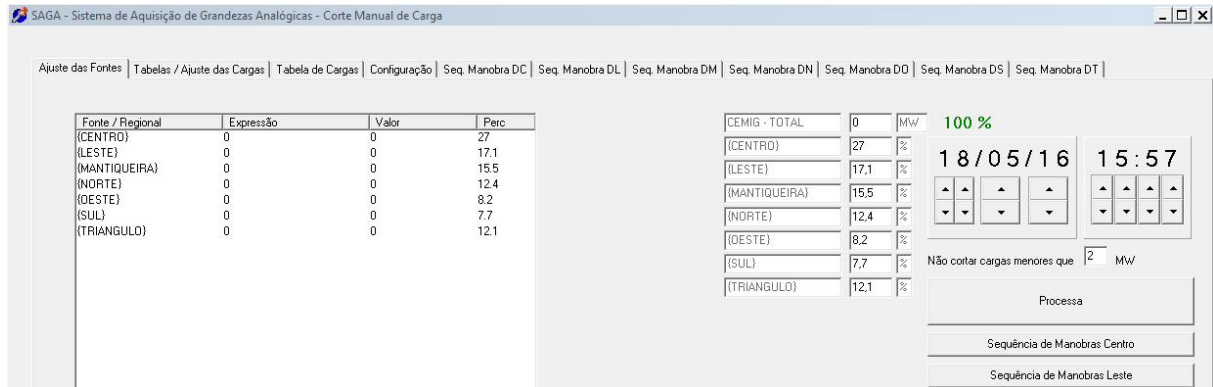
Ponto de Conexão	Pontos De Influência (SE Cemig / Clientes)	Prioridade de Corte	MW	Disjuntores Manobrados / Abertos
	Instalação		112,00	
	Brumadinho	1	8,70	Abrir BMO-8F4 - Geral T1
	Mateus Leme	1	11,24	Abrir MAL-14F4 - Geral T2
	Igarape 2	1	16,45	Abrir IGPD-210F4 - Geral T1
	MBR Morro do Tamanduá	1	25,23	(Abrir NLAU-8K4) Desliga. SE NLAQ
	Valloreç / Mann. Barreiro	1	38,35	(Abrir BRRU-4K4)
			7,98	Abrir BHJT-5F4 - Geral T1
	Jatobá	2	7,34	Abrir BHJT-9F4 - Geral T2
			8,34	Abrir BHJT-18F4 - Geral T3
	Betim 2	2	16,28	Abrir BETD-213F4 - Geral T1 - (212F4, 214F4, 215F4 - 2º ERAC)
			16,28	Abrir BETD-205F4 - Geral T2

FONTE: Adaptado de Vieira et al. (2016)

Estas planilhas eram anexadas às Instruções de Operação (IOs), num total de vinte e uma, sendo sete regiões e três patamares de carga. Ao ser solicitado pelo ONS, o TOS deveria recorrer a uma das vinte e uma tabelas referente nos anexos da IO e, a partir de então, dar início às manobras. Cabia ao TOS, durante o processo de corte, somar o montante de carga já cortado e continuar prosseguindo com as manobras até que o valor final de corte fosse atingido.

O módulo automático do PCMC possui uma tabela de cargas separadas em regiões geográficas do estado de Minas Gerais, com uma lista de prioridade para o corte das cargas. Em sua tela principal, apresentada na FIGURA 4, o TOS preenche o total de carga a ser cortado e pode alterar os percentuais de carga por região, que já estão preenchidos com valores padrão. O resultado é uma sequência de manobras para desligar que ao ser executada efetuará o corte programado e também uma sequência de manobras para religar que ao ser executada religará as cargas na sequência inversa ao do desligamento, que pode ser observada na FIGURA 5.

FIGURA 4 - MÓDULO PCMC DO SAGA DA CEMIG



FONTE: Vieira et al. (2016)

FIGURA 5 - EXEMPLO DE SAÍDA DO MÓDULO PCMC DO SAGA DA CEMIG

MALHA	SE	VAD	PRI	EXPRESSÃO	F.INFL	MANOBRA	MW	MW/INF	MW/AUX	M.	B.	A.	MWAC	MWA	MWA...
{CENTRO}	{CENTRO}	150	1		50		150								
DC	SÃO MARCOS	BHS06F	1	{BHS01T_Fw}	1	ABRIR BHS0 6F4 - Geral T1	11.63	11.63					11.63		11.63
DC	BRUMADINHO	BMO8F	1	{BMO_1T_FI}0.023	1	ABRIR BMO 8F4 - Geral T1	0	0	11.63						
DC	BARREIRO 1	BRRU4K	1	{BRRU4_Kw}	1	ABRIR BRRU 4K4 - LD VALLORE...	24.88	24.88	36.51	X			36.51		36.51
DC	ESMERALDAS	ESR10F	1	{ESR_1T_Fw}	1	ABRIR ESR 10F4 - Geral T1	4.77	4.77	41.28	X			41.28		41.28
DC	ESMERALDAS	ESR19F	1	{ESR_2T_Fw}	1	ABRIR ESR 19F4 - Geral T2	4.04	4.04	45.32	X			45.32		45.32
DC	IGARAPE 2	IGPD210F	1	{IGPD1T_FI}0.023	1	ABRIR IGPD 210F4 - Geral T1	16.581	16.581	61.901	X			61.901		61.901
DC	JABOTICATUBAS	JBT5K	1	{JBT_1T_Fw}	1	ABRIR JBT 5K4 - Geral T1	3.79	3.79							
DC	MATEUS LEME	MAL14F	1	abs[{MAL_2T_Fw}]	1	ABRIR MAL 14F4 - Geral T2	12.2	12.2	77.891	X			74.101		74.101
DC	NEVES 2	RBSD211F	1	{RBSD2T_Fw}	1	ABRIR RBSD 211F4 - Geral T2	12.1	12.1	89.991	X			86.201		86.201
DC	SETE LAGOAS 3	SLAT5K	1	abs[{SLAT5_KI}]0.227	1	ABRIR SLAT 5K4 - LD CNC	21.331	21.331	111.322	X			107.532		107.532
DC	SETE LAGOAS 1	SLUU7K	1	{SLUU7_Kw}	1	ABRIR SLUU 7K4 - LD KRUPP	2.89	2.89							
DC	JATOBA	BHJT18F	2	{BHJT3T_Fw}	1	ABRIR BHJT 18F4 - Geral T3	14.18	14.18	128.392	X			121.712		121.712
DC	JATOBA	BHJT5F	2	{BHJT1T_Fw}	1	ABRIR BHJT 5F4 - Geral T1	13.05	13.05	141.442	X			134.762		134.762
DC	JATOBA	BHJT9F	2	{BHJT2T_Fw}	1	ABRIR BHJT 9F4 - Geral T2	16.47	16.47	157.912	X			151.232		151.232
DC	MARIACANA	BHMR21F	2	{BHMR2T_FA}0.023	1	ABRIR BHMR 21F4 - RD STOLA	0.216	0.216	157.912						

FONTE: Vieira et al. (2016)

2.4 LÓGICA FUZZY

Para o desenvolvimento de uma metodologia de priorização de alimentadores, um problema complexo e subjetivo, que consiga relacionar várias variáveis de entrada, de naturezas distintas, e transformar em um resultado numérico de saída, a lógica *fuzzy* será estudada nesta seção.

Segundo Zadeh (1965) um conjunto *fuzzy* é uma classe de objetos com um contínuo de classificações de pertinência. Este conjunto é caracterizado por uma função de pertinência que atribui a cada objeto um grau de pertencimento que varia entre zero e um, sendo que um representa total pertencimento e zero, total exclusão. Considerando U o universo da função de pertinência μ , um subconjunto *fuzzy* F de U é caracterizado pela função:

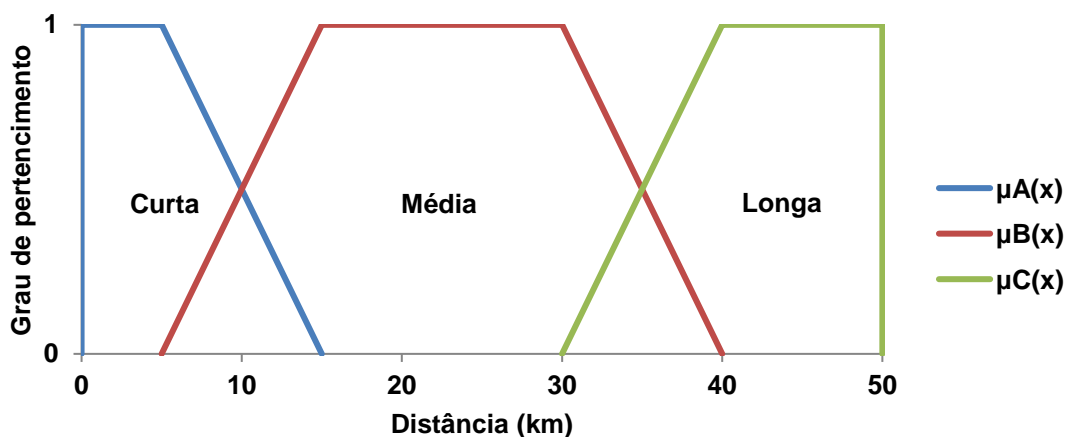
$$\mu_F: U \rightarrow [0, 1] \quad (4)$$

A teoria clássica de conjuntos é uma particularização dos conjuntos *fuzzy*, pois quando um elemento pertence (\in) a um conjunto, $\mu_F=1$ e quando não pertence (\notin), $\mu_F=0$. Em seu trabalho, Zadeh (1965) formaliza a lógica *fuzzy* analogamente à lógica clássica, da mesma maneira que formaliza as operações com os conjuntos *fuzzy*.

Em outro trabalho, Zadeh (1973) introduziu a utilização de variáveis linguísticas, utilizando conjuntos *fuzzy*, para solução de problemas complexos ou de definição imprecisa. Assim, ao invés de utilizar variáveis numéricas, poderiam ser utilizadas variáveis subjetivas como: alto, muito alto, extremamente alto, não alto, frio, quente, etc. para solução de problemas nas mais diversas áreas do conhecimento, através de um algoritmo *fuzzy*. Um algoritmo *fuzzy* é uma sequência ordenada de instruções que podem conter atributos *fuzzy* e declarações condicionais, como por exemplo, $x =$ muito pequeno ou então se x é pequeno então y é grande.

Considere, por exemplo, um conjunto de distâncias $X = [0,50]$. Distâncias em torno de 10 km são consideradas “Curta” (A), em torno de 20 km são consideradas “Médias” (B) e em torno de 40 km são consideradas “Longas” (C). Logo, “Curta”, “Média” e “Longa” não são distâncias nitidamente definidas. Assim, os conjuntos *fuzzy* para “Curta”, “Média” e “Longa” poderiam ser descritos como: $A=\{(0;1),(5;1),(15;0)\}$, $B=\{(5;0),(15;1),(30;1),(40;0)\}$ e $C=\{(30;0),(40;1),(50;1)\}$, como mostra a FIGURA 6.

FIGURA 6 - EXEMPLO DE FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA



FONTE: O autor (2018)

A partir destes conceitos, Mamdani (1974) propõe a utilização de um controlador *fuzzy* para substituir um operador humano na operação de uma caldeira e um motor a vapor, transformando variáveis de entrada, como pressão e temperatura, em conjuntos *fuzzy*. Estes conjuntos de entrada são relacionados com conjuntos *fuzzy* de saída através de um algoritmo *fuzzy*, e transformados em grandezas proporcionais de saída. Essa transformação é conhecida como defuzificação.

A partir de então, vários artigos foram publicados mostrando as aplicações da lógica *fuzzy*. Uma coletânea foi publicada por Zadeh (1987), demonstrando a variedade de aplicações como: apoio à tomada de decisão, gestão de incertezas, raciocínio aproximado (dedução de possíveis conclusões imprecisas a partir de premissas imprecisas), relações de similaridade, classificação linear, entre outras. Os principais trabalhos relacionados a esta dissertação abordando a lógica *fuzzy* serão explorados no capítulo três.

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Os agentes de distribuição devem elaborar um PCMC contendo o montante de carga a ser cortado em uma ordem de prioridade previamente estabelecida. As variáveis envolvidas para a priorização dos alimentadores em uma rede de distribuição não possuem critérios objetivos para determinar uma relação entre si. Não há como determinar precisamente o peso de um tipo de consumidor em relação ao outro, como também não há parâmetros precisos para atribuição de pesos entre patamares de carga.

Devido à característica nebulosa das variáveis atualmente utilizadas, a lógica *fuzzy* é uma alternativa ao problema de classificação destes alimentadores. Atributos subjetivos podem ser atribuídos para a quantidade de consumidores por classe de consumo, como “muitos” ou “poucos”, ou o carregamento do alimentador pode ser considerado “alto” ou “normal”, dependendo do patamar de carga.

A introdução de variáveis georreferenciadas também podem se utilizar de atributos *fuzzy*, pois os conceitos de proximidade às regiões de maior impacto também são subjetivos. Uma vez determinada as regiões onde se deseja minimizar as consequências de um eventual corte de carga, atribuem-se as variáveis linguísticas “perto” e “longe” ou então “região central” e “região periférica”.

As variáveis dos métodos utilizados pelas distribuidoras também devem ser consideradas. Podem ser utilizados atributos *fuzzy* para o carregamento do alimentador, de acordo com a sua contribuição para o corte de carga, e cargas críticas, como a de hospitais, devem ser priorizadas, devido ao tratamento especial dado pelo setor elétrico brasileiro a cargas dessa natureza.

3 REVISÃO DA LITERATURA

Para o estudo das ferramentas de corte de carga foi utilizado parcialmente o Processo de Seleção de Portfólio Bibliográfico de ENSSLIN , L., ENSSLIN , S. R., LACERDA , R. T. O. & TASCA (2011) de modo a selecionar as publicações mais relevantes ao assunto. Esta seção irá apresentar um resumo das contribuições para evolução das técnicas de corte de carga.

3.1 PROCESSO DE SELEÇÃO DE PORTFÓLIO BIBLIOGRÁFICO

Para a definição do portfólio bibliográfico deste trabalho foram definidos dois eixos da pesquisa. O primeiro eixo, problema a ser estudado, contido na área da “Operação da Distribuição”. Para o segundo eixo, técnicas, métodos ou tecnologias que serão utilizadas para a solução do problema definido no primeiro eixo, foi definido “técnicas de otimização” e “inteligência artificial”.

Após a definição dos eixos de pesquisa, foram definidas algumas palavras chave para cada eixo. Para o primeiro eixo, as palavras chave são: corte de carga (*load shedding*) e fluxo de potência ótimo (*optimal power flow*). Para o segundo eixo, as palavras chaves são: ordenação (*ordering*), redes neurais artificiais (*artificial neural networks*), algoritmo genético (*genetic algorithm*) e lógica fuzzy (*fuzzy logic*). Com a combinação das palavras chave de cada eixo foi efetuada as respectivas pesquisas através do software de busca de publicações acadêmicas Publish or Perish, excluindo artigos com publicações anteriores a dez anos. Foi verificado através da leitura dos títulos se as palavras chave estavam aderentes ao tema da pesquisa.

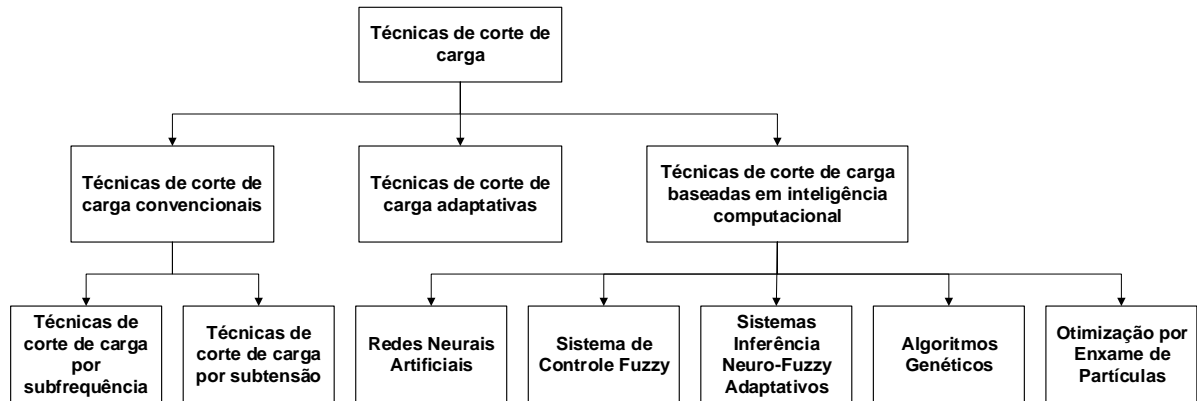
Com o resultado das buscas do software, os artigos foram selecionados através da leitura dos seus resumos, incluindo ainda alguns trabalhos relevantes anteriores a data selecionada, compondo assim o portfólio deste trabalho.

3.2 FERRAMENTAS PARA OTIMIZAÇÃO DO CORTE DE CARGA

Nesta seção, o artigo apresentado por Laghari et al. (2013) foi utilizado como base para análise do estado da arte das ferramentas utilizadas para otimização do

corte de carga, que em seu trabalho podem ser agrupadas conforme apresentado na FIGURA 7.

FIGURA 7 - TÉCNICAS DE CORTE DE CARGA



FONTE: Adaptado de Laghari et al. (2013)

As técnicas de corte de carga convencionais podem ser divididas em corte de carga por subfrequência e corte de carga por subtensão. As técnicas de corte de carga por subfrequência são aplicadas em caso de faltas severas, com rápida queda da frequência devido à perda de geração. Ela deve agir de forma rápida, equalizando carga e geração, para evitar uma perda maior de carga. As técnicas de corte de carga por subtensão são utilizadas para proteger o sistema contra um colapso de tensão, ocasionada por perda de geração, queda de uma LT ou sobrecarga no sistema. Segundo Laghari et al. (2013), estas técnicas são limitadas pela incapacidade de fornecer um corte de carga otimizado, pois seguem regras fixas. Como utilizam apenas parâmetros como frequência ou tensão, a maior desvantagem destas técnicas é que não calculam o tamanho do desbalanceamento entre consumo e geração, podendo ocasionar corte desnecessário, que afeta a qualidade da energia, ou corte insuficiente, que leva ao colapso do sistema.

Ainda segundo Laghari et al. (2013) a técnica de corte de carga adaptativa utiliza uma equação de déficit de potência para calcular o montante de carga a ser cortada, em função da constante de inércia de geração do sistema, frequência e a derivada da frequência. Essa técnica pode ser incrementada utilizando simultaneamente desvios de frequência e tensão, aumentando assim a confiabilidade comparada com as técnicas convencionais. Os cortes de carga

desnecessários ou insuficientes ainda podem ocorrer devido ao comportamento das derivadas de frequência e tensão.

O termo “técnicas de corte de carga baseadas em inteligência computacional” geralmente é utilizado para um conjunto de técnicas aplicadas para mimetizar a inteligência humana. Entre elas estão as Redes Neurais Artificiais (RNA), Sistema de Controle *Fuzzy*, Sistemas Inferência Neuro-*Fuzzy* Adaptativos (ANFIS), Algoritmos Genéticos (AG) e Otimização por Enxame de Partículas (PSO, do inglês *Particle Swarm Optimization*). Estas técnicas podem resolver problemas não-lineares e multiobjetivos em sistemas de potência que não podem ser solucionados pelos métodos convencionais, com a desejada velocidade e precisão.

As RNAs são um modelo matemático baseado no sistema nervoso humano e tem sido usada em problemas de estabilidade de tensão, segurança do sistema, estabilidade de transitório, previsão de carga, monitoramento de harmônicas e proteção de LTs. Para aplicações em corte de carga oferece um corte de carga otimizado quando comparada as técnicas convencionais.

Os sistemas de controle *fuzzy* são uma ferramenta matemática para modelar sistemas complexos e são utilizados em controle de frequência, controladores UPFC (*Unified Power Flow Controller*), sistemas flexíveis de transmissão AC e controle reativo potência/tensão. Vários pesquisadores aplicaram sistemas de controle *fuzzy* para aplicação em corte de carga.

Sistemas inferência neuro-*fuzzy* adaptativos são uma combinação dos métodos RNA e Sistemas de Controle *Fuzzy* e sua aplicação tem aumentado consideravelmente. Entre suas aplicações estão a contingência de tensão, contingência de potência, previsão de carga de curto prazo, análise de falhas em LTs e qualidade de energia.

Os algoritmos genéticos são a técnica global de otimização para solução de problemas não lineares multiobjetivos e é utilizada em alocação otimizada de banco de capacitores e coordenação de relés de sobrecorrente. Apesar de apresentar bons resultados para corte de carga, sua utilização em tempo real é limitada devido ao seu tempo de resposta.

As técnicas de otimização por enxame de partículas foram desenvolvidas inspiradas pelo comportamento social de animais, como a revoada de pássaros e cardumes de peixes. É utilizado para despacho econômico, restrições de geração, amortecimento da oscilação do sistema de potência e controle de frequência. Pode

ser aplicado em tempo real por obter uma resposta para o montante de carga a ser cortado em um tempo reduzido.

Ainda de acordo com Laghari et al. (2013), as técnicas de corte de carga baseadas em inteligência computacional são uma opção melhor para sistemas de potência modernos, quando comparadas às técnicas convencionais.

Os demais trabalhos do portfólio bibliográfico são discutidos a seguir, nos itens 3.2.1 e 3.2.2.

3.2.1 Fluxo de Potência Ótimo (FPO)

O cálculo do fluxo de potência de uma rede de energia elétrica, segundo Monticelli (1983), consiste essencialmente na determinação do estado da rede, da distribuição dos fluxos e de algumas outras grandezas de interesse. Quando um fluxo de potência contém restrições de um problema de otimização, seja para reduzir os custos de operação ou minimizar perdas, dizemos que este é um fluxo de potência ótimo.

Em seu trabalho, Mikilita (2005) desenvolveu um sistema para o estudo do corte de carga de maneira mais automática, levando em consideração as áreas mais problemáticas do sistema. As barras das subestações podem ser separadas por área geoeletrica e o analista pode atuar na escolha dos locais mais efetivos para os cortes utilizando sua experiência prática. Os níveis de tensão nas barras podem ser limitados, o percentual de corte de carga das barras pode ser fixado ou o custo de corte para cada região pode ser atribuído. A solução do FPO utiliza o método dos pontos interiores em barras com tensão igual ou superior a 69 kV do sistema da Copel, cuja função objetivo do problema é a minimização do custo do corte de carga, e as restrições são os limites operacionais do sistema. Mikilita (2005) apresenta a formulação geral para minimização do corte de carga através das equações (5) a (14):

$$\min \alpha^t \cdot \text{Uprior} \cdot \Delta P d \quad (5)$$

Sujeito a: $P g - P d = P(x, a) \quad (6)$

$$Q g - Q d = Q(x, a) \quad (7)$$

$$d^t \cdot x = 0 \quad (8)$$

$$P g_{min} \leq P g \leq P g_{max} \quad (9)$$

$$Q g_{min} \leq Q g \leq Q g_{max} \quad (10)$$

$$V_i min^2 \leq x^T \cdot M_i \cdot x \leq V_i max^2 \quad i = 1, \dots, nb \quad (11)$$

$$a_{min} \leq a \leq a_{max} \quad (12)$$

$$P l_{min} \leq P l \leq P l_{max} \quad (13)$$

$$\Delta P d \leq \Delta P d_{max} \quad (14)$$

Onde:

α^t é um vetor de dimensão nc (número de barras a serem cortadas) contendo o custo dos cortes por barras;

Uprior é uma matriz identidade de dimensão $(nc \times nc)$. Nas posições referentes às barras de uma mesma área, ao invés de valores unitários, colocam-se pesos, de modo que quanto maiores os pesos relativos às barras de uma determinada área, menores as chances de as barras dessa área serem cortadas e quanto menores os pesos, maiores as chances das barras dessa área serem cortadas;

$\Delta P d$ é um vetor de dimensão $(nc \times 1)$ com os valores dos cortes a serem minimizados;

$P g$ é um vetor de gerações de potência ativa com dimensão $(nb \times 1)$;

$P d$ é um vetor de cargas ativas com dimensão $(nb \times 1)$;

P é um vetor de dimensão $(nb \times 1)$ contendo as injeções de potência ativa;
 Qg é um vetor de gerações de potência reativa com dimensão $(nb \times 1)$;
 Qd é um vetor de cargas reativas com dimensão $(nb \times 1)$;
 Q é um vetor de dimensão $(nb \times 1)$ contendo as injeções de potência reativa;
 x um vetor de dimensão $(2nb \times 1)$ cujos elementos são as componentes real e imaginária das tensões de barra;
 a é a relação de transformação dos transformadores de potência;
 d é um vetor de dimensão $(2nb \times 1)$ com os nb primeiros elementos nulos e os subsequentes também nulos, com exceção da posição correspondente à barra de referência, que assume valor unitário;
 Pg_{min} e Pg_{max} são vetores de dimensão $(nb \times 1)$ contendo os limites mínimos e máximos de geração de potência ativa, respectivamente;
 Qg_{min} e Qg_{max} são vetores de dimensão $(nb \times 1)$ contendo os limites mínimos e máximos de geração de potência reativa, respectivamente;
 V_i_{min} e V_i_{max} correspondem aos valores mínimo e máximo das magnitudes de tensão permitidos na barra i . São vetores de dimensão $(nb \times 1)$ contendo os limites de magnitudes de tensão;
 M é uma matriz auxiliar de dimensão $(2nb \times 2nb)$, usada para obtenção da soma ao quadrado das partes reais e imaginárias de cada componente de tensão na barra i ;
 $amin$ e $amax$ são vetores de dimensão $(nb \times 1)$ contendo os limites mínimos e máximos das relações de transformação das magnitudes das tensões, respectivamente;
 Pl_{max} é um vetor de dimensão $(nl \times 1)$, contendo os limites máximos de fluxo de potência ativa;
 Pl é um vetor de dimensão $(nl \times 1)$, contendo os fluxos de potência ativa que percorrem as linhas;
 Pl_{min} é um vetor de dimensão $(nl \times 1)$, contendo os limites mínimos de fluxo de potência ativa;
 ΔPd_{max} é um vetor de dimensão $(nc \times 1)$ contendo os limites máximos dos cortes por barra.

O FPO também foi utilizado para maximizar os benefícios do Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), alocando equipamentos capazes de aliviar as

restrições da rede, operando ativamente e evitando o corte de carga. O modelo leva em consideração o perfil de consumo em cada barramento e suas variações durante o dia, oferecendo uma reserva operacional e também fornece um indicador de benefício por barramento, caso o equipamento estivesse instalado. Esta metodologia foi avaliada por Hayes et al. (2014) em redes típicas de teste em malha e radiais no Reino Unido.

Laghari et al. (2015) apresentaram uma técnica de corte de carga por subfrequência utilizando taxa de mudança de frequência e combinação de priorização fixa e aleatória de cargas para obter o corte de carga otimizado em barras. O modelo apresenta três módulos: módulo de cálculo de frequência do centro de inércia, módulo de cálculo do montante de corte de carga e módulo de otimização de corte de carga. A combinação de priorizações fixas e aleatórias é utilizada no módulo de otimização de corte de carga, desempenhando um papel importante no corte de carga ótimo, segundo as conclusões do trabalho. Esse método foi testado em eventos de ilhamento, perda de geração distribuída e casos de aumento de carga.

3.2.2 Métodos Baseados em Inteligência Artificial

A seguir serão apresentadas algumas aplicações das técnicas de corte de carga baseadas em inteligência computacional.

3.2.2.1 Redes Neurais Artificiais

Mitchell et al. (2000) propõem um método baseado em RNA para prever resposta dinâmica de um sistema de potência durante um cenário de corte de carga por subfrequência devido à perda de geração. O sistema avalia os valores reais e disponíveis de geração, o valor da geração antes da perturbação, o montante de carga cortado e percentual por tipo de carga cortado. O sistema da Ilha Terceira em Açores foi utilizado para validar a abordagem desenvolvida, considerando a quantidade significativa de geração eólica e a necessidade de medidas eficazes de controle de emergência. Devido à rápida previsão do comportamento do sistema, o COD pode selecionar os alimentadores a serem desconectados em condições de emergência.

Yasin et al. (2013) apresentaram uma técnica baseada em uma RNA para prever o montante de carga a ser cortado em um sistema de distribuição durante um evento de subtensão, utilizando como entradas a tensão mínima e as cargas ativas e reativas. O sistema atua quando a tensão no sistema de distribuição atinge um valor inferior a 0,90 p.u.. Os parâmetros da RNA são selecionados usando a técnica de otimização de Programação Evolutiva Inspirada na Mecânica Quântica (PEIMQ), como conceitos de interferência e superposição. A RNA-PEIMQ é desenvolvida para procurar os parâmetros ideais de treinamento, como o número de neurônios em camadas ocultas, a taxa de aprendizado e o termo de momentum. Este método foi testado no modelo IEEE de 69 barras.

3.2.2.2 Algoritmos Genéticos

Sanaye-Pasand; Davarpanah (2005) propõem um algoritmo que utiliza as informações de fluxo de potência em tempo real. Na técnica proposta, o montante de carga é calculado através de um AG e cortado do sistema antes que a frequência caia consideravelmente, de acordo com as seguintes premissas: todas as restrições tensão e fluxo de potência devem ser cumpridas, cargas desconectadas devem ser mínimas e cargas de alta prioridade não devem ser desconectadas, se possível. Este método foi testado no modelo IEEE de 30 barras.

Ganeshprasad et al. (2013) propõem um esquema de corte de carga baseado numa prioridade horária por classe de consumo usando AG, reduzindo a perda de receita para a empresa de distribuição e também para os consumidores, à medida que a energia é fornecida no momento de sua prioridade e evitando o corte de alimentadores inteiros. A continuidade de fornecimento pode ser mantida para cargas críticas, como hospitais e serviços de saúde. A TABELA 10 mostra a priorização horária do método. Sua implementação depende de uma rede elétrica inteligente, pois um medidor inteligente deve informar o estado de cada carga individual ao COD local.

TABELA 10 - PRIORIDADE HORÁRIA POR CLASSE DE CONSUMO

CLASSE DE CONSUMO	HORAS PRIORITÁRIAS
Industrial	09:00 às 18:00
Comercial	10:00 às 13:00 18:00 às 23:59
Residencial	06:00 às 09:00 18:00 às 23:59
Hospitais e Serviços de Saúde	24 h

FONTE: Adaptado de Ganeshprasad et al. (2013)

3.2.2.3 Otimização por Enxame de Partículas

Sadati et al. (2009) utilizaram um modelo híbrido de recozimento simulado e otimização por enxame de partículas para resolver o problema de corte de carga por subtensão. O modelo de otimização considera os aspectos técnicos e econômicos de cada carga. Esta técnica foi aplicada nos modelos IEEE de 14 e 118 barras mostrando-se mais eficiente que outras técnicas de otimização, atingindo a solução ótima da tradicional função objetivo baseada em custo em menos iterações.

Para o corte de carga por subfrequência, Ketabi; Hajjakerbari Fini (2017) propõem a utilização de um modelo adaptativo baseado na frequência mínima prevista do sistema, onde as amostras são tomadas após a perturbação e o algoritmo de otimização de enxame de partículas é usado para prever a frequência mínima com base nessas amostras. Este modelo não determina a prioridade das cargas a serem cortadas, apenas determina os montantes, com base em prioridades previamente definidas. Para garantir sua eficácia, a velocidade de comunicação para transmitir as frequências medidas e os sinais de disparo é fundamental.

3.2.2.4 Lógica Fuzzy

A Lógica Fuzzy foi utilizada por Yuan-Yih Hsu; Han-Ching Kuo (1992) para a classificação de severidade de contingências, ou seja, a perda de um dos equipamentos do Sistema Elétrico de Potência de Taiwan (161 e 345 kV), contemplando 170 barras, 121 LTs e 86 transformadores, com o objetivo de reproduzir o desempenho de operadores mais experientes nesta classificação. O método compila as regras heurísticas usadas por esses operadores na classificação de contingência e as representa utilizando notação de conjuntos *fuzzy* utilizando

variáveis linguísticas. Os resultados são utilizados como um apoio em tempo real para operadores com menos experiência

A lógica *fuzzy* foi utilizada por Calderaro et al. (2011) para minimizar a carga não atendida após a perda de um gerador, considerando as prioridades de carga como baixa, média e alta. Neste problema de otimização, a demanda de energia e a geração de energia são afetadas pela geração distribuídas e pela variação de consumo, modelados através de conjuntos *fuzzy*.

Uma abordagem *fuzzy* para classificar as contingências foi utilizada por Abdelaziz et al. (2013), utilizando variáveis como índice de fluxo de linha e magnitude de tensão do barramento, obtendo assim o índice geral de criticidade. Esse método de classificação de severidade de contingências foi testado utilizando os modelos IEEE de 14 e 30 barras. O objetivo principal desse indicador é planejar o valor máximo de carga permitida para evitar o colapso de tensão, importante na avaliação de risco de planejamento de sistema de energia.

Reddy et al. (2017) utilizaram o método *Fuzzy Multi Criteria Decision Making* para a solução do problema de priorização de carga. O método foi dividido em duas etapas, onde na primeira, especialistas opinam sobre as preferências de prioridade por tipo de carga, utilizando variáveis linguísticas. Na segunda etapa estes resultados são tabulados e associados a conjuntos *fuzzy*. Como resultado o método apresentou o ranking entre seis diferentes pontos de restabelecimento de carga, com diferentes tipos de cargas, entre elas: serviços de saúde, serviços de utilidade pública, serviços associados a armazenamento de produtos perecíveis, residenciais e comerciais. A carga total nos pontos de restabelecimento nesse caso não foi utilizada com critério de avaliação.

3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo abordou a revisão da literatura relativa às técnicas utilizadas no corte de carga em barras e alimentadores e em classificações (ordenações) relativas à operação do Sistema Elétrico de Potência.

O FPO e os métodos baseados em inteligência artificial são amplamente utilizados nos estudos de operação do Sistema Elétrico de Potência em várias aplicações, como classificação de severidade, para estimar o estado do sistema,

prever o comportamento após uma falha, alocação ótima de equipamentos, restabelecimento automático e corte de carga, entre outros.

A maior parte dos modelos estudados propõe o corte nas barras, mas estudos mais recentes utilizam o corte por alimentadores e, com as redes elétricas inteligentes, os cortes podem chegar até as unidades consumidoras através de medidores inteligentes. Também não há uma metodologia difundida para utilização de critérios objetivos para priorização destas cargas.

A TABELA 11 apresenta um resumo das técnicas utilizadas nos trabalhos estudados neste capítulo, os critérios de priorização utilizados e o ponto do sistema onde o corte de carga foi aplicado, quando estes foram abordados pelo autor.

Este trabalho propõe a utilização da lógica *fuzzy* para a priorização e corte de cargas em alimentadores devido às características apresentadas nos itens 2.4 e 2.5. Assim é possível conciliar o problema da classificação de prioridades utilizando uma metodologia objetiva com o corte de cargas ao nível mais próximo do consumidor final. A introdução de variáveis georreferenciadas e de indicadores de continuidade, como critério para a priorização de cargas é o diferencial deste trabalho, pois estas não foram encontradas em nenhuma das publicações estudadas.

TABELA 11 - RESUMO DAS TÉCNICAS UTILIZADAS PARA CORTE DE CARGA POR TRABALHO

ARTIGO	TÉCNICA UTILIZADA	CRITÉRIOS DE PRIORIZAÇÃO	PONTO DE CORTE DE CARGA
Mikilita (2005)	FPO	Região Geométrica ou Barra	Barra da SE
Hayes et al. (2014)	FPO	NA	NA
Laghari et al. (2015)	FPO	Fixa x aleatória	Barra da SE
Mitchell et al. (2000)	RNA	NA	Alimentadores
Yasin et al. (2013)	RNA	NA	Barra da SE
Sanaye-Pasand; Davarpanah (2005)	AG	NA	Barra da SE
Ganeshprasad et al. (2013)	AG	Horária e classe de consumo	Unidade consumidora
Sadati et al. (2009)	PSO	NA	Barra da SE
Ketabi; Hajiakbari Fini (2017)	PSO	NA	NA
Yuan-Yih Hsu; Han-Ching Kuo (1992)	<i>Fuzzy</i>	NA	Barra da SE
Calderaro et al. (2011)	<i>Fuzzy</i>	NA	NA
Abdelaziz et al. (2013)	<i>Fuzzy</i>	NA	NA
Reddy et al. (2017)	<i>Fuzzy</i>	Classe de consumo	NA

Legenda:

NA - Não aplicável

FONTE: O autor (2018)

4 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo são apresentados os métodos desenvolvidos para a distribuição do montante de corte carga, priorização dos alimentadores e seleção dos alimentadores para o corte de carga em redes de distribuição, bem como os materiais necessários para reproduzi-los.

4.1 MATERIAIS

Para o desenvolvimento deste trabalho foram utilizados os seguintes materiais:

- a) Dados referenciados ao Religador Automático (RA) dos alimentadores do sistema de MT;
- b) Dados georreferenciados dos alimentadores do sistema de MT;
- c) Dados das barras das subestações do sistema de transmissão e distribuição de alta tensão (AT);
- d) Dados das linhas do sistema de transmissão e distribuição de AT;
- e) Ferramentas computacionais.

As informações dos materiais utilizados são detalhadas a seguir.

4.1.1 Dados referenciados ao RA dos alimentadores do sistema de MT

As simulações desenvolvidas por este trabalho utilizaram dados reais de alimentadores do sistema de distribuição de MT. Foram utilizados os seguintes dados de cada alimentador:

- a) Número GEDIS - Número operacional único do alimentador, composto por nove algarismos, sendo os cinco primeiros identificando o conjunto elétrico e os quatro restantes, números sequenciais de acordo com a ordem de introdução do alimentador naquele conjunto elétrico;
- b) Nome da Subestação - Subestação à qual o alimentador pertence;
- c) Nome do Alimentador - Nome de identificação do alimentador;
- d) Quantidade de hospitais conectados ao alimentador;
- e) Quantidade de UCs com equipamento de sobrevida;
- f) Quantidade de UCs sem cadastro;

- g) Quantidade de UCs classificadas como residencial;
- h) Quantidade de UCs classificadas como industrial;
- i) Quantidade de UCs classificadas como comercial;
- j) Quantidade de UCs classificadas como rural;
- k) Quantidade de UCs classificadas como poderes públicos;
- l) Quantidade de pontos de medição de iluminação pública;
- m) Quantidade de UCs classificadas como serviços públicos;
- n) Quantidade de UCs próprias da distribuidora;
- o) Quantidade de UCs de outras distribuidoras;
- p) Valor da carga ativa instantânea, em MW;
- q) Valor da carga ativa máxima dos últimos doze meses, em MW;
- r) Consumidor-Hora Interrompido (CHI) acumulado de três meses;
- s) Consumidor Interrompido (CI) acumulado de três meses;
- t) Código CAR da subestação - Código de identificação da subestação; e
- u) Região geolétrica a qual o alimentador pertence, de um a cinco significando respectivamente Centro-Sul (CSL), Leste (LES), Noroeste (NRO), Norte (NRT) e Oeste (OES).

O APÊNDICE apresenta um exemplo da planilha com estes dados.

4.1.2 Dados georreferenciados dos alimentadores do sistema de MT

Os dados georreferenciados dos alimentadores do sistema de MT foram obtidos através do software NIX. Foram utilizadas as coordenadas inicial e final de cada trecho do alimentador. A FIGURA 8 apresenta a representação georreferenciada do alimentador Couto Pereira, como exemplo.

FIGURA 8 – EXEMPLO DE REPRESENTAÇÃO GERORREFERNCIADA DO ALIMENTADOR COUTO PEREIRA



FONTE: O autor (2019)

4.1.3 Dados das barras das subestações do sistema de transmissão e distribuição de AT

Os dados das barras das subestações do sistema de transmissão e distribuição de AT foram obtidos através do caso de referência¹ mensal do ONS utilizando os softwares ANAREDE e EditCEPEL. Os dados utilizados são:

- a) Número de identificação da barra no ONS;
- b) Tipo da barra - Nas simulações foram utilizadas as barras de carga, de tensão regulada e de referência;
- c) Nome de identificação da barra no ONS;
- d) Tensão inicial da barra, em p.u.. O valor utilizado está multiplicado por 1000, pois existe um ponto decimal implícito no dado original;
- e) Ângulo de fase inicial da barra, em graus;
- f) Valor de geração de potência ativa da barra, em MW;
- g) Valor de geração de potência reativa da barra, em Mvar;
- h) Valor do limite mínimo de geração de potência reativa da barra, em Mvar;
- i) Valor do limite máximo de geração de potência reativa da barra, em Mvar;
- j) Valor da carga ativa da barra, em MW;
- k) Valor da carga reativa da barra, em Mvar;
- l) Capacitor Reator - Valor da potência reativa injetada na barra, em Mvar, através de bancos de capacitores/reatores; e

¹ Representação computacional de uma situação de topologia, de carga ou de geração do SIN, utilizada para a realização de simulações das condições de desempenho desse sistema.

m) Área a qual a barra pertence.

A TABELA 12 apresenta um exemplo dados selecionados do arquivo DBAR das barras do sistema de transmissão e distribuição de AT.

TABELA 12 - EXEMPLO DE DADOS DAS BARRAS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE AT

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
800	2	GBMunhoz-4GR	1020	-12	1500	144.2	-800	800	1.2	0	0	9
804	1	GPSouza--4GR	1050	-28	260	122.2	-120	138	1.2	0	0	9
808	1	SCaxias--4GR	1015	-3.1	1210	97.33	-600	600	2.4	0	0	9
810	1	GNBraga--3GR	1010	-8	940	18.09	-300	399	1.8	0	0	9
825	0	Guarapua-138	896	-37	0	0	0	0	23	11.9	4.8	4
826	0	Irati----138	929	-39	1.13	0	0	0	38	15.5	4.8	4
832	0	RioAzul--138	930	-38	0	0	0	0	10.3	8.8	1.2	4
833	0	Sabara---138	996	-39	0	0	0	0	18	8.8	4.8	4
835	0	Socorro--138	940	-31	0	0	0	0	10.9	3.2	0	4
836	0	UVitoria-138	943	-33	0.6	0	0	0	40.5	25	9.6	4
837	0	VilaCarl-138	904	-35	0	0	0	0	23.2	7.8	4.8	4

FONTE: O autor (2019)

4.1.4 Dados das linhas do sistema de transmissão e distribuição de AT

Os dados das linhas do sistema de transmissão e distribuição de AT foram obtidos através do caso de referência mensal do ONS utilizando os softwares ANAREDE e EditCEPEL. Os dados utilizados são:

- a) Número de identificação da barra no ONS de uma das extremidades da linha (DE);
- b) Número de identificação da barra no ONS da outra extremidade da linha (PARA);
- c) Número de identificação do circuito;
- d) Valor da resistência do circuito, em %;
- e) Valor da reatância do circuito, em %;
- f) Valor total da susceptância shunt do circuito, em Mvar;
- g) Valor do tap referido a barra da extremidade DE, em p.u.;
- h) Valor mínimo que o tap pode assumir, em p.u.;
- i) Valor máximo que o tap pode assumir, em p.u.;

j) Barra Controlada - em casos de circuitos do tipo transformador com variação automática de tap, é o número de identificação da barra no ONS cuja magnitude de tensão deve ser controlada;

k) Capacidade de carregamento do circuito em condições normais, em MVA;
e

l) Capacidade de carregamento do circuito em condições de emergência, em MVA.

A TABELA 13 apresenta um exemplo dados selecionados do arquivo DLIN das linhas do sistema de transmissão e distribuição de AT.

TABELA 13 - EXEMPLO DE DADOS DAS LINHAS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE AT

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
546	511	1	0	3.27	0	1.025	1.025	1.025	0	356	356
549	507	1	0	21.625	0	1	1	1	0	712	712
549	552	1	0.14	1.82	102.2	0	0	0	0	1524	1524
550	549	1	0	10.78	0	1.035	0.85	1.187	550	150	150
551	553	1	0	0.01	0	0	0	0	0	637	637
551	611	1	0.63	3.61	11.75	0	0	0	0	318	318
551	1029	1	1.43	8.22	26.75	0	0	0	0	407	424
553	552	1	0.07	7.237	0	0.9592	0.9	1.1	553	336	336
553	1031	1	3.772	193.433	3.904	0	0	0	0	297	319

FONTE: O autor (2019)

4.1.5 Ferramentas computacionais

O *hardware* utilizado para realizar as simulações foi um notebook com processador Intel (R) Core (TM) i5-3210M, 2,50 GHz com 8 GB de memória RAM com sistema operacional Windows 10 Pro de 64 bits instalado.

Os softwares necessários foram:

a) ANAREDE v10.2.3, do fabricante Eletrobrás CEPEL, para extrair os dados das barras das subestações e linhas do sistema de transmissão e distribuição de AT.

b) EditCEPEL v1.4.19, do fabricante Eletrobrás CEPEL, para selecionar os dados necessários das barras das subestações e linhas do sistema de transmissão e distribuição de AT.

c) NIX v2.2018.4.4, do fabricante Proteasy Informática & Engenharia Ltda., para extrair os dados georreferenciados dos alimentadores do sistema de MT.

d) Excel Professional Plus 2010, do fabricante Microsoft, para tratamento dos dados georreferenciados dos alimentadores e cálculo das distâncias.

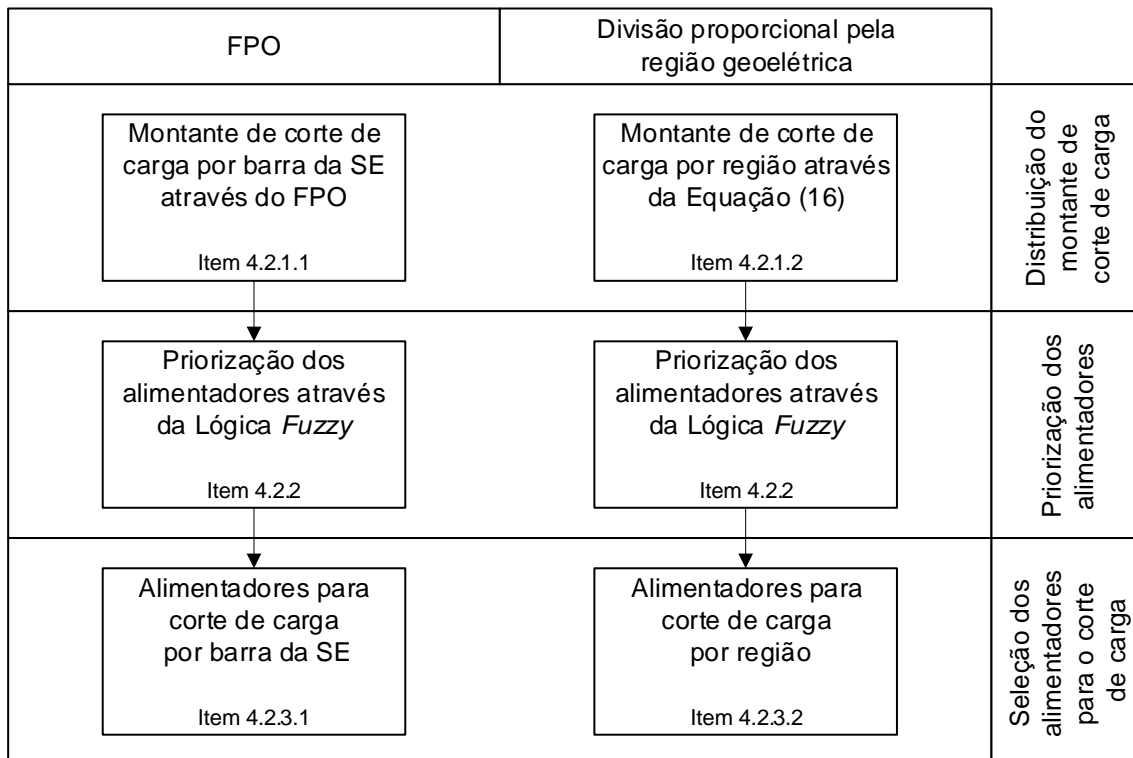
e) PI DataLink 2017 SP1 v5.4.1, do fabricante OSIssoft, para aquisição de dados de potência instantânea e potência máxima dos alimentadores.

f) MATLAB versão 2016, do fabricante MathWorks, para realizar as simulações dos métodos desenvolvidos para a distribuição do montante de corte carga, priorização dos alimentadores e seleção dos alimentadores para o corte de carga.

4.2 MÉTODOS

A metodologia de corte seletivo de carga foi dividida em três etapas: distribuição do montante de corte de carga, priorização dos alimentadores e seleção dos alimentadores para o corte de carga, como ilustrado pela FIGURA 9

FIGURA 9 - VISÃO GERAL DAS ETAPAS DA METODOLOGIA DE CORTE SELETIVO DE CARGA



FONTE: O autor (2019)

Nas próximas seções será apresentada a metodologia utilizada em cada uma das etapas.

4.2.1 Distribuição do montante de corte de carga

O problema da distribuição do montante de corte de carga foi abordado de duas maneiras, por barra da subestação através do FPO e da divisão proporcional pela região geoeletrica, a fim de comparar seus resultados.

4.2.1.1 Fluxo de Potência Ótimo

Foi utilizado o método apresentado por Mikilita (2005) através de um algoritmo primal-dual de pontos interiores implementado em ferramenta computacional, com seu modelo matemático apresentado no capítulo três, introduzindo uma nova restrição apresentada pela equação (15) em substituição à equação (14) para atingir o valor solicitado pelo ONS.

$$\mathbf{u}^t \cdot \Delta Pd - Pd_{ONS} \leq 0 \quad (15)$$

Onde:

\mathbf{u}^t é um vetor unitário de dimensão nc ; e

Pd_{ONS} é o montante de carga total a ser cortado solicitado pelo NOS, em p.u..

Os dados foram atualizados para um sistema de 406 barras e 615 linhas. Foram utilizados os valores de $V_{i\min} = 0,85$ p.u. e $V_{i\max} = 1,05$ p.u. como limites de tensão nas barras para minimizar os impactos do corte de carga no perfil de tensão do sistema e o limite máximo de corte por barra utilizado foi $\Delta Pd_{\max} = 0,6$ para evitar o corte total de uma subestação, que em algumas regiões pode representar uma ou mais cidades.

São utilizados os dados de entrada apresentados nos itens 4.1.3 e 4.1.4. O dado de saída é o vetor ΔPd , com os cortes de carga por barra.

4.2.1.2 Divisão proporcional pela região geoeétrica

Utilizando os dados de entrada apresentado no item 4.1.1, e conforme apresentado no item 4.1.1(u), os alimentadores são agrupados em cinco regiões geoeétricas. Para se definir o montante de corte por região utiliza-se a equação (16) a seguir:

$$M_{REG} = \left(\frac{\sum P_{inst\ REG}}{\sum P_{inst\ TOT}} \right) M_{SOL} \quad (16)$$

Onde:

M_{REG} é o montante de carga a ser cortado na região, em MW.

M_{SOL} é o montante de carga total a ser cortado, solicitado pelo ONS, em MW.

$\sum P_{inst\ REG}$ é o somatório das potências ativas instantâneas dos alimentadores da região, em MW.

$\sum P_{inst\ TOT}$ é o somatório das potências ativas instantâneas de todos os alimentadores do sistema, em MW.

Como dado de saída obtém-se os valores de corte de carga para cada uma das cinco regiões.

4.2.2 Priorização dos alimentadores

Os dados de entrada com suas funções de pertinência, as regras de inferência, e o método de defuzificação para a priorização dos alimentadores serão apresentados a seguir.

Foram utilizados os dados de entrada apresentados nos itens 4.1.1 e 4.1.2 para este desenvolvimento. Para as variáveis de entrada “Consumidores Industriais”, “Consumidores Comerciais”, “Consumidores Residenciais”, “Consumidor-Hora Interrompido” e “Consumidor Interrompido”, houve a necessidade de utilizar seus dados normalizados, para garantir uma escala fixa entre zero e um, utilizando então a equação (17).

$$DADOent_{ALIM} = \frac{VALOR_{ALIM}}{VALOR_{MAX}} \quad (17)$$

Onde:

$DADOent_{ALIM}$ é o dado de entrada utilizado no conjunto *fuzzy* para o alimentador, com valor entre 0 e 1.

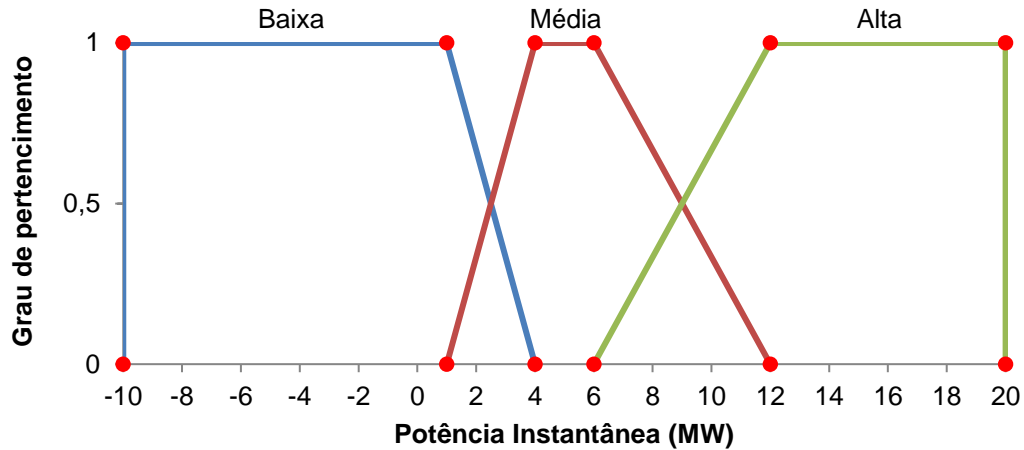
$VALOR_{ALIM}$ é o valor absoluto da variável de entrada do alimentador.

$VALOR_{MAX}$ é o valor absoluto máximo da variável de entrada entre todos os alimentadores.

4.2.2.1 Potência instantânea do alimentador

As funções de pertinência para a potência instantânea do alimentador são apresentadas na FIGURA 10.

FIGURA 10 - FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA PARA POTÊNCIA INSTANTÂNEA



FONTE: O autor (2019)

Foram utilizadas as variáveis linguísticas “Baixa”, “Média” e “Alta” para denominar os conjuntos *fuzzy* que representam o seu potencial de contribuição ao corte de carga, ou seja, um alimentador com potência instantânea negativa ou próxima de zero terá uma “Baixa” contribuição ao corte de carga. As transições dos conjuntos *fuzzy* “Baixa”, “Média” e “Alta” Potência Instantânea do alimentador foram dimensionadas de modo a traduzir aproximadamente a avaliação do analista

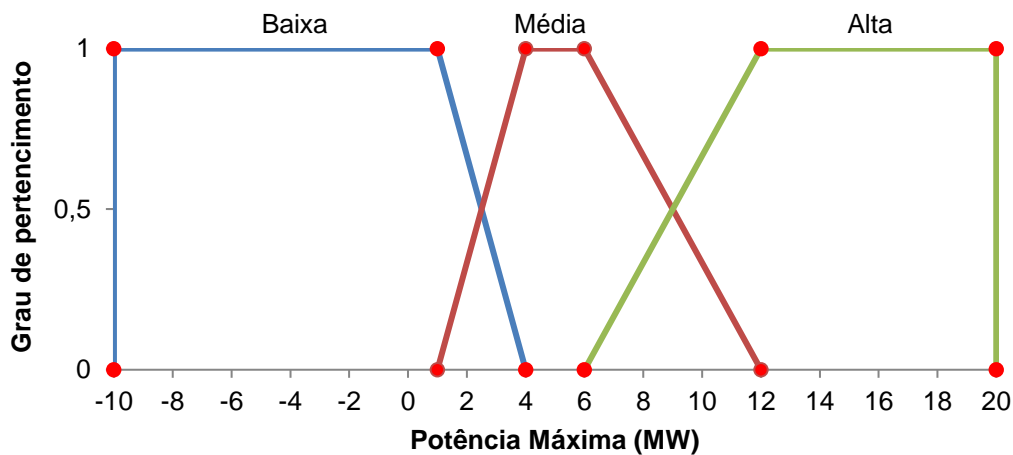
responsável pela classificação dos alimentadores, deixando os conjuntos delimitados conforme representação com pontos vermelhos no gráfico:

- Baixa = $\{(-10;0),(-10;1),(1;1),(4;0)\}$
- Média = $\{(1;0),(4;1),(6;1),(12;0)\}$
- Alta = $\{(6;0),(12;1),(20;1),(20;0)\}$

4.2.2.2 Potência máxima do alimentador

As funções de pertinência para a potência máxima do alimentador são apresentadas na FIGURA 11.

FIGURA 11 - FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA PARA POTÊNCIA MÁXIMA



FONTE: O autor (2019)

As transições dos conjuntos *fuzzy* “Baixa”, “Média” e “Alta” Potência Máxima do alimentador foram analisadas de maneira análoga ao item 4.2.2.1, deixando os conjuntos assim delimitados:

- Baixa = $\{(-10;0),(-10;1),(1;1),(4;0)\}$
- Média = $\{(1;0),(4;1),(6;1),(12;0)\}$
- Alta = $\{(6;0),(12;1),(20;1),(20;0)\}$

4.2.2.3 Consumidores VIPs

É a somatória do número de hospitais, consumidores residenciais com equipamento sobrevida e outras concessionárias ligadas ao alimentador. Não será

utilizada no método *fuzzy*, mas por suas características diferenciadas de carga prioritária, será utilizado como critério de classificação, adicionado ao resultado da variável de saída.

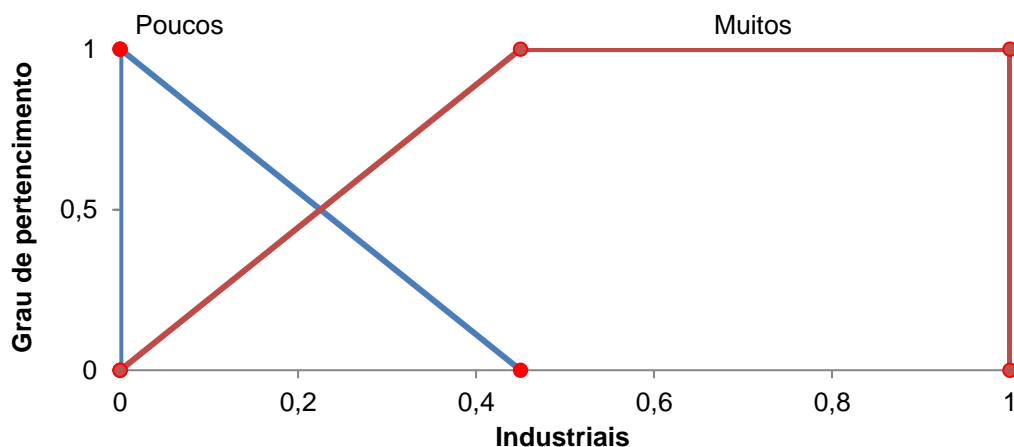
Os consumidores residenciais com equipamento de sobrelarga e hospitais são considerados UCs especiais, ou VIPs, por uma prática do setor elétrico brasileiro a fim de priorizar o fornecimento de energia a estes consumidores. Cargas de outras concessionárias também serão consideradas VIPs, por seguirem procedimentos específicos.

4.2.2.4 Consumidores Industriais

Além do número de consumidores industriais, devido às características de consumo, também são incluídas as UCs cadastradas como serviços públicos e poderes públicos ligados ao alimentador. Foram utilizadas as variáveis linguísticas “Poucos” e “Muitos” para denominar os conjuntos *fuzzy* que representam a quantidade do agrupamento destes consumidores. Aplica-se a equação (17) para o agrupamento deste dado de entrada.

As funções de pertinência para a quantidade de consumidores industriais do alimentador são apresentadas na FIGURA 12.

FIGURA 12 - FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA PARA CONSUMIDORES INDUSTRIAIS



FONTE: O autor (2019)

As transições dos conjuntos *fuzzy* “Poucos” e “Muitos” consumidores Industriais do alimentador foram analisadas de maneira que aproximadamente 10%

dos alimentadores ficassem acima da interseção dos conjuntos, deixando os conjuntos assim delimitados:

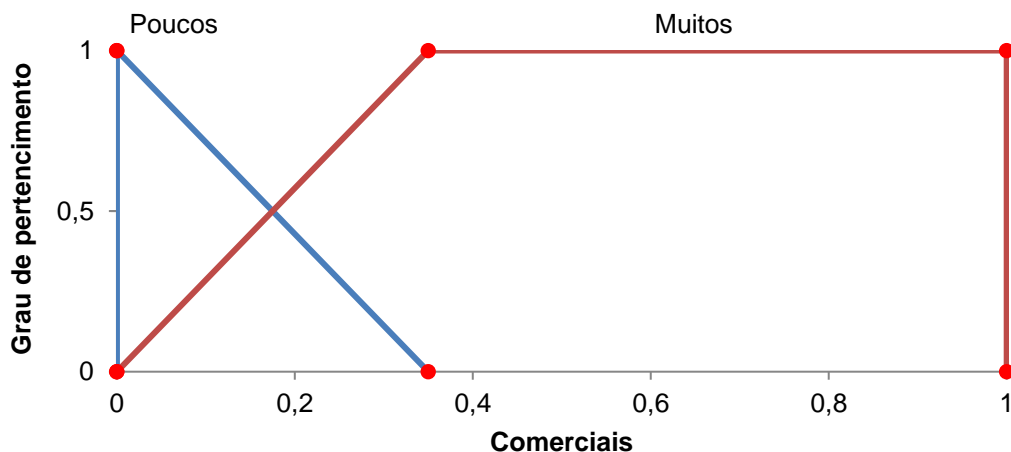
- Poucos = $\{(0;0),(0;1),(0,45;0)\}$
- Muitos = $\{(0;0),(0,45;1),(1;1),(1;0)\}$

4.2.2.5 Consumidores Comerciais

Além do número de consumidores comerciais, devido às características de consumo, também são incluídas as UCs cadastradas como próprios da concessionária ligados ao alimentador. Foram utilizadas as variáveis linguísticas “Poucos” e “Muitos” para denominar os conjuntos *fuzzy* que representam a quantidade do agrupamento destes consumidores. Aplica-se a equação (17) para o agrupamento deste dado de entrada.

As funções de pertinência para a quantidade de consumidores comerciais do alimentador são apresentadas na FIGURA 13.

FIGURA 13 - FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA PARA CONSUMIDORES COMERCIAIS



FONTE: O autor (2019)

A transição dos conjuntos *fuzzy* “Poucos” e “Muitos” consumidores Comerciais do alimentador foram analisados de maneira que aproximadamente 20% dos alimentadores ficassem acima da interseção dos conjuntos, deixando os conjuntos assim delimitados:

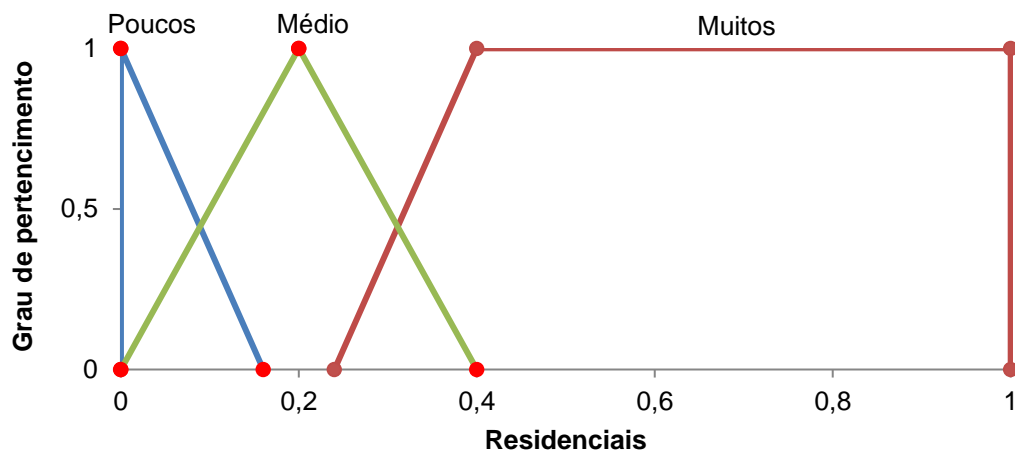
- Poucos = $\{(0;0),(0;1),(0,35;0)\}$
- Muitos = $\{(0;0),(0,35;1),(1;1),(1;0)\}$

4.2.2.6 Consumidores Residenciais

Além do número de consumidores, devido às características de consumo, também são incluídas as UCs cadastradas como rurais, iluminação pública ou sem cadastro, ligados ao alimentador. Foram utilizadas as variáveis linguísticas “Poucos”, “Médio” e “Muitos” para denominar os conjuntos *fuzzy* que representam a quantidade do agrupamento destes consumidores. Aplica-se a equação (17) para o agrupamento deste dado de entrada.

As funções de pertinência para a quantidade de consumidores residenciais do alimentador são apresentadas na FIGURA 14.

FIGURA 14 - FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA PARA CONSUMIDORES RESIDENCIAIS



FONTE: O autor (2019)

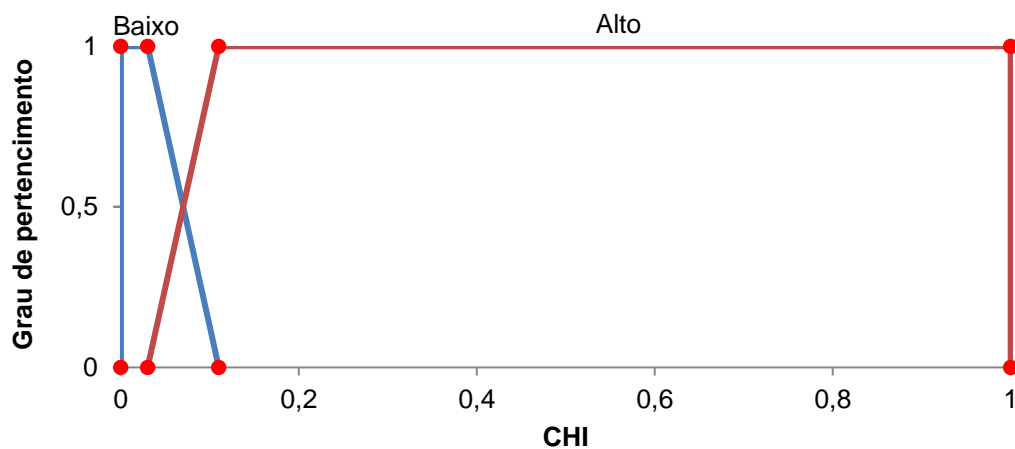
As transições dos conjuntos *fuzzy* “Poucos”, “Médio” e “Muitos” consumidores Residenciais do alimentador foram analisados de maneira que aproximadamente 20% dos alimentadores ficassem acima da interseção dos conjuntos “Médio” e “Muitos” e aproximadamente 30% dos alimentadores ficassem abaixo da interseção dos conjuntos “Poucos” e “Médio”, deixando os conjuntos assim delimitados:

- Poucos = $\{(0;0),(0;1),(0,16;0)\}$
- Médio = $\{(0;0),(0,2;1),(0,4;0)\}$
- Muitos = $\{(0,24;0),(0,4;1),(1;1),(1;0)\}$

4.2.2.7 Consumidor-Hora Interrompido (CHI)

Foram utilizadas as variáveis linguísticas “Baixo” e “Alto” para denominar os conjuntos *fuzzy* que representam o valor do CHI. Aplica-se a equação (17) para o agrupamento deste dado de entrada. As funções de pertinência para o CHI do alimentador são apresentadas na FIGURA 15.

FIGURA 15 - FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA PARA CHI



FONTE: O autor (2019)

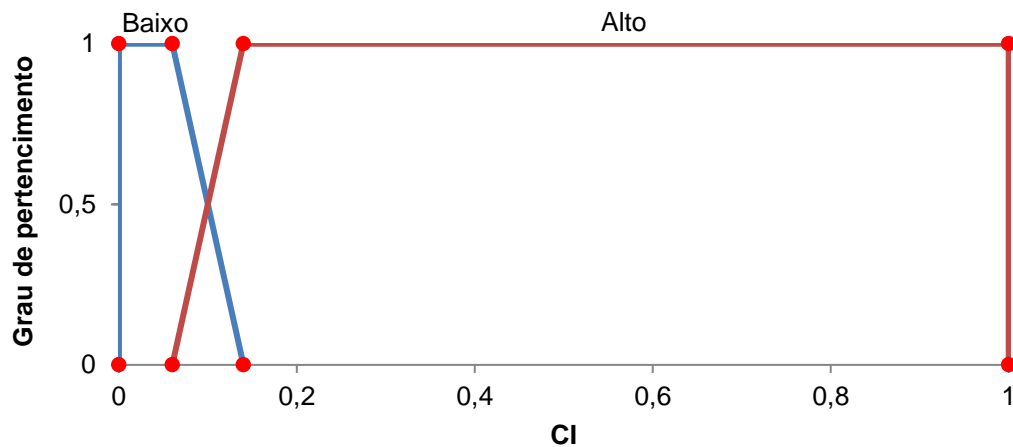
A transição dos conjuntos *fuzzy* “Baixo” e “Alto” CHI do alimentador foram analisados de maneira que aproximadamente 20% dos alimentadores ficassem acima da interseção dos conjuntos, deixando os conjuntos assim delimitados:

- Poucos = $\{(0;0),(0;1),(0,03;1),(0,11;0)\}$
- Muitos = $\{(0,03;0),(0,11;1),(1;1),(1;0)\}$

4.2.2.8 Consumidor Interrompido (CI)

Foram utilizadas as variáveis linguísticas “Baixo” e “Alto” para denominar os conjuntos *fuzzy* que representam o valor do CI. Aplica-se a equação (17) para o agrupamento deste dado de entrada. As funções de pertinência para o CI do alimentador são apresentadas na FIGURA 16.

FIGURA 16 - FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA PARA CI



FONTE: O autor (2019)

A transição dos conjuntos *fuzzy* “Baixo” e “Alto” CI do alimentador foram analisados de maneira que aproximadamente 20% dos alimentadores ficassem acima da interseção dos conjuntos, deixando os conjuntos assim delimitados:

- Poucos = $\{(0;0), (0;1), (0,06;1), (0,14;0)\}$
- Muitos = $\{(0,06;0), (0,14;1), (1;1), (1;0)\}$

4.2.2.9 Distância

Foram utilizados os dados apresentados no item 4.1.2 para o cálculo da distância do alimentador a um ponto de referência de uma região central de cada uma das cinco regiões apresentadas anteriormente, de acordo com o método apresentado a seguir.

Para cada trecho de alimentador foi calculada a latitude e longitude do ponto médio do trecho (P_{mT}). A partir deste ponto médio, calcula-se a distância ao ponto de referência da região através da equação (18).

$$D_T = R \cdot \arccos[\cos(Lat_{P_{mT}}) \cdot \cos(Lat_{ref}) \cdot \cos(Long_{ref} - Long_{P_{mT}}) + \sin(Lat_{P_{mT}}) \cdot \sin(Lat_{ref})] \quad (18)$$

Onde:

D_T é a distância do ponto médio do trecho em ponto de referência de uma região.

R é o raio do globo terrestre. Valor utilizado 6378,137 km.

Lat_{pmT} é o valor da latitude do ponto médio do trecho do alimentador.

Lat_{ref} é o valor da latitude do ponto de referência de uma região.

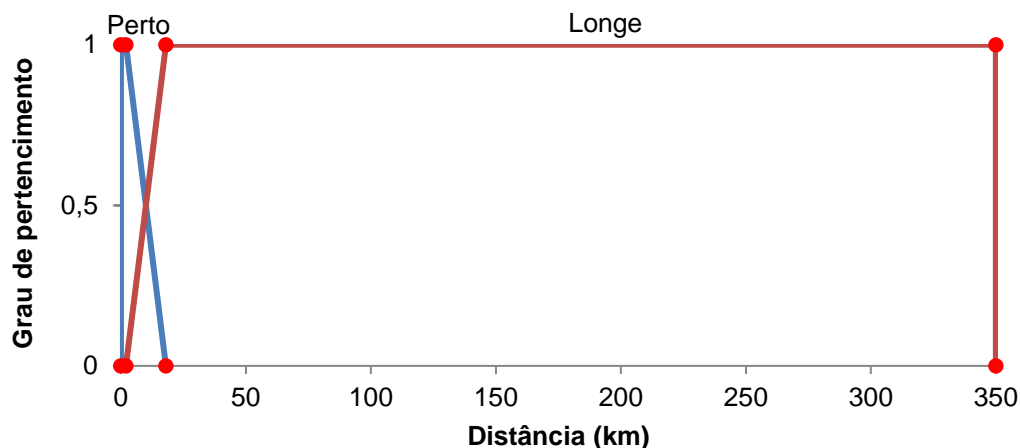
$Long_{pmT}$ é o valor da longitude do ponto médio do trecho do alimentador.

$Long_{ref}$ é o valor da longitude do ponto de referência de uma região.

Através da média de todas as distâncias dos pontos médios dos trechos em relação ao ponto de referência da região, atribuiu-se a distância do alimentador à região central.

As funções de pertinência para a distância do alimentador são apresentadas na FIGURA 17.

FIGURA 17 - FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA PARA DISTÂNCIA



FONTE: O autor (2019)

Foram utilizadas as variáveis linguísticas “Perto” e “Longe” para denominar os conjuntos *fuzzy* que representam a distância do alimentador. A transição dos conjuntos *fuzzy* “Perto” e “Longe” da distância do alimentador foram analisados de maneira que apenas alimentadores que estivessem em um raio de 10 km fossem considerados perto, ou seja, próximo a uma região de maior movimento, deixando os conjuntos assim delimitados:

- Perto = $\{(0;0),(0;1),(2;1),(18;0)\}$
- Longe = $\{(2;0),(18;1),(350;1),(350;0)\}$

4.2.2.10 Regras de Inferência *fuzzy*

Para determinar as regras de inferência *fuzzy* foram utilizadas algumas premissas, apresentadas a seguir:

a) Utilização de condição de barreira onde o corte é menos prioritário em alimentadores com CHI ou CI em conjunto *fuzzy* “Alto”, para evitar que a satisfação percebida do consumidor seja afetada;

b) Utilização de condição de barreira onde o corte é menos prioritário em alimentadores de regiões centrais, isto é, com distância em conjunto *fuzzy* “Perto”, para minimizar as consequências do corte de carga;

c) Alimentadores com Potência Instantânea em conjunto *fuzzy* “Alta” são mais prioritários para o corte de que os alimentadores em conjunto *fuzzy* “Média” e “Baixa”, para atingir o corte de carga com menor número de alimentadores. De maneira análoga, alimentadores em conjunto *fuzzy* “Média” são mais prioritários para o corte de que os alimentadores em conjunto *fuzzy* “Baixa”;

d) Alimentadores com Potência Máxima em conjunto *fuzzy* “Alta” são mais prioritários para o corte de que os alimentadores em conjunto *fuzzy* “Média” e “Baixa”, porque possuem potencial de corte de carga maior. De maneira análoga, alimentadores em conjunto *fuzzy* “Média” são mais prioritários para o corte de que os alimentadores em conjunto *fuzzy* “Baixa”;

e) Alimentadores com número de consumidores em conjunto *fuzzy* “Pouco” são mais prioritários para o corte de que os alimentadores em conjunto *fuzzy* “Médio” ou “Muito”, para afetar o menor número de consumidores. De maneira análoga, alimentadores em conjunto *fuzzy* “Médio” são mais prioritários para o corte de que os alimentadores em conjunto *fuzzy* “Muito”;

f) A variável de entrada Industriais é menos prioritária para o corte, devido ao impacto do corte de carga ser maior neste conjunto, que as variáveis Comerciais e Residenciais; e

g) A variável de entrada Comerciais é menos prioritária para o corte, devido ao impacto do corte de carga ser maior neste conjunto, que a variável Residenciais.

Seguindo as premissas acima, a TABELA 14 apresenta as regras de inferência *fuzzy*, relacionando os conjuntos *fuzzy* de entrada com os conjuntos *fuzzy* da variável de saída.

TABELA 14 - REGRAS DE INFERÊNCIA DO MÉTODO FUZZY

Rg	Fi	Fc	Fr	Fpm	Fpi	Fchi	Fci	Fdist	Ct
1	Se Indif e Indif e Indif e Indif e Indif e Alto ou Alto ou Perto então	C7							
2	Se Muito e Indif e Indif e Baixa e Baixa e Indif e Indif e Indif então	C6							
3	Se Pouco e Muito e Indif e Baixa e Baixa e Indif e Indif e Indif então	C5							
4	Se Pouco e Pouco e Muito e Baixa e Baixa e Indif e Indif e Indif então	C5							
5	Se Pouco e Pouco e Médio e Baixa e Baixa e Indif e Indif e Indif então	C4							
6	Se Pouco e Pouco e Pouco e Baixa e Baixa e Indif e Indif e Indif então	C4							
7	Se Muito e Indif e Indif e Média e Baixa e Indif e Indif e Indif então	C5							
8	Se Pouco e Muito e Indif e Média e Baixa e Indif e Indif e Indif então	C4							
9	Se Pouco e Pouco e Muito e Média e Baixa e Indif e Indif e Indif então	C3							
10	Se Pouco e Pouco e Médio e Média e Baixa e Indif e Indif e Indif então	C3							
11	Se Pouco e Pouco e Pouco e Média e Baixa e Indif e Indif e Indif então	C3							
12	Se Muito e Indif e Indif e Média e Média e Indif e Indif e Indif então	C4							
13	Se Pouco e Muito e Indif e Média e Média e Indif e Indif e Indif então	C4							
14	Se Pouco e Pouco e Muito e Média e Média e Indif e Indif e Indif então	C3							
15	Se Pouco e Pouco e Médio e Média e Média e Indif e Indif e Indif então	C2							
16	Se Pouco e Pouco e Pouco e Média e Média e Indif e Indif e Indif então	C2							
17	Se Muito e Indif e Indif e Alta e Baixa e Indif e Indif e Indif então	C4							
18	Se Pouco e Muito e Indif e Alta e Baixa e Indif e Indif e Indif então	C4							
19	Se Pouco e Pouco e Muito e Alta e Baixa e Indif e Indif e Indif então	C3							
20	Se Pouco e Pouco e Médio e Alta e Baixa e Indif e Indif e Indif então	C3							
21	Se Pouco e Pouco e Pouco e Alta e Baixa e Indif e Indif e Indif então	C3							
22	Se Muito e Indif e Indif e Alta e Média e Indif e Indif e Indif então	C4							
23	Se Pouco e Muito e Indif e Alta e Média e Indif e Indif e Indif então	C4							
24	Se Pouco e Pouco e Muito e Alta e Média e Indif e Indif e Indif então	C3							
25	Se Pouco e Pouco e Médio e Alta e Média e Indif e Indif e Indif então	C2							
26	Se Pouco e Pouco e Pouco e Alta e Média e Indif e Indif e Indif então	C2							
27	Se Muito e Indif e Indif e Alta e Alta e Indif e Indif e Indif então	C4							
28	Se Pouco e Muito e Indif e Alta e Alta e Indif e Indif e Indif então	C3							
29	Se Pouco e Pouco e Muito e Alta e Alta e Indif e Indif e Indif então	C2							
30	Se Pouco e Pouco e Médio e Alta e Alta e Indif e Indif e Indif então	C1							
31	Se Pouco e Pouco e Pouco e Alta e Alta e Indif e Indif e Indif então	C1							

Legenda:

Rg – Regra

Fc - Conjunto *fuzzy* Comerciais

Fpm - Conjunto *fuzzy* potência máxima

Fchi - Conjunto *fuzzy* CHI

Fdist - Conjunto *fuzzy* Distância

Indif - Indiferente

Fi - Conjunto *fuzzy* Industriais

Fr - Conjunto *fuzzy* Residenciais

Fpi - Conjunto *fuzzy* potência instantânea

Fci - Conjunto *fuzzy* CI

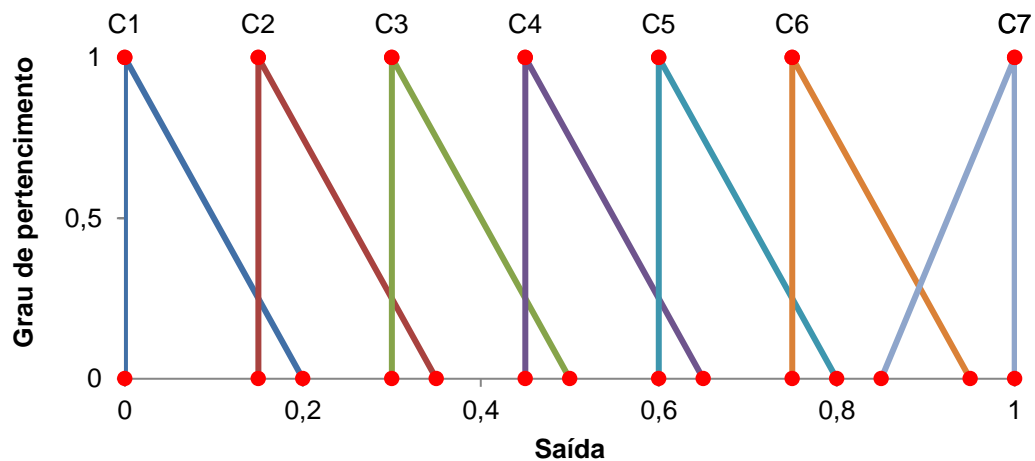
Ct - Conjunto *fuzzy* de saída

FONTE: O autor (2019)

4.2.2.11 Variável de saída *fuzzy*

As funções de pertinência de saída são apresentadas na FIGURA 18.

FIGURA 18 - FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA DA VARIÁVEL DE SAÍDA



FONTE: O autor (2019)

Os conjuntos de saída *fuzzy* foram modelados de maneira a refletir uma classificação adequada dos alimentadores segundo as premissas propostas para o modelo *fuzzy*, deixando os conjuntos assim delimitados:

- $C1 = \{(0;0),(0;1),(0,2;0)\}$
- $C2 = \{(0,15;0),(0,15;1),(0,35;0)\}$
- $C3 = \{(0,3;0),(0,3;1),(0,5;0)\}$
- $C4 = \{(0,45;0),(0,45;1),(0,65;0)\}$
- $C5 = \{(0,6;0),(0,6;1),(0,8;0)\}$
- $C6 = \{(0,75;0),(0,75;1),(0,95;0)\}$
- $C7 = \{(0,85;0),(1;1),(1;0)\}$

C1 é o conjunto de maior prioridade para o corte e C7 é o conjunto de menor prioridade de corte. Para obter o valor numérico SF da variável de saída C_t , é utilizado método centróide de defuzificação.

4.2.2.12 Indicador de prioridade de corte (IPC)

Para obtenção do indicador de prioridade de corte (IPC) são considerados três parâmetros: a variável de saída do método *fuzzy*, o número de consumidores VIPs e a geração de energia no alimentador, utilizando a equação (19).

$$IPC = \begin{cases} \text{se } P_{inst\ ALIM} < 0, IPC = SF + VALOR_{MAX}VIPs + 1 \\ \text{se } P_{inst\ ALIM} \geq 0, IPC = SF + VIPs \end{cases} \quad (19)$$

Onde:

IPC é indicador de prioridade de corte;

$P_{inst\ ALIM}$ é o valor da carga ativa instantânea do alimentador, em MW;

SF é o valor numérico da variável de saída do método *fuzzy*;

$VALOR_{MAX}VIPs$ é o valor máximo de consumidores VIPs conectados entre todos os alimentadores; e

VIPs é a quantidade de consumidores VIPs conectados ao alimentador.

Dessa maneira, alimentadores que estão contribuindo com geração de energia ao sistema ficarão ao final da fila de classificação, após todos os outros alimentadores, possuindo carga prioritária (VIPs) ou não. Os alimentadores que não possuem cargas prioritárias ficarão no início da fila de classificação, pois são classificadas apenas pelo método *fuzzy* e tem adicionado zero VIPs ao seu resultado.

4.2.3 Seleção dos alimentadores para o corte de carga

Os alimentadores são classificados de acordo com o seu IPC e são agrupados de acordo com o critério de distribuição do montante de corte de carga apresentado no item 4.2.1, podendo ser através do FPO ou pela divisão proporcional pela região geoeletrica.

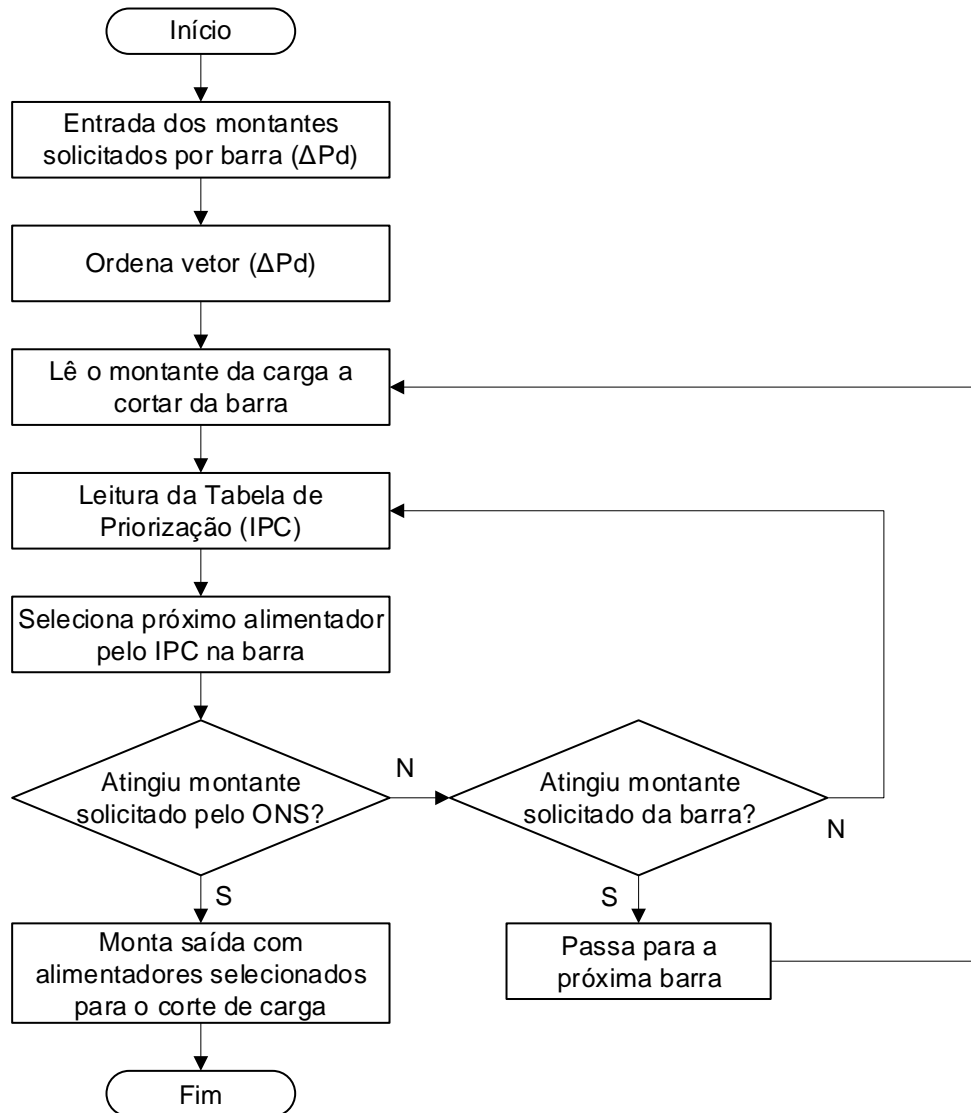
4.2.3.1 FPO

Para a seleção dos alimentadores de acordo com os critérios estabelecidos pelo FPO, os alimentadores são agrupados por subestação de acordo com o IPC. O vetor ΔPd , com os cortes de carga por barra obtido no item 4.2.1.1, é ordenado de maneira decrescente e as potências ativas instantâneas dos alimentadores são agrupadas até que se satisfaçam seus valores.

Como os valores do vetor ΔPd tem origem nos dados das barras e o corte é efetivado nos alimentadores, à medida que uma subestação tem seu corte satisfeito, pode ser gerado um excedente de corte. Para se evitar um corte de carga desnecessário, quando o montante de carga solicitado pelo ONS é atingido, mais nenhuma subestação tem sua carga cortada, mesmo que existam valores a cortar pelo vetor ΔPd .

A FIGURA 19 apresenta um fluxograma do método de seleção dos alimentadores para o corte de carga através do FPO. O resultado é uma planilha agrupada por subestação contendo os alimentadores selecionados para o corte.

FIGURA 19 - FLUXOGRAMA PARA SELEÇÃO DE ALIMENTADORES PARA CORTE ATRAVÉS DO FPO



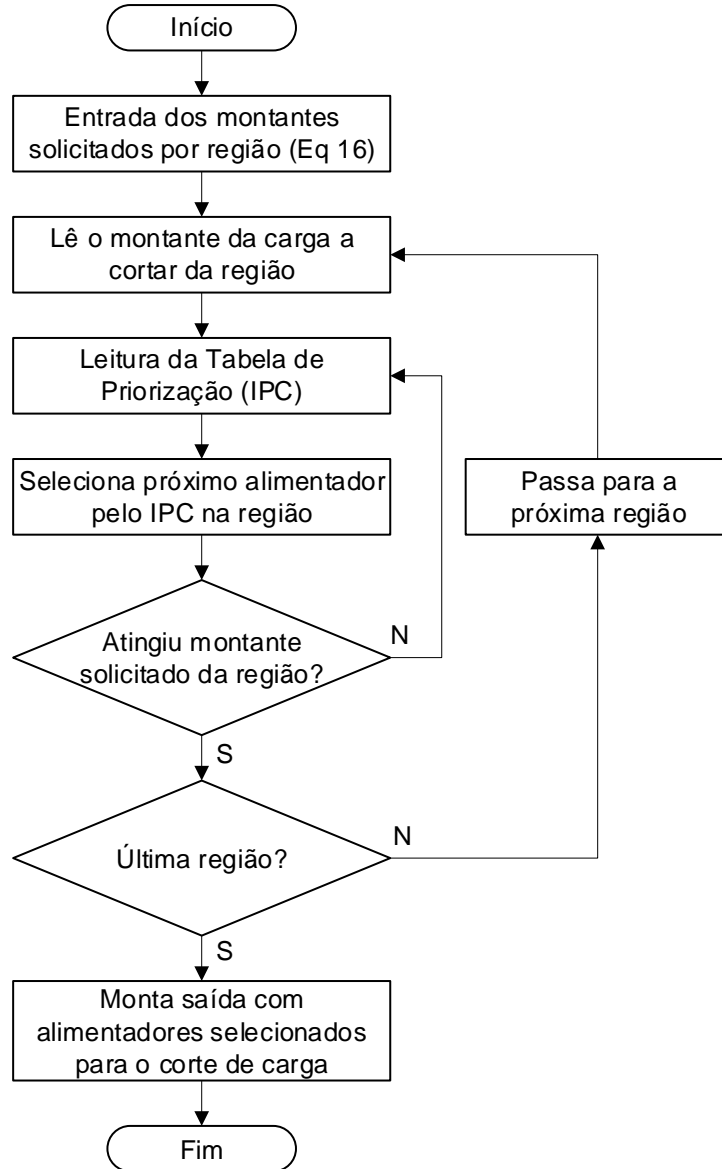
FONTE: O autor (2019)

4.2.3.2 Divisão proporcional pela região geoeletrica

Para a seleção dos alimentadores de acordo com os critérios estabelecidos pela divisão proporcional pela região geoeletrica, os alimentadores são agrupados por região, independentemente da subestação, de acordo com o IPC. As potências dos alimentadores são agrupadas até que se satisfaçam os valores da equação (16), com os cortes de carga por região obtido no item 0, como apresentado pela FIGURA 20. O resultado da equação (16) representa a divisão proporcional ideal de corte, porém à medida que os alimentadores são agrupados para o corte, pode ser gerado

um excedente de corte. Para evitar cortes desnecessários, o excedente de corte gerado em uma região é descontado do corte da região seguinte.

FIGURA 20 - FLUXOGRAMA PARA SELEÇÃO DE ALIMENTADORES PARA CORTE ATRAVÉS DIVISÃO PROPORCIONAL PELA REGIÃO GEOELÉTRICA



FONTE: O autor (2019)

O resultado é uma planilha agrupada por subestação contendo os alimentadores selecionados para o corte.

4.3 VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS

Para validação dos resultados a metodologia desenvolvida será comparada com os métodos utilizados atualmente e também com os demais encontrados no setor elétrico brasileiro.

Os métodos de distribuição do montante de corte de carga e seleção dos alimentadores para o corte de carga serão verificados através do excedente de corte de carga e da quantidade de subestações e alimentadores envolvidos no corte de carga. Já para a priorização dos alimentadores será analisada a quantidade de alimentadores que apresentaram o mesmo valor de IPC.

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou os materiais utilizados e o método desenvolvido para a solução do problema de priorização de alimentadores para o corte seletivo de carga em redes de distribuição.

Foram encontradas algumas dificuldades para o agrupamento de todos os dados necessários para o desenvolvimento do método proposto, como o tratamento manual de dados de indicadores de continuidade. A aquisição individual de maneira manual dos dados georreferenciados dos alimentadores do sistema de MT e posterior tratamento destes dados também mostrou ser uma tarefa trabalhosa.

Porém algumas atividades foram facilitadas devido ao alto grau de automação do sistema de distribuição, como a aquisição dos dados históricos e em tempo real de carregamento dos alimentadores. Devido à consolidada metodologia de aquisição de dados do ONS junto aos agentes, os dados do sistema de transmissão e distribuição de AT não apresentaram dificuldades.

Os trabalhos estudados nos capítulos dois e três foram fundamentais para o desenvolvimento da metodologia de corte seletivo de carga. O trabalho apresentado por Mikilita (2005) serviu de base para o método de distribuição do montante de corte de carga através do FPO enquanto através da região geométrica foi baseado nos trabalhos estudados na seção 2.3.

A grande dificuldade encontrada foi ajustar o método *fuzzy* para adequar todas as variáveis de entrada a um resultado coerente de saída. Desde o agrupamento destas variáveis passando pela definição dos parâmetros dos conjuntos *fuzzy* até a composição das regras de inferência. Várias simulações foram executadas até a apresentação deste resultado.

5 TESTES E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos através das simulações do método desenvolvido, utilizando dados da Copel Distribuição obtidos através do PROJETO PD 2866-0404/2014 – CORTE SELETIVO DE CARGA EM CONSUMIDORES E ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO.

5.1 CASO DE APLICAÇÃO

A Copel Distribuição é responsável pela distribuição de energia a cerca de 4,5 milhões de clientes de 394 municípios do Paraná através de 190 mil km de redes de distribuição, 2,8 milhões de postes e 361 subestações, com potência instalada de 10,5 mil MVA.

As simulações utilizaram os dados do estado do Paraná, apresentados no item 4.1, totalizando 406 barras de subestações, 615 linhas do sistema de transmissão e distribuição de AT e 1962 circuitos alimentadores de MT.

Os resultados de cada uma das três etapas da metodologia de corte seletivo de carga desenvolvido são apresentados a seguir.

5.1.1 Distribuição do Montante de Carga

Foram utilizados nas simulações os valores de corte da TABELA 15 para a Copel, utilizando como referência a tabela (a) do Anexo um da IO-GC.BR.01 com os montantes de corte de carga solicitados pelo ONS necessários para o PCMC, na condição de subfrequência sustentada, para o restabelecimento da frequência para no mínimo 59,7 Hz, em degraus de 0,1 Hz. ONS (2018b)

TABELA 15 - CORTE DE CARGA SOLICITADO PELO ONS PARA O PCMC POR VALOR DE FREQUÊNCIA

Frequência (Hz)	59,5	59,4	59,3	59,2	59,1	59,0	58,9	58,8	58,7	58,6	58,5	58,4	58,3	58,2	58,1	58,0
Corte Total (MW)	315	379	444	507	569	634	697	760	823	886	952	1017	1081	1144	1206	1268
AGENTE	Corte por Agente															
COPEL DIS	95	114	133	152	171	190	210	229	248	267	286	305	324	343	362	381
CELESC	83	99	116	133	149	166	182	199	215	232	249	265	282	298	315	331
CEEE-D	37	44	52	59	66	74	81	88	96	103	111	118	125	133	140	147

FONTE: Adaptado de ONS (2018b)

5.1.1.1 Fluxo de Potência Ótimo

A TABELA 16, a TABELA 17 e a TABELA 18 apresentam exemplos de solicitação de corte de carga de 95 MW, 229 MW e 381 MW respectivamente, através do FPO. Estes valores foram utilizados por representar uma amostra dos 16 valores de solicitação de corte da TABELA 15, sendo o extremo inferior, um valor central e o extremo superior.

TABELA 16 - EXEMPLO DE SOLICITAÇÃO DE 95 MW DE CORTE DE CARGA ATRAVÉS DO FPO

SUBESTAÇÃO	CORTE (MW)	CARGA INICIAL (MW)	% DE CORTE DA SE
Medianeira	25,41	47,10	53,95%
Loanda	18,51	36,30	50,99%
Santa Helena	14,40	24,00	60,00%
Irati	14,13	27,50	51,38%
Imbituva	5,83	16,10	36,21%
Rio Azul	4,73	14,00	33,79%
Tafisa	4,15	10,90	38,07%
Ubiratã	3,89	20,40	19,07%
Mamborê	2,58	6,80	37,94%
Alto Paraná	1,19	14,60	8,15%
Cianorte	0,18	51,50	0,35%

FONTE: O autor (2019)

O exemplo da TABELA 16 apresenta corte nas barras das subestações cuja soma é 95 MW, exatamente o montante solicitado. Os valores de corte de carga ainda sofrerão ajustes, quando os dados dos alimentadores do sistema de distribuição de MT forem solicitados para efetivar o corte.

TABELA 17 - EXEMPLO DE SOLICITAÇÃO DE 229 MW DE CORTE DE CARGA ATRAVÉS DO FPO

SUBESTAÇÃO	CORTE (MW)	CARGA INICIAL (MW)	% DE CORTE DA SE
Medianeira	28,26	47,10	60,00%
Loanda	21,78	36,30	60,00%
Jardim Alvorada	20,04	66,20	30,27%
Irati	16,50	27,50	60,00%
Santa Helena	14,40	24,00	60,00%
Cianorte	12,69	51,50	24,64%
Francisco Beltrão	10,38	53,70	19,33%
Santo Ant. da Platina	9,18	20,60	44,56%
Imbituva	8,80	16,10	54,66%
Alto Paraná	8,76	14,60	60,00%
Ubiratã	8,47	20,40	41,52%
Rio Azul	8,25	14,00	58,93%
Toledo	7,75	45,20	17,15%
Assis Chateaubriand	6,94	28,90	24,01%
Palmeira	6,72	16,70	40,24%
Castro	6,60	34,10	19,35%
Tafisa	6,54	10,90	60,00%
Mal. Cândido Rondon	4,53	44,00	10,30%
Siqueira Campos	3,96	22,20	17,84%
São Pedro do Ivaí	3,84	10,20	37,65%
Mamborê	3,34	6,80	49,12%
Palotina	2,94	24,00	12,25%
Chopinzinho	2,44	20,50	11,90%
Mandaguari	1,92	24,30	7,90%
Ivaiporã	1,75	24,70	7,09%
Paranavaí	1,44	50,80	2,83%
Sabará	0,76	18,60	4,09%

FONTE: O autor (2019)

O exemplo da TABELA 17 apresenta corte nas barras das subestações cuja soma é 229 MW, exatamente o montante solicitado. Como era esperado o número de subestações necessárias para atingir o montante solicitado foi maior, devido ao valor do montante solicitado e à limitação de corte de 60% da carga da subestação. Os valores de corte de carga também sofrerão ajustes quando os dados dos alimentadores do sistema de distribuição de MT forem solicitados para efetivar o corte.

TABELA 18 - EXEMPLO DE SOLICITAÇÃO DE 381 MW DE CORTE DE CARGA ATRAVÉS DO FPO

SUBESTAÇÃO	CORTE (MW)	CARGA INICIAL (MW)	% DE CORTE DA SE
Jardim Alvorada	37,56	66,20	56,74%
Medianeira	28,26	47,10	60,00%
Francisco Beltrão	27,30	53,70	50,84%
Toledo	22,34	45,20	49,42%
Loanda	21,78	36,30	60,00%
Cianorte	18,02	51,50	34,99%
Irati	16,50	27,50	60,00%
Santa Helena	14,40	24,00	60,00%
Assis Chateaubriand	13,89	28,90	48,06%
Santo Ant. da Platina	12,36	20,60	60,00%
Céu Azul	11,64	20,30	57,34%
Ubiratã	10,61	20,40	52,01%
Castro	10,24	34,10	30,03%
Uvaranas	9,87	24,50	40,29%
Imbituva	9,66	16,10	60,00%
Mandaguari	9,65	24,30	39,71%
Palmeira	9,46	16,70	56,65%
Alto Paraná	8,76	14,60	60,00%
Rio Azul	8,40	14,00	60,00%
Sabará	8,40	18,60	45,16%
Siqueira Campos	8,37	22,20	37,70%
Cornélio Procópio	7,47	30,80	24,25%
Paranavaí	6,97	50,80	13,72%
Chopinzinho	6,73	20,50	32,83%
Mal. Cândido Rondon	6,67	44,00	15,16%
Tafisa	6,54	10,90	60,00%
São Pedro do Ivaí	5,69	10,20	55,78%
Ivaiporã	5,56	24,70	22,51%
Palotina	5,26	24,00	21,92%
Mamborê	3,81	6,80	56,03%
Prudentópolis	3,51	10,60	33,11%
Telêmaco Borba	1,94	18,20	10,66%
Faxinal do Céu	1,48	19,30	7,67%
Nova Esperança	1,25	10,70	11,68%
Vila Yolanda	0,67	36,60	1,83%

FONTE: O autor (2019)

O exemplo da TABELA 18 apresenta corte nas barras das subestações cuja soma é 381 MW, exatamente o montante solicitado. Da mesma maneira que nos exemplos anteriores os valores de corte de carga sofrerão ajustes.

A TABELA 19 apresenta a distribuição do corte de carga solicitado através do método de FPO, apresentado no item 4.2.1.1, com a quantidade de subestações envolvidas e número de iterações necessárias.

TABELA 19 - DISTRIBUIÇÃO DO MONTANTE DE CARGA SOLICITADO ATRAVÉS DO FPO

SOLICITADO (MW)	CORTE (MW)	SUBESTAÇÕES COM CORTE DE CARGA	ITERAÇÕES
95	95	11	40
114	114	15	50
133	133	17	80
152	152	21	44
171	171	23	63
190	190	26	103
210	210	27	66
229	229	27	51
248	248	31	63
267	267	31	50
286	286	32	52
305	305	33	78
324	324	33	78
343	343	35	98
362	362	34	57
381	381	35	52

FONTE: O autor (2019)

Os resultados apresentados demonstram que este método é eficaz, pois atinge exatamente o montante de corte para todos os valores solicitados. O limite de corte de 60% da carga da subestação também se mostrou importante para evitar o eventual corte total de uma subestação.

5.1.1.2 Divisão proporcional pela região geoeletrica

A TABELA 20 apresenta a distribuição do montante de corte de carga solicitado através da divisão proporcional pela região geoeletrica, utilizando a equação (16), apresentada no item 4.2.1.2.

TABELA 20 - DISTRIBUIÇÃO DO MONTANTE DE CARGA SOLICITADO ATRAVÉS DA DIVISÃO PROPORCIONAL PELA REGIÃO GEOELÉTRICA

REGIÃO	COPEL	CSL	LES	NRO	NRT	OES
CARGA (MW)	3833,37	432,59	1042,42	748,35	724,66	885,35
CORTE SOLICITADO (MW)	95	10,72	25,83	18,55	17,96	21,94
	114	12,86	31,00	22,26	21,55	26,33
	133	15,01	36,17	25,96	25,14	30,72
	152	17,15	41,33	29,67	28,74	35,11
	171	19,30	46,50	33,38	32,33	39,49
	190	21,44	51,67	37,09	35,92	43,88
	210	23,70	57,10	41,00	39,70	48,50
	229	25,84	62,27	44,71	43,29	52,89
	248	27,99	67,44	48,41	46,88	57,28
	267	30,13	72,61	52,12	50,47	61,67
	286	32,27	77,77	55,83	54,07	66,06
	305	34,42	82,94	59,54	57,66	70,44
	324	36,56	88,11	63,25	61,25	74,83
	343	38,71	93,27	66,96	64,84	79,22
	362	40,85	98,44	70,67	68,43	83,61
	381	43,00	103,60	74,38	72,02	88,00

FONTE: O autor (2019)

Os resultados apresentados estão de acordo com o esperado, pois o método apenas proporcionaliza a distribuição do corte de carga em relação à carga da região.

Os resultados dos métodos de distribuição do montante de corte de carga são comparados após a seleção dos alimentadores no item 5.2.

5.1.2 Priorização dos Alimentadores

Para avaliar a efetividade do método *fuzzy*, apresentado no item 4.2.2, foi analisada a quantidade de alimentadores que apresentaram o mesmo valor de IPC. Assim, quando o corte for solicitado, não havendo coincidência entre os IPCs dos alimentadores na ordem de prioridade, o método irá efetivar o corte no próximo alimentador sem necessidade de critério de desempate. Além disso, o método foi analisado por especialistas técnicos do setor elétrico brasileiro, de forma não

estruturada, para avaliação da coerência dos resultados obtidos frente a prática das distribuidoras.

Quando agrupado por subestação, não houve alimentadores que apresentaram o mesmo valor de IPC, como pode ser observado na TABELA 21.

TABELA 21 - QUANTIDADE DE ALIMENTADORES COM IPC COINCIDENTE AGRUPADOS POR SUBESTAÇÃO

REGIÃO	ALIM. COM MESMO IPC	TOTAL DE ALIMENTADORES	% DE IPC COINCIDENTE
CSL	0	263	0%
LES	0	517	0%
NRO	0	390	0%
NRT	0	414	0%
OES	0	378	0%

FONTE: O autor (2019)

Quando os resultados são analisados agrupando pela região, ou seja, sem levar em consideração a subestação, a quantidade de alimentadores que apresentou o mesmo valor de IPC foi baixa, como pode ser observado na TABELA 22.

TABELA 22 - QUANTIDADE DE ALIMENTADORES COM IPC COINCIDENTE AGRUPADOS POR REGIÃO

REGIÃO	ALIM. COM MESMO IPC	TOTAL DE ALIMENTADORES	% DE IPC COINCIDENTE
CSL	2	263	0,76%
LES	3	517	0,58%
NRO	0	390	0%
NRT	0	414	0%
OES	5	378	1,32%
COPEL	21	1962	1,07%

FONTE: O autor (2019)

O método *fuzzy* mostrou-se uma ferramenta eficaz para priorização dos alimentadores, pois conseguiu apresentar um resultado satisfatório para o problema de classificação dos alimentadores atendendo as premissas apresentadas no item 4.2.2.10

5.1.3 Alimentadores Selecionados para o Corte

Os cortes de carga apresentados utilizam o método apresentado no item 4.2.3, com os dados de entrada calculados no item 5.1.1 e com a tabela de priorização dos alimentadores através do IPC calculada no item 5.1.2.

5.1.3.1 Fluxo de Potência Ótimo

A TABELA 23 apresenta um exemplo de efetivação de corte de carga de 95 MW através do FPO, solicitados no item 5.1.1.1.

TABELA 23 - EXEMPLO DE EFETIVAÇÃO DE CORTE DE CARGA DE 95 MW ATRAVÉS DO FPO

SUBESTAÇÃO	CORTE (MW)	CARGA INICIAL (MW)	% DE CORTE DA SE	ALIMENTADORES
Medianeira	33,21	56,65	58,62%	4
Loanda	20,94	37,96	55,16%	2
Santa Helena	17,39	24,27	71,65%	4
Irati	14,25	24,54	58,07%	8
Imbituva	6,30	20,19	31,18%	5
Rio Azul	4,23	8,00	52,89%	1
Total	96,32	3833,37	2,51%	24

FONTE: O autor (2019)

O exemplo da TABELA 23 apresenta corte nas barras das subestações cuja soma é 96,32 MW, acima dos 95 MW solicitados. Pode-se perceber que os valores ideais de cortes propostos pela TABELA 16 não se concretizaram, pois o corte solicitado na barra através do FPO não leva em consideração os valores disponíveis pelos alimentadores. Para atingir o valor exato do corte não é possível desligar uma parcela do alimentador, gerando um excedente de corte em cada subestação. Este excedente diminui o número de subestações envolvidas no corte, uma vez que não existe mais a necessidade de continuar o corte de carga. Também por esse motivo existirão casos em que o limite de corte de 60% da carga da subestação foi excedido, sem comprometer a eficácia do método.

A redução da quantidade de subestações envolvidas no corte de carga após a efetivação do corte também pode ser observada nos exemplos com solicitação de

229 MW e 381 MW apresentados pela TABELA 24 e pela TABELA 25 respectivamente.

TABELA 24 - EXEMPLO DE EFETIVAÇÃO DE CORTE DE CARGA DE 229 MW ATRAVÉS DO FPO

SUBESTAÇÃO	CORTE (MW)	CARGA INICIAL (MW)	% DE CORTE DA SE	ALIMENTADORES
Medianeira	33,21	56,65	58,62%	4
Loanda	27,56	37,96	72,60%	3
Jardim Alvorada	20,45	65,03	31,45%	4
Irati	19,56	24,54	79,71%	10
Santa Helena	17,39	24,27	71,65%	4
Cianorte	17,29	56,00	30,88%	2
Francisco Beltrão	14,51	39,16	37,05%	2
Santo Ant. da Platina	10,10	17,31	58,35%	4
Imbituva	11,67	20,19	57,80%	7
Alto Paraná	10,88	14,31	76,03%	3
Ubiratã	12,29	30,35	40,49%	2
Rio Azul	8,00	8,00	100,00%	6
Toledo	11,41	40,43	28,22%	1
Assis Chateaubriand	13,39	24,59	54,45%	3
Palmeira	3,18	15,95	19,94%	1
Total	230,89	3833,37	6,02%	56

FONTE: O autor (2019)

Enquanto o exemplo da TABELA 24 apresenta corte nas barras das subestações cuja soma é 230,89 MW, acima dos 229 MW solicitados, pode-se observar que o corte foi efetivado em 15 subestações enquanto na TABELA 17 eram necessárias 27.

Da mesma maneira, na TABELA 25 o corte de 390,14 MW é efetivado em 23 subestações, enquanto que na TABELA 18 eram necessárias 35.

TABELA 25 - EXEMPLO DE EFETIVAÇÃO DE CORTE DE CARGA DE 381 MW ATRAVÉS DO FPO

SUBESTAÇÃO	CORTE (MW)	CARGA INICIAL (MW)	% DE CORTE DA SE	ALIMENTADORES
Jardim Alvorada	37,91	65,03	58,30%	9
Medianeira	33,21	56,65	58,62%	4
Francisco Beltrão	28,08	39,16	71,71%	8
Toledo	22,44	40,43	55,50%	7
Loanda	27,56	37,96	72,60%	3
Cianorte	30,83	56,00	55,05%	3
Irati	19,56	24,54	79,71%	10
Santa Helena	17,39	24,27	71,65%	4
Assis Chateaubriand	14,52	24,59	59,05%	5
Santo Ant. da Platina	12,74	17,31	73,60%	6
Céu Azul	14,10	14,10	100,00%	6
Ubiratã	12,29	30,35	40,49%	2
Castro	11,14	26,32	42,33%	2
Uvaranas	9,97	15,39	64,78%	5
Imbituva	11,67	20,19	57,80%	7
Mandaguari	13,13	21,47	61,16%	3
Palmeira	10,89	15,95	68,28%	7
Alto Paraná	10,88	14,31	76,03%	3
Rio Azul	8,00	8,00	100,00%	6
Sabará	10,69	17,72	60,33%	5
Siqueira Campos	11,85	24,65	48,07%	2
Cornélio Procópio	9,04	22,35	40,45%	4
Paranavaí	12,25	54,66	22,41%	1
Total	390,14	3833,37	10,18%	112

FONTE: O autor (2019)

Pode-se observar que os montantes de carga solicitados foram atingidos de maneira satisfatória, dentro dos parâmetros estabelecidos pelo método.

5.1.3.2 Divisão proporcional pela região geométrica

A TABELA 26, a TABELA 27 e a TABELA 28 apresentam exemplos de efetivação de corte de carga de 95 MW, 229 MW e 381 MW respectivamente, através divisão proporcional pela região geométrica.

TABELA 26 - EXEMPLO DE EFETIVAÇÃO DE CORTE DE CARGA DE 95 MW ATRAVÉS DA DIVISÃO PELA REGIÃO GEOELÉTRICA

SUBESTAÇÃO	CORTE (MW)	CARGA INICIAL (MW)	% DE CORTE DA SE	ALIMENTADORES
Faxinal	14,85	20,65	71,91%	1
Dois Vizinhos	12,26	46,30	26,48%	1
Paranavaí	12,25	54,66	22,41%	1
Toledo	11,41	40,43	28,22%	1
Loanda	10,89	37,96	28,69%	1
Campo do Assobio	8,37	22,03	37,99%	2
Castro	5,61	26,32	21,31%	1
Lapa	5,56	23,11	24,06%	1
Quatro Barras	4,36	35,91	12,14%	1
Rio Azul	4,23	8,00	52,88%	1
Jaguariaíva	4,19	13,17	31,81%	1
Fazenda Iguaçu	4,06	18,15	22,37%	1
Paranaguá	3,65	25,43	14,35%	1
Total	101,70	3833,37	2,65%	14

FONTE: O autor (2019)

Pelo método da divisão proporcional pela área geoeletrica pode-se perceber que não há um compromisso de concentrar o corte de carga, pulverizando em poucos alimentadores de várias subestações, seguindo a tabela de priorização dos alimentadores da região.

Com o aumento do montante de corte de carga solicitado este comportamento se mantém, com o aumento do número de subestações envolvidas e poucos alimentadores de cada uma, como pode ser observado na TABELA 27 e na TABELA 28.

TABELA 27 - EXEMPLO DE EFETIVAÇÃO DE CORTE DE CARGA DE 229 MW ATRAVÉS DA DIVISÃO PELA REGIÃO GEOELÉTRICA

SUBESTAÇÃO	CORTE (MW)	CARGA INICIAL (MW)	% DE CORTE DA SE	ALIMENTADORES
Santos Dumont	17,40	45,48	38,26%	2
Faxinal	14,85	20,65	71,91%	1
Apucarana	12,95	40,96	31,62%	1
Dois Vizinhos	12,26	46,30	26,48%	1
Paranavaí	12,25	54,66	22,41%	1
Toledo	11,41	40,43	28,22%	1
Medianeira	11,14	56,65	19,66%	1
Lapa	11,03	23,11	47,73%	2
Loanda	10,89	37,96	28,69%	1
Rolândia	9,71	32,98	29,44%	1
Porto	9,59	14,09	68,06%	4
Ponta Grossa Sul	9,11	36,64	24,86%	1
Andirá	8,51	21,69	39,23%	1
Realeza	8,44	53,19	15,87%	1
Campo do Assobio	8,37	22,03	37,99%	2
Quatro Barras	7,83	35,91	21,80%	2
Tomaz Coelho	7,73	27,99	27,62%	1
Francisco Beltrão	7,41	39,16	18,92%	1
São José dos Pinhais	6,05	27,14	22,29%	1
Castro	5,61	26,32	21,31%	1
Socorro	5,15	15,18	33,93%	1
Rio Azul	4,23	8,00	52,88%	1
Jaguariaíva	4,19	13,17	31,81%	1
Fazenda Iguaçu	4,06	18,15	22,37%	1
Posto Fiscal	3,68	16,29	22,59%	1
Paranaguá	3,65	25,43	14,35%	1
Morretes	2,15	3,77	57,03%	1
Total	229,65	3833,37	5,99%	34

FONTE: O autor (2019)

TABELA 28 - EXEMPLO DE EFETIVAÇÃO DE CORTE DE CARGA DE 381 MW ATRAVÉS DA DIVISÃO PELA REGIÃO GEOELÉTRICA

SUBESTAÇÃO	CORTE (MW)	CARGA INICIAL (MW)	% DE CORTE DA SE	ALIMENTADORES
Tomaz Coelho	22,79	27,99	81,42%	5
Loanda	20,94	37,96	55,16%	2
Paranavaí	19,28	54,66	35,27%	2
Santos Dumont	17,40	45,48	38,26%	2
Medianeira	17,33	56,65	30,59%	2
Cianorte	17,29	56,00	30,88%	2
Faxinal	14,85	20,65	71,91%	1
Apucarana	12,95	40,96	31,62%	1
Realeza	12,60	53,19	23,69%	2
Dois Vizinhos	12,26	46,30	26,48%	1
Toledo	11,41	40,43	28,22%	1
Castro	11,14	26,32	42,33%	2
Lapa	11,03	23,11	47,73%	2
Rolândia	9,71	32,98	29,44%	1
Porto	9,59	14,09	68,06%	4
Ponta Grossa Sul	9,11	36,64	24,86%	1
Andará	8,51	21,69	39,23%	1
Socorro	8,37	15,18	55,14%	2
Campo do Assobio	8,37	22,03	37,99%	2
Bela Vista do Paraíso	8,32	19,46	42,75%	1
Quatro Barras	7,83	35,91	21,80%	2
Francisco Beltrão	7,41	39,16	18,92%	1
Santo Ant. da Platina	7,33	17,31	42,35%	1
Astorga	7,11	21,78	32,64%	1
Ubiratã	6,65	30,35	21,91%	1
Fazenda Iguaçu	6,14	18,15	33,83%	2
Mal. Cândido Rondon	6,12	41,78	14,65%	1
São José dos Pinhais	6,05	27,14	22,29%	1
União da Vitória	6,00	31,42	19,10%	1
Quedas do Iguaçu	5,49	17,35	31,64%	1
Posto Fiscal	5,44	16,29	33,39%	2
Dist. Ind. Telêm. Borba	5,36	21,61	24,80%	1
Céu Azul	4,74	14,10	33,62%	1
Chopinzinho	4,66	14,70	31,70%	1
CI Curitiba	4,62	31,99	14,44%	1
Salto do Meio	4,24	4,24	100,00%	1
Rio Azul	4,23	8,00	52,88%	1
Jaguariaíva	4,19	13,17	31,81%	1

Assis Chateaubriand	3,84	24,59	15,62%	1
Paranaguá	3,65	25,43	14,35%	1
Tunas	2,61	5,14	50,78%	1
Araucária	2,40	22,69	10,58%	2
Morretes	2,18	3,77	57,82%	2
Campo Largo	2,10	7,80	26,92%	1
Total	383,64	3833,37	10,01%	66

FONTE: O autor (2019)

Pode-se observar que os montantes de carga solicitados foram atingidos de maneira satisfatória, dentro dos parâmetros estabelecidos pelo método.

5.2 COMPARAÇÃO ENTRE FPO E DIVISÃO PROPORCIONAL PELA REGIÃO GEOELÉTRICA

A TABELA 29 apresenta uma comparação entre a efetivação do corte de carga entre os métodos do FPO e da divisão proporcional pela região geoeletrica.

TABELA 29 - COMPARAÇÃO DA EFETIVAÇÃO DO CORTE DE CARGA ENTRE OS MÉTODOS

SOLICITADO (MW)	CORTE FPO (MW)	CORTE REGIÃO (MW)
95	96,31	101,70
114	118,25	121,87
133	137,21	135,58
152	155,93	154,69
171	171,19	178,93
190	190,26	198,38
210	214,52	213,52
229	230,88	229,65
248	248,93	252,66
267	274,30	272,53
286	287,03	286,13
305	316,03	307,63
324	325,41	329,49
343	345,56	346,31
362	365,73	363,39
381	390,11	383,64

FONTE: O autor (2018)

A TABELA 30 apresenta a quantidade de alimentadores necessária para a efetivação do corte de carga apresentada na TABELA 29.

TABELA 30 - QUANTIDADE DE ALIMENTADORES SELECIONADOS PARA O CORTE

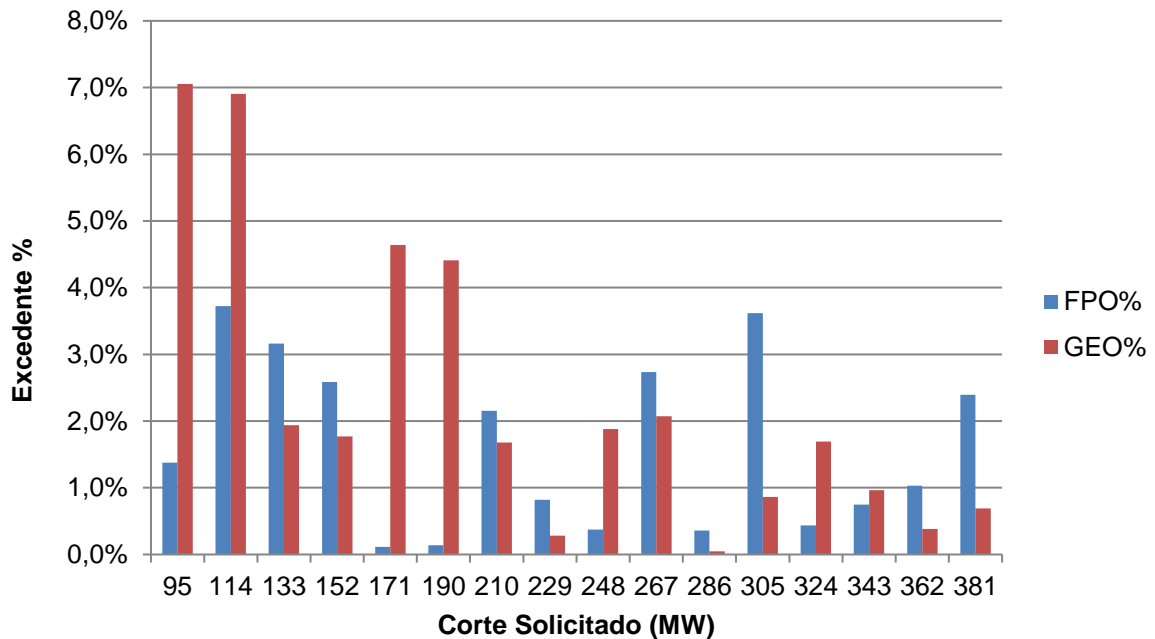
SOLICITADO (MW)	SUBESTAÇÕES FPO	ALIMENTADORES FPO	SUBESTAÇÕES REGIÃO	ALIMENTADORES REGIÃO
95	6	24	13	14
114	8	28	16	17
133	8	31	18	19
152	10	36	20	23
171	12	42	21	25
190	13	55	23	29
210	14	56	25	31
229	15	56	27	34
248	17	66	30	38
267	18	73	32	41
286	20	77	35	47
305	21	85	37	51
324	22	96	39	56
343	23	104	40	59
362	22	100	42	63
381	23	112	44	66

FONTE: O autor (2018)

Pode ser observado que a quantidade de alimentadores necessária para efetivação do corte de carga através da divisão proporcional pela região geométrica é menor em todos os montantes solicitados em relação ao FPO. Como uma das premissas do cálculo do IPC é que alimentadores com potência instantânea “Alta” são mais prioritários para o corte, dentro de uma mesma região, os alimentadores com IPC mais baixo serão agrupados independentemente da subestação, atingindo o montante com um número menor de alimentadores do que no método pelo FPO, que primeiramente distribui o montante pelas subestações de maneira a otimizar eletricamente o corte, e depois procura pelo IPC para efetivar o corte. Essa observação pode ser confirmada pelo número de subestações envolvidas no corte pelos dois métodos. O FPO envolve um número menor de subestações do que o método de divisão proporcional pela região geométrica.

A FIGURA 21 apresenta um gráfico comparativo entre os dois métodos, mostrando o excedente percentual em relação ao corte de carga solicitado.

FIGURA 21 - EXCEDENTE x CORTE SOLICITADO



FONTE: O autor (2018)

Os dois métodos de seleção de alimentadores para o corte de carga são efetivos, pois entregam carga cortada suficiente para atender a solicitação do ONS. O excedente de corte poderia ser menor caso houvesse a possibilidade de atuar em trechos dos alimentadores.

5.3 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Como foi apresentado na seção 3.3 nenhum dos trabalhos estudados contempla a classificação de alimentadores através da lógica *fuzzy* para o corte de carga, embora Reddy et al. (2017) tenha utilizado esta técnica para o restabelecimento de carga e Calderaro et al. (2011) para minimizar o corte de carga, contribuindo para avaliação das prioridades de carga na composição dos conjuntos *fuzzy* e regras de inferência do método.

Apesar de Ganeshprasad et al. (2013) ter utilizado AG em seu método de corte de carga, suas classes de consumo apresentadas na TABELA 10 serviram de base para o agrupamento dos consumidores deste método. Da mesma maneira Sanaye-Pasand; Davarpanah (2005) contribuíram para determinar as premissas do método, como a preocupação de evitar o corte de cargas prioritárias.

Mikilita (2005) contribuiu de maneira fundamental em relação ao FPO, com a utilização de seu modelo matemático para a distribuição do montante de corte de carga por barra da subestação, mostrando ser uma ferramenta útil para automatizar o processo.

A divisão proporcional pela região geométrica além de utilizada pela Copel, também é utilizada pela Cemig para a efetivação do corte de carga, com a possibilidade de ajustar os percentuais de carga por região, que já estão preenchidos com valores padrão, como apresentaram Vieira et al. (2016).

De uma maneira geral os dois métodos de seleção de alimentadores para o corte de carga podem ser utilizados, pois não apresentam nenhuma grande desvantagem.

Uma vantagem do FPO em relação à divisão proporcional pela região geométrica é que traz uma metodologia mais robusta, com parâmetros elétricos definidos a minimizar o impacto ao SIN, porém com um custo para operação em tempo real, pois necessita da atuação do operador em um número maior de alimentadores, como pode ser observado pela TABELA 30. Esse problema pode ser resolvido com a integração deste método com o sistema de automação.

6 CONCLUSÕES

Diante dos desafios da operação do SIN e da rigidez regulatória do setor elétrico brasileiro, a agilidade por parte das distribuidoras se faz cada vez mais necessária. Para isso desenvolver sistemas automatizados é um pré-requisito, em um cenário onde são exigidos de indicadores de qualidade cada vez mais eficientes destas empresas.

Várias variáveis foram analisadas para o entendimento do problema de priorização dos alimentadores do sistema de MT.

A aquisição de dados históricos e em tempo real de carregamento destes alimentadores só foi possível devido ao elevado grau de automação do sistema de distribuição. Sem softwares adequados, a aquisição desses dados em tempo hábil não seria possível. Estes dados contribuem para evitar a obsolescência da tabela de priorização dos alimentadores, uma vez que podem ser atualizados de maneira automática e no momento que houver sua necessidade. Os dados georreferenciados contribuíram para priorizar alimentadores de regiões afastadas de regiões centrais e de maior concentração de pessoas, evitando maiores consequências do corte de carga e os indicadores de continuidade foram importantes para garantir a isonomia entre os consumidores, uma vez que foram priorizados alimentadores que não tinham sido desligados por muito tempo em um período recente. Tanto os dados georreferenciados quanto os indicadores de continuidade não puderam ser extraídos automaticamente, pois os sistemas não estão integrados ao sistema de automação, necessitando de tratamento manual a posteriori. Enquanto não houver a integração desses sistemas, uma atualização periódica manual desses dados deve ser executada.

De posse de todas as novas variáveis adicionadas às já anteriormente utilizadas, a elaboração da metodologia de apoio à decisão multicritério baseada na Lógica *Fuzzy* para a priorização de alimentadores apresentou-se um problema complexo devido à quantidade de variáveis envolvidas e a subjetividade de cada uma delas.

A integração do FPO à metodologia de corte nos alimentadores trouxe robustez ao corte de carga e mesmo tempo que aprimorou o método da divisão proporcional pela região geoeletrica, encontrado na literatura técnico-científica.

O resultado dessa dissertação foi o desenvolvimento de uma metodologia de corte seletivo de carga com duas possibilidades de efetivação de corte, uma através do FPO e outra pela divisão proporcional pela região geoeletrica.

Espera-se que a contribuição apresentada por esta dissertação auxilie o analista responsável pela elaboração do PCMC, solicitado pelo ONS através da rotina operacional RO-GC.BR.01 (ONS, 2015), automatizando algumas análises subjetivas e estabelecendo uma metodologia eficaz para a priorização dos alimentadores da rede de distribuição, bem como diminuir o tempo de análise em cenários onde o corte de carga se faz necessário para evitar maiores consequências do evento em questão.

Para o aprimoramento deste trabalho pode ser desenvolvido um sistema que além de utilizar a lógica *fuzzy* para atribuir os custos de corte para cada região do FPO, utilize dados instantâneos de potência ativa e reativa nas barras das subestações para compatibilizar os montantes solicitados por este método com os valores disponíveis pelos alimentadores.

Pode ser utilizada outra técnica baseada em inteligência computacional, como AG, para aprimorar os parâmetros dos conjuntos *fuzzy* ou do FPO, ou então a substituição da lógica *fuzzy* por um sistema inferência neuro-*fuzzy*, utilizando as mesmas variáveis de entrada para comparação de resultados.

Outra proposta é a utilização da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) para aquisição de maneira automática dos dados de entrada do método.

Levando em consideração as tendências de redes elétricas inteligentes, pode ser desenvolvido um sistema que utilize equipamentos para reduzir o excedente de corte de carga em trechos de alimentadores ou a possibilidade de corte no medidor da UC, aperfeiçoando a seletividade desta metodologia. A utilização de microrredes também pode ser avaliada, uma vez que desconecta uma parte da rede, contribuindo para o alívio do sistema, mas preserva o fornecimento de energia elétrica para o trecho isolado.

REFERÊNCIAS

- ABDELAZIZ, A. Y.; TAHA, A. T. M.; MOSTAFA, M. A.; HASSAN, A. M. Fuzzy Logic Based Power System Contingency Ranking. **International Journal of Intelligent Systems and Applications**, v. 5, n. 3, p. 1–12, 2013.
- ANDERSSON, G.; DONALEK, P.; FARMER, R.; et al. Causes of the 2003 Major Grid Blackouts in North America and Europe, and Recommended Means to Improve System Dynamic Performance. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 4, p. 1922–1928, 2005.
- ANEEL. PRODIST - Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição. , 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. .
- ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482. , 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. .
- ANEEL. Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico. , 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. .
- BROLIN, L. C. Análise de Planos de Corte de Carga Através de Métodos Diretos. , p. 95, 2010.
- BRUCH, M.; KUHN, M.; SCHMID, G. Power Blackout Risks. **Cro Forum**, , n. November, p. 32, 2011.
- CALDERARO, V.; GALDI, V.; CORTES-CARMONA, M.; PALMA-BEHNKE, R. Fuzzy load-shedding strategy in distribution systems. **International Conference on Intelligent Systems Design and Applications, ISDA**, , n. 5, p. 319–324, 2011.
- COPEL. Manual de Operação do Sistema de Distribuição de Alta Tensão. , 2018.
- ENSSLIN, L., ENSSLIN, S. R., LACERDA, R. T. O. & TASCA, J. E. Processo de Seleção de Portfólio Bibliográfico. , p. 2011, 2011.
- EPE. Balanço Energético Nacional 2016. , 2016. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. .
- EPE. Balanço Energético Nacional 2017. , 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. .
- EPE. Balanço Energético Nacional 2018. , 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. .
- GANESHPRASAD, G. G.; PILLAPPA, S. N.; RAO, K. U.; JAYAPRAKASH, G.; BHAT, S. H. Time priority based optimal load shedding using genetic algorithm. Fifth International Conference on Advances in Recent Technologies in Communication and Computing (ARTCom 2013). **Anais...** . p.301–308, 2013. Institution of Engineering and Technology.
- HAYES, B.; HERNANDO-GIL, I.; COLLIN, A.; HARRISON, G.; DJOKIC, S. Optimal

Power Flow for Maximizing Network Benefits From Demand-Side Management. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 4, p. 1739–1747, 2014.

JUNIOR, J. M. G.; SILVA, P. DE S. E; MARQUES, R.; AIROLDI, T. O. ECAM - ESQUEMA DE CORTE DE ALÍVIO MANUAL. XXIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. **Anais...** . p.1–8, 2018. Fortaleza.

KETABI, A.; HAJIAKBARI FINI, M. Adaptive underfrequency load shedding using particle swarm optimization algorithm. **Journal of Applied Research and Technology**, v. 15, n. 1, p. 54–60, 2017. Universidad Nacional Autónoma de México, Centro de Ciencias Aplicadas y Desarrollo Tecnológico.

LAGHARI, J. A.; MOKHLIS, H.; BAKAR, A. H. A.; MOHAMAD, H. Application of computational intelligence techniques for load shedding in power systems: A review. **Energy Conversion and Management**, v. 75, p. 130–140, 2013. Elsevier Ltd.

LAGHARI, J. A.; MOKHLIS, H.; KARIMI, M.; ABU BAKAR, A. H.; MOHAMAD, H. A New Under-Frequency Load Shedding Technique Based on Combination of Fixed and Random Priority of Loads for Smart Grid Applications. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 5, p. 2507–2515, 2015.

MAMDANI, E. H. Application of fuzzy algorithms for control of simple dynamic plant. **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers**, v. 121, n. 12, p. 1585, 1974.

MIKILITA, M. A. S. **Um modelo de fluxo de potência ótimo para minimização do corte de carga**, 2005. UFPR.

MITCHELL, M. A.; LOPES, J. A. P.; FIDALGO, J. N.; MCCALLEY, J. D. Using a neural network to predict the dynamic frequency response of a power system to an under-frequency load shedding scenario. 2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134). **Anais...** . v. 1, p.346–351, 2000. IEEE.

MONTICELLI, A. J. **FLUXO DE CARGA EM REDES DE ENERGIA ELÉTRICA**. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.

ONS. MPO Módulo 10 - Submódulo 10.22 - Elaboração do Plano de Corte Manual de Carga no Sistema Interligado Nacional. , 2015. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. .

ONS. MPO Módulo 10 - Submódulo 10.10 - Gerenciamento da Carga. , 2016. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. .

ONS. MPO Módulo 10 - Submódulo 10.21 - Gerenciamento da carga por atuação do ERAC. , 2017a. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. .

ONS. Módulo 10 - Submódulo 11.4 Sistemas Especiais de Proteção. , 2017b. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. .

ONS. IO-EE.S.2PR - Esquemas Especiais da Área 230 kV do Paraná. , 2018a. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. .

ONS. MPO Módulo 10 - Submódulo 10.21 - Gerenciamento da Carga para Controle de Frequência no Sistema. , 2018b. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. .

REDDY, G. H.; CHAKRAPANI, P.; GOSWAMI, A. K.; DEV CHOUDHURY, N. B. Prioritization of load points in distribution system considering multiple load types using fuzzy theory. **IEEE International Conference on Fuzzy Systems**, p. 1–6, 2017.

SADATI, N.; AMRAEE, T.; RANJBAR, A. M. A global Particle Swarm-Based-Simulated Annealing Optimization technique for under-voltage load shedding problem. **Applied Soft Computing**, v. 9, n. 2, p. 652–657, 2009.

SANAYE-PASAND, M.; DAVARPANAH, M. A new adaptive multidimensional load shedding scheme using genetic algorithm. Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 2005. **Anais...** . p.1974–1977, 2005. IEEE.

SILVA, A. C. DA; MARQUES, R.; JARDIM, M. DA C. Esquema de Corte para Alívio de Carga. XXII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. **Anais...** , 2016. Curitiba.

SOUZA MACHADO, I.; SOARES MOREIRA CESAR BORBA, B.; SILVA MACIEL, R. Modeling Distributed PV Market and its Impacts on Distribution System: A Brazilian Case Study. **IEEE Latin America Transactions**, v. 14, n. 11, p. 4520–4526, 2016.

VELOZA, O. P.; SANTAMARIA, F. Analysis of major blackouts from 2003 to 2015: Classification of incidents and review of main causes. **Electricity Journal**, v. 29, n. 7, p. 42–49, 2016. Elsevier Inc.

VIEIRA, S. K. B.; DAMASCENO, R.; SOUZA; et al. Plano de Corte Manual de Carga. XXII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. **Anais...** . p.1–12, 2016. Curitiba.

YAMASHITA, K.; JUAN LI; ZHANG, P.; LIU, C.-C. Analysis and control of major blackout events. 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition. **Anais...** . p.1–4, 2009. IEEE.

YASIN, Z. M.; RAHMAN, T. K. A.; ZAKARIA, Z. Quantum-Inspired Evolutionary Programming-Artificial Neural Network for prediction of undervoltage load shedding. 2013 IEEE 8th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA). **Anais...** . p.583–588, 2013. IEEE.

YUAN-YIH HSU; HAN-CHING KUO. Fuzzy-set based contingency ranking (power system security). **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 3, p. 1189–1196, 1992.

ZADEH, L. A. Fuzzy sets. **Information and Control**, v. 8, n. 3, p. 338–353, 1965.

ZADEH, L. A. Outline of a new approach to the analysis of complex systems and decision processes. **Systems, Man and Cybernetics, IEEE Transactions on**, , n. 1, p. 28–44, 1973.

ZADEH, L. A. **Fuzzy sets and applications: selected papers**. Wiley, 1987.

GLOSSÁRIO

CHI - Consumidor-Hora Interrompido, somatório das durações das interrupções individuais dos consumidores atingidos por interrupção no fornecimento de energia em um período de tempo, expresso em horas e centésimos de horas.

CI - Consumidor Interrompido, quantidade de consumidores atingidos por interrupção no fornecimento de energia em um período de tempo.

CSL - Sigla utilizada pela Copel para a região Centro-Sul do estado do Paraná.

DBAR - Conjunto de dados de barra CA do caso de referência do ONS.

DLIN - Conjunto de dados de circuito CA (linhas e transformadores) do caso de referência do ONS.

ECAM - Esquema de Corte para Alívio de Carga, sistema da EDP Bandeirante.

GEDIS - Sigla do sistema Gerência da Distribuição que originou a numeração operacional dos alimentadores da Copel.

LES - Sigla utilizada pela Copel para a região Leste do estado do Paraná.

NRO - Sigla utilizada pela Copel para a região Noroeste do estado do Paraná.

NRT - Sigla utilizada pela Copel para a região Norte do estado do Paraná.

OES - Sigla utilizada pela Copel para a região Oeste do estado do Paraná.

SAGA - Sistema de Aquisição de Grandezas Analógicas da Cemig Distribuição.

SASE - Sistema de Automação de Subestações da Copel Distribuição.

TOS - Técnico de Operação do Sistema da Cemig Distribuição.

APÊNDICE

EXEMPLO DE DADOS REFERENCIADOS AO RA DOS ALIMENTADORES DO SISTEMA DE MT.

NUM GEDIS	SE	Aliment	Hos	Eq Sob	S/ cad	Res	Ind	Com	Rur	Pod Púb	Ilu Púb	Ser Púb	Prp	Con	Pi (MW)	Pm (MW)	CHI	CI	CAR	Re
803720001	Ampère	Seminário	1			2765	66	189	106	39	1	5	1		3.613	3.995	4485.19	2315	750310	5
803840002	Andirá	Olímpia		1		2189	36	89	143	24	2	5			4.48	4.976	6136.93	1684	720800	4
803840003	Andirá	Americana		2		576	14	233		11	2	2	1		0.708	2.434	87.16	60	720800	4
804320003	Antonina	Batel	1	3		5200	28	368	48	57	9	9	1		1.996	3.172	16936.15	15098	750340	2
804920004	Apucarana	Agrícola		1		5647	82	233		27	6	3			1.81	3.34	2189.42	1523	710500	4
805280007	Arapoti	Calogeras				140	1	13	228	5	1	3	1	3	0.918	1.141	5145.1	2358	720910	1
805280008	Arapoti	Vila Romana		1		2525	70	140	1	29	15	8			0.778	1.774	7028.99	2349	720910	1
805280010	Arapoti	Jardim Ceres				1722	42	87	3	8		3			0.597	1.085	398.66	304	720910	1
805280011	Arapoti	Ceral												1	2.581	4.003	0	0	720910	1
823620067	Campo Comprido	Jardim Gabineto	1	8		7428	82	621		30	1				3.207	7.047	7572.4	17121	711000	2
823620068	Campo Comprido	Passauna				151	16	59	1					1	3.706	5.644	59.14	477	711000	2
805880001	Araucária	Fonte Nova		3		5026	59	298		41	5	3			1.925	3.868	12641.94	4120	740500	2
805880003	Araucária	Chapada					5	20							1.055	2.498	10.05	5	740500	2
805880004	Araucária	Polonia	1	5		9499	84	333	2	41	3	2			3.898	6.608	22705.08	7638	740500	2

Legenda:

SE - Subestação

Aliment - Alimentador

Hos - Número de hospitais conectados no alimentador

Eq Sob - Número de UCs conectadas ao alimentador com equipamentos de sobrevida

S/ cad - Número de UCs conectadas ao alimentador sem cadastro

Res - Número de UCs conectadas ao alimentador classificadas como residencial
Ind - Número de UCs conectadas ao alimentador classificadas como industrial
Com - Número de UCs conectadas ao alimentador classificadas como comercial
Rur - Número de UCs conectadas ao alimentador classificadas como rural
Pod Púb - Número de UCs conectadas ao alimentador classificadas como poderes públicos
Ilu Púb - Número de UCs conectadas ao alimentador classificadas como iluminação pública
Ser Púb - Número de UCs conectadas ao alimentador classificadas como serviços públicos
Prp - Número de UCs conectadas ao alimentador classificadas como próprios da distribuidora
Con - Número de UCs conectadas ao alimentador classificadas como de outras concessionárias
Pi - Valor da carga ativa instantânea
Pm - Valor da carga ativa máxima dos últimos doze meses
CHI - Consumidor-Hora interrompido
CI - Consumidor Interrompido
CAR - Código CAR da subestação, que é o código de identificação da subestação
Re - Região geoeletrica a qual o alimentador pertence

FONTE: O autor (2019)