

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Anderson Lopes Jacondino

**METODOLOGIA PARA REPOSIÇÃO DE SERVIÇO E GESTÃO DE
CARGA EM MICRORREDES INTELIGENTES**

**Santa Maria, RS
2016**

Anderson Lopes Jacondino

**METODOLOGIA PARA REPOSIÇÃO DE SERVIÇO E GESTÃO DE CARGA EM
MICRORREDES INTELIGENTES**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Luciane Neves Canha

**Santa Maria, RS
2016**

Anderson Lopes Jacondino

**METODOLOGIA PARA REPOSIÇÃO DE SERVIÇO E GESTÃO DE CARGA EM
MICRORREDES INTELIGENTES**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 31 de agosto de 2016:

Luciane Neves Canha, Prof.^a Dr.^a (UFSM)
(Presidente/Orientadora)

Daniel Pinheiro Bernardon, Prof. Dr. (UFSM)

Paulo Ricardo da Silva Pereira, Prof. Dr. (UNISINOS)

Santa Maria, RS
2016

RESUMO

METODOLOGIA PARA REPOSIÇÃO DE SERVIÇO E GESTÃO DE CARGA EM MICRORREDES INTELIGENTES

AUTOR: Anderson Lopes Jacondino
ORIENTADORA: Luciane Neves Canha

Este trabalho apresenta o desenvolvimento de uma metodologia para reposição de serviço e gestão de cargas em microrrede inteligente ilhada, suportada por unidades de Geração Distribuída, a fim de evitar ou atenuar violações dos indicadores de continuidade, passíveis de penalidades por violação, estabelecidos no Módulo 8 dos Procedimentos de Rede da Agência Nacional de Energia Elétrica PRODIST, ANEEL (2015a). Para adequar a potência demandada pelas cargas à potência gerada, durante o ilhamento da microrrede, definem-se as melhores cargas a serem rejeitadas, por meio da Metodologia Multicritério Analytic Hierarchy Process – AHP. Na aplicação da metodologia foram considerados como critérios os indicadores de continuidade passíveis de compensações aos consumidores por violação, e também, foi considerada a prioridade de continuidade do fornecimento às cargas. Assim, para a formação da ilha, obtém-se como resultado preliminar, uma classificação das cargas em ordem de necessidade de atendimento. As cargas melhores classificadas são reconectadas à microrrede até que as unidades de GD não suportem novas cargas ou que ocorra a violação de alguma das restrições, sendo as demais cargas rejeitadas. De forma contínua, são feitas reavaliações a cada período de tempo pré-definido de forma a identificar novas possíveis rejeições ou reconexões de carga a serem realizados durante o ilhamento. Esta reavaliação ocorre em dois cenários distintos, tanto para dia típico como para dia crítico. Eventuais violações das restrições do sistema são verificadas por meio de software para cálculo de fluxo de carga. Desta forma, obtém-se como resultado final um conjunto de cargas a serem atendidas durante a reposição ou continuidade do serviço.

Palavras-chave: Microrrede. Ilhamento. Geração Distribuída. Método Multicritério AHP.

ABSTRACT

METHODOLOGY FOR SERVICE REESTABLISHMENT IN SMART MICROGRID BY LOAD SHEDDING

AUTHOR: Anderson Lopes Jacondino
ADVISOR: Luciane Neves Canha

This work presents the development of a methodology to service replacement and management loads in islanded smart grid by load shedding, supported by Distributed Generation, to avoid or reduce violations of continuity indicators, subject to penalties for infringement, established in Module 8 of PRODIST, ANEEL (2015a). To adjust the power demanded by the load to the power generated during the islanding of microrrede specifies to the best loads to be rejected by Multicriteria Methodology Analytic Hierarchy Process - AHP. In applying of methodology it was considered as criteria the continuity indicators that generate compensation to consumers for violation, and also it was considered the priority of continuity of supply to loads. Thus, for the formation of the island, is obtained as a preliminary result, a classification of loads in order of need for service. The best loads classified will be reconnected to microrrede until that GD units do not support new loads or that they violate any of the restrictions, being the remaining loads rejected. In continuously, they was made a reassessment in every pre-set period of time in order to identify new possible loads shedding to be made. This reevaluation occurs in two distinct scenarios, both for typical day as for critical day. Any Violations of system constraints are checked by software of load flow calculation. Thus, obtained as final result a whole of loads to be served during replacement or continuity of the service.

Keywords: Microgrid. Islanding. Distributed generation. Multicriteria method AHP.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Arquitetura de Microrrede Inteligente.	22
Figura 2 – Arquitetura da metodologia proposta.	35
Figura 3 – Estrutura hierárquica genérica de problemas de decisão.	38
Figura 4 – Matriz de julgamentos do método AHP.	40
Figura 5 – Parte 1 do fluxograma do algoritmo para classificação e reclassificação de cargas.....	47
Figura 6 – Parte 2 do fluxograma do algoritmo para classificação e reclassificação de cargas.....	48
Figura 7 – Sistema 30 Barras IEEE.....	53
Figura 8 – Geração eólica para um dia típico.....	54
Figura 9 – Geração fotovoltaica para um dia de céu claro	55
Figura 10 – Geração fotovoltaica para um dia nublado.....	55
Figura 11 – Curvas de demanda para um perfil diário típico.	56
Figura 12 – Curva de geração de dia típico x Curva de demanda de um perfil típico diário da microrrede.....	58
Figura 13 – Árvore hierárquica de avaliação	60
Figura 14 – Árvore hierárquica de avaliação	68
Figura 15 – Árvore hierárquica de avaliação para dia crítico	88

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Limites dos indicadores de continuidade anuais, trimestrais e mensais por ponto de conexão.....	29
Tabela 2 – Faixa de operação da Tensão Nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV.	32
Tabela 3 – Escala numérica de comparações paritárias.....	39
Tabela 4 – Índice Randômico Médio para o método AHP.....	43
Tabela 5 – Grupo Base de Tensão	54
Tabela 6 – Indicadores de continuidade e Prioridade das cargas	57
Tabela 7 - Matriz de comparação paritária dos critérios durante formação da ilha. ..	61
Tabela 8 – Peso dos critérios para classificação das cargas na formação de uma ilha	61
Tabela 9 – Critérios para formação da ilha	62
Tabela 10 – Resultados normalizados e da Função Objetivo	64
Tabela 11 – Classificação das cargas no período em que as unidade de GD fotovoltaicas estão injetando energia na microrrede ilhada.....	64
Tabela 12 – Classificação das cargas no período em que as unidade de GD fotovoltaicas não estão injetando energia na microrrede ilhada.....	65
Tabela 13 – Comportamento da microrrede após ilhamento.....	66
Tabela 14 – Matriz de comparação paritária dos critérios durante formação da ilha	69
Tabela 15 – Peso dos critérios para classificação das cargas durante operação ilhada em dia típico	70
Tabela 16 – Critérios após uma hora de operação ilhada iniciada às 16 horas	72
Tabela 17 – Diferença dos critérios após uma hora de operação ilhada iniciada às 16 horas	73
Tabela 18 – Valores normalizados e da Função Objetivo	74
Tabela 19 – Classificação das cargas após uma hora de ilhamento.....	74
Tabela 20 – Critérios após uma hora de operação ilhada iniciada às 23 horas em dia típico.....	76
Tabela 21 – Diferença dos critérios após uma hora de operação ilhada iniciada às 23 horas em dia típico	77
Tabela 22 – Valor normalizado e da Função Objetivo.....	78
Tabela 23 – Classificação das cargas após uma hora de ilhamento iniciado às 23 horas	79
Tabela 24 – Análise após uma hora de operação ilhada em dia típico	80
Tabela 25 – Critérios após duas horas de operação ilhada iniciada às 16 horas	82
Tabela 26 – Diferença dos critérios após duas horas de operação ilhada iniciada às 16 horas	83
Tabela 27 – Valores normalizados e classificação das cargas após duas horas de ilhamento iniciado às 16 horas.....	84

Tabela 28 – Classificação das cargas após duas horas deilhamento	85
Tabela 29 – Operação da microrrede após duas horas deilhamento em dia típico..	86
Tabela 30 – Matriz de comparação paritária dos critérios durante operação da microrredeilhada em dia crítico	89
Tabela 31 – Peso dos critérios para classificação das cargas durante operaçãoilhada em dia crítico.....	90
Tabela 32 – Critérios após uma hora deilhamento de dia crítico iniciado às 16 horas	91
Tabela 33 – Diferença dos critérios após uma hora de operaçãoilhada iniciada às 23 horas.	92
Tabela 34 – Valores normalizados e classificação das cargas após uma hora deilhamento em dia crítico	93
Tabela 35 – Classificação das cargas.....	94
Tabela 36 – Após uma hora de operaçãoilhada em dia crítico.....	95
Tabela 37 – Critérios após duas horas deilhamento em dia crítico iniciado às 16 horas	97
Tabela 38 – Diferença dos critérios após duas horas de operaçãoilhada em dia crítico iniciada às 16 horas.....	98
Tabela 39 – Diferença dos critérios após duas horas deilhamento em dias crítico iniciado às 16 horas	99
Tabela 40 – Classificação das cargas.....	100
Tabela 41 – Após duas horas de operaçãoilhada em dia crítico.....	101
Tabela 42 – Potência demandada pelas cargas conectadas junto as Barras 1 à 10 de um perfil diário típico	111
Tabela 43 – Potência demandada pelas cargas conectadas junto as Barras 11 à 20 de um perfil diário típico	112
Tabela 44 – Potência demandada pelas cargas conectadas junto as Barras 21 à 30 de um perfil diário típico	113
Tabela 45 – Capacidade máxima de geração das unidades de GD fotovoltaica e eólica.....	114
Tabela 46 – Indicadores de continuidade e prioridade das cargas	115

LISTA DE ABREVIações E SIGLAS

ANAREDE	Software de análise de sistemas elétricos
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CCMR	Controlador Central da Microrrede
CCarg	Controlador da Carga
CMF	Controlador da Micro-fonte
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
DICRI	Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
E	Energia
FIC	Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
GD	Geração Distribuída
MF	Micro-fonte
MR	Microrrede
MT	Média Tensão
PV	Painel Fotovoltaico
RN	Resolução Normativa
SEP	Sistema Elétrico de Potência
QEE	Qualidade da Energia Elétrica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	11
1.2	MOTIVAÇÃO	12
1.3	OBJETIVOS	13
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	13
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	15
2.1	REPOSIÇÃO DE SERVIÇO EM MICRORREDES INTELIGENTES	15
2.2	CORTE DE CARGAS	16
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
3.1	ILHAMENTO.....	19
3.2	MICRORREDES.....	20
3.2.1	Arquitetura da Microrrede Inteligente	21
3.2.2	Operação da Microrrede	23
3.2.3	Classificação das fontes de Geração Distribuída em Microrrede operando de forma ilhada	23
3.3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	24
3.3.1	Introdução	24
3.3.2	Conceitos e Definições Regulatórias da Geração Distribuída	24
3.4	QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA	25
3.4.1	Qualidade do Serviço	26
3.4.1.1	<i>Índices de Continuidade Individuais</i>	27
3.4.1.2	<i>Penalidades</i>	29
3.4.2	Qualidade do Produto	31
3.5	CLASSIFICAÇÃO DE SERVIÇOS ESSENCIAIS	32
4	METODOLOGIA	34
4.1	DIAGNÓSTICO DO SISTEMA	36
4.1.1	Cálculo da diferença entre os indicadores	37
4.2	CLASSIFICAÇÃO DAS CARGAS UTILIZANDO O MÉTODO ANALYTIC HIERARCHY PROCESS – AHP.....	37
4.2.1	O Processo de Hierarquização do Método	38
4.2.2	Avaliação da metodologia	44
4.2.3	Algoritmo para classificação e reclassificação das cargas	44
4.3	RECONEXÃO DAS GD's E DAS CARGAS.....	49
4.4	ANÁLISE DO FLUXO DE CARGA	49
5	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA	51
5.1	INTRODUÇÃO	51
5.2	ESTUDO DE CASO	52

5.2.1	Formação de uma ilha	58
5.2.2	Análises da operaçãoilhada da microrrede em dia típico	67
5.2.2.1	<i>Determinação da classificação das cargas passíveis de corte e análise da microrrede após uma hora de operaçãoilhada em dia típico</i>	70
5.2.2.1.1	Classificação das cargas após uma hora de ilhamento durante período de injeção de energia elétrica das unidades de GD fotovoltaicas	71
5.2.2.1.2	Classificação das cargas após uma hora de ilhamento durante período sem injeção de energia elétrica das unidades de GD fotovoltaicas	75
5.2.2.1.3	Análise da operação da microrrede após uma hora de ilhamento em dia típico	79
5.2.2.2	<i>Determinação da classificação das cargas passíveis de corte e análise da microrrede após duas horas de operaçãoilhada em dia típico</i>	81
5.2.2.2.1	Classificação das cargas após duas horas de ilhamento durante período de injeção de energia elétrica das unidades de GD fotovoltaicas	81
5.2.2.2.2	Classificação das cargas após duas horas de ilhamento durante período sem injeção de energia elétrica das unidades de GD fotovoltaicas.....	85
5.2.2.2.3	Análise da operação da microrrede após duas horas de ilhamento em dia típico	86
5.2.3	Análises após ilhamento em dia crítico	87
5.2.3.1	<i>Determinação da classificação das cargas passíveis de corte e análise da microrrede após uma hora de operaçãoilhada em dia crítico</i>	90
5.2.3.1.1	Classificação das cargas após uma hora de ilhamento em dia crítico	91
5.2.3.1.2	Análise da operaçãoilhada da microrrede após uma hora de ilhamento em dia crítico	95
5.2.3.2	<i>Determinação da classificação das cargas passíveis de corte e análise da microrrede após duas horas de operaçãoilhada em dia crítico</i>	96
5.2.3.2.1	Classificação das cargas após duas horas de ilhamento em dia crítico	96
5.2.3.2.2	Análise da operaçãoilhada da microrrede após duas horas de ilhamento em dia crítico	101
6	CONCLUSÕES	103
	Trabalhos futuros	105
	Publicação	105
	REFERÊNCIAS	106
	APÊNDICE A – Diagnóstico do sistema	111

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

As distribuidoras de energia elétrica buscam de forma constante a excelência no atendimento aos consumidores e o cumprimento das metas estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – (PRODIST), que em caso de violação de um ou mais indicadores de continuidade, podem gerar penalizações a serem compensadas a favor dos consumidores atingidos (ANEEL, 2015a).

Desta forma, observando aumento progressivo da penetração de fontes renováveis de Geração Distribuída (GD) na matriz energética mundial e brasileira, integrado ao desenvolvimento de Redes Elétricas Inteligentes (*Smart Grids*), percebe-se a possibilidade de ilhamento autônomo em microrredes de distribuição de energia elétrica durante a interrupção do serviço pelo Sistema Elétrico de Potência principal (BERNARDON et al., 2015 e PEÇAS LOPES 2006). Este tipo de operação visa atender uma fração do sistema elétrico, unicamente, por meio de unidades de GD a fim de evitar ou atenuar a violação de indicadores de continuidade do serviço. Entretanto, quando a microrrede está operando de forma ilhada, os parâmetros de qualidade da energia também devem ser observados (ANEEL, 2015a). Assim, na ocorrência de um desequilíbrio entre geração e carga, pode haver impactos na capacidade do sistema em manter a tensão e frequência dentro da faixa de operação aceitável, pois a energia antes fornecida pelo sistema principal passa a ser gerada pelas unidades de GD. Este desequilíbrio pode ocorrer devido à característica das fontes primárias renováveis, que acarretam em grandes variações de geração de energia elétrica ao longo do dia ou pela variação da carga. Quando, mesmo após a reconfiguração da microrrede, o sistema não tenha capacidade de atender toda a demanda das cargas e manter a operação de uma ilha, faz-se necessária a execução de cortes de cargas.

Para resolução do problema de quais cargas devem ser cortadas a fim de adequar a demanda das cargas à potência gerada, tipicamente o operador leva em conta estudos operacionais, suas experiências passadas, e a prioridade de cada carga. Porém, existem outros critérios que podem ser aliados ao critério de prioridades para embasar a escolha do melhor conjunto de cargas a serem cortadas.

Esta dissertação apresenta de uma metodologia para reposição do serviço em microrredes de distribuição por corte de cargas, utilizando o método *Analytic Hierarchy Process* – AHP. Para tanto será identificado o melhor conjunto de cargas a serem cortadas, baseando-se em indicadores de continuidade do serviço, tais como, DIC, FIC, DMIC e também, para os dias críticos o indicador DICRI.

A avaliação prática deste trabalho foi realizada por meio de simulações no *Software ANAREDE*, em um sistema IEEE 30 Barras, atendido durante o ilhamento por unidades de geração distribuída eólica conectadas junto a duas Barras distintas.

1.2 MOTIVAÇÃO

Atualmente a energia elétrica de qualidade faz parte das necessidades básicas da sociedade, sendo indispensável para o desenvolvimento econômico e para o bem estar da população. Entretanto, devido às características dos Sistemas Elétricos de Potência – SEP, que demandam um fornecimento constante de energia elétrica, investiu-se ao longo dos últimos anos na supervisão, controle e automação das áreas de geração e transmissão. O setor de distribuição de energia elétrica atravessa atualmente um momento de transição em que novos agentes passam a fazer parte do cenário de operação, exigindo ações preditivas e proativas das distribuidoras de forma a evitar ou restringir a violação de indicadores de qualidade.

Frente a este cenário e com o recente aumento da penetração da Geração Distribuída no Brasil e no mundo, propicia-se a operação de microrredes inteligentes de forma ilhada durante a interrupção do serviço do sistema principal, ou seja, parte de um sistema opera de forma isolada e suportado por unidades de Geração Distribuída, com o objetivo de melhorar os indicadores de continuidade do serviço que são passíveis de penalidades por violações. Porém, durante este tipo de operação, por vezes, é necessário adequar a potência demandada pelas cargas à potência gerada pelas unidades de GD (KIN, 2015; KRISHNAN e GAONKAR, 2012; PEÇAS LOPES, MOREIRA e MADUREIRA, 2006). Para tanto, faz-se necessário determinar de forma multicritério, quais cargas devem ser rejeitadas ou reconectadas à microrrede ilhada, a cada período de análise.

Desta forma, a motivação para execução deste trabalho se dá devido à necessidade desenvolvimento de metodologia multicritério sobre a reposição e continuidade do serviço em microrrede inteligente ilhada, assim, tornando-se um

tema de grande potencial de exploração. Porém, no Brasil, este assunto é pouco explorado devido às restrições que a legislação impõem sobre a operação ilhada suportada por unidades de geração distribuída.

Outro elemento motivador desta dissertação está na possibilidade de evitar ou atenuar as compensações a favor de consumidores por eventuais violações de indicadores de continuidade do serviço.

1.3 OBJETIVOS

O objetivo principal desta dissertação é desenvolver uma metodologia para reestabelecimento e continuidade do serviço em uma microrrede e melhorar os indicadores de confiabilidade a partir da classificação, rejeição e reconexão das cargas, com base em múltiplos critérios.

Os objetivos específicos são:

- a) Propor critérios referentes à indicadores de continuidade do serviço passíveis de penalidade por violação e prioridades das cargas, para obtenção da classificação das cargas a serem reconectadas à microrrede ilhada.
- b) Propor a função objetivo e restrições dos critérios.
- c) Utilizar o método AHP para definir as cargas a terem o serviço repostado durante a formação da microrrede ilhada.
- d) Definir as cargas a serem cortadas ou reconectadas durante a operação ilhada.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Para melhor apresentar o estudo desenvolvido na presente dissertação, os capítulos foram divididos da seguinte forma:

O capítulo 2 aborda uma contextualização sobre ilhamento e microrredes, sendo apresentado conceitos e condições de operação. Na contextualização das microrredes, também é apresentado a arquitetura básica para operação ilhada. Este capítulo apresenta também uma contextualização sobre conceitos e regulamentações aplicadas a geração distribuída e a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

No capítulo 3 apresenta estudos de reposição de serviço por meio de microrredes inteligentes e descreve algumas metodologias aplicadas na rejeição de cargas para adequação da potência demandada a potência gerada por unidades de geração distribuída.

O capítulo 4 é apresentado em três tópicos. Sendo o primeiro, diagnóstico do sistema, onde é apresentado as grandezas verificadas para aplicação da metodologia. O segundo é a classificação e reclassificação das cargas através do método multicritério AHP, onde é apresentada metodologia para classificação das cargas para formação de uma microrrede, para reclassificação das cargas após uma e duas horas de operação ilhada em dia típico e dia crítico. E por fim, o terceiro tópico, é apresentado a metodologia para o cálculo de fluxo de carga para verificação de violações de tensão e carregamento da rede. A metodologia proposta é empregada para determinar a classificação e seleção de cargas a serem rejeitadas para balanço entre potência demandada e potência gerada de uma microrrede ilhada.

Já o capítulo 5 apresenta a aplicação da metodologia e os resultados obtidos para cinco cenários, sendo para formação da microrrede, após uma hora e duas horas de operação ilhada em dia típico e em dia crítico.

Por fim, é apresentada as considerações finais, bem como as propostas para trabalhos futuros e apêndices com as demandas das cargas, as curvas de geração das unidades de GD e os valores dos indicadores de continuidade do serviço das cargas.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 REPOSIÇÃO DE SERVIÇO EM MICRORREDES INTELIGENTES

Conforme Moreira, Resende e Peças Lopes (2007), para a reposição de serviço em microrredes inteligentes, são necessárias informações atualizadas referentes ao estado da geração e das cargas antes da interrupção do fornecimento de energia elétrica pelo sistema principal à microrrede, bem como, a capacidade de geração das unidades de GD no momento de reposição do serviço. Assim, quando a microrrede está sendo abastecida pelo sistema principal, o CCMR recebe de forma periódica e contínua informações sobre os níveis de geração e consumo dos Controladores de Carga (CCarg) e dos Controladores das Micro Fontes (CMF), devendo-se armazenar estas em uma base de dados. E também deve-se armazenar os limites de geração das unidades de GD afim destas serem utilizadas para repor o serviço às cargas selecionadas durante o ilhamento da microrrede.

Entretanto, nem sempre as unidades de geração possuem capacidade de manter a operação durante o ilhamento da microrrede, com níveis de tensão e frequência dentro das faixas de operações previstas pela legislação. Assim, no presente estudo desenvolve-se uma metodologia reposição do serviço, ajustando a demanda das cargas à potência gerada por meio de rejeições de cargas.

Neste contexto, Zhao, Dong e Bornemann (2015), trazem em seu artigo sobre reposição de serviço por ilhamento em microrredes suportadas por unidades de geração renováveis, que a intermitência das unidades de geração de energia, bem como a incerteza da duração da interrupção do serviço devem ser compensadas por sistemas de armazenamento de energia. E também, nos períodos em que a geração é inferior à potência demandada pelas cargas, e a fim de evitar colapsos durante o ilhamento, apresenta uma metodologia para divisão das cargas de acordo com a localização e potência gerada por cada uma das unidades de geração, e propõem o corte de cargas de acordo com o custo de operação.

Em Ansari e Mohagheghi (2014), para evitar que a interrupção do serviço afete os indicadores de continuidade e cause insatisfação dos clientes, é proposto o reestabelecimento do serviço por microrredes e para adequar a demanda das cargas à potência gerada também é proposto um algoritmo para determinar os custos operacionais e assim definir as cargas a serem rejeitadas.

Em Kleinberg, Miu e Chiang (2011), é proposta a restauração de sistemas de distribuição de energia por meio de corte de carga, utilizando o método *Heuristic Optimization* – HO, com o objetivo de maximizar o atendimento de cargas com o menor número de manobras e mantendo a radialidade do sistema, tendo como critérios o limite de tensão, limite de corrente e prioridade das cargas.

Tian et al. (2009), utilizando o método *Binary Particle Swarm Optimization* – BPSO, apresentam uma estratégia de restauração de serviço em sistemas de distribuição visando a redução de perdas e de cargas a serem cortadas, também tendo como critérios a prioridade das cargas, tensão e corrente.

Desta forma, para evitar colapsos no reestabelecimento do serviço durante ilhamento de microrredes, os autores adequam a potência demandada pelas cargas à potência gerada, por meio de execução de algoritmo de corte de cargas, utilizando vários métodos distintos, porém, obedecendo as restrições dos sistemas, como limites de tensão e carregamento. Assim, nesta dissertação, devido à previsão na legislação nacional de penalidades às concessionárias por violação de indicadores de continuidade, será abordado também o corte de cargas a fim de adequar a potência demandada à gerada, baseando-se em múltiplos critérios, como os indicadores de continuidade DIC, FIC, DMIC e DICRI, além do critério mais utilizado para cortes de carga que é a prioridade de cada carga. Para tanto, será utilizado o método multicriterial AHP devido à maior robustez e capacidade de agregar fatores qualitativos e quantitativos, mesmo quando utiliza-se um elevado número de critérios.

2.2 CORTE DE CARGAS

As publicações que tratam sobre cortes de cargas em *Smart Grids*, geralmente estão relacionadas com o alívio de carregamento por meio de monitoramento da tensão e da frequência nos pontos de conexão das cargas, gerando comandos de chaveamento nos sistemas de distribuição e transmissão. Geralmente, estes chaveamentos de cortes de cargas visam apenas manter a estabilidade do sistema elétrico. Nesta linha enquadram-se as publicações Wester et al. (2014), Ye, Baohui, Zhiqian (2015), Ye et al. (2014) e Tang et al. (2013).

Dentro deste contexto Rao et al. (2013), utilizando a técnica de Algoritmo Genético desenvolveu, para um ambiente de rede inteligente, um sistema de

priorização de cargas a serem cortadas, observando a redução de perdas e fatores sociais.

Outro caso é apresentado em Laghari, et al. (2012), que descreve um algoritmo de um controlador para rejeição de cargas de um sistema ilhado alimentado por uma mini central hidrelétrica, se baseando na Lógica Fuzzy. Com base na frequência e na taxa de variação de frequência das tensões nos pontos de observação, estimando a quantidade de cargas a serem cortadas.

A preocupação com o tempo para execução das operações de corte de carga foi abordada por Santos et al. (2014) que apresentou uma metodologia para corte de cargas que visam evitar o colapso em sistemas de potência por lentidão e imprecisão dos métodos convencionais de rejeição de cargas. Os autores propõem uma Rede Neural Artificial (RNA) para estimar a quantidade mínima de cargas a serem cortadas a fim de recuperar o equilíbrio de geração de carga de forma rápida e eficaz, reestabelecendo a frequência próxima ao valor nominal.

Há também publicações que combinam metodologias para aplicações durante situações de contingência, como apresentado em Rad e Abedi (2008), que utilizaram os métodos "*Particle Swarm Optimization*" - Otimização por Enxame de Partículas (PSO), "*Genetic Algorithm*" – Algoritmo Genético (GA) e "*Analytical Hierarchy Process*" - Processo Analítico Hierárquico (AHP). A função objetivo visava o custo da interrupção do serviço. Foi analisada uma única linha crítica e uma falta na unidade de geração com base na classificação de prioridade de cargas. O problema de rejeição de cargas foi resolvido por dois métodos, por Algoritmos Genéticos e por Enxame de Partículas Algoritmos, sendo posteriormente comparados. E os fatores de ponderação foram determinados usando o método AHP. Os autores concluíram que em termos de tempo consumido para executar o programa, PSO é mais rápido do que o algoritmo genético. Também concluiu que, para os problemas em que as variáveis não são contínuas, o algoritmo genético tem sido melhor do que a Otimização por Enxame de Partículas.

Já Billinton e Satish (2002), visando a redução dos custos das interrupções e observando os índices de confiabilidade, verificaram os efeitos das rejeições de cargas de forma rotativa. Ou seja, ao não aplicar de forma recorrente a interrupção do fornecimento de energia elétrica às mesmas cargas, foi observado que esta rotatividade dos cortes de cargas geraram impactos relevantes nos índices de confiabilidade do sistema. Dentro deste raciocínio, nesta dissertação, para

elaboração da função objetivo para indicação das cargas candidatas a serem rejeitadas, deve-se observar os índices de continuidade estabelecidas pelo órgão regulador aliados às prioridades individuais das cargas.

Dentre os impactos mais relevantes dos valores de compensação por violação estão os relacionados aos índices de qualidade do serviço DIC, FIC, DMIC e DICRI. No padrão brasileiro deve-se atender o previsto no Módulo 8 do PRODIST, ANEEL (2015a). A garantia desses índices é um desafio vultoso, tendo em vista a frequente ocorrência de fenômenos que influenciam no atendimento dos consumidores. Assim, na ocorrência de interrupção do fornecimento de energia elétrica pelo sistema principal da distribuidora, e a fim de reduzir, ou até mesmo evitar penalizações por violações dos índices de confiabilidades, e agregar mais prejuízos à distribuidora devido à interrupção, a operação ilhada de microrredes atendidas por unidades de geração distribuída se torna uma possibilidade viável a este problema. Porém, as unidades de geração distribuída são geralmente intermitentes e com limitações à entrada de cargas. Assim, em alguns períodos do dia as unidades GD não tem capacidade de manter energizada toda a microrrede, sem energia do sistema principal da distribuidora e sem violar os valores de frequência e tensão, necessitando assim a aplicação de cortes de cargas para manter o Ilhamento (JACONDINO, 2016). Deste modo, nesta dissertação desenvolve-se uma metodologia para reposição do serviço por rejeições de cargas, baseando-se nos indicadores de continuidades cujas violações são passíveis de penalidades, conforme ANEEL (2015a), utilizando-se o método Multicritério AHP.

Resumo do Capítulo 2

Neste capítulo apresentou-se uma revisão bibliográfica sobre a reposição de serviço em microrredes inteligentes, destacando-se que para evitar um colapso durante o ilhamento e adequar a potência demanda a potência gerada, geralmente, aplica-se rejeição de cargas. E por fim, apresentou-se a uma revisão bibliográfica sobre as metodologias aplicadas para corte de cargas.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 ILHAMENTO

Não é incomum a ocorrência de distúrbios em sistemas elétricos que acarretam na atuação de dispositivos de proteção e consequente interrupção momentânea do atendimento de um grupo de consumidores. Estas interrupções podem também ocorrer em decorrência de desligamentos programados para manutenção do sistema. Estas interrupções ocasionam aumento nos indicadores de continuidade, sendo que a distribuidora pode ser penalizada pela incidência de multas por compensação financeira e redução da satisfação de clientes (FERREIRA et al., 2013).

Entretanto, com a viabilização da operação de geradores distribuídos conectados às redes de distribuição, torna-se possível o Ilhamento. Este ocorre quando parte de um sistema se torna eletricamente isolado do sistema principal de fornecimento de energia elétrica, e continua atendendo uma fração de consumidores por meio de unidades de geração distribuída conectadas ao sistema (KRISHNAN e GAONKAR, 2012). De forma similar, quando um cliente opera desconectado da concessionária e alimentado por outra fonte qualquer de energia, este está operando de forma ilhada.

As unidades de GD podem ser conectadas diretamente à rede de distribuição ou por meio de inversores. De forma geral, quando a máquina elétrica da unidade de GD gera em corrente contínua e um inversor realiza a interface com o sistema de distribuição, este utiliza como referência a tensão da rede principal, ou seja, opera em sincronismo com a tensão da rede da concessionária. Estes inversores devem obedecer ao contido nas normas IEC 61727 e IEC 62116. Estas normas impõem que as unidades de GD devem ser desconectadas da rede caso o fornecimento de energia pela rede principal seja interrompido, ou seja, quando ocorre a perda da tensão de referência (IEC 61727:2004 e IEC 62116:2008).

Quando da operação ilhada, as unidades de GD devem garantir os níveis de tensão e frequência regulamentados pelos órgãos competentes de cada país. No Brasil, estes níveis são regulamentados por meio dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8. Contudo, tradicionalmente os controladores das unidades de GD não possuem a capacidade

de transição de modo ilhado para conectado à rede principal de distribuição. E também, os sistemas tradicionais não possuem a capacidade de adequar a potência demandada pelas cargas à potência gerada pelas unidades de GD, de forma autônoma, por meio de rejeição ou reconexão de cargas. Assim, não há como a concessionária garantir os padrões de qualidade do produto quando este é entregue por unidades de GD. Conforme Gomes e Morcos (2008), isso leva a restrição da operação ilhada por parte das concessionárias.

3.2 MICRORREDES

Conforme Peças Lopes, Moreira e Madureira (2006), o conceito de Microrrede é definido como uma rede de distribuição composta por unidades de microgeração, por dispositivos de armazenamento de energia e por cargas controláveis, podendo ser formada a partir de uma fração de uma rede de distribuição, como por exemplo, de uma parte de uma rede urbana ou por uma unidade industrial.

Já de acordo com Kin et al. (2015), no contexto das redes elétricas Inteligentes *Smart Grids*, a microrrede é definida como uma célula controlada do sistema de energia, com geradores conectados à rede e próximos às cargas, consumindo ou fornecendo energia elétrica para o sistema, sendo gerenciada e controlada por sistemas suportados por infraestruturas de comunicação. Podendo ser controlada como uma carga despachável do sistema de acordo com as necessidades do sistema de transmissão.

Neste contexto, aliado ao aumento da penetração da Geração Distribuída, propicia-se a formação de microrredes, de forma que parte de uma rede de distribuição opere de forma isolada do sistema principal, sendo assim, denominada modo de operação ilhada. O sistema pode operar de modo ilhado durante a interrupção do fornecimento de energia elétrica pelo sistema principal, suprindo os consumidores de forma ininterrupta com energia oriunda das unidades de GD. Assim, melhorando os indicadores de confiabilidade, reduzindo as perdas e corrigindo afundamentos de tensão (KIN, 2015 e PEÇAS LOPES, MOREIRA e MADUREIRA, 2006). Assim, a microrrede utilizada neste estudo para análise em operação ilhada, é composta por unidades de GD fotovoltaica e eólica, dispositivos de armazenamento, que absorvem o excedente de energia durante o ilhamento, e também, por cargas controláveis.

A operação ilhada da microrrede inteligente deve estar em consonância com os critérios de qualidade e confiabilidade da energia elétrica, previstos pela agência nacional reguladora do sistema elétrico. Desta forma, se reforça a necessidade de automação de equipamentos, e que permitam também um fluxo de dados bidirecional em tempo real (PEÇAS LOPES, MOREIRA e MADUREIRA, 2006).

Devido às microrredes serem um modelo pouco aplicado, existem dificuldades funcionais devido aos sistemas de distribuição de energia elétrica serem projetados tradicionalmente considerando apenas uma fonte de energia (GOMES e MORCOS, 2008).

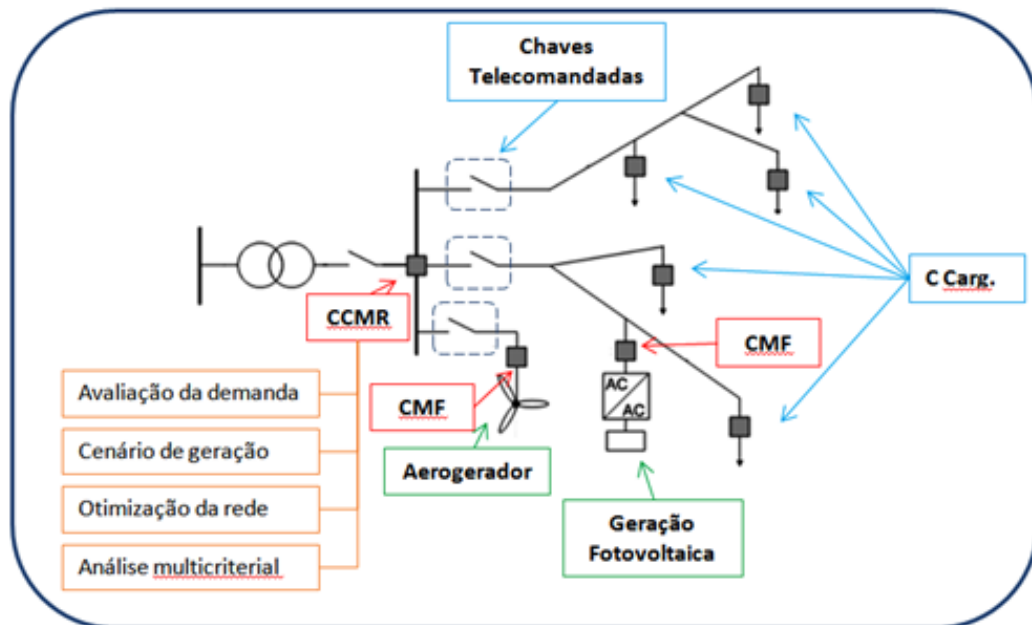
3.2.1 Arquitetura da Microrrede Inteligente

Na Figura 1 está representada a arquitetura de uma microrrede inteligente, que foi adaptada de Peças Lopes, Moreira e Madureira (2006). Esta topologia consiste em uma rede, composta por cargas, dispositivos de GD e sistemas de controle.

Para garantir a flexibilidade de operação, a microrrede inteligente é controlada por meio de um sistema hierárquico, que atua e gerencia todos os elementos do sistema (HATZIARGYRIOU, 2002). No nível hierárquico mais alto está o controlador central (Controlador Central da Microrrede) - CCMR, instalado na subestação, que monitora e atua nos controladores localizados no nível hierárquico inferior, ou seja, nos controladores das micro fontes (CMF) e das cargas (C Carg.).

O CMF permite controlar os níveis de geração de potência ativa e reativa em cada micro fonte de GD. O C Carg. pode controlar as cargas, aplicando o conceito de interruptibilidade, podendo cortar as cargas não prioritárias em situações de contingência, e fazer a gestão de carga de acordo com as especificações do cliente. O CCMR pode se comunicar com os sistemas de Gerenciamento de Distribuição (SGD), de forma a gerenciar o controle de tensão e controle de potência ativa e reativa (PEÇAS LOPES, MOREIRA e MADUREIRA, 2006).

Figura 1 – Arquitetura de Microrrede Inteligente.



Fonte: Adaptado de Peças Lopes, Moreira e Madureira (2006).

Conforme Peças Lopes, Moreira e Madureira (2006), considerando a concepção geral de uma Smart Grid, as microrredes proporcionam uma melhoria da qualidade ambiental e redução de perdas quando operam em modo normal. Quando operam de forma ilhada durante contingências do sistema de distribuição principal, proporcionam o aumento dos índices de confiabilidade.

Na operação em modo normal as microrredes operam conectadas à rede de distribuição, importando energia elétrica para alimentar as cargas, ou ocasionalmente, exportando energia elétrica excedente da geração distribuída face à carga.

A operação em modo de contingência pode ocorrer durante a realização de manutenção planejada ou perturbações na rede a montante da microrrede. Neste modo de operação, a microrrede opera de forma desconectada da rede principal, com uma ou mais unidades de geração distribuídas alimentando parcialmente ou totalmente as cargas. Após o reestabelecimento a condição normal da rede principal, a microrrede conecta-se novamente à mesma, de forma contínua e suave, não causando distúrbios aos consumidores (FALCÃO, 2009).

3.2.2 Operação da Microrrede

Durante a operação da microrrede, o CCMR atua no nível hierárquico superior da microrrede, gerenciando a compra ou venda de energia elétrica de acordo com estratégias pré-definidas, realizando previsões de carga em curto prazo, provendo as referências de ajustes para controle de tensão e despacho de potência ativa para os geradores da rede, garantindo que as cargas sejam atendidas de forma adequada, minimizando perdas e emissões, maximizando a eficiência operacional das GDs, provendo a operação da microrrede em modo ilhada e reconectando a microrrede ao sistema principal assegurando a operação sincronizada (DIAS, 2005).

Quando a microrrede se desconecta da rede principal, o CCMR deve também, alimentar as cargas prioritárias, avaliar a disponibilidade de geração de energia elétrica, gerenciar os sistemas de armazenamento de energia e avaliar a possibilidade de reconectar a microrrede ao sistema principal (CHOWDHURY e CROSSLEY, 2009).

Neste contexto, o algoritmo de reestabelecimento do serviço e continuidade da operação ilhada, desenvolvido neste estudo, visa o ilhamento da microrrede inteligente controlado por meio do CCMR.

3.2.3 Classificação das fontes de Geração Distribuída em Microrrede operando de forma ilhada

As fontes de GD podem ser classificadas, além do aspecto da energia primária que as diferenciam, por sua capacidade de controle durante a operação em uma MR ilhada.

Referente à potência ativa que injetam na rede, as MFs são classificadas como incontroláveis, parcialmente controláveis ou totalmente controláveis. Assim se fazendo necessária algumas considerações referentes às funções que cada MF desempenha na MR. Nesta concepção, as MF são caracterizadas de três formas distintas (STRAUSS e ENGLER, 2003).

Unidade de formação de rede: a unidade de formação de rede define a referência de tensão e frequência para os demais sistemas de controle dos geradores conectados à MR, para que se tenha uma rápida resposta aos desequilíbrios entre geração e carga. Podem ser constituídas por uma máquina

síncrona conectada a uma máquina primária com capacidade de controle, como por exemplo, uma turbina hidráulica ou motor Diesel. Outra possibilidade são os dispositivos de armazenamento de energia, como baterias de acumuladores ou unidade de geração acoplada a um inversor com características específicas.

Unidade de suporte à rede: a unidade de suporte à rede injeta potência ativa e reativa, de acordo com os níveis de tensão e frequência, permitindo assim, um controle de despacho de geração de energia elétrica das unidades. Entretanto, este tipo de unidade não possui capacidade de colocar sob tensão uma rede isolada de forma autônoma. Neste grupo estão as Microturbinas a gás e as Células de Combustível.

Unidade conectadas à rede: A unidade conectada à rede corresponde a todas as MF incontroláveis ou parcialmente controláveis, como os Painéis Fotovoltaicos e microturbinas eólicas. Normalmente este tipo de MF opera de forma a injetar a máxima potência gerada a partir da fonte primária.

3.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

3.3.1 Introdução

Observando o propósito deste trabalho, de reestabelecer o serviço adequando a carga à geração, neste capítulo são apresentados os conceitos das fontes de GD bem como a regulamentação da GD. Neste estudo, durante a operação ilhada da microrrede inteligente, as cargas são atendidas por unidade de GD fotovoltaicas e eólicas.

3.3.2 Conceitos e Definições Regulatórias da Geração Distribuída

O conceito de geração distribuída apresenta variações. De acordo com Ackermann et al. (2002), o conceito de GD é definido como uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou conectada a jusante do medidor do consumidor.

Conforme Cavalcanti (2012), a geração distribuída é definida como uma geração de menor potência e localizada próxima à carga, propiciando uma maior autonomia no gerenciamento da fatura de energia por parte do consumidor, podendo

fornecer energia para rede elétrica e dependendo da quantidade fornecida, poderá receber por essa energia.

No Brasil, o conceito de geração distribuída é definido por meio do Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. Definindo por meio do Artigo 14º que Geração Distribuída é a produção de energia elétrica oriunda de empreendimentos de permissionários, concessionários ou autorizados, conectados ao sistema elétrico de distribuição do comprador, e também, inclui neste conceito, os aproveitamentos previstos no Art. 8 da Lei 9074, de 7 de julho de 1995, como o aproveitamento de potenciais hidráulicos com potência instalada menor ou igual à 3000 kW e de usinas termo elétricas, com potência instalada menor ou igual à 5000 kW.

Os incisos I e II do Artigo 14º do Decreto 5163, exclui do conceito de GD, a energia oriunda de potencial hidrelétrico com potência instalada maior que 30 MW e de empreendimento termelétrico com eficiência energética menor que 75%. Por meio do parágrafo único, inclui os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível, que possuem eficiência energética inferior à 75%.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, alterada pela Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015, define como microgeração distribuída os empreendimentos com potência instalada inferior ou igual a 75 kW, conectados diretamente à rede de distribuição por meio de unidades consumidoras, com fonte de energia primária oriunda de cogeração ou fontes renováveis. E define também, como minigeração distribuída os empreendimentos com potência instalada superior a 75 kW e inferior a 3 MW para fontes hídricas e inferior ou igual a 5 MW para cogeração e demais fontes primárias renováveis, conectados à rede de distribuição por meio de unidades consumidoras.

3.4 QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Conforme Coelho e Parada (2000), a distribuição de energia elétrica é a etapa que mais impacta na qualidade do produto e na qualidade do serviço, devido estar

concentrado neste setor a maior parte das ocorrências de faltas e perdas de energia do sistema.

A qualidade do produto, trata sobre os fenômenos de qualidade da energia elétrica (*QEE*) nos pontos de conexões com os clientes, observando os critérios de amostragem, os níveis de referência e procedimentos a serem adotados na ocorrência de violações. A qualidade do produto visa a qualidade da forma de onda entregue ao consumidor, observando critérios como nível de tensão e frequência.

Já a qualidade do serviço, trata sobre um conjunto de atributos e propriedades técnicas que balizam a continuidade dos serviços públicos de energia elétrica prestados pelas distribuidoras e transmissoras de energia elétrica aos consumidores, por meio de valores numéricos de indicadores de continuidade. (ANEEL, 2015a). Estes indicadores estão relacionados ao controle de interrupções para períodos de apurações mensais, trimestrais e anuais, observando aspectos relacionados à durações e frequência das interrupções. Estes são particionados em indicadores de continuidade individuais e coletivos (ANEEL, 2005).

3.4.1 Qualidade do Serviço

No Brasil, a Resolução Normativa 177 de 28 de novembro de 2005, que alterou a Resolução ANEEL nº 024, de 27 de janeiro de 2000, retirou a previsão de multa por violação dos indicadores DEC e FEC para o ano de 2008. Esta atenuação da penalidade perdurou até o ano de 2009, sendo extinta definitivamente com a publicação da Resolução Normativa nº 395, 15 de dezembro de 2009, que aprovou a primeira revisão PRODIST. Nesta revisão, os limites dos Indicadores DIC, FIC e DMIC foram alterados, a fim de incentivar a melhoria da continuidade na prestação do serviço das distribuidoras. A multa por violação dos indicadores DEC e FEC deixou de vigorar, e o limite do indicador DMIC passou a ter limites próprios. Considerando as interrupções com duração superior à 3 (três) minutos, as concessionárias, deverão apurar mensalmente os indicadores de continuidade (ANEEL, 2011).

3.4.1.1 Índices de Continuidade Individuais

De acordo com ANEEL (2015a), os índices de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC, devem ser apurados para todas as unidade consumidoras. Estes índices devem ser calculados para períodos de apuração mensais, trimestrais ou anuais. Exclui-se o índice de Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão (*DICRI*), devendo ser apurado apenas por interrupção em dia crítico.

De acordo com ANEEL (2015c), o dia crítico é o dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média e somando-se três desvios padrões dos valores diários. A média e o desvio padrão a serem usados serão os relativos aos 24 (vinte e quatro) meses anteriores ao ano em curso, incluindo os dias críticos já identificados.

O indicador de continuidade DIC demonstra o lapso temporal em que uma unidade consumidora ou ponto de conexão, sofreu descontinuidade na distribuição de energia elétrica, em um período de observação. Pode ser calculado pela equação 1.

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (1)$$

Onde:

DIC = duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

i = índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a n;

t(i) = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração;

n = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração.

O indicador FIC, representa o número de interrupções, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão, observadas em um período, conforme a equação 2.

$$FIC = n \quad (2)$$

Sendo:

FIC = frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em número de interrupções;

n = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração.

O indicador DMIC demonstra a duração máxima de tempo em que uma Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão sofreu interrupção de fornecimento de energia elétrica, num determinado período. Assim, limitando o tempo máximo de interrupção, e impedindo a interrupção do fornecimento pela a distribuidora um longo período.

Para apuração deste indicador, as interrupções oriundas de desligamentos programados não deverão ser consideradas, se os consumidores forem previamente e devidamente avisados, com programação de início e fim da interrupção. O DMIC é calculado por meio da equação 3.

$$DMIC = t(i) \max \quad (3)$$

Sendo:

$DMIC$ = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

$t(i) \max$ = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas.

Por sua vez, o indicador DICRI, que representa a o período de interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, conforme equação 4.

$$DICRI = t_{crítico} \quad (4)$$

Onde:

$DICRI$ = duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

$t_{crítico}$ = duração da interrupção ocorrida em dia crítico.

Para apuração dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI não serão computadas a interrupções oriundas de solicitações, falhas ou inadimplência da

unidade consumidora, de interrupções de emergência, de programas de racionamento ou ocorridas em dia crítico.

Como no presente estudo é utilizado uma microrrede com cargas atendidas nas tensões de 69 e 138 kV, é apresentado na Tabela 1 os valores dos indicadores previstos para a categoria com tensão maior ou igual a 69 kV.

Tabela 1 – Limites dos indicadores de continuidade anuais, trimestrais e mensais por ponto de conexão.

	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)	DICRI (horas)
	A	T	M	A	T	M	M	D
	Tensão Contratada \geq 69 kV	5,00	3,00	2,00	5,00	3,00	2,00	1,50

Fonte: ANEEL (2015a).

Sendo:

TC – Tensão contratada do ponto de conexão;

A – Limites Anuais;

T – Limites Trimestrais;

M – Limites Mensais; e

D - Limite por interrupção em dia crítico.

3.4.1.2 Penalidades

Na ocorrência de violações dos indicadores individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI, a distribuidora deverá compensar os acessantes do sistema de distribuição, atingidos pela interrupção de fornecimento de energia elétrica, em forma de crédito na fatura ou pago em moeda corrente. Quando for violado mais de um dos indicadores de DIC, FIC ou DMIC, para fins de compensação, deverá ser considerado o indicador que possuir maior valor de compensação. Já para o DICRI, deve-se compensar o consumidor para cada interrupção que violar o limite do indicador. (ANEEL, 2015a).

Para os cálculos dos valores de compensações por violações dos indicadores DIC, DMIC, FIC e DICRI, deverão ser utilizadas respectivamente as equações 5, 6, 7 e 8.

Para o DIC:

$$Valor = \left(\frac{DICv}{DICp} - 1 \right) DICp \times \frac{EUSDm\u00e9dio}{730} \times kei \quad (5)$$

Para o DMIC:

$$Valor = \left(\frac{DMICv}{DMICp} - 1 \right) DMICp \times \frac{EUSDm\u00e9dio}{730} \times kei \quad (6)$$

Para o FIC:

$$Valor = \left(\frac{FICv}{FICp} - 1 \right) DICp \times \frac{EUSDm\u00e9dio}{730} \times kei \quad (7)$$

Para o DICRI:

$$Valor = \left(\frac{DICRIv}{DICRIp} - 1 \right) DICRIp \times \frac{EUSDm\u00e9dio}{730} \times kei \quad (8)$$

Sendo:

$DICv$ = dura\u00e7\u00e3o de interrup\u00e7\u00e3o por unidade consumidora ou por ponto de conex\u00e3o, com unidade de medida expressa em horas e cent\u00e9simos de hora;

$DICp$ = limite de continuidade estabelecido, no per\u00edodo analisado, para o indicador de dura\u00e7\u00e3o de interrup\u00e7\u00e3o por unidade consumidora ou por ponto de conex\u00e3o, com unidade de medida expressa em horas e cent\u00e9simos de hora;

$DMICv$ = dura\u00e7\u00e3o m\u00e1xima de interrup\u00e7\u00e3o cont\u00ednua por unidade consumidora ou por ponto de conex\u00e3o, medida no per\u00edodo considerado, com unidade de medida expressa em horas e cent\u00e9simos de hora;

$DMICp$ = limite de continuidade estabelecido, no per\u00edodo analisado, para o indicador de dura\u00e7\u00e3o m\u00e1xima de interrup\u00e7\u00e3o cont\u00ednua por unidade consumidora ou por ponto de conex\u00e3o, com unidade de medida expressa em horas e cent\u00e9simos de hora;

FIC_v = frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, verificada no período considerado, com unidade de medida expressa em número de interrupções;

FIC_p = limite de continuidade estabelecido, no período analisado, para o indicador de frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em número de interrupções e centésimo do número de interrupções;

$DICR_{iv}$ = duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

$DICR_{ip}$ = limite de continuidade estabelecido para o indicador de duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, em horas e centésimos de hora;

$EUSD_{médio}$ = média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição referente ao período analisado;

730 = número médio de horas no mês;

kei = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em:

- i. 15 (quinze), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Baixa Tensão;
- ii. 20 (vinte), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Média Tensão;
- iii. 27 (vinte e sete), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Alta Tensão.

3.4.2 Qualidade do Produto

A qualidade do produto pode ser entendida como a capacidade do sistema em fornecer energia elétrica, com valores referentes à tensão e frequência contidos dentro de faixas de operação pré-estabelecidas (ANEEL, 2015a).

Os aspectos considerados para determinação da qualidade do produto pela legislação brasileira, em regime transitório ou permanente, estão regulamentados por meio do Módulo 8, dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Os níveis de tensão em regime permanente são definidos como adequado, precário ou crítico.

Neste trabalho de dissertação, o algoritmo para corte de carga do Controlador Central da Microrrede (CCMR) considerará também o desligamento de cargas conectadas ao sistema de distribuição em média tensão. Desta forma, na Tabela 2 são apresentadas as faixas de variação da tensão, para cada faixa de tensão.

Tabela 2 – Faixa de operação da Tensão Nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,95 TR \leq TL \leq 1,05 TR$
Precária	$0,90 TR \leq TL < 0,95 TR$ ou $1,05 TR < TL \leq 107 TR$
Crítica	$TL < 0,90 TR$ ou $TL > 1,07 TR$

Fonte: ANEEL (2015a).

3.5 CLASSIFICAÇÃO DE SERVIÇOS ESSENCIAIS

Conforme a Resolução Normativa nº 177, de 28 de novembro de 2005, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que alterou os dispositivos da Resolução nº 24, de 27 de janeiro de 2000, estabelece que os serviços essenciais são definidos como os serviços ou atividades caracterizados como de fundamental importância à sociedade, desenvolvido em uma unidade consumidora, tal como:

- a) unidades hospitalares, institutos médico-legais, centros de hemoterapia, centros de distribuição, produção e armazenamento vacinas e soros antídotos;
- b) centro de controle de tráfego aéreo, marítimo e urbano;
- c) unidade de guarda, uso e controle de substâncias radioativas, equipamentos e materiais nucleares;
- d) segurança pública (polícia militar, polícia civil, corpo de bombeiro, presídio etc);
- e) transporte coletivo, sistema rodoferroviário e metroviário;
- f) serviço público de comunicações;
- g) serviços de tratamento de água e esgotos;
- h) sistema de distribuição e processamento de gás liquefeito de petróleo e de combustíveis;

- i) serviço público de tratamento de lixo;
- j) segurança institucional (ex.: exército, marinha e aeronáutica);
- k) câmaras de compensação bancária e unidades do Banco Central do Brasil;
- l) instalações de aduana.

Conforme Oliveira (2004), a prioridade das cargas, deve atentar para a necessidade de se dar suporte diferenciado a consumidores que carecem de maior continuidade no fornecimento de energia, exigindo maior qualidade do serviço. Isto pode ocorrer por diversos motivos, tais como: carga elevada, indústria com contrato especial de fornecimento de energia, área central de cidade, região de importância estratégica por possuir sedes governamentais ou políticas, área de exército, hospitais e empresas que não podem sofrer descontinuidade no processo, tais como fábricas de celulose, vidros, etc.

Resumo do Capítulo 3

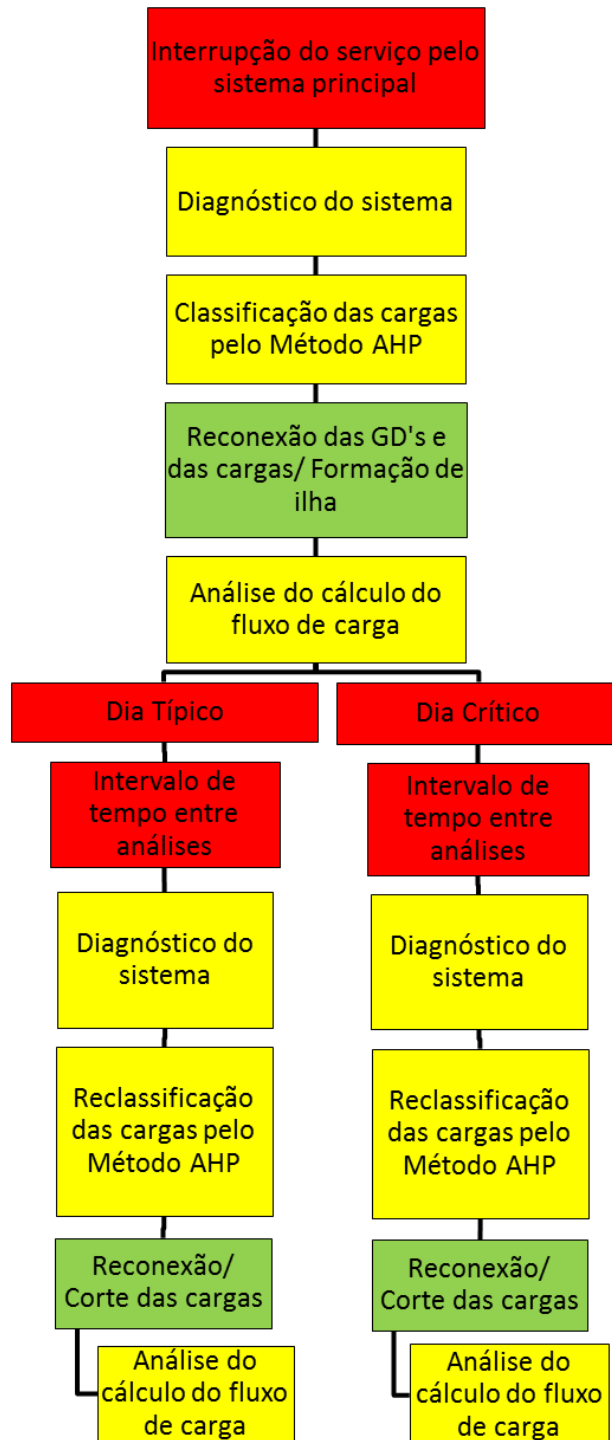
Neste capítulo apresentou-se conceitos e regulamentações a serem observadas o para confecção do algoritmo de rejeições de carga do Controlador Central da Microrrede. Apresentou-se também os conceitos de geração distribuída, os aspectos para análise dos indicadores de desempenho da Qualidade do Serviço de distribuição de energia elétrica, juntamente com as penalidades previstas para violação destes indicadores. Por fim, apresentou-se a classificação dos níveis de tensão nos pontos de conexão e a Classificação de Serviços Essenciais.

4 METODOLOGIA

Esta dissertação apresenta uma metodologia desenvolvida para indicar a melhor alternativa para a solução do problema de seleção de cargas a serem cortadas na ocorrência de desbalanço entre a potência gerada por unidades de GD e a potência demandada pelas cargas, durante a reposição e continuidade do serviço por Ilhamento de uma microrrede de distribuição de energia elétrica. A Figura 2, apresenta a arquitetura da metodologia proposta, onde a seleção das cargas a serem rejeitadas se dá através de um diagnóstico das características operacionais e de qualidade do sistema proposto, sendo verificadas a potência gerada, a potência demandada pelas cargas e a prioridade de continuidade do serviço de cada carga. Para o corte de cargas, utiliza-se o método multicritério AHP, tendo como critérios os valores medidos dos indicadores de continuidade DIC e FIC para os períodos anuais, trimestrais e mensais, juntamente com a prioridade das cargas e os indicadores DMIC e DICRI. Deste modo obtém-se a classificação das cargas em ordem de necessidade de atendimento. Ou seja, após a interrupção do serviço principal da distribuidora, será reestabelecido o serviço por meio do ilhamento de uma microrrede, sendo que as cargas de melhor classificadas serão reconectadas uma a uma, até que as unidades de GD não possuam mais capacidade de assumir novas cargas, assim, as cargas de menor classificação que não foram reconectadas, serão automaticamente rejeitadas. Para análise da continuidade da operação ilhada, utilizou-se os períodos de uma e duas horas após a formação da ilha. Após uma hora de operação realiza-se novas análises, contabilizando-se para as cargas rejeitadas durante a formação da microrrede ilhada o período de uma hora para os indicadores de continuidade, obtendo-se assim, após aplicação da metodologia uma nova reclassificação das cargas. Esta reavaliação após a formação da microrrede ilhada dar-se-á para dois cenários distintos, para dias típicos ou para dias críticos. Para os dias típicos além dos critérios de continuidade DIC e FIC utilizados para classificação das cargas no momento da formação da microrrede ilhada, deve-se considerar o critério DMIC. Já as reclassificações das cargas em dias críticos deve-se considerar além dos critérios DIC, FIC e DMIC o indicador de continuidade DICRI. Após duas horas de ilhamento, será aplicado novamente a mesma metodologia.

Para cada período de análise serão realizadas simulações de uma microrrede no *Software* ANAREDE a fim de verificar eventuais violações de tensão e carregamento do sistema.

Figura 2 – Arquitetura da metodologia proposta.



4.1 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

Inicialmente será realizado o diagnóstico da microrrede de distribuição. Esta etapa tem por finalidade retratar a potência gerada pelas unidades de GD, a potência demandada pelas cargas, os valores medidos dos indicadores de desempenho das cargas e as prioridades individuais das cargas. Desta forma é possível verificar se há desequilíbrio entre potência gerada e a potência demandada pelas cargas. Os indicadores de desempenho e as prioridades compõem a formulação do problema multicritério que classificará as cargas de acordo com a importância de continuidade do serviço.

A observância dos indicadores de continuidade que possam trazer penalizações à distribuidora por eventual violação, bem como a prioridade das cargas, impactam nas decisões de contingência de cargas. As prioridades das cargas visam priorizar o atendimento de serviços essenciais. Sendo assim, foram definidos os seguintes critérios a serem observados para o desenvolvimento da metodologia multicritério:

- FIC_A - Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão Anual;
- FIC_T - Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão Trimestral;
- FIC_M - Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão Mensal;
- DIC_A - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão Anual;
- DIC_T - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão Trimestral;
- DIC_M - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão Mensal;
- $DMIC$ – Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão;
- $DICRI$ - Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão; e
- Prioridade das Cargas.

O valor referente à prioridade das cargas é pré-definido, de forma a mensurar a relação de importância entre as cargas, como os serviços essenciais, e também, a potência demandada e cláusulas contratuais.

A fim de relacionar a diferença entre os valores acumulados dos indicadores de continuidade e as metas estabelecidas para os períodos apurados, deve-se calcular os valores das diferenças “Dif” entre os indicadores.

4.1.1 Cálculo da diferença entre os indicadores

A utilização dos índices de continuidade na função multicritério visa cumprir as metas conforme estabelecidos pela ANEEL (2015a). Neste trabalho, o cálculo das diferenças (Dif) entre os indicadores de continuidade remete a diferença entre o valor estabelecido e o valor medido para cada indicador de continuidade associado a cada carga, considerando o previsto na Tabela 1. Desta forma, se mensura o impacto de cada indicador no conjunto de cargas, conforme equação 9.

$$Dif\ Ind = Meta_n^{Ind} - Acum_n^{Ind} \quad (9)$$

Onde:

Dif Ind: Diferença referente ao Indicador de Continuidade do período analisado referente a carga “n”;

$Meta_n^{Ind}$: Meta do Indicador de Continuidade do período analisado referente a carga “n”;

$Acum_n^{Ind}$: Valor acumulado do Indicador de Continuidade do período analisado referente a carga “n”.

4.2 CLASSIFICAÇÃO DAS CARGAS UTILIZANDO O MÉTODO ANALYTIC HIERARCHY PROCESS – AHP

Para classificar as cargas, deve-se utilizar o método AHP ou Método de Análise Hierárquica. Este método é aplicado em tomadas de decisões multicritério em uma ampla gama de problemas, nos contextos econômico, político e energético entre outros. Isto se deve a sua simplicidade, robustez e capacidade de agregar fatores qualitativos e quantitativos, sejam tangíveis ou intangíveis (RAD, 2008).

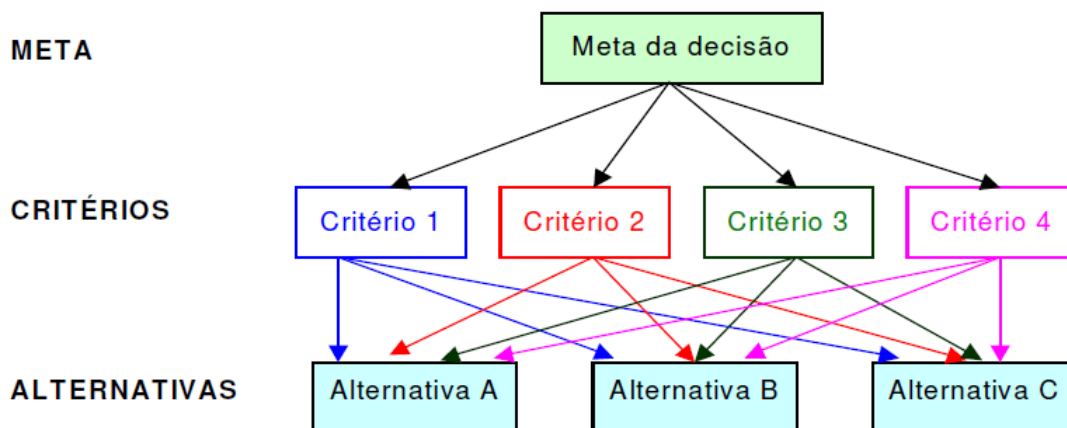
O fundamento desse processo de análise hierárquica é a comparação de diversos fatores ou características, feitas aos pares, baseada em uma escala que indica o quão forte é a importância de um fator em relação à outro. Após preenchida a matriz de comparação, se calcula os valores do autovalor e de seu correspondente autovetor (SAATY, 1991).

Conforme DSS (2006), o método AHP é definido como uma aproximação para tomadas de decisões por meio de estruturação de hierarquia de multicritérios de escolha. O método determina uma classificação das alternativas, mensurando a importância dos critérios e comparando as alternativas para cada critério.

Para que as comparações por pares, entre os níveis, determinem a intensidade de domínio de um critério sobre o outro ou de uma alternativa sobre a outra, os modelos devem mensurar, de forma mais próxima possível da realidade, todos os fatores significativos, sejam qualitativos ou quantitativos tangíveis ou intangíveis. (SAATY, 1991).

Na Figura 3 é apresentado uma estrutura hierárquica do método AHP, divididas entre meta (que é o problema), critérios e alternativas.

Figura 3 – Estrutura hierárquica genérica de problemas de decisão.



Fonte: Gartner (2001).

4.2.1 O Processo de Hierarquização do Método

Conforme Costa (2006), o método AHP é baseado em três etapas de pensamento analítico:

Construção de hierarquias: o método AHP estrutura de forma hierárquica o problema, simplificando a avaliação e compreensão do mesmo. Para aplicar esta metodologia, deve-se observar se os critérios e as alternativas possam ser estruturadas em uma classificação hierárquica.

Definição das Prioridades: Esta etapa consiste em comparações par a par em cada nível hierárquico baseado na escala de prioridades do AHP, sendo que os participantes ou Agentes de decisão (AD) atribuem pesos, denominados de prioridades, a fim de individualizar a importância de cada critério.

Julgamentos Paritários: Um julgamento ou comparação é a representação quantitativa de uma relação entre cada elemento com o nível superior. O resultado de todos os julgamentos é representado por uma matriz quadrada, sendo observado a escala numérica de Saaty, conforme Tabela 3. Ou seja, o julgamento indica qual dos elementos é mais importante em relação a um critério de nível superior, e também, com qual intensidade em uma escala de 1 a 9.

Tabela 3 – Escala numérica de comparações paritárias

Intensidade de Importância	Definição	Explicação
1	Ambos os elementos são de igual importância	As duas atividades contribuem igualmente para o objetivo
3	Importância moderada de um elemento sobre o outro	A experiência e o julgamento favorecem levemente uma atividade em relação à outra
5	Forte importância de um elemento sobre o outro	A experiência e o julgamento favorecem fortemente uma atividade em relação à outra
7	Importância muito forte de um elemento sobre o outro	Uma atividade é muito fortemente favorecida em relação à outra; sua dominação de importância é demonstrada na prática.
9	Importância absoluta	A evidência favorece uma atividade em relação à outra com maior auto grau de certeza
2, 4, 6 e 8	Valores intermediários entre os valores adjacentes	Quando se procura uma condição de compromisso entre duas definições
Incremento 0,1	Valores Intermediários na graduação mais fina de 0,1	Usados para graduações mais finas de opiniões
Recíprocos dos valores acima de zero	Se a atividade "i" recebe uma das designações diferentes acima de zero, quando comparado com a atividade "j", então "j" tem o valor recíproco quando comparada com "i".	Uma designação razoável

Fonte: Adaptado de Roche e Vejo (2004) e Saaty (1991).

A escala numérica apresentada na Tabela 3, varia de 1 a 9, sendo 1 atribuído a indiferença de importância de um sobre o outro, e 9 sendo atribuído à extrema importância de um critério em relação a outro, e os valores 2, 4, 6 e 8 são definidos como intermediários entre os níveis 1 e 9. E também, deve-se atribuir o valor 1 à comparações entre os próprios critérios. Apenas a metade da matriz deverá ser preenchida com os valores de comparações, pois a outra metade é constituída de valores recíprocos na matriz de comparações.

É importante destacar que se o elemento de comparação da linha for menos importante do que o elemento da coluna da matriz quadrada, deve-se atribuir o valor recíproco (inverso) na posição correspondente na matriz. Ou seja, devido a essa relação de reciprocidade e a necessidade consistência entre dois critérios ou atividades, os valores recíprocos são introduzidos na matriz quando uma análise entre duas atividades já tenha sido realizada. Este processo é robusto a sutis diferenças em uma hierarquia, pois na prática não se tornam decisivas.

Na Fig. 4 se pode verificar o exemplo de comparações par a par, ou de julgamento, de acordo com o método AHP.

Figura 4 – Matriz de julgamentos do método AHP.

$$\begin{array}{ccccc}
 C & A_1 & A_2 & \cdots & A_n \\
 A_1 & 1 & x & \cdots & y \\
 A_2 & 1/x & 1 & \cdots & z \\
 \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\
 A_n & 1/y & 1/z & \cdots & 1
 \end{array}$$

Fonte: (SAATY, 1991)

Na posição diagonal, sempre será atribuído o valor 1, pois um elemento sempre é igualmente importante frente a ele mesmo. Para atribuição de valores aos outros elementos da matriz, se faz necessário a aplicação do julgamento a fim de determinar a intensidade de importância conforme previsto na Tabela 3, que apresenta a escala numérica de comparações paritárias. No caso da matriz apresentada na Figura 4, se pode verificar que na parte superior à diagonal de valores constantes 1, que todos os elementos são dominantes em relação aos

elementos da coluna, pois são representados por variáveis inteiras, e também, observa-se que os valores abaixo da diagonal representam os valores os recíprocos da matriz de comparações. Ou seja, por exemplo, “ A_1 ” é “ X ” vezes mais dominante do que “ A_2 ” e “ Y ” vezes mais dominante do que “ A_n ”.

A consistência da matriz é observada por meio de uma quantidade básica de dados, permitindo que todos os outros valores possam ser deduzidos de forma lógica. Se “ A_1 ” é “ X ” vezes mais dominante em relação a “ A_2 ”, e “ A_1 ” é “ Y ” vezes mais dominante que “ A_n ”, então “ $A_1 = X.A_2$ ” e “ $A_1 = X.A_n$ ”. Logo, “ $A_n/A_2 = X/Y$ ”. Portanto, se o julgamento da posição (A_n, A_2) for diferente de “ X/Y ”, então a matriz é inconsistente, como ocorre na Matriz apresentada (SAATY e OZDEMIR, 2003).

Chan, Kwok e Duffy (2004), definem os passos para aplicação do método AHP, da seguinte forma:

- a) Delinear o problema e o que procura-se solucionar, elencando as possibilidades de definição do problema, identificando as partes envolvidas e verificar como estas definem o problema nas formas do método AHP.
- b) Decompor o problema, estruturando em hierarquias sistemáticas, tendo no nível mais alto o objetivo geral e em direção ao nível mais baixo os fatores específicos, geralmente as alternativas. A estrutura do método AHP contém objetivos, critérios (parâmetros avaliados) e classificação de alternativas. Quanto maior o número de critérios, menor será a importância de cada critério individual. É importante certificar-se que a consistência e as relações entre os níveis estejam corretas.
- c) Construir uma matriz de comparação paritária entre os critérios, observando se cada elemento de um nível inferior influencia os elementos do nível superior.
- d) Realizar os julgamentos a fim de completar as matrizes. Considerando “ n ” o número de linhas e colunas de uma matriz “ $n \times n$ ”, se fazem necessários $n(n-1)/2$ julgamentos. O especialista ou analista julga se A domina o elemento B, sendo afirmativo, inserir o valor na célula da linha de A em intersecção com a coluna de B. A posição coluna A em relação a linha B terá o valor recíproco, ou seja, terá valor inverso. Os valores inseridos são os observados na escala de comparação da Tabela 3.

- e) Calcular o índice de consistência (IC). Caso não seja satisfatório, deve-se refazer os julgamentos.

$$IC = \frac{\lambda_{\text{máx}} - n}{n - 1} \quad (10)$$

Onde:

IC = Índice de Consistência;

$\lambda_{\text{máx}}$ = autovalor máximo;

n = dimensão da matriz.

Para verificar se uma matriz positiva recíproca é consistente, o autovalor máximo deverá ser igual a n (dimensão da matriz). Em uma matriz verificada como consistente, fazem-se necessárias $n-1$ comparações paritárias, pois a partir dessas, as outras são deduzidas por lógica (SAATY, 1991).

O autovetor remete a ordem de prioridade e o autovalor a medida de consistência do julgamento. No método de análise hierárquica, o autovalor máximo, $\lambda_{\text{máx}}$, pode ser calculado pela multiplicação da matriz de julgamentos A (Passo “d”) pelo vetor coluna de prioridades computado w , dividindo o novo vetor encontrado, “ Aw ”, pelo primeiro vetor “ w ”, chegando-se ao valor de $\lambda_{\text{máx}}$.

Ressalta-se que $Aw = \lambda w$ e, que no método de análise hierárquica, $Aw = \lambda_{\text{máx}} w$.

Para o cálculo de $\lambda_{\text{máx}}$, utiliza-se a seguinte equação:

$$\lambda_{\text{máx}} = \text{média do vetor } \frac{Aw}{w} \quad (11)$$

Sendo:

$\lambda_{\text{máx}}$ = autovalor máximo;

A = matriz de julgamentos; e

w = vetor coluna de prioridades.

De forma geral, se o índice de consistência “ IC ” for menor do que 0.1, há consistência, assim pode-se prosseguir com os demais cálculos do método AHP. Se for maior do que 0.1 os julgamentos deverão ser refeitos (por exemplo,

reescrevendo questões do questionário ou recategorizando os elementos) até que obtenha-se o valor de consistência desejado.

O valor da Razão de Consistência “*RC*” é obtido por meio da equação 12, considerando o “*IC*” e o Índice Randômico “*IR*”, cujo valor que varia de acordo com o tamanho *n* da amostra. Em geral, um nível de consistência tolerável é de 10%, com exceção das matrizes com menos de 5 elementos.

$$RC = \frac{IC}{IR} \quad (12)$$

Onde:

RC = razão de consistência;

IC = índice de consistência; e

IR = índice Randômico “*IR*” para *n*.

Saaty (1991) propôs uma tabela de índices randômicos “*IR*” de matrizes de ordem 1 a 15, conforme Tabela 4.

Tabela 4 – Índice Randômico Médio para o método AHP

N	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
IR	0,00	0,00	0,58	0,90	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45	1,49	1,51	1,48	1,56	1,57	1,59

Fonte: (SAATY, 1991).

f) Estabelecer as prioridades locais e globais, comparar os valores referentes as alternativas e determinar a classificação das opções.

Há duas formas de determinar as prioridades locais das alternativas, usando prioridades globais: o modo distributivo e o modo ideal.

No modo distributivo, a soma dos pesos das alternativas é igual a 1. É adotado para classificar uma alternativa em relação a outras, ou seja, este modo é apropriado para alocação proporcional de alternativas. Por exemplo, três alternativas com relação de dependência A, B e C teriam prioridades como A=0,2 B=0,5 e C=0,3, totalizando a soma igual a 1,0.

No modo ideal, se obtém a melhor alternativa dentre alternativas distintas que não possuem relações de dependência. As prioridades locais das alternativas são

divididas pelo maior valor obtido entre todas as alternativas, tendo a alternativa ideal como resultado o valor 1. Seguindo o exemplo exposto no modo distributivo, B seria considerado a alternativa ideal com prioridade 1 ($= 0,5 \div 0,5$), C teria prioridade 0,6 ($= 0,3 \div 0,5$) e A teria prioridade 0,4 ($= 0,2 \div 0,5$).

4.2.2 Avaliação da metodologia

O benefício do método AHP está na possibilidade de lidar com aspectos quantitativamente e qualitativamente mensuráveis, sejam tangíveis ou intangíveis, num mesmo problema de decisão, pois os valores dos julgamentos das comparações paritárias são baseados em experiências ou em dados físicos (SAATY, 1991).

Este é um método robusto, ao reduzir a influência de incertezas ou julgamentos pobres em algumas comparações por parte dos Agentes de Decisão, ao envolver comparações redundantes para melhorar a validade destas. A possibilidade de verificação de inconsistência evita distorções da realidade. Entretanto, há limitações deste método. Este método não é viável em situações de aplicação inadequada, ou seja, em ambientes desfavoráveis onde a aplicação necessita de simplificação excessiva (GRANDZOL, 2005).

Outra limitação é a necessidade de conhecimentos matemáticos para aplicação do método. Porém, não é a principal crítica para o uso deste método. Conforme Bana, Costa e Vansnick (2008), um dos problemas ocorre nas escalas, a partir da matriz preenchida por meio dos questionamentos feitos ao especialista.

É necessário possuir informações integrais sobre as preferências intracritérios dos especialistas, sendo que geralmente nos casos práticos, é muito difícil de serem obtidas. Contudo, devido a robustez do método, o problema da quantificação das prioridades não interferem no objetivo final, que é a hierarquização das alternativas.

4.2.3 Algoritmo para classificação e reclassificação das cargas

Utilizando-se o método AHP juntamente com a regulamentação ANEEL (2015a) e ANEEL (2015c), desenvolveu-se um algoritmo para classificar e reclassificar as cargas passíveis de corte, conforme Figura 5 e Figura 6. A classificação dar-se-á em ordem de necessidade de continuidade do serviço de

distribuição de energia elétrica às cargas, observando-se os critérios de continuidade do serviço, tanto para dias típicos como para dias críticos, e também o valor de prioridade atribuído a cada carga.

O processo consiste em classificar as cargas para a formação da microrrede ilhada e reclassificar as cargas após determinado tempo de operação. O processo tem início após o cálculo dos pesos dos critérios DIC_A , DIC_T , DIC_M , FIC_A , FIC_T , FIC_M , $DMIC$ e $DICRI$, e o diagnóstico do sistema. Os valores dos pesos dos critérios são calculados conforme letras “a”, “b”, “c”, “d” e “e” do item 4.2.1, e estes mantêm-se constantes para todos períodos de análise.

Para os períodos de análise onde as unidades de GD fotovoltaicas estão injetando energia no sistema, ou seja, para os períodos em que a potência gerada é superior a potência demandada pela carga na Barra 2, esta não é passível de corte. Para os demais períodos, esta carga deve ser classificada juntamente com as demais cargas de acordo com os valores medidos dos indicadores de continuidade e prioridade da carga.

Cada valor calculado da diferença dos critérios (Dif) deve ser normalizado pelo menor valor obtido nas análises, ou seja, deve-se dividir o menor valor obtido do critério entre todas as cargas pelo respectivo valor do critério de cada carga, e multiplicado pelo peso calculado utilizando o método AHP.

Na ocorrência de violação dos indicadores de continuidade, o resultado do cálculo da “Dif”, ou seja, da diferença entre o valor preestabelecido dos indicadores de continuidade e o valor medido dos indicadores, será um valor negativo. Neste caso, deve-se atribuir o valor do peso do critério como valor normalizado do critério e classificar as mesmas acordo com o valor da Função Objetivo (F.O.), sendo a carga que apresentar o maior valor da F.O. classificada em primeiro lugar e as demais cargas classificadas sucessivamente.

A Função Objetivo para a formação da microrrede ilhada é composta pela maximização dos critérios “Dif DIC_A ”, “Dif DIC_T ”, “Dif DIC_M ”, “Dif FIC_A ” e “Dif FIC_T ”. A F.O. é representada na Equação 13, e ressalta-se que as restrições específicas devem ser respeitadas de acordo com a Equação 14.

$$F.O.=\max(Dif\ DIC_A * p_1+Dif\ DIC_T * p_2+Dif\ DIC_M * p_3+Dif\ FIC_A * p_4+Dif\ FIC_T * p_5) \quad (13)$$

Sendo p_1 , p_2 , p_3 , p_4 , p_5 e p_6 os respectivos pesos dos critérios.

Sujeito a:

$$\begin{aligned} I_k &\leq I_{Km\acute{a}x} \\ V_{min} &\leq V_k \leq V_{m\acute{a}x} \\ P_{min} &\leq P_G \leq P_{m\acute{a}x} \end{aligned} \quad (14)$$

Sendo $I_{Km\acute{a}x}$ a corrente mxima admissvel por condutor ou equipamento (A) no ramo k , V_k corresponde a tenso (V) que deve ficar dentro dos valores de operao previstos em ANEEL (2015a), e P_G  a potncia ativa fornecida pelas unidades de GD (MW).

A F.O. para reclassificao das cargas durante operao ilhada em dia tpico, alm dos critrios utilizados na formao da microrrede, deve-se utilizar o critrio de durao de interrupo DMIC. A Equao 15 apresenta a F.O e as restrioes tambm devem ser respeitadas conforme Equao 14.

$$\text{F.O.} = \max(\text{Dif DIC}_A * p_1 + \text{Dif DIC}_T * p_2 + \text{Dif DIC}_M * p_3 + \text{Dif FIC}_A * p_4 + \text{Dif FIC}_T * p_5 + \text{DMIC}) \quad (15)$$

J para reclassificao das cargas durante operao ilhada em dia crtico, alm dos critrios utilizados na formao da microrrede e para operao em dia tpico, deve-se utilizar o critrio de durao de interrupo em dia crtico DICRI. A Equao 16 apresenta a F.O e as restrioes tambm devem ser respeitadas conforme Equao 14.

$$\text{F.O.} = \max(\text{Dif DIC}_A * p_1 + \text{Dif DIC}_T * p_2 + \text{Dif DIC}_M * p_3 + \text{Dif FIC}_A * p_4 + \text{Dif FIC}_T * p_5 + \text{DMIC} + \text{DICRI}) \quad (16)$$

Nas anlises em que o valor medido dos indicadores atingir o valor limite preestabelecido, o resultado do cculo da ‘‘Dif’’ ser zero. Nestes casos deve-se atribuir o valor do peso do critrio como valor normalizado do critrio e classificar as mesmas juntamente com as demais cargas que no violaram ou atingiram o valor limite dos indicadores, de acordo com o valor da Funo Objetivo.

Por fim, obtm-se a classificao de todas as cargas passveis de rejeio, sendo se necessrio, classificado nas primeiras posioes as cargas que violaram um

ou mais dos indicadores de duração da interrupção $DICA$, $DICT$, $DICM$, $DMIC$ ou $DICRI$, e logo após sendo classificadas as demais cargas.

Figura 5 – Parte 1 do fluxograma do algoritmo para classificação e reclassificação de cargas

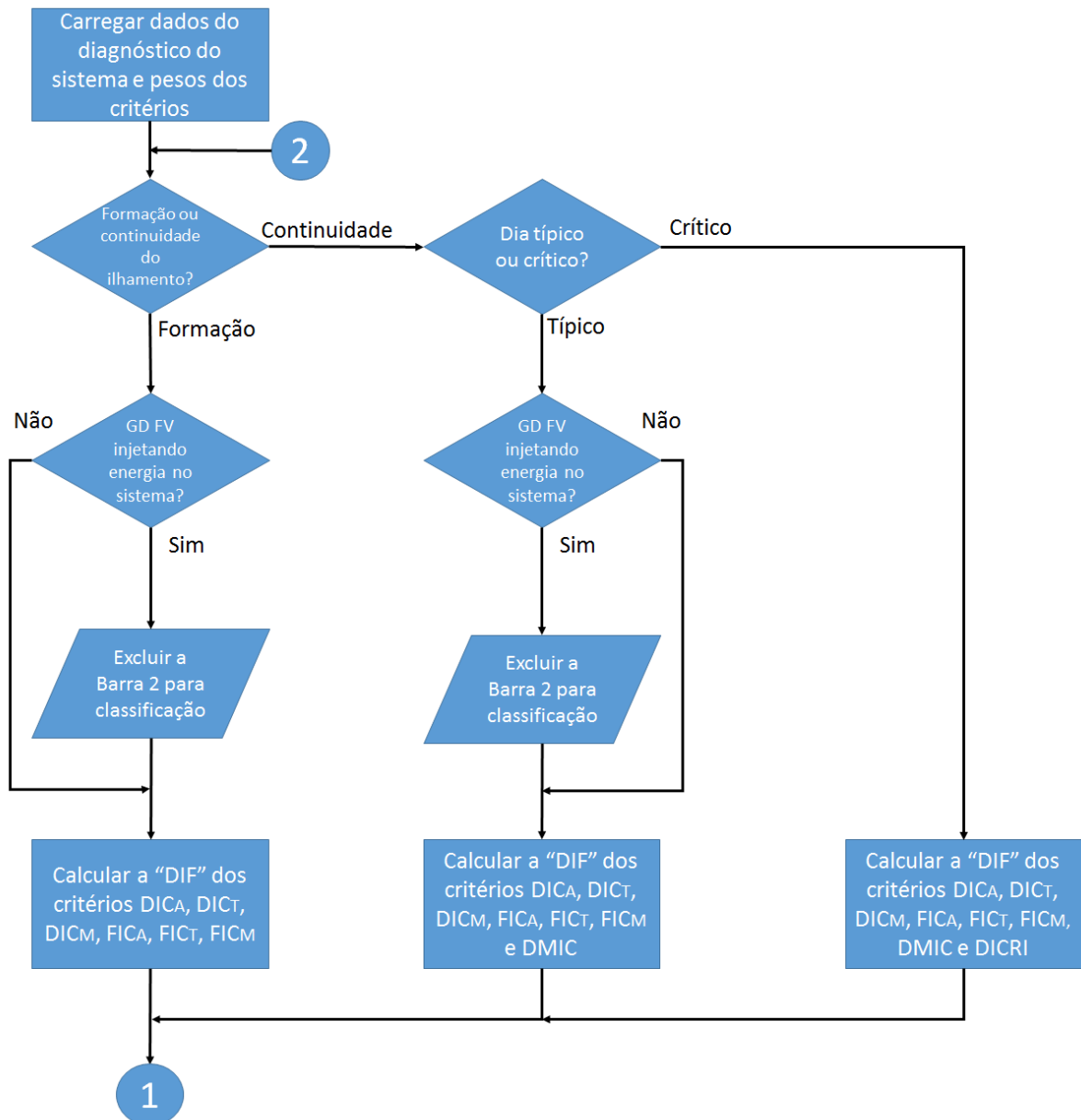
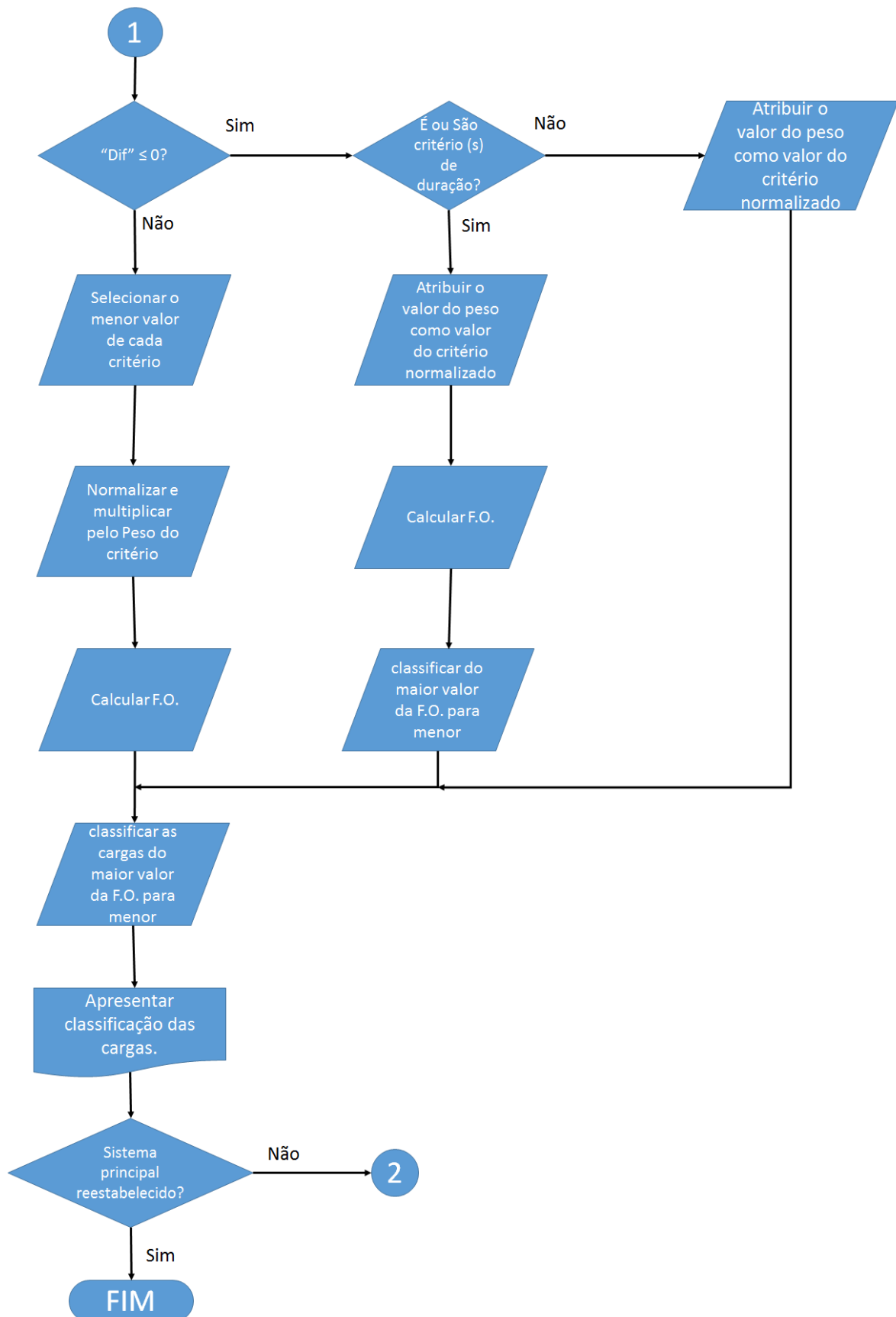


Figura 6 – Parte 2 do fluxograma do algoritmo para classificação e reclassificação de cargas.



4.3 RECONEXÃO DAS GD'S E DAS CARGAS

Para formação de uma ilha, primeiramente deve-se reconectar à microrrede as unidades de GD. Logo após, obedecendo a classificação obtida pelo método AHP, deve-se reconectar as cargas uma a uma, até que as unidades de GD não comecem a assumir novas cargas. Se as unidades de GD possuem capacidade de assumirem novas cargas, e de acordo a classificação estabelecida, se a próxima carga a ser reconectada possuir potência superior a potência ainda disponível pelas GD's, deve-se passar para a carga classificada logo abaixo, e assim sucessivamente até que se tenha uma carga onde as unidades de GD possam assumir.

Após determinados períodos de operação os indicadores de continuidade são contabilizados e as cargas reclassificadas, observando se a operação ocorre em dia típico ou em dia crítico. Após a reclassificação, se a previsão de geração for inferior à previsão de demanda das cargas, deve-se aplicar a rejeição de cargas. As cargas classificadas nas primeiras posições são reconectadas à microrrede ou mantidas conectadas e dependendo da potência gerada, as demais cargas são automaticamente rejeitadas.

Nos períodos em que as unidades de GD possuam capacidade de assumirem novas cargas e não se tenha mais nenhuma carga habilitada a ter o serviço reestabelecido, considera-se neste estudo, que a potência excedente das unidades de GD atenda as unidades de armazenamento de energia. Deste modo, mesmo durante o ilhamento da microrrede inteligente, o sistema de armazenamento de energia é atendido, mesmo de forma parcial, pela energia excedente das unidades de GD. Assim, o sistema de armazenamento suporta eventuais variações abruptas de carga e geração durante a operação ilhada da microrrede.

4.4 ANÁLISE DO FLUXO DE CARGA

A verificação de eventuais violações das restrições estabelecidas junto à Função Objetivo, tanto na classificação das cargas para formação da microrrede ilhada como na reclassificação das cargas em dia típico ou em dia crítico, ocorre por meio da análise do Fluxo de Carga.

Se a carga ao ser reconectada ou mantida conectada ao sistema, violar alguma das restrições, esta será desconectada e a próxima carga classificada será reconectada. Isto ocorrerá somente se a próxima carga a ter o serviço reestabelecido demandar potência compatível com a potência disponível pelas unidades de GD. Desta forma, aplicando esta metodologia sucessivamente até que as unidades de GD não comportem assumir novas cargas e não ocorram violações das restrições.

Resumo do Capítulo 4

Neste capítulo apresentou-se a metodologia para reposição do serviço por meio de rejeição de cargas, utilizando-se o método multicritério Analytic Hierarchy Process AHP, destacando-se a elaboração de uma hierarquia, o cálculo dos pesos dos critérios e o algoritmo de classificação e reclassificação das cargas passíveis de corte. Apresentou-se também a metodologia para reconexão das cargas durante a formação de uma ilha e a continuidade do ilhamento durante um dia típico e um dia crítico e a verificação de violações de restrições por meio do cálculo do fluxo de carga e por fim, uma avaliação do método.

5 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

5.1 INTRODUÇÃO

Como pode-se observar no Capítulo 1, as diferentes técnicas de execução de corte de carga influenciam diretamente nos índices de qualidade do produto e nos custos da interrupção que incidem nos consumidores e concessionárias. Desta forma, faz-se necessária que esta operação de correção de desequilíbrios entre geração e carga, por corte de carga, não seja baseada em apenas em um critério de forma isolada. É essencial que seja analisado um conjunto de alternativas referente a um determinado problema por mais de um critério, observando-se os interesses e julgamentos do Agente de Decisão (AD).

Neste contexto, para identificar a carga ou o conjunto de cargas a serem cortadas durante o ilhamento da microrrede inteligente atendida por unidades de GD, solar e eólica, optou-se neste trabalho por utilizar a metodologia multicritério AHP. Para tanto, são considerados diversos critérios, como indicadores de qualidade do serviço, indicador de qualidade do produto e prioridade das cargas.

O critério de qualidade do produto é representado pelos níveis de tensão em regime permanente medidos nas conexões da microrrede de distribuição com as cargas.

Os critérios de qualidade do serviço utilizados são aqueles que podem gerar compensações por violação de indicadores, e que impactam diretamente da avaliação do serviço prestado pela distribuidora. Os critérios influenciados pelo corte de carga utilizados neste trabalho são: Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (*DIC*), Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (*FIC*), Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (*DMIC*) e Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão (*DICRI*).

Cada critério referente a qualidade do produto e prioridade das cargas tem seus limites e restrições definidos com base em aspectos técnicos e operacionais estabelecidos em ANEEL (2015a). Assim, a resposta obtida será uma hierarquização das cargas da microrrede ilhada.

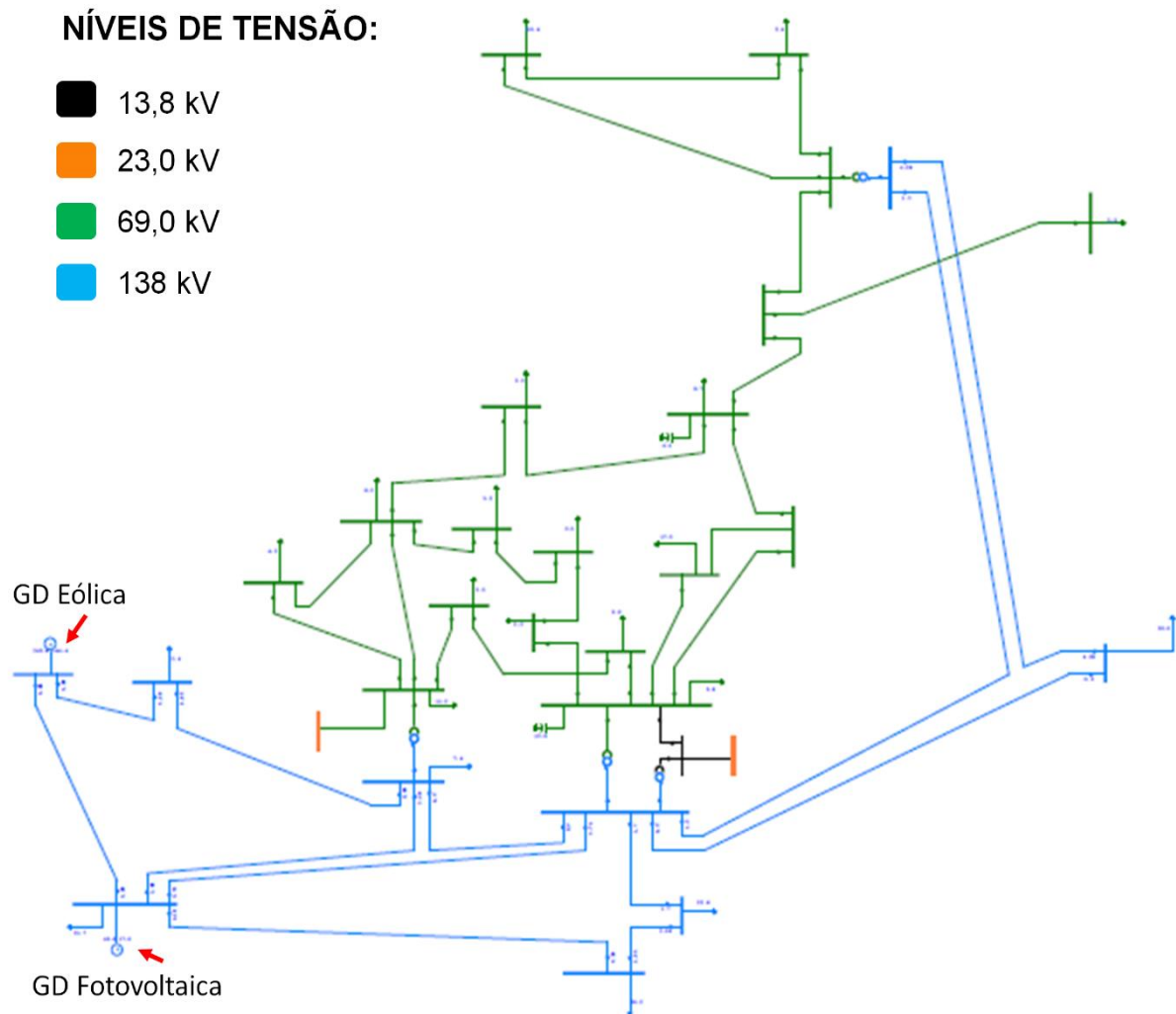
Neste contexto, a fim de exemplificar a metodologia desenvolvida neste estudo apresenta-se as seguintes aplicações:

- Formação de uma microrrede ilhada;
- Análises para uma e duas horas após o ilhamento ocorrido em dia típico e crítico, considerando-se que a interrupção do serviço principal da concessionária tenha ocorrido às 16 horas (período de injeção de energia pelas unidades de GD fotovoltaicas) e às 21 horas (período ao qual as unidades de GD fotovoltaicas não injetam energia na microrrede); e
- Análises após transcorrido o ilhamento, para uma e duas horas após o ilhamento ocorrido em dia crítico, considerando também o início das contingências ocorrido às 16 e 21 horas.

5.2 ESTUDO DE CASO

A fim de aplicar a metodologia multicritério para determinar a hierarquia das cargas aptas a aplicação de corte, para balancear a carga à geração de uma microrrede inteligente ilhada, realizou-se um estudo de caso no qual uma microrrede inteligente opera de forma ilhada, sendo atendida por unidades de GD fotovoltaica e eólica. Para simulação da microrrede utilizou-se um Sistema 30 Barras IEEE, conforme Figura 7, obtida do banco de dados do *Software* ANAREDE, tendo conectadas junto às Barras 1 e 2, as unidades de Geração Distribuída.

Figura 7 – Sistema 30 Barras IEEE.



Os Grupos Limites de Tensão, ou faixa de variação de tensão de leitura, foram adaptados de acordo com o previsto em ANEEL (2015a), de acordo com o apresentado nas Tabelas 1 e 2.

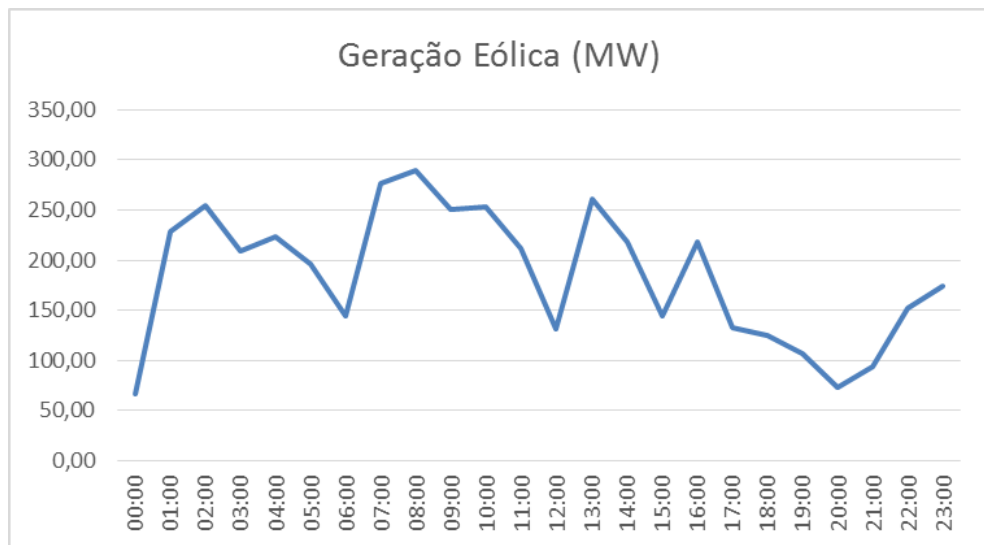
O Grupo Base de tensão (níveis de tensão) da microrrede, ou seja, do sistema 30 Barras IEEE apresentado na Figura 7, foi adaptado de acordo com os níveis de tensão aplicados no Brasil. O Grupo Base de Tensão é composto por um conjunto de Barras e cargas, e são definidos por quatro cores, preto, laranja, verde e azul, sendo cada cor referente à um nível de tensão, conforme apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 – Grupo Base de Tensão

Grupo Base de Tensão				
Tensão (kV)	13,8	23	69	138
Barras	9	11 e 13	10, 12, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 29 e 30	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 e 8

As unidades de GD incorporadas neste trabalho referem-se a geração eólica e fotovoltaica, conectadas a microrrede com tensão de 138 kV. Junto à Barra-1 são conectadas unidades de GD eólicas com potência total instalada de 320,6 MW, com curva de geração apresentada na Figura 8, e na Barra-2 unidades de GD fotovoltaicas com potência total instalada de 44,6 MW.

Figura 8 – Geração eólica para um dia típico

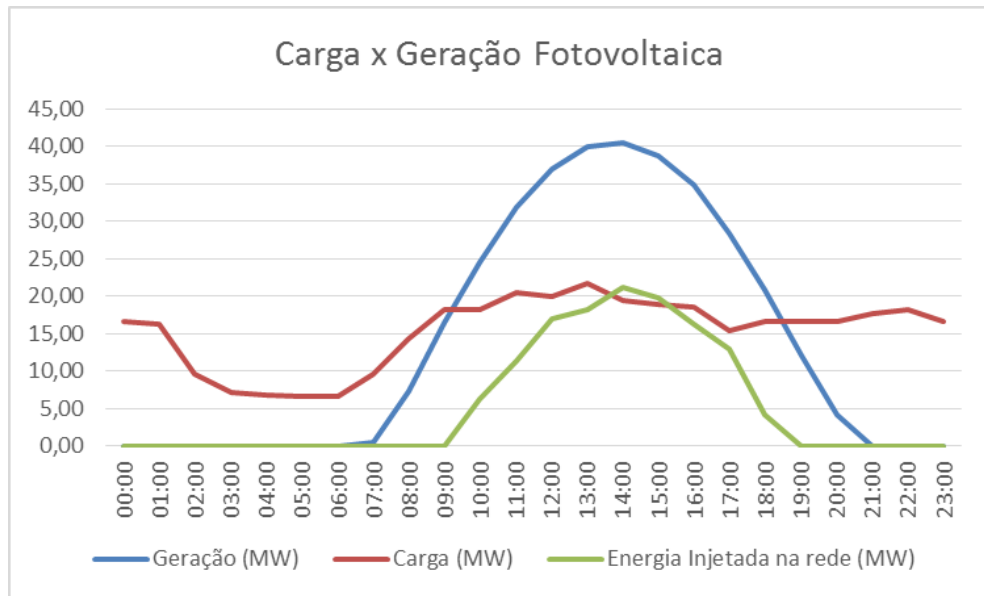


Fonte: Adaptado de Bernardon et al. (2015).

As unidades de geração fotovoltaicas da Barra 2 estão vinculadas à consumidores, ou seja, além de injetarem energia na microrrede estes consomem energia nos períodos em que a carga demanda potência superior à potência gerada. Deste modo, devido à características das unidades de GD fotovoltaicas, para análise de operação da microrrede ilhada em dia típico, deve-se considerar dois períodos distintos, durante o período de operação em que as unidades de GD fotovoltaicas estão injetando energia na microrrede e fora deste período, conforme Figura 9. Nota-

se que no período compreendido após 9 e antes das 19 horas, a potência gerada é superior à demanda da carga, assim, as unidades de GD fotovoltaicas estão injetando energia elétrica no sistema.

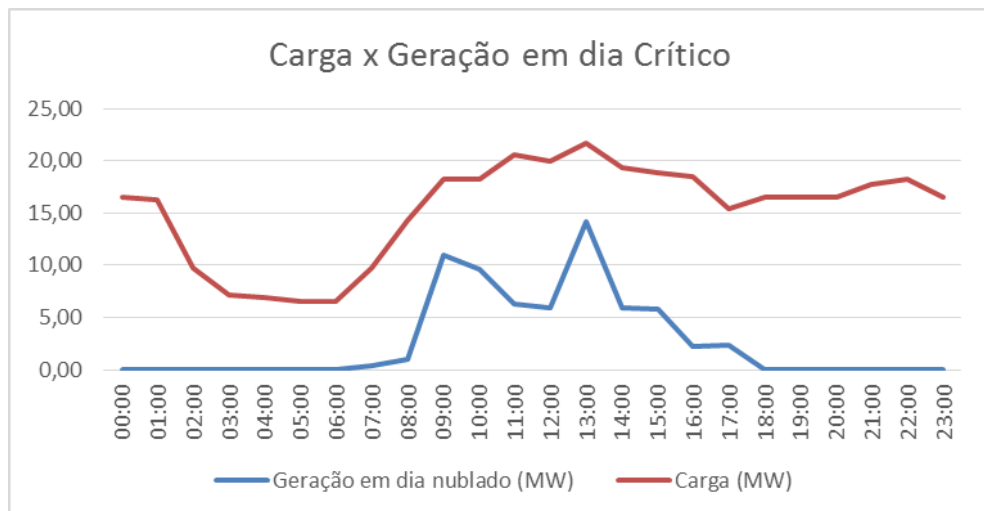
Figura 9 – Geração fotovoltaica para um dia de céu claro



Fonte: Adaptado de Bernardon (2015) e Zomer (2010).

Já para análise da operação ilhada da microrrede inteligente em dia crítico, utiliza-se uma curva de geração para um dia de céu nublado, conforme Figura 10.

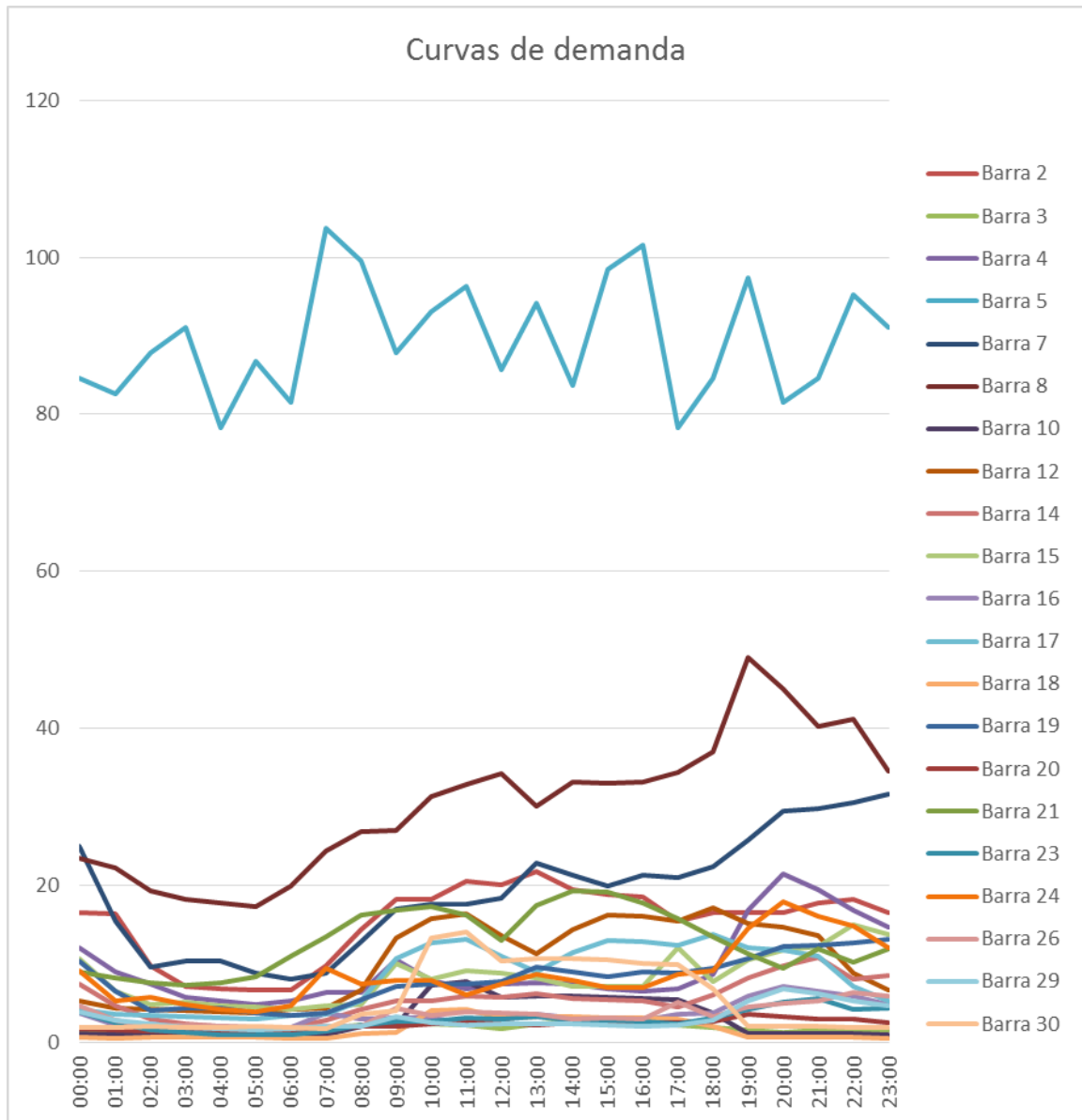
Figura 10 – Geração fotovoltaica para um dia nublado



Fonte: Adaptado de Santos (2009).

As curvas de demanda das cargas conectadas de forma individual junto as barras da microrrede foram adaptadas de Bernardon et al. (2015) e Zomer (2010).

Figura 11 – Curvas de demanda para um perfil diário típico.



Fonte: Adaptado de Zomer (2010) e Santos (2014).

Entretanto, a aplicação do método AHP para classificação das cargas no reestabelecimento do serviço baseia-se na diferença entre os indicadores de continuidade medidos antes da interrupção do serviço do sistema principal da distribuidora, conforme valores apresentados na Tabela 6, e os indicadores

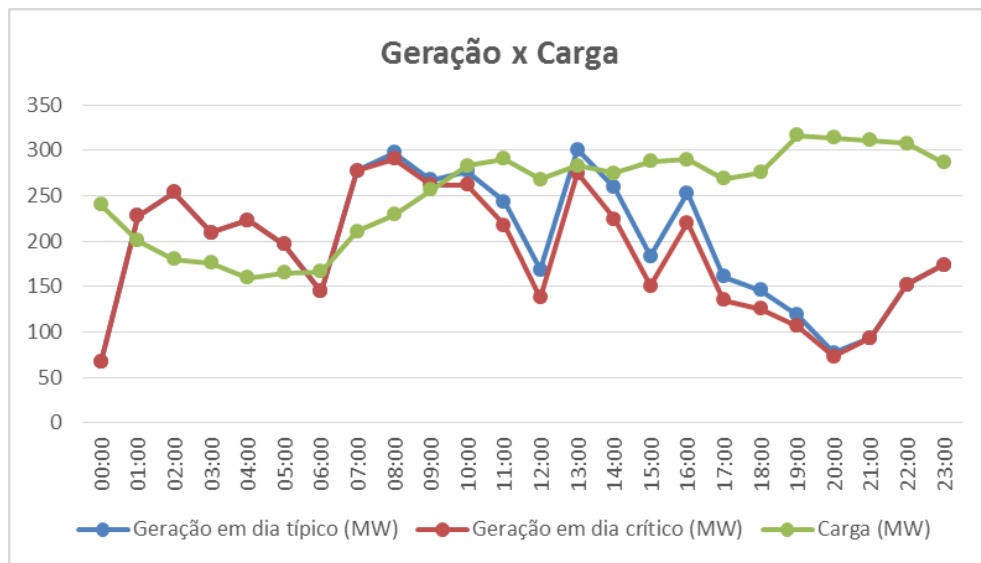
estabelecidos pela ANEEL, conforme Tabela 1, juntamente com as prioridades individuais das cargas, constituindo assim os critérios utilizados no método.

Tabela 6 – Indicadores de continuidade e Prioridade das cargas

Carga/ Barra	DIC_A	DIC_T	DIC_M	FIC_A	FIC_T	FIC_M	Prioridade
2	0,00	0,00	0,00	0	0	0	7
3	0,50	0,20	0,10	4	1	1	4
4	4,35	1,10	0,80	3	2	1	7
5	0,20	0,10	0,10	2	1	1	1
7	2,35	1,15	0,90	3	1	1	7
8	0,90	0,30	0,00	2	1	0	4
10	1,20	0,40	0,40	3	1	1	5
12	1,20	0,40	0,40	3	1	1	6
14	3,55	1,05	0,73	2	2	1	7
15	2,90	0,85	0,85	3	1	1	7
16	4,23	1,07	0,50	2	2	1	7
17	3,00	1,50	0,50	4	2	1	6
18	1,33	0,95	0,00	3	2	0	5
19	3,33	1,45	0,00	3	1	0	7
20	3,25	0,75	0,75	3	1	0	4
21	1,50	1,50	0,00	1	1	0	4
23	4,15	2,95	1,35	4	2	1	7
24	3,33	2,00	0,00	3	1	0	7
26	1,15	0,00	0,00	1	0	0	7
29	4,33	2,50	1,25	4	2	1	7
30	2,83	1,45	0,00	2	2	0	5

Ao analisar-se as curvas de geração em relação as curvas de demanda das cargas, conforme a Figura 12, nota-se que em alguns períodos do dia, a potência gerada é inferior a demandada pelas cargas, assim, para manter-se uma ilha sem violações da qualidade do produto, se faz necessário a execução de rejeição de cargas por meio da classificação destas utilizando o método multicritério AHP.

Figura 12 – Curva de geração de dia típico x Curva de demanda de um perfil típico diário da microrrede.



A aplicação do método AHP é realizada em cinco etapas básicas, sendo:

- a) Formular a árvore hierárquica, com a apresentação dos critérios que serão avaliados;
- b) Definir quais serão as “alternativas” (cargas passíveis de corte);
- c) Construir a matriz de comparação paritária, aplicar os julgamentos e obter o peso dos critérios;
- d) Verificar a Consistência da matriz;
- e) Classificar as alternativas pelo modo distributivo.
- f) Aplicar o corte de cargas adequando as cargas à potência gerada no *Software ANAREDE*, determinando o comportamento da microrrede em regime permanente para intervalos de interrupção de uma, duas e quatro horas de interrupção. Deve-se observar o comportamento no momento do Ilhamento, durante a interrupção em dia típico e em dia crítico.

5.2.1 Formação de uma ilha

Após a interrupção do serviço principal da distribuidora, deve-se formar uma ilha, sendo as cargas reconectadas à microrrede, uma a uma, até que as unidades de GD não possam assumir novas cargas. Estas são reconectadas de acordo com a classificação em ordem de importância definidas por meio do método AHP.

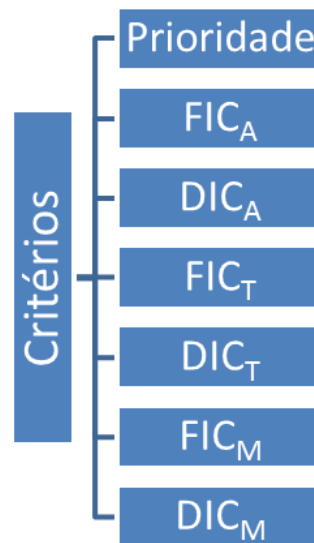
A definição dos critérios é a base da metodologia, pois estes deverão fundamentar toda a análise e conseqüentemente impactar de forma direta no resultado final. Nesta etapa, são definidos sete critérios, que são: Os indicadores de continuidade DIC_A , DIC_T , DIC_M , FIC_A , FIC_T , e FIC_M , e a prioridade das cargas.

Definidos os critérios, deve-se aplicar a metodologia AHP e determinar a classificação das cargas, conforme descrito no item 5.2. Logo após deve-se analisar o comportamento da microrrede em regime permanente no *Software* ANAREDE. Para aplicar o método AHP foram seguidos os seguintes passos:

a) Formulação da árvore hierárquica

Com os critérios já mencionados, criou-se uma árvore hierárquica de avaliação, conforme Figura 13. Assim, estes critérios são elencados de acordo com a importância frente a possibilidade de penalizações. O critério Prioridade é o mais importante, devido a necessidade de se atender cláusulas contratuais e a prioridade de serviços essenciais das cargas. Ou seja, estes são refletidos na quantificação do critério de prioridade das cargas. Logo abaixo, são classificados respectivamente os critérios FIC e DIC anuais, pois ao observar-se as equações de penalizações às distribuidoras por violação destes indicadores, Equações 5 e 7 nota-se que as duas equações de penalidade apresentam a mesma proporcionalidade de compensação por violação, assim, ao considerar-se que a cada interrupção do serviço contabiliza-se uma interrupção (valor inteiro 1) ao indicador FIC, e contrapondo isto, com a possibilidade de que cada interrupção do serviço poder ter duração inferior a uma hora, e esta interrupção pode agregar valor inferior a um ao indicador DIC medido. Assim, nota-se que as penalidades por violação do indicador FIC podem ser mais severas que as referentes ao indicador DIC. Neste raciocínio, considera-se também que a hierarquização dos períodos anual, trimestral e mensal respectivamente, deve-se ao fato de que ao violar-se algum indicador anual, todas as próximas interrupções poderão gerar penalizações durante o período máximo de doze meses, e para os demais períodos, considera-se que a possibilidade de novas violações são reduzidas, ao passo que as medições dos indicadores possam ser zeradas ao transcorrer dos períodos de medição.

Figura 13 – Árvore hierárquica de avaliação



b) Definição das Alternativas

Estabelecida a árvore de critérios, define-se as alternativas, ou seja, se define-se as cargas candidatas à corte para balancear a carga total à geração das unidades de GD. Com base no sistema IEEE 30 Barras, deve-se considerar apenas as barras com cargas conectadas diretamente às mesmas. Assim, as alternativas a serem consideradas para se definir a priorização das cargas, ou seja, quais cargas deverão ser reconectadas primeiro à microrrede durante o processo de Ilhamento, considerando-se vários critérios são: Barras 2, 3, 4, 5, 7, 8, 10, 12, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 23, 24, 26, 29 e 30.

c) Construção da matriz de comparação paritária, aplicação dos julgamentos e obtenção dos pesos dos critérios

Neste passo, procura-se estabelecer a importância relativa entre os critérios pré-definidos. Após serem feitas as combinações entre os critérios, são definidos os pesos dos critérios. Com o auxílio da tabela de Saaty, conforme Tabela 3, são estabelecidos as preferências entre os critérios, par a par, conforme apresentado na Tabela 7.

Tabela 7 - Matriz de comparação paritária dos critérios durante formação da ilha.

	Priorid.	Dif FIC _A	Dif FIC _T	Dif FIC _M	Dif DIC _A	Dif DIC _T	Dif DIC _M
Prioridade	1	2	4	6	3	5	7
Dif FIC_A	1/2	1	2	3	1 1/2	2 1/2	3 1/2
Dif FIC_T	1/4	1/2	1	1 1/2	3/4	1 1/4	1 3/4
Dif FIC_M	1/6	1/3	2/3	1	1/2	5/6	1 1/6
Dif DIC_A	1/3	2/3	1 1/3	2	1	1 2/3	2 1/3
Dif DIC_T	1/5	2/5	4/5	1 1/5	3/5	1	1 2/5
Dif DIC_M	1/7	2/7	4/7	6/7	3/7	5/7	1

Com base na matriz de comparação paritária, e no modo distributivo, obtém-se o peso de cada critério referente a sua importância entre os demais. Desta forma, a Tabela 8 indica os pesos calculados.

Tabela 8 – Peso dos critérios para classificação das cargas na formação de uma ilha

Critério	Peso
Prioridade.	0,3857
Dif FIC _A	0,1928
Dif FIC _T	0,0964
Dif FIC _M	0,0643
Dif DIC _A	0,1286
Dif DIC _T	0,0771
Dif DIC _M	0,0551
SOMA	1,00

d) Consistência da matriz

Com base na equação 10, e no valor do autovalor calculado de 7, é calculado o Índice de Consistência, obtendo-se IC=0. O valor da Razão de Consistência, obtido pela relação entre IC e o Índice Randômico (IR) obtido na Tabela 4, é RC=0%. De acordo com Saaty (1991), pode-se afirmar que todos os julgamentos são válidos, pois apresentam valores de consistência IC menor que 0,1 e RC menor que 10%.

e) Classificação das alternativas pelo modo distributivo

Para determinar a classificação das cargas, deve-se analisar dois cenários distintos, durante o período de injeção de energia na microrrede elétrica por unidades de GD fotovoltaicas e fora deste período. Esta necessidade de determinar duas classificações se dá devido ao período de incidência solar nas unidades de GD fotovoltaicas. Ou seja, durante o período compreendido após as 9 e antes das 19 horas, as unidades de GD conectadas junto a Barra 2 estão gerando energia elétrica, mas somente no período compreendido entre 10 e 18 horas estas unidades estão injetando energia no sistema, assim, no período de injeção de energia, o prosumidor conectado junto a barra 2 não é passível de corte. Fora deste período, há somente uma carga conectada sem qualquer injeção de energia ao sistema, por isso, classifica-se a carga de acordo com a característica do consumidor, e atribuída uma prioridade.

Neste contexto, a aplicação da metodologia para classificação das cargas inicia-se pelos cálculos referentes às diferenças dos critérios, de acordo com a Equação 9 e apresentado na Tabela 9. Ou seja, são apresentados os valores das diferenças entre os valores limite estabelecidos em ANEEL (2015a) e os valores acumulados (medidos) dos Indicadores de Continuidade para os períodos analisados para os dois cenários apresentados.

Tabela 9 – Critérios para formação da ilha

(continua)

Carga/ Barra	Dif DIC Anual	Dif DIC Trim.	Dif DIC Mens.	Dif FIC Anual	Dif FIC Trim.	Dif FIC Mens.	Priorid.
2	5,00	3,00	2,00	5	3	2	7
3	4,50	2,80	1,90	1	2	1	4
4	0,65	1,90	1,20	2	1	1	7
5	4,80	2,90	1,90	3	2	1	1
7	2,65	1,85	1,10	2	2	1	7
8	4,10	2,70	2,00	3	2	2	4
10	3,80	2,60	1,60	2	2	1	5
12	3,80	2,60	1,60	2	2	1	6
14	1,45	1,95	1,27	3	1	1	7
15	2,10	2,15	1,15	2	2	1	7
16	0,77	1,93	1,50	3	1	1	7
17	2,00	1,50	1,50	1	1	1	6

Tabela 9 – Critérios para formação da ilha

(conclusão)

Carga/ Barra	Dif DIC Anual	Dif DIC Trim.	Dif DIC Mens.	Dif FIC Anual	Dif FIC Trim.	Dif FIC Mens.	Priorid.
18	3,67	2,05	2,00	2	1	2	5
19	1,67	1,55	2,00	2	2	2	7
20	1,75	2,25	1,25	2	2	2	4
21	3,50	1,50	2,00	4	2	2	4
23	0,85	0,05	0,65	1	1	1	7
24	1,67	1,00	2,00	2	2	2	7
26	3,85	3,00	2,00	4	3	2	7
29	0,67	0,50	0,75	1	1	1	7
30	2,17	1,55	2,00	3	1	2	5
Base Selec.	0,65	0,05	0,65	1	1	1	1

Cada um dos indicadores de continuidade e prioridade de cada carga apresentados na Tabela 9, deve ser normalizado pelo menor valor obtido nas análises, denominado de Base Seleccionada, e multiplicado pelo respectivo peso calculado por meio do método AHP. A partir deste procedimento, os valores referentes a cada índice da Função Objetivo (F.O.) são somados, conforme Equação (13). Desta maneira, determina-se a classificação de cada carga em ordem de importância, do maior ao menor valor da F.O. Ou seja, baseando-se na Tabela 10, determina-se a ordem de reconexão das cargas no momento do Ilhamento da microrrede, obtendo-se a classificação das cargas para o período em que as unidades de GD fotovoltaicas injetam energia na microrrede e fora deste período, como mostra-se respectivamente nas Tabelas 11 e 12. Ressalta-se que para o período de injeção de energia elétrica por unidades de GD fotovoltaicas, a carga conectada junto à Barra 2 não é passível de corte.

Tabela 10 – Resultados normalizados e da Função Objetivo

Carga/ Barra	Dif DIC Anual	Dif DIC Trim.	Dif DIC Mens.	Dif FIC Anual	Dif FIC Trim.	Dif FIC Mens.	Priorid. *0,3857	F.O.
	*0,1286	*0,0771	*0,0551	*0,1928	*0,0964	*0,0643		
2	0,0167	0,0013	0,0179	0,0386	0,0321	0,0322	0,0551	0,1939
3	0,0186	0,0014	0,0189	0,1928	0,0482	0,0643	0,0964	0,4405
4	0,1286	0,0020	0,0298	0,0964	0,0964	0,0643	0,0551	0,4727
5	0,0174	0,0013	0,0189	0,0643	0,0482	0,0643	0,3857	0,6001
7	0,0315	0,0021	0,0326	0,0964	0,0482	0,0643	0,0551	0,3302
8	0,0204	0,0014	0,0179	0,0643	0,0482	0,0322	0,0964	0,2808
10	0,0220	0,0015	0,0224	0,0964	0,0482	0,0643	0,0771	0,3319
12	0,0220	0,0015	0,0224	0,0964	0,0482	0,0643	0,0643	0,3190
14	0,0576	0,0020	0,0282	0,0643	0,0964	0,0643	0,0551	0,3679
15	0,0398	0,0018	0,0311	0,0964	0,0482	0,0643	0,0551	0,3367
16	0,1086	0,0020	0,0239	0,0643	0,0964	0,0643	0,0551	0,4145
17	0,0418	0,0026	0,0239	0,1928	0,0964	0,0643	0,0643	0,4860
18	0,0228	0,0019	0,0179	0,0964	0,0964	0,0322	0,0771	0,3447
19	0,0501	0,0025	0,0179	0,0964	0,0482	0,0322	0,0551	0,3023
20	0,0478	0,0017	0,0287	0,0964	0,0482	0,0643	0,0964	0,3835
21	0,0239	0,0026	0,0179	0,0482	0,0482	0,0322	0,0964	0,2693
23	0,0983	0,0771	0,0551	0,1928	0,0964	0,0643	0,0551	0,6391
24	0,0501	0,0039	0,0179	0,0964	0,0482	0,0322	0,0551	0,3037
26	0,0217	0,0013	0,0179	0,0482	0,0321	0,0322	0,0551	0,2085
29	0,1248	0,0077	0,0478	0,1928	0,0964	0,0643	0,0551	0,5888
30	0,0385	0,0025	0,0179	0,0643	0,0964	0,0322	0,0771	0,3289

Tabela 11 – Classificação das cargas no período em que as unidade de GD fotovoltaicas estão injetando energia na microrrede ilhada

(continua)

Classificação	Carga/Barra
1º	23
2º	5
3º	29
4º	17
5º	4
6º	3
7º	16
8º	20
9º	14

Tabela 11 – Classificação das cargas no período em que as unidade de GD fotovoltaicas estão injetando energia na microrrede ilhada (conclusão)

Classificação	Carga/Barra
10 ^o	18
11 ^o	15
12 ^o	10
13 ^o	7
14 ^o	30
15 ^o	12
16 ^o	24
17 ^o	19
18 ^o	8
19 ^o	21
20 ^o	26

Tabela 12 – Classificação das cargas no período em que as unidade de GD fotovoltaicas não estão injetando energia na microrrede ilhada

Classificação	Carga/Barra
1 ^o	23
2 ^o	5
3 ^o	29
4 ^o	17
5 ^o	4
6 ^o	3
7 ^o	16
8 ^o	20
9 ^o	14
10 ^o	18
11 ^o	15
12 ^o	10
13 ^o	7
14 ^o	30
15 ^o	12
16 ^o	24
17 ^o	19
18 ^o	8
19 ^o	21
20 ^o	26
21 ^o	2

f) Comportamento da microrrede em regime permanente

A análise do comportamento da microrrede em regime permanente, ocorre no instante após o transitório de formação da microrrede. Para tanto, deve-se aplicar a rejeição de cargas considerando a classificação das cargas por meio do método AHP.

Para aplicação do corte de cargas deve-se analisar a ocorrência de contingência para cada hora do dia, ou seja, ao longo de um dia de operação, deve-se considerar os mesmos índices de continuidade e prioridade das cargas juntamente com a potência gerada e potência demandada pelas cargas a cada hora do dia. Desta forma, deve-se simular no *Software* ANAREDE a operação da microrrede. A Tabela 13 exibe o comportamento da microrrede para o período imediatamente após a formação de uma ilha.

Tabela 13 – Comportamento da microrrede após ilhamento.

(continua)

Horário de início da contingência	Pré-ilhamento			Ilhamento				Perdas MW
	Geração (MW)		Carga (MW)	Geração (MW)	Carga		Cargas cortadas	
	Eólica	Solar			Instante após formação da ilha			
					MW	% atendido		
00:00	66,91	0,00	240,03	63,50	61,88	25,78	2, 5, 7, 8, 19, 21 e 24	1,62
01:00	228,20	0,00	200,59	211,90	200,59	100	-	11,31
02:00	254,17	0,00	180,44	190,10	180,44	100	-	9,66
03:00	209,22	0,00	176,28	185,80	176,28	100	-	9,52
04:00	223,36	0,00	160,08	167,80	160,08	100	-	7,72
05:00	196,46	0,00	164,99	173,40	164,99	100	-	8,41
06:00	144,53	0,00	166,41	141,6	135,37	81,35	8 e 21	6,03
07:00	277,16	0,43	210,61	224,1	210,61	100	-	13,59
08:00	289,92	7,40	229,56	244,4	229,56	100	-	14,84
09:00	250,90	16,39	256,62	274,1	256,62	100	-	17,48
10:00	252,66	24,59	283,37	268,7	252,03	88,94	8	16,67
11:00	211,50	31,87	290,44	243,4	230,09	79,22	8, 19, 21 e 26	13,41
12:00	131,73	36,98	268,21	167,7	161,41	60,18	7, 8, 12, 19, 21, 24 e 26	13,31

Tabela 13 – Comportamento da microrrede após ilhamento.

(conclusão)

Horário de início da contingência	Pré-ilhamento			Ilhamento				
	Geração (MW)		Carga (MW)	Geração (MW)	Carga			Perdas (MW)
	Eólica	Solar			Instante após formação da ilha		Cargas cortadas	
			MW	% atendido				
13:00	260,90	40,00	283,36	299,0	283,38	100	-	15,62
14:00	218,46	40,57	275,22	256,1	242,14	87,98	8	13,96
15:00	145,01	38,69	288,10	182,2	174,5	60,57	7, 8, 12, 15, 19, 21, 24 e 26	7,7
16:00	218,46	34,93	289,82	253,4	238,96	82,45	8 e 21	14,44
17:00	132,95	28,33	269,20	159,2	153,14	56,89	7, 8, 12, 15, 19, 21 e 24	6,06
18:00	125,42	20,83	275,62	145,0	139,72	50,69	7, 8, 10, 12, 14, 15, 19, 21, 24, 26 e 30	5,28
19:00	106,86	12,15	316,31	106,8	101,58	32,11	2, 3, 4, 7, 8, 10, 12, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 24, 26, 29 e 30	5,22
20:00	73,13	4,17	313,94	72,2	70,39	24,43	2, 5, 7, 8, 12, 15, 19, 21, 24 e 26	1,81
21:00	93,39	0,00	311,18	87,6	84,93	28,58	2, 5, 7, 8, 12, 19, 21 e 24	2,67
22:00	151,96	0,00	308,08	149,6	142,42	46,22	2, 7, 8, 12, 14, 15, 19, 21, 24 e 26	5,05
23:00	173,83	0,00	286,66	169,6	161,11	56,20	2, 7, 8, 19, 21, 24 e 26	8,49

5.2.2 Análises da operação ilhada da microrrede em dia típico

Para análise de operação após o transitório da formação de uma microrrede ilhada, deve-se reordenar as cargas passíveis de corte a cada período analisado, devendo-se classifica-las por meio do método AHP. Esta reordenação ocorre devido à alteração dos valores referentes aos indicadores de continuidade das cargas não

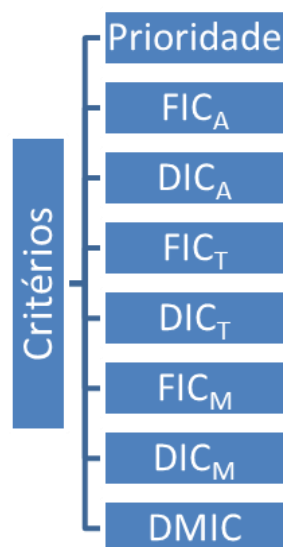
atendidas no momento do ilhamento ou que venham a ser cortadas durante a operação ilhada. Porém, para estes períodos de análise, deve-se considerar além dos critérios que fundamentam a análise no item 5.2.1, o indicador de continuidade DMIC – Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por ponto de Conexão. Ou seja, para as cargas que não foram reconectadas durante a formação da microrrede ilhada ou foram cortadas durante a operação ilhada, deve-se agregar o valor em horas da duração da interrupção do serviço ao indicador DMIC medido de cada carga.

Para determinar a classificação das cargas após uma hora de ilhamento, deve-se considerar o critério DMIC, aplicar a metodologia AHP e determinar a classificação das cargas, conforme descrito no item 5.2, seguindo os seguintes passos:

a) Formulação da árvore hierárquica

Além dos critérios já mencionados no item anterior, criou-se a árvore hierárquica de avaliação adicionando o indicador DMIC, sendo considerado de menor importância em relação aos demais critérios, conforme exposto na Figura 14. Pois o valor medido do indicador DMIC durante a última interrupção não deve ser agregado à valores referentes a medição do indicador durante novas interrupções, ou seja, ao final de cada interrupção este indicador é zerado.

Figura 14 – Árvore hierárquica de avaliação



b) Definição das Alternativas

As alternativas a serem consideradas também são referentes às cargas conectadas diretamente às barras da microrrede, ou seja, do sistema IEEE 30 Barras. Assim, as alternativas a serem consideradas para priorização das cargas, repetem-se conforme item 5.2.1.

c) Construção da matriz de comparação paritária, aplicação dos julgamentos e obtenção dos pesos dos critérios

Neste passo, deve-se estabelecer a importância relativa entre os critérios pré-definidos e estabelecidos os pesos dos critérios. Com o auxílio da tabela de Saaty, conforme Tabela 3, define-se as preferências entre os critérios, par a par, conforme apresentado na Tabela 14.

Tabela 14 – Matriz de comparação paritária dos critérios durante formação da ilha

	Priorid.	Dif FIC_A	Dif FIC_T	Dif FIC_M	Dif DIC_A	Dif DIC_T	Dif DIC_M	Dif DMIC
Prioridade	1	2	4	6	3	5	7	8
Dif FIC_A	1/2	1	2	3	1 1/2	2 1/2	3 1/2	4
Dif FIC_T	1/4	1/2	1	1 1/2	3/4	1 1/4	1 3/4	2
Dif FIC_M	1/6	1/3	2/3	1	1/2	5/6	1 1/6	1 1/3
Dif DIC_A	1/3	2/3	1 1/3	2	1	1 2/3	2 1/3	2 2/3
Dif DIC_T	1/5	2/5	4/5	1 1/5	3/5	1	1 2/5	1 3/5
Dif DIC_M	1/7	2/7	4/7	6/7	3/7	5/7	1	1 1/7
Dif DMIC	1/8	1/4	1/2	3/4	3/8	5/8	7/8	1

Com base na matriz de comparação paritária, e no modo distributivo, obtém-se o peso de cada critério referente à sua importância entre os demais. Desta maneira, a Tabela 15 indica os pesos calculados.

Tabela 15 – Peso dos critérios para classificação das cargas durante operação ilhada em dia típico

Critério	Peso
Prioridade.	0,3679
Dif FIC _A	0,1840
Dif FIC _T	0,0920
Dif FIC _M	0,0613
Dif DIC _A	0,1226
Dif DIC _T	0,0736
Dif DIC _M	0,0526
Dif DMIC	0,0460
SOMA	1,00

d) Consistência da matriz

Com base na equação 10, e no valor do autovalor calculado de 8, calcula-se o Índice de Consistência, obtendo-se $IC=0$. O valor da Razão de Consistência, obtido pela relação entre IC e o Índice Randômico (IR) obtido na Tabela 4, é $RC= 0\%$. Assim, pode-se afirmar que todos os julgamentos são válidos com base em Saaty (1991), pois também apresentam valores de consistência IC menor que 0,1 e RC menor que 10%.

5.2.2.1 Determinação da classificação das cargas passíveis de corte e análise da microrrede após uma hora de operação ilhada em dia típico

Para determinar a classificação das cargas passíveis de corte após uma hora de operação ilhada da microrrede em dia típico, também deve-se analisar dois cenários distintos, ou seja, durante o período em que as unidades de GD fotovoltaicas injetam energia na microrrede e fora deste período.

Para cada período de análise ao longo de um dia, deve-se estabelecer uma tabela de resultados referentes as diferenças entre os valores limite (estabelecidos pela ANEEL) e os valores acumulados (medidos) dos Indicadores de Continuidade dos períodos analisados para os dois cenários apresentados. Entretanto, estes valores se diferenciam ao longo do dia devido a variação das curvas de demanda e de geração, pois para cada período do dia há um conjunto de cargas distintas a serem cortadas para adequar a demanda das carga à potência gerada pelas

unidades de GD. Ou seja, a classificação das cargas a serem cortadas é diretamente influenciada pela carga ou conjunto de cargas que não foram atendidas no momento anterior à análise, pois deve-se agregar o período de interrupção do serviço aos indicadores de continuidade.

Afim de demonstrar a aplicação da metodologia para classificação das cargas passíveis de corte após uma hora de ilhamento e análise da operação ilhada em regime permanente, apresenta-se a aplicação da metodologia em dois cenários, com início da interrupção do serviço às 16 horas e às 23 horas, sendo respectivamente períodos com e sem injeção de energia elétrica na microrrede oriunda das unidades de geração distribuída fotovoltaicas.

5.2.2.1.1 Classificação das cargas após uma hora de ilhamento durante período de injeção de energia elétrica das unidades de GD fotovoltaicas

Considerando-se inicialmente que se tenha estabelecido o ilhamento às 16 horas e os critérios pré-estabelecidos para classificação das cargas passíveis de corte após uma hora de operação ilhada, conforme a Tabela 16. Neste período, as unidades de GD fotovoltaicas conectadas junto a Barra 2 da microrrede estão injetando energia, assim, a carga conectada junto a esta não é passível de corte.

Num primeiro momento, para a formação de uma ilha, devido a contingência do sistema principal às 16 horas, e a fim de adequar a potência demandada pelas cargas a potência gerada pelas unidades de GD, foram rejeitadas as cargas junto as Barras 8 e 21. Assim, após uma hora de operação ilhada, para as cargas rejeitadas, deve-se atribuir uma hora de duração de interrupção aos indicadores de continuidade DMIC, DIC anual, DIC trimestral e DIC mensal, e também, somar uma interrupção ao valor dos indicadores FIC anual, trimestral e mensal, conforme apresenta-se na Tabela 16.

As demais cargas que não sofreram descontinuidade do serviço, se deve atribuir o valor 0 (zero) ao indicador DMIC, pois manteve-se o serviço para estas cargas por meio das unidades de GD, assim, não computando tempo de interrupção.

Tabela 16 – Critérios após uma hora de operação ilhada iniciada às 16 horas

Carga/ Barra	DIC Anual	DIC Trim.	DIC Mens.	FIC Anual	FIC Trim.	FIC Mens.	DMIC	Prior.
3	0,50	0,20	0,10	4	1	1	0	4
4	4,35	1,10	0,80	3	2	1	0	7
5	0,20	0,10	0,10	2	1	1	0	1
7	2,35	1,15	0,90	3	1	1	0	7
8	0,90+1	0,30+1	0,00+1	2+1	1+1	0+1	0+1	4
10	1,20	0,40	0,40	3	1	1	0	5
12	1,20	0,40	0,40	3	1	1	0	6
14	3,55	1,05	0,73	2	2	1	0	7
15	2,90	0,85	0,85	3	1	1	0	7
16	4,23	1,07	0,50	2	2	1	0	7
17	3,00	1,50	0,50	4	2	1	0	6
18	1,33	0,95	0,00	3	2	0	0	5
19	3,33	1,45	0,00	3	1	0	0	7
20	3,25	0,75	0,75	3	1	1	0	4
21	1,50+1	1,50+1	0,00+1	1+1	1+1	0+1	0+1	4
23	4,15	2,95	1,35	4	2	1	0	7
24	3,33	2,00	0,00	3	1	0	0	7
26	1,15	0,00	0,00	1	0	0	0	7
29	4,33	2,50	1,25	4	2	1	0	7
30	2,83	1,45	0,00	2	2	0	0	5

Já a Tabela 17 apresenta os valores das diferenças referentes aos critérios para corte de cargas após uma hora de Ilhamento, ou seja, apresenta os valores das diferenças entre os valores estabelecidos e os valores medidos dos indicadores de continuidade para às 17 horas. Ressalta-se que neste período as unidades de GD fotovoltaicas injetam energia na microrrede, desta forma, não deve-se considerar para corte a carga conectada junto a estas unidades.

Tabela 17 – Diferença dos critérios após uma hora de operação ilhada iniciada às 16 horas

Carga/ Barra	Dif DIC Anual	Dif DIC Trim.	Dif DIC Mens.	Dif FIC Anual	Dif FIC Trim.	Dif FIC Mens.	Dif DMIC	Prior.
3	4,50	2,80	1,90	1	2	1	1,5	4
4	0,65	1,90	1,20	2	1	1	1,5	7
5	4,80	2,90	1,90	3	2	1	1,5	1
7	2,65	1,85	1,10	2	2	1	1,5	7
8	3,10	1,70	1,00	2	1	1	0,5	4
10	3,80	2,60	1,60	2	2	1	1,5	5
12	3,80	2,60	1,60	2	2	1	1,5	6
14	1,45	1,95	1,27	3	1	1	1,5	7
15	2,10	2,15	1,15	2	2	1	1,5	7
16	0,77	1,93	1,50	3	1	1	1,5	7
17	2,00	1,50	1,50	1	1	1	1,5	6
18	3,67	2,05	2,00	2	1	2	1,5	5
19	1,67	1,55	2,00	2	2	2	1,5	7
20	1,75	2,25	1,25	2	2	2	1,5	4
21	2,50	0,50	1,00	3	1	1	0,5	4
23	0,85	0,05	0,65	1	1	1	1,5	7
24	1,67	1,00	2,00	2	2	2	1,5	7
26	3,85	3,00	2,00	4	3	2	1,5	7
29	0,67	0,50	0,75	1	1	1	1,5	7
30	2,17	1,55	2,00	3	1	2	1,5	5
Base Selec.	0,65	0,05	0,65	1	1	1	0,5	1

Cada indicador de continuidade e prioridade de carga apresentados na Tabela 14, deve ser normalizado pelo menor valor obtido nas análises denominado de Base Seleccionada, e multiplicado pelo respectivo peso calculado por meio do método AHP apresentado na Tabela 15. A partir deste procedimento, os valores referentes à cada índice da Função Objetivo (FO) são somados, conforme Equação (15). Desta maneira, determina-se a classificação de cada carga em ordem de importância, ou seja, baseando-se na Tabela 18, determina-se a classificação das cargas que devem ser mantidas conectadas junto a microrrede obedecendo a ordem do maior para o menor valor da Função Objetivo, como apresenta-se na Tabela 19.

Tabela 18 – Valores normalizados e da Função Objetivo

Carga/ Barra	Dif DIC Anual	Dif DIC Trim.	Dif DIC Mens.	Dif FIC Anual	Dif FIC Trim.	Dif FIC Mens.	Dif DMIC	Prior.	F.O
3	0,0177	0,0013	0,0180	0,1840	0,0460	0,0613	0,0153	0,0920	0,4356
4	0,1226	0,0019	0,0285	0,0920	0,0920	0,0613	0,0153	0,0526	0,4662
5	0,0166	0,0013	0,0180	0,0613	0,0460	0,0613	0,0153	0,3679	0,5877
7	0,0301	0,0020	0,0311	0,0920	0,0460	0,0613	0,0153	0,0526	0,3303
8	0,0257	0,0022	0,0342	0,0920	0,0920	0,0613	0,0460	0,0920	0,4453
10	0,0210	0,0014	0,0214	0,0920	0,0460	0,0613	0,0153	0,0736	0,3320
12	0,0210	0,0014	0,0214	0,0920	0,0460	0,0613	0,0153	0,0613	0,3197
14	0,0550	0,0019	0,0269	0,0613	0,0920	0,0613	0,0153	0,0526	0,3663
15	0,0379	0,0017	0,0297	0,0920	0,0460	0,0613	0,0153	0,0526	0,3366
16	0,1035	0,0019	0,0228	0,0613	0,0920	0,0613	0,0153	0,0526	0,4107
17	0,0398	0,0025	0,0228	0,1840	0,0920	0,0613	0,0153	0,0613	0,4790
18	0,0217	0,0018	0,0171	0,0920	0,0920	0,0307	0,0153	0,0736	0,3442
19	0,0477	0,0024	0,0171	0,0920	0,0460	0,0307	0,0153	0,0526	0,3037
20	0,0455	0,0016	0,0274	0,0920	0,0460	0,0613	0,0153	0,0920	0,3811
21	0,0319	0,0074	0,0342	0,0613	0,0920	0,0613	0,0460	0,0920	0,4260
23	0,0938	0,0736	0,0526	0,1840	0,0920	0,0613	0,0153	0,0526	0,6251
24	0,0477	0,0037	0,0171	0,0920	0,0460	0,0307	0,0153	0,0526	0,3050
26	0,0207	0,0012	0,0171	0,0460	0,0307	0,0307	0,0153	0,0526	0,2142
29	0,1189	0,0074	0,0456	0,1840	0,0920	0,0613	0,0153	0,0526	0,5771
30	0,0367	0,0024	0,0171	0,0613	0,0920	0,0307	0,0153	0,0736	0,3291

Tabela 19 – Classificação das cargas após uma hora de ilhamento

(continua)

Classificação	Carga/Barra
1º	23
2º	5
3º	29
4º	17
5º	4
6º	8
7º	3
8º	21
9º	16

Tabela 19 – Classificação das cargas após uma hora de ilhamento

(conclusão)

Classificação	Carga/Barra
10º	20
11º	14
12º	18
13º	15
14º	10
15º	7
16º	30
17º	12
18º	24
19º	19
20º	26

5.2.2.1.2 Classificação das cargas após uma hora de ilhamento durante período sem injeção de energia elétrica das unidades de GD fotovoltaicas

Nesta etapa, considera-se que o ilhamento da microrrede tenha iniciado às 23 horas, assim, como pode-se verificar junto a Tabela 13, para a formação de uma ilha foram rejeitadas as cargas 2, 7, 8, 19, 21, 24 e 26. Assim, após uma hora de operação ilhada, para as cargas cortadas, deve-se atribuir uma hora de duração de interrupção ao indicador de continuidade DMIC, somar uma interrupção ao valor dos indicadores FIC anual, trimestral e mensal, e também, deve-se somar ao indicador DIC anual, trimestral e mensal uma hora de interrupção, conforme pode-se verificar na Tabela 20.

Para as demais cargas que não sofreram descontinuidade do serviço, deve-se atribuir o valor 0 (zero) ao indicador DMIC, pois manteve-se o serviço para estas por meio das unidades de GD, assim, não computando-se tempo de interrupção.

Tabela 20 – Critérios após uma hora de operação ilhada iniciada às 23 horas em dia típico

Carga/ Barra	DIC Anual	DIC Trim.	DIC Mens.	FIC Anual	FIC Trim.	FIC Mens.	DMIC	Prior.
2	0,00+1	0,00+1	0,00+1	0+1	0+1	0+1	0+1	7
3	0,50	0,20	0,10	4	1	1	0	4
4	4,35	1,10	0,80	3	2	1	0	7
5	0,20	0,10	0,10	2	1	1	0	1
7	2,35+1	1,15+1	0,90+1	3+1	1+1	1+1	0+1	7
8	0,90+1	0,30+1	0,00+1	2+1	1+1	0+1	0+1	4
10	1,20	0,40	0,40	3	1	1	0	5
12	1,20	0,40	0,40	3	1	1	0	6
14	3,55	1,05	0,73	2	2	1	0	7
15	2,90	0,85	0,85	3	1	1	0	7
16	4,23	1,07	0,50	2	2	1	0	7
17	3,00	1,50	0,50	4	2	1	0	6
18	1,33	0,95	0,00	3	2	0	0	5
19	3,33+1	1,45+1	0,00+1	3+1	1+1	0+1	0+1	7
20	3,25	0,75	0,75	3	1	1	0	4
21	1,50+1	1,50+1	0,00+1	1+1	1+1	0+1	0+1	4
23	4,15	2,95	1,35	4	2	1	0	7
24	3,33+1	2,00+1	0,00+1	3+1	1+1	0+1	0+1	7
26	1,15+1	0,00+1	0,00+1	1+1	0+1	0+1	0+1	7
29	4,33	2,50	1,25	4	2	1	0	7
30	2,83	1,45	0,00	2	2	0	0	5

Já a Tabela 21 apresenta os valores referentes aos critérios para corte de cargas após uma hora de Ilhamento, ou seja, apresenta os valores das diferenças entre os valores estabelecidos e os valores medidos dos indicadores de continuidade para às 00 horas. Ressalta-se que neste período as unidades de GD fotovoltaicas não injetam energia na microrrede, desta forma, deve-se considerar para corte a carga conectada junto a estas unidades.

Tabela 21 – Diferença dos critérios após uma hora de operaçãoilhada iniciada às 23 horas em dia típico

Carga/ Barra	Dif DIC Anual	Dif DIC Trim.	Dif DIC Mens.	Dif FIC Anual	Dif FIC Trim.	Dif FIC Mens.	Dif DMIC	Prior.
2	4	2	1	4	2	1	0,5	7
3	4,5	2,8	1,9	1	2	1	1,5	4
4	0,65	1,9	1,2	2	1	1	1,5	7
5	4,8	2,9	1,9	3	2	1	1,5	1
7	1,65	0,85	0,1	1	1	0	0,5	7
8	3,1	1,7	1	2	1	1	0,5	4
10	3,8	2,6	1,6	2	2	1	1,5	5
12	3,8	2,6	1,6	2	2	1	1,5	6
14	1,45	1,95	1,27	3	1	1	1,5	7
15	2,1	2,15	1,15	2	2	1	1,5	7
16	0,77	1,93	1,5	3	1	1	1,5	7
17	2	1,5	1,5	1	1	1	1,5	6
18	3,67	2,05	2	2	1	2	1,5	5
19	0,67	0,55	1	1	1	1	0,5	7
20	1,75	2,25	1,25	2	2	1	1,5	4
21	2,5	0,5	1	3	1	1	0,5	4
23	0,85	0,05	0,65	1	1	1	1,5	7
24	0,67	0	1	1	1	1	0,5	7
26	2,85	2	1	3	2	1	0,5	7
29	0,67	0,5	0,75	1	1	1	1,5	7
30	2,17	1,55	2	3	1	2	1,5	5
Base Selec.	0,65	0,05	0,1	1	1	1	0,5	1

Entretanto, como pode-se verificar na Tabela 21, os valores dos critérios “Dif FIC mensal” da carga da Barra 7 e “Dif DIC trimestral” da carga da Barra 24 é zero. Isto indica que se o serviço não for reestabelecido para a carga conectada junto a Barra 24 haverá violação do indicador de continuidade “DIC trimestral”. Assim, para o indicador da Barra 24, atribuiu-se o valor do peso do critério ao respectivo critério normalizado e reclassificou-se a carga em primeiro lugar afim de reconectar a carga a microrrede e não violar o indicador de continuidade. Já na Barra 7 não há necessidade de reestabelecer imediatamente o serviço à carga, pois caso seja mantida a interrupção do serviço, o indicador “FIC mensal” não será alterado e por consequência violado, deste modo, atribuiu-se o valor do peso ao próprio critério

normalizado “Dif FIC mensal”, permitindo-se assim que a carga seja melhor classificada para corte.

Cada indicador de continuidade e prioridade de carga apresentados na Tabela 21, deve ser normalizado pelo menor valor obtido nas análises denominado de Base Seleccionada, e multiplicado pelo respectivo peso calculado por meio do método AHP e apresentado na Tabela 15. A partir deste procedimento, os valores referentes a cada índice da Função Objetivo (F.O.) são somados, conforme Equação 15. Desta maneira, determina-se a classificação de cada carga em ordem de importância, ou seja, baseando-se na Tabela 22, determina-se classificação das cargas que devem ser mantidas conectadas junto à microrrede obedecendo a ordem do maior para o menor valor da Função Objetivo, como apresenta a Tabela 23.

Tabela 22 – Valor normalizado e da Função Objetivo

Carga/ Barra	Dif DIC Anual	Dif DIC Trim.	Dif DIC Mens.	Dif FIC Anual	Dif FIC Trim.	Dif FIC Mens.	Dif DMIC	Prior.	F.O.
2	0,0199	0,0018	0,0053	0,0460	0,0460	0,0613	0,0460	0,0526	0,2789
3	0,0177	0,0013	0,0028	0,1840	0,0460	0,0613	0,0153	0,0920	0,4204
4	0,1226	0,0019	0,0044	0,0920	0,0920	0,0613	0,0153	0,0526	0,4421
5	0,0166	0,0013	0,0028	0,0613	0,0460	0,0613	0,0153	0,3679	0,5725
7	0,0483	0,0043	0,0526	0,1840	0,0920	0,0613	0,0460	0,0526	0,5411
8	0,0257	0,0022	0,0053	0,0920	0,0920	0,0613	0,0460	0,0920	0,4164
10	0,0210	0,0014	0,0033	0,0920	0,0460	0,0613	0,0153	0,0736	0,3139
12	0,0210	0,0014	0,0033	0,0920	0,0460	0,0613	0,0153	0,0613	0,3016
14	0,0550	0,0019	0,0041	0,0613	0,0920	0,0613	0,0153	0,0526	0,3435
15	0,0379	0,0017	0,0046	0,0920	0,0460	0,0613	0,0153	0,0526	0,3114
16	0,1035	0,0019	0,0035	0,0613	0,0920	0,0613	0,0153	0,0526	0,3914
17	0,0398	0,0025	0,0035	0,1840	0,0920	0,0613	0,0153	0,0613	0,4598
18	0,0217	0,0018	0,0026	0,0920	0,0920	0,0307	0,0153	0,0736	0,3297
19	0,1189	0,0067	0,0053	0,1840	0,0920	0,0613	0,0460	0,0526	0,5667
20	0,0455	0,0016	0,0042	0,0920	0,0460	0,0613	0,0153	0,0920	0,3580
21	0,0319	0,0074	0,0053	0,0613	0,0920	0,0613	0,0460	0,0920	0,3971
23	0,0938	0,0736	0,0081	0,1840	0,0920	0,0613	0,0153	0,0526	0,5806
24	0,1189	0,0736	0,0053	0,1840	0,0920	0,0613	0,0460	0,0526	0,6337
26	0,0280	0,0018	0,0053	0,0613	0,0460	0,0613	0,0460	0,0526	0,3023
29	0,1189	0,0074	0,0070	0,1840	0,0920	0,0613	0,0153	0,0526	0,5385
30	0,0367	0,0024	0,0026	0,0613	0,0920	0,0307	0,0153	0,0736	0,3146

Tabela 23 – Classificação das cargas após uma hora de ilhamento iniciado às 23 horas

Classificação	Carga/Barra
1 ^o	24
2 ^o	23
3 ^o	5
4 ^o	19
5 ^o	7
6 ^o	29
7 ^o	17
8 ^o	4
9 ^o	3
10 ^o	8
11 ^o	21
12 ^o	16
13 ^o	20
14 ^o	14
15 ^o	18
16 ^o	30
17 ^o	10
18 ^o	15
19 ^o	26
20 ^o	12
21 ^o	2

5.2.2.1.3 Análise da operação da microrrede após uma hora de ilhamento em dia típico

A análise do comportamento da microrrede em regime permanente, ocorre após uma hora de operação ilhada da microrrede em um dia típico. Para tanto, deve-se aplicar o corte de cargas, considerando a classificação das cargas por meio do método AHP, junto ao *Software* ANAREDE. A Tabela 24 exhibe o comportamento da microrrede, sendo que as unidades de GD fotovoltaicas geram energia elétrica no período entre 7 e 20 horas, entretanto, somente no período após as 9 horas e antes das 19 horas a potência gerada por estas é superior a potência demandada pela carga conectada junto à mesma.

Tabela 24 – Análise após uma hora de operação ilhada em dia típico

Horário	Geração (MW)				Carga			Perdas
	Capacidade	Eólica	Solar	Total	Atendida		Cortadas	
					MW	%		MW
00:00	66,91	63,5	0,0	63,5	61,88	25,78	2, 4, 5, 8, 12, 14, 15, 21, 26 e 30	1,62
01:00	228,20	212,10	0,0	212,10	200,59	100	-	11,51
02:00	254,17	190,10	0,0	190,10	180,44	100	-	9,66
03:00	209,22	185,80	0,0	185,80	176,28	100	-	9,52
04:00	223,36	167,80	0,0	167,80	160,08	100	-	7,72
05:00	196,46	173,40	0,0	173,40	164,99	100	-	8,41
06:00	144,53	141,6	0,0	141,6	135,57	81,46	8 e 21	6,03
07:00	277,59	223,7	0,4	224,1	210,61	100	-	13,59
08:00	297,32	237,0	7,4	244,4	229,56	100	-	14,84
09:00	267,30	257,7	16,4	274,1	256,62	100	-	17,48
10:00	277,26	241,1	24,6	265,7	252,03	88,94	8	13,67
11:00	243,37	207,4	31,9	239,3	226,48	77,98	12, 19, 21, 24, 26 e 30	12,82
12:00	168,72	128,1	37,0	165,1	158,46	50,08	2, 7, 10, 12, 14, 15, 18, 21, 24, 26 e 30	6,64
13:00	300,90	259,0	40,0	299,0	283,38	100	-	15,62
14:00	259,03	215,5	40,6	256,1	242,14	87,98	8	13,96
15:00	183,70	144,1	38,7	182,8	175,01	60,75	3, 7, 10, 12, 14, 15, 16, 18, 19, 20, 21, 24, 26 e 30	7,79
16:00	253,39	217,4	34,9	252,3	82,15	238,1	8, 10, 26 e 30	14,2
17:00	161,28	131,5	28,3	159,8	154,05	57,23	7, 8, 12, 15, 19, 24, 26 e 30	5,75
18:00	146,25	123,4	20,8	144,2	138,75	50,34	4, 7, 8, 10, 12, 14, 17, 18, 20, 21, 26 e 30	5,45
19:00	119,01	68,06	0,0	68,06	66,65	21,23	2, 5, 7, 8, 12, 14, 15, 17, 19, 21 e 26	1,41
20:00	77,30	68,06	0,0	68,06	66,65	21,23	2, 4, 5, 8, 10, 12, 14, 15, 17, 19, 21 e 26	1,41
21:00	93,39	93,4	0,0	93,4	90,26	29,00	2, 5, 7, 8, 12, 14, 17, 18, 20, 21, 26 e 30	3,14
22:00	151,96	150,6	0,0	150,6	142,99	46,41	2, 4, 7, 8, 10, 14, 15, 16, 17, 20, 21, 26 e 30	7,61
23:00	173,83	173,2	0,0	173,2	163,93	57,19	2, 4, 7, 8, 10, 16, 21, 26 e 30	9,27

5.2.2.2 *Determinação da classificação das cargas passíveis de corte e análise da microrrede após duas horas de operação ilhada em dia típico*

Para determinar a classificação das cargas passíveis de corte após duas horas de operação ilhada da microrrede em dia típico, também deve-se analisar dois cenários distintos, ou seja, durante o período de operação em que as unidades de GD fotovoltaicas estão injetando energia na microrrede e fora deste período.

Afim de demonstrar a aplicação da metodologia para classificação das cargas passíveis de corte após duas horas de ilhamento em dia típico e a análise da operação ilhada em regime permanente, apresenta-se a aplicação da metodologia em dois cenários, com início da interrupção do serviço às 16 horas e às 23 horas, sendo respectivamente períodos com e sem injeção de energia elétrica na microrrede oriunda das unidades de geração distribuída fotovoltaicas. Assim, após duas horas de ilhamento, analisa-se os cenários das 18 horas e 1 hora.

5.2.2.2.1 *Classificação das cargas após duas horas de ilhamento durante período de injeção de energia elétrica das unidades de GD fotovoltaicas*

Considerando-se o início do ilhamento ocorrido às 16 horas, utiliza-se os critérios pré-estabelecidos para classificação das cargas passíveis de corte após duas horas de operação ilhada, conforme a Tabela 25, ou seja, para às 18 horas. Neste período, as unidades de GD fotovoltaicas conectadas junto a Barra 2 da microrrede estão injetando energia, assim, a carga conectada junto à esta não é passível de corte.

Para a continuidade do ilhamento após uma hora, ou seja, às 17 horas, fez-se necessário executar o corte às cargas 7, 8, 12, 15, 19, 24 e 30.

Após duas horas de operação ilhada, para as cargas cortadas, deve-se atribuir uma hora de duração de interrupção aos indicadores de continuidade DMIC, DIC_A, DIC_T e DIC_M, e também, somar uma interrupção ao valor dos indicadores FIC_A, FIC_T e FIC_M, conforme apresenta-se na Tabela 25. Para a carga conectada junto à Barra 8 não deve-se somar uma interrupção aos indicadores de continuidade referente à frequência de interrupções FIC, pois esta carga foi rejeitada no momento da formação da rede e manteve-se desconectada após uma hora de ilhamento.

Tabela 25 – Critérios após duas horas de operação ilhada iniciada às 16 horas

Carga/ Barra	DIC Anual	DIC Trim.	DIC Mens.	FIC Anual	FIC Trim.	FIC Mens.	DMIC	Prior.
3	0,50+1	0,20+1	0,10+1	4+1	1+1	1+1	0+1	4
4	4,35	1,10	0,80	3	2	1	0	7
5	0,20	0,10	0,10	2	1	1	0	1
7	2,35+1	1,15+1	0,90+1	3+1	1+1	1+1	0+1	7
8	1,90	1,30	1,00	3	2	1	0	4
10	1,20+1	0,40+1	0,40+1	3+1	1+1	1+1	0+1	5
12	1,20+1	0,40+1	0,40+1	3+1	1+1	1+1	0+1	6
14	3,55+1	1,05+1	0,73+1	2+1	2+1	1+1	0+1	7
15	2,90+1	0,85+1	0,85+1	3+1	1+1	1+1	0+1	7
16	4,23	1,07	0,50	2	2	1	0	7
17	3,00	1,50	0,50	4	2	1	0	6
18	1,33+1	0,95+1	0,00+1	3+1	2+1	0+1	0+1	5
19	3,33+1	1,45+1	0,00+1	3+1	1+1	0+1	0+1	7
20	3,25+1	0,75+1	0,75+1	3+1	1+1	1+1	0+1	4
21	2,50+1	2,50+1	1,00+1	2	2	1	1+1	4
23	4,15	2,95	1,35	4	2	1	0	7
24	3,33+1	2,00+1	0,00+1	3+1	1+1	0+1	0+1	7
26	1,15+1	0,00+1	0,00+1	1+1	0+1	0+1	0+1	7
29	4,33	2,50	1,25	4	2	1	0	7
30	2,83+1	1,45+1	0,00+1	2+1	2+1	0+1	0+1	5

Já a Tabela 26 apresenta os valores referentes aos critérios para corte de cargas após duas horas de Ilhamento, ou seja, apresenta os valores das diferenças entre os valores estabelecidos e os valores medidos dos indicadores de continuidade para as 18 horas. Ressalta-se que neste período as unidades de GD fotovoltaicas injetam energia na microrrede, desta forma, não deve-se considerar para corte a carga conectada junto à Barra 2.

Tabela 26 – Diferença dos critérios após duas horas de operação ilhada iniciada às 16 horas

Carga/ Barra	Dif DIC Anual	Dif DIC Trim.	Dif DIC Mens.	Dif FIC Anual	Dif FIC Trim.	Dif FIC Mens.	Dif DMIC	Prior.
3	3,5	1,8	0,9	0	1	0	0,5	4
4	0,65	1,9	1,2	2	1	1	1,5	7
5	4,8	2,9	1,9	3	2	1	1,5	1
7	1,65	0,85	0,1	1	1	0	0,5	7
8	3,1	1,7	1	2	1	1	1,5	4
10	2,8	1,6	0,6	1	1	0	0,5	5
12	2,8	1,6	0,6	1	1	0	0,5	6
14	0,45	0,95	0,27	2	0	0	0,5	7
15	1,1	1,15	0,15	1	1	0	0,5	7
16	0,77	1,93	1,5	3	1	1	1,5	7
17	2	1,5	1,5	1	1	1	1,5	6
18	2,67	1,05	1	1	0	1	0,5	5
19	0,67	0,55	1	1	1	1	0,5	7
20	0,75	1,25	0,25	1	1	0	0,5	4
21	1,5	-0,5	0	3	1	1	-0,5	4
23	0,85	0,05	0,65	1	1	1	1,5	7
24	0,67	0	1	1	1	1	0,5	7
26	2,85	2	1	3	2	1	0,5	7
29	0,67	0,5	0,75	1	1	1	1,5	7
30	1,17	0,55	1	2	0	1	0,5	5
Base Selec.	0,45	0,05	0,1	1	1	1	0,5	1

Neste período de análise a carga conectada junto a Barra 8 violou os indicadores DIC Mensal e DMIC. Já a carga conectada junto à Barra 24 atingiu o valor limite do indicador DIC Trimestral, assim, atribui-se o valor do peso do critério aos respectivos valores dos critérios normalizados. Deste modo, as cargas 8 e 24 foram reclassificadas em primeiro e segundo lugares, de acordo com o valor da F.O, a fim de serem reconectadas novamente e não continuarem violando os indicadores de duração da interrupção do serviço.

Para as cargas das Barras 7, 12, 15, e 30, que atingiram os valores limites estabelecidos para os indicadores de continuidade referentes à frequência de interrupção, atribuiu-se os valores dos pesos dos critérios aos respectivos valores normalizados, entretanto reclassificou-se estes juntamente com as demais cargas da

microrrede imediatamente abaixo das cargas que violaram os indicadores de continuidade de duração da interrupção, pois a continuação da interrupção do serviço à estas cargas não acarretarão em violações, pois estas já encontram-se desconectadas da microrrede.

Cada indicador de continuidade e prioridade de carga apresentados Tabela 26, deve ser normalizado pelo menor valor obtido nas análises denominado de Base Seleccionada, e multiplicado pelo respectivo peso calculado por meio do método AHP apresentado na Tabela 15. A partir deste procedimento, os valores referentes à cada índice da Função Objetivo (FO) são somados, conforme Equação 15. Desta maneira, determina-se a classificação de cada carga em ordem de importância, ou seja, baseando-se na Tabela 23, determina-se a classificação das cargas que devem ser mantidas conectadas junto à microrrede obedecendo à ordem do maior para o menor valor da Função Objetivo, como apresenta-se na Tabela 27.

Tabela 27 – Valores normalizados e classificação das cargas após duas horas de ilhamento iniciado às 16 horas

Carga/ Barra	Dif DIC Anual	Dif DIC Trim.	Dif DIC Mens.	Dif FIC Anual	Dif FIC Trim.	Dif FIC Mens.	Dif DMIC	Prior.	F.O
3	0,0158	0,0020	0,0058	0,1840	0,0920	0,0613	0,0460	0,0920	0,4989
4	0,0849	0,0019	0,0044	0,0920	0,0920	0,0613	0,0153	0,0526	0,4044
5	0,0115	0,0013	0,0028	0,0613	0,0460	0,0613	0,0153	0,3679	0,5674
7	0,0334	0,0043	0,0526	0,1840	0,0920	0,0613	0,0460	0,0526	0,5262
8	0,0178	0,0022	0,0053	0,0920	0,0920	0,0613	0,0153	0,0920	0,3778
10	0,0197	0,0023	0,0088	0,1840	0,0920	0,0613	0,0460	0,0736	0,4877
12	0,0197	0,0023	0,0088	0,1840	0,0920	0,0613	0,0460	0,0613	0,4754
14	0,1226	0,0039	0,0195	0,0920	0,0920	0,0613	0,0460	0,0526	0,4898
15	0,0502	0,0032	0,0351	0,1840	0,0920	0,0613	0,0460	0,0526	0,5243
16	0,0716	0,0019	0,0035	0,0613	0,0920	0,0613	0,0153	0,0526	0,3596
17	0,0276	0,0025	0,0035	0,1840	0,0920	0,0613	0,0153	0,0613	0,4475
18	0,0207	0,0035	0,0053	0,1840	0,0920	0,0613	0,0460	0,0736	0,4863
19	0,0823	0,0067	0,0053	0,1840	0,0920	0,0613	0,0460	0,0526	0,5302
20	0,0736	0,0029	0,0210	0,1840	0,0920	0,0613	0,0460	0,0920	0,5728
21	0,0368	0,0736	0,0526	0,0613	0,0920	0,0613	0,0460	0,0920	0,5156
23	0,0649	0,0736	0,0081	0,1840	0,0920	0,0613	0,0153	0,0526	0,5518
24	0,0823	0,0736	0,0053	0,1840	0,0920	0,0613	0,0460	0,0526	0,5971
26	0,0194	0,0018	0,0053	0,0613	0,0460	0,0613	0,0460	0,0526	0,2936
29	0,0823	0,0074	0,0070	0,1840	0,0920	0,0613	0,0153	0,0526	0,5019
30	0,0472	0,0067	0,0053	0,0920	0,0920	0,0613	0,0460	0,0736	0,4240

Tabela 28 – Classificação das cargas após duas horas deilhamento

Classificação	Carga/Barra
1º	24
2º	21
3º	20
4º	5
5º	23
6º	19
7º	7
8º	15
9º	29
10º	3
11º	14
12º	10
13º	18
14º	12
15º	17
16º	30
17º	4
18º	8
19º	16
20º	26

5.2.2.2.2 Classificação das cargas após duas horas deilhamento durante período sem injeção de energia elétrica das unidades de GD fotovoltaicas

Nesta etapa, considera-se que o ilhamento da microrrede tenha iniciado às 23 horas, ou seja, que a análise após duas horas de operação ocorre a 1 hora. Neste período as unidades de GD eólicas possuem capacidade de geração de 228,20 MW e a carga demanda a potência de 200,59. Deste modo, não se faz necessário aplicar o corte de cargas para manter o ilhamento. A energia excedente alimenta o sistema de armazenamento de energia, afim de que este sistema mantenha o ilhamento durante variações de carga e geração.

5.2.2.2.3 Análise da operação da microrrede após duas horas de ilhamento em dia típico

A análise do comportamento da microrrede em regime permanente, ocorre após duas horas de operação ilhada da microrrede em um dia típico. Para tanto, deve-se aplicar o corte de cargas, considerando a classificação das cargas por meio do método AHP, junto ao *Software* ANAREDE. A Tabela 29 exibe o comportamento da microrrede, sendo que as unidades de GD fotovoltaicas geram energia elétrica no período entre 7 e 20 horas, entretanto, somente no período posterior às 9 horas a anterior às 19 horas as unidades de GD fotovoltaicas injetam energia elétrica no sistema.

Tabela 29 – Operação da microrrede após duas horas de ilhamento em dia típico

(continua)

Horário	Geração (MW)				Carga			Perdas
	Capacidade	Eólica	Solar	Total	Atendida		Cargas rejeitadas	MW
					MW	%		
00:00	66,91	66,8	0,0	66,8	61,88	25,78	2, 3, 5, 8, 12, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 29 e 30	1,62
01:00	228,20	211,9	0,0	211,9	200,59	100	-	11,31
02:00	254,17	190,10	0,0	190,10	180,44	100	-	9,66
03:00	209,22	185,80	0,0	185,80	176,28	100	-	9,52
04:00	223,36	167,80	0,0	167,80	160,08	100	-	7,72
05:00	196,46	173,40	0,0	173,40	164,99	100	-	8,41
06:00	144,53	141,60	0,0	141,60	135,57	81,46	8 e 21	6,03
07:00	277,59	223,7	0,4	224,1	210,61	100	-	13,59
08:00	297,32	237,0	7,4	237,0	229,56	100	-	7,4
09:00	267,30	257,7	16,4	274,1	256,62	100	-	17,48
10:00	277,26	241,1	24,6	265,7	252,03	88,94	8	13,67
11:00	243,37	210,0	31,9	249,9	228,94	78,83	7, 12, 19, 24 e 30	12,96
12:00	168,72	130,4	37,0	167,4	155,63	58,03	3, 7, 8, 14, 15, 17, 18, 20, 21, 26 e 30	11,77
13:00	300,90	259,0	40,0	299,0	283,38	100	-	15,62
14:00	259,03	215,2	40,6	255,8	241,69		12 e 21	87,82

Tabela 29 – Operação da microrrede após duas horas de ilhamento em dia típico
(conclusão)

Horário	Geração (MW)				Carga			Perdas
	Capacidade	Eólica	Solar	Total	Atendida		Cargas rejeitadas	MW
					MW	%		
15:00	183,70	143,8	38,7	182,5	174,85	60,69	7, 10, 12, 14, 15, 16, 18, 19, 20, 21, 23, 24, 26 e 30	7,65
16:00	253,39	218,5	34,9	253,4	238,96	82,45	8 e 21	14,44
17:00	161,28	132,1	28,3	160,4	154,31	57,32	3, 4, 7, 12, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 21 e 30	6,09
18:00	146,25	124,6	20,8	145,4	140,57	51,00	3, 4, 7, 8, 10, 12, 14, 15, 17, 18, 26, 29 e 30	5,55
19:00	119,01	106,7	0,0	106,7	103,23	32,64	2, 3, 5, 8, 10, 14, 15, 16, 18, 19, 26, 29 e 30	3,47
20:00	77,30	71,1	0,0	71,1	69,04	21,99	2, 5, 7, 8, 12, 14, 15, 17, 19, 20, 29 e 30	2,06
21:00	93,39	96,2	0,0	96,2	89,52	28,77	2, 5, 7, 8, 10, 12, 16, 18, 20, 21, 23, 26 e 30	6,68
22:00	151,96	151,0	0,0	151,0	143,36	46,53	2, 3, 7, 8, 10, 12, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 23, 29 e 30	7,64
23:00	173,83	173,5	0,0	173,5	165,75	57,82	3, 5, 12, 14 e 19	7,75

5.2.3 Análises após Ilhamento em dia crítico

Para análise de operação da microrrede em dia crítico após a formação de uma ilha, deve-se reordenar as cargas passíveis de corte a cada período analisado, devendo-se classifica-las por meio do método AHP. Porém, para estes períodos de análise, deve-se considerar além dos critérios que fundamentam a análise no item 5.2.2, o indicador de continuidade DICRI – Duração da Interrupção Individual ocorrida em dia crítico ocorrida por Unidade Consumidora ou por ponto de Conexão. Ou seja, para as cargas que não foram reconectadas durante a formação da microrrede ilhada ou foram cortadas durante a operação ilhada, além de contabilizar

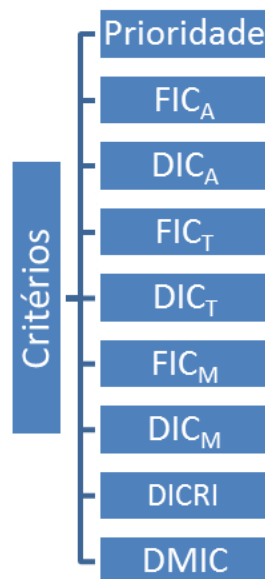
valor em horas ao indicador DMIC medido, deve-se também, contabilizar o período de interrupção do indicador DICRI.

Para determinar a classificação das cargas após uma hora de ilhamento, independentemente do período analisado, deve-se aplicar a metodologia AHP a fim de determinar os pesos dos critérios, e posteriormente, juntamente com os valores dos indicadores de continuidade e prioridade das cargas, determina-se a classificação das cargas passíveis de corte, conforme descrito no item 5.2, seguindo os seguintes passos:

a) Formulação da árvore hierárquica

Além dos critérios já mencionados no item 5.2.2, criou-se a árvore hierárquica de avaliação adicionando o indicador DICRI, sendo considerado apenas de maior importância em relação ao critério DMIC, conforme exposto na Figura 15. Pois a violação do limite do indicador DICRI poderá gerar mais de uma compensação ao consumidor no período de apuração, sem prejuízo às compensações por violação dos limites dos indicadores DIC, FIC e DMIC.

Figura 15 – Árvore hierárquica de avaliação para dia crítico



b) Definição das Alternativas

As alternativas a serem consideradas também são referentes às cargas conectadas diretamente as barras da microrrede, ou seja, do sistema IEEE 30 Barras.

c) Construção da matriz de comparação paritária, aplicação dos julgamentos e obtenção dos pesos dos critérios

Neste passo, deve-se estabelecer a importância relativa entre os critérios pré-definidos e estabelecidos os pesos dos critérios. Para tanto, com o auxílio da tabela de Saaty, conforme Tabela 3, define-se as preferências entre os critérios, par a par, conforme apresentado na Tabela 30.

Tabela 30 – Matriz de comparação paritária dos critérios durante operação da microrrede ilhada em dia crítico

	Priorid.	Dif FIC _A	Dif FIC _T	Dif FIC _M	Dif DIC _A	Dif DIC _T	Dif DIC _M	Dif DIC _{RI}	Dif DMIC
Prioridade	1	2	4	6	3	5	7	8	9
Dif FIC_A	½	1	2	3	1 ½	2 ½	3 ½	4	4 ½
Dif FIC_T	¼	½	1	1 ½	¾	1 ¼	1 ¾	2	2 ¼
Dif FIC_M	1/6	1/3	2/3	1	½	5/6	1 1/6	1 1/3	1 ½
Dif DIC_A	1/3	2/3	1 1/3	2	1	1 2/3	2 1/3	2 2/3	3
Dif DIC_T	1/5	2/5	4/5	1 1/5	3/5	1	1 2/5	1 3/5	1 4/5
Dif DIC_M	1/7	2/7	4/7	6/7	3/7	5/7	1	1 1/7	1 2/7
Dif DMIC	1/8	¼	½	¾	3/8	5/8	7/8	1	1 1/8

Com base na matriz de comparação paritária, e no modo distributivo, obtém-se o peso de cada critério referente a sua importância entre os demais. Desta maneira, a Tabela 31 indica os pesos calculados.

Tabela 31 – Peso dos critérios para classificação das cargas durante operação ilhada em dia crítico

Critério	Peso
Prioridade.	0,3535
Dif FIC _A	0,1767
Dif FIC _T	0,0884
Dif FIC _M	0,0589
Dif DIC _A	0,1178
Dif DIC _T	0,0707
Dif DIC _M	0,0505
Dif DICRI	0,0442
Dif DMIC	0,0393
SOMA	1,00

d) Consistência da matriz

Com base na equação 10, e no valor do autovalor calculado de 9, calcula-se o Índice de Consistência, obtendo-se $IC=0$. O valor da Razão de Consistência, obtido pela relação entre IC e o Índice Randômico (IR) obtido na Tabela 4, é $RC=0\%$. Assim, pode-se afirmar que todos os julgamentos são válidos com base em Saaty (1991), pois também apresentam valores de consistência IC menor que 0,1 e RC menor que 10%.

Afim de demonstrar a aplicação da metodologia, a seguir, apresenta-se a determinação da classificação das cargas passíveis de corte e análise da microrrede após uma e duas horas de operação ilhada em dia crítico, considerando-se o início do ilhamento ocorrido às 16 horas.

5.2.3.1 Determinação da classificação das cargas passíveis de corte e análise da microrrede após uma hora de operação ilhada em dia crítico

Para determinar a classificação das cargas passíveis de corte após uma hora de operação ilhada da microrrede em dia crítico, deve-se considerar além da curva de geração eólica, a curva de geração fotovoltaica para um dia de céu nublado, conforme a Figura 10.

Para cada período de análise ao longo de um dia, deve-se estabelecer uma tabela de resultados referentes as diferenças entre os valores limite estabelecidos

em ANEEL(2015a) e os valores acumulados (medidos) dos Indicadores de Continuidade dos períodos analisados. Afim de demonstrar a aplicação da metodologia para classificação das cargas passíveis de corte após uma hora de ilhamento e a análise da operação ilhada em regime permanente, apresenta-se a aplicação da metodologia considerando o início da interrupção do serviço às 16 horas.

5.2.3.1.1 Classificação das cargas após uma hora de ilhamento em dia crítico

Na operação em dia crítico, a potência gerada pelas unidades de GD fotovoltaicas é inferior a potência demandada pela carga conectadas junto à Barra 2 da microrrede, ou seja, nesta etapa a Barra 2 é passível de corte durante todo o dia crítico.

Afim de demonstração da metodologia desenvolvida, considera-se que o ilhamento da microrrede tenha iniciado às 16 horas, assim, como pode-se verificar junto a Tabela 13, para a formação de uma ilha foram cortadas as cargas 8 e 21. Após uma hora de operação ilhada, para as cargas cortadas, deve-se atribuir uma hora de duração de interrupção aos indicadores de continuidade DIC_A , DIC_T , DIC_M , $DMIC$ e $DICRI$, e também, somar uma interrupção ao valor dos indicadores FIC_A , FIC_T e FIC_M , conforme pode-se verificar na Tabela 32.

Tabela 32 – Critérios após uma hora de ilhamento de dia crítico iniciado às 16 horas
(continua)

Carga/ Barra	DIC Anual	DIC Trim.	DIC Mens.	FIC Anual	FIC Trim.	FIC Mens.	DICRI	DMIC	Prior.
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7
3	0,50	0,20	0,10	4	1	1	0	0	4
4	4,35	1,10	0,80	3	2	1	0	0	7
5	0,20	0,10	0,10	2	1	1	0	0	1
7	2,35	1,15	0,90	3	1	1	0	0	7
8	0,90+1	0,30+1	0,00+1	2+1	1+1	0+1	0+1	0+1	4
10	1,20	0,40	0,40	3	1	1	0	0	5
12	1,20	0,40	0,40	3	1	1	0	0	6
14	3,55	1,05	0,73	2	2	1	0	0	7
15	2,90	0,85	0,85	3	1	1	0	0	7
16	4,23	1,07	0,50	2	2	1	0	0	7

Tabela 32 – Critérios após uma hora de ilhamento de dia crítico iniciado às 16 horas
(conclusão)

Carga/ Barra	DIC Anual	DIC Trim.	DIC Mens.	FIC Anual	FIC Trim.	FIC Mens.	DICRI	DMIC	Prior.
17	3,00	1,50	0,50	4	2	1	0	0	6
18	1,33	0,95	0,00	3	2	0	0	0	5
19	3,33	1,45	0,00	3	1	0	0	0	7
20	3,25	0,75	0,75	3	1	1	0	0	4
21	1,50+1	1,50+1	0,00+1	1+1	1+1	0+1	0+1	0+1	4
23	4,15	2,95	1,35	4	2	1	0	0	7
24	3,33	2,00	0,00	3	1	0	0	0	7
26	1,15	0,00	0,00	1	0	0	0	0	7
29	4,33	2,50	1,25	4	2	1	0	0	7
30	2,83	1,45	0,00	2	2	0	0	0	5

Já a Tabela 33 apresenta os valores das diferenças entre os valores estabelecidos e os valores medidos dos indicadores de continuidade para às 17 horas. Ressalta-se que neste período as unidades de GD fotovoltaicas não injetam energia na microrrede, desta forma, deve-se considerar para corte a carga conectada junto a esta unidade.

Tabela 33 – Diferença dos critérios após uma hora de operação ilhada iniciada às 23 horas.

(continua)

Barra	DIC Anual	DIC Trim.	DIC Mens.	FIC Anual	FIC Trim.	FIC Mens.	DICRI	DMIC	Prioridade
2	5	3	2	5	3	2	9,77	1,5	7
3	4,5	2,8	1,9	1	2	1	9,77	1,5	4
4	0,65	1,9	1,2	2	1	1	9,77	1,5	7
5	4,8	2,9	1,9	3	2	1	9,77	1,5	1
7	2,65	1,85	1,1	2	2	1	9,77	1,5	7
8	3,1	1,7	1	2	1	1	8,77	0,5	4
10	3,8	2,6	1,6	2	2	1	9,77	1,5	5
12	3,8	2,6	1,6	2	2	1	9,77	1,5	6
14	1,45	1,95	1,27	3	1	1	9,77	1,5	7
15	2,1	2,15	1,15	2	2	1	9,77	1,5	7
16	0,77	1,93	1,5	3	1	1	9,77	1,5	7
17	2	1,5	1,5	1	1	1	9,77	1,5	6

Tabela 33 – Diferença dos critérios após uma hora de operaçãoilhada iniciada às 23 horas.

(conclusão)

Barra	DIC Anual	DIC Trim.	DIC Mens.	FIC Anual	FIC Trim.	FIC Mens.	DICRI	DMIC	Prioridade
18	3,67	2,05	2	2	1	2	9,77	1,5	5
19	1,67	1,55	2	2	2	2	9,77	1,5	7
20	1,75	2,25	1,25	2	2	1	9,77	1,5	4
21	2,5	0,5	1	3	1	1	8,77	0,5	4
23	0,85	0,05	0,65	1	1	1	9,77	1,5	7
24	1,67	1	2	2	2	2	9,77	1,5	7
26	3,85	3	2	4	3	2	9,77	1,5	7
29	0,67	0,5	0,75	1	1	1	9,77	1,5	7
30	2,17	1,55	2	3	1	2	9,77	1,5	5
Base Sel	0,65	0,05	0,65	1	1	1	8,77	0,5	1

Cada indicador de continuidade e prioridade de carga apresentados na Tabela 33, deve ser normalizado pelo menor valor obtido nas análises denominado de Base Seleccionada, e multiplicado pelo respectivo peso calculado por meio do método AHP, como apresenta-se na Tabela 31. A partir deste procedimento, os valores referentes a cada índice da Função Objetivo (FO) são somados, conforme Equação 16. Desta maneira, determina-se a classificação de cada carga em ordem de importância, ou seja, baseando-se nos valores da F.O. apresentados na Tabela 34, determina-se classificação das cargas que devem ser reconectadas ou mantidas conectadas junto à microrrede obedecendo à ordem do maior para o menor valor da Função Objetivo, como apresenta-se na Tabela 35.

Tabela 34 – Valores normalizados e classificação das cargas após uma hora de ilhamento em dia crítico

(continua)

Carga /Barra	Dif DIC Anual	Dif DIC Trim.	Dif DIC Mens.	Dif FIC Anual	Dif FIC Trim.	Dif FIC Mens.	Dif DICRI	Dif DMIC	Prior.	F.O	Clasf
2	0,0153	0,0012	0,0164	0,0353	0,0295	0,0295	0,0397	0,0131	0,0505	0,2304	21
3	0,0170	0,0013	0,0173	0,1767	0,0442	0,0589	0,0397	0,0131	0,0884	0,4565	7
4	0,1178	0,0019	0,0274	0,0884	0,0884	0,0589	0,0397	0,0131	0,0505	0,4859	5
5	0,0160	0,0012	0,0173	0,0589	0,0442	0,0589	0,0397	0,0131	0,3535	0,6027	2
7	0,0289	0,0019	0,0298	0,0884	0,0442	0,0589	0,0397	0,0131	0,0505	0,3554	15
8	0,0247	0,0021	0,0328	0,0884	0,0884	0,0589	0,0442	0,0393	0,0884	0,4671	6
10	0,0202	0,0014	0,0205	0,0884	0,0442	0,0589	0,0397	0,0131	0,0707	0,3570	14

Tabela 34 – Valores normalizados e classificação das cargas após uma hora de ilhamento em dia crítico

(conclusão)

Carga / Barra	Dif DIC Anual	Dif DIC Trim.	Dif DIC Mens.	Dif FIC Anual	Dif FIC Trim.	Dif FIC Mens.	Dif DICRI	Dif DMIC	Prior.	F.O	Clasf
12	0,0202	0,0014	0,0205	0,0884	0,0442	0,0589	0,0397	0,0131	0,0589	0,3452	17
14	0,0528	0,0018	0,0258	0,0589	0,0884	0,0589	0,0397	0,0131	0,0505	0,3899	11
15	0,0365	0,0016	0,0285	0,0884	0,0442	0,0589	0,0397	0,0131	0,0505	0,3614	13
16	0,0994	0,0018	0,0219	0,0589	0,0884	0,0589	0,0397	0,0131	0,0505	0,4326	9
17	0,0383	0,0024	0,0219	0,1767	0,0884	0,0589	0,0397	0,0131	0,0589	0,4982	4
18	0,0209	0,0017	0,0164	0,0884	0,0884	0,0295	0,0397	0,0131	0,0707	0,3687	12
19	0,0459	0,0023	0,0164	0,0884	0,0442	0,0295	0,0397	0,0131	0,0505	0,3298	19
20	0,0438	0,0016	0,0263	0,0884	0,0442	0,0589	0,0397	0,0131	0,0884	0,4042	10
21	0,0306	0,0071	0,0328	0,0589	0,0884	0,0589	0,0442	0,0393	0,0884	0,4486	8
23	0,0901	0,0707	0,0505	0,1767	0,0884	0,0589	0,0397	0,0131	0,0505	0,6386	1
24	0,0459	0,0035	0,0164	0,0884	0,0442	0,0295	0,0397	0,0131	0,0505	0,3311	18
26	0,0199	0,0012	0,0164	0,0442	0,0295	0,0295	0,0397	0,0131	0,0505	0,2438	20
29	0,1143	0,0071	0,0438	0,1767	0,0884	0,0589	0,0397	0,0131	0,0505	0,5924	3
30	0,0353	0,0023	0,0164	0,0589	0,0884	0,0295	0,0397	0,0131	0,0707	0,3542	16

Deste modo, obtém-se a classificação das cargas, conforme Tabela 35.

Tabela 35 – Classificação das cargas

Classificação	Carga/Barra
1º	23
2º	5
3º	29
4º	5
5º	4
6º	8
7º	3
8º	21
9º	16
10º	20
11º	14
12º	18
13º	15
14º	10
15º	7
16º	30
17º	12
18º	24
19º	19
20º	26
21º	2

5.2.3.1.2 Análise da operação ilhada da microrrede após uma hora de ilhamento em dia crítico

A análise do comportamento da microrrede em regime permanente, ocorre após uma hora de operação ilhada da microrrede em um dia crítico. Para tanto, deve-se aplicar a rejeição de cargas, considerando-se a classificação das cargas por meio do método AHP, junto ao *Software* ANAREDE. A Tabela 36 exibe o comportamento da microrrede.

Tabela 36 – Após uma hora de operação ilhada em dia crítico

(continua)

Horário de início da contingência	Geração (MW)				Carga			Perdas
	Capacidade	Eólica	Solar	Total	Atendida		Cortadas	MW
					MW	%		
00:00	66,91	66,2	0,0	66,2	64,6	26,91	2, 4, 5, 8, 12, 14, 15, 21, 26 e 30	1,60
01:00	228,20	212,1	0,0	212,1	200,59	100	-	11,51
02:00	254,17	190,1	0,0	190,1	180,44	100	-	9,66
03:00	209,22	185,8	0,0	185,8	176,28	100	-	7,72
04:00	223,36	167,8	0,0	167,8	160,08	100	-	7,72
05:00	196,46	173,4	0,0	173,4	164,99	100	-	8,41
06:00	144,53	141,6	0,0	141,6	135,57	81,42	8 e 21	6,03
07:00	277,59	223,7	0,4	224,1	210,61	100	-	13,59
08:00	290,89	243,9	0,97	244,9	229,56	100	-	15,34
09:00	261,83	250,5	0,00	250,5	234,05	91,2	2 e 26	16,35
10:00	262,29	250,8	0,00	250,8	233,76	82,5	2 e 8	17,04
11:00	217,74	209,3	0,0	209,3	196,63	67,7	2, 8, 12, 24, 26 e 30	12,67
12:00	137,68	129,9	0,00	129,9	124,17	46,3	2, 7, 8, 10, 12, 14, 15, 18, 21, 24, 26 e 30	5,73
13:00	275,05	258,7	0,00	258,7	240,69	85,0	2 e 21	18,01
14:00	224,37	253,5	0,00	253,5	236,58	86,0	2, 21 e 26	16,92
15:00	150,75	143,4	0,00	143,4	136,38	47,3	2, 7, 8, 10, 12, 15, 18, 19, 21, 24, 26 e 30	7,02
16:00	220,70	218,4	0,00	218,4	204,85	70,7	2, 8, 10, 21 e 30	13,55

Tabela 36 – Após uma hora de operação ilhada em dia crítico

(conclusão)

Horário de início da contingência	Geração (MW)				Carga			Perdas
	Capacidade	Eólica	Solar	Total	Atendida		Cortadas	MW
					MW	%		
17:00	135,24	131,4	0,00	131,4	125,87	46,8	2, 7, 8, 10, 12, 14, 15, 18, 19, 24, 26 e 30	5,53
18:00	125,42	123,9	0,00	123,9	118,51	43,0	2, 4, 7, 8, 10, 12, 14, 16, 17, 18, 20, 21, 26 e 30	5,39
19:00	119,01	106,3	0,0	106,3	102,39	32,37	2, 4, 5, 8, 16, 17, 18, 21 e 26	3,91
20:00	77,30	68,06	0,0	68,06	66,65	21,23	2, 5, 7, 8, 12, 14, 15, 17, 19, 21 e 26	1,41
21:00	93,39	93,4	0,0	93,4	90,26	29,01	2, 4, 5, 8, 10, 12, 14, 17, 18, 20, 21, 26 e 30	3,14
22:00	151,96	150,6	0,0	150,6	142,99	46,41	2, 4, 7, 8, 10, 14, 15, 16, 17, 20, 21, 26 e 30	7,61
23:00	173,83	173,2	0,00	173,2	163,93	57,19	2, 4, 7, 8, 10, 16, 21, 26 e 30	9,27

5.2.3.2 Determinação da classificação das cargas passíveis de corte e análise da microrrede após duas horas de operação ilhada em dia crítico

Para cada período de análise após duas horas de operação ilhada em dia crítico, deve-se estabelecer uma tabela de resultados referentes as diferenças entre os valores limite estabelecidos em ANEEL (2015a) e os valores acumulados (medidos) dos Indicadores de Continuidade dos períodos analisados.

E por fim, para demonstrar a aplicação da metodologia desenvolvida, considera-se o início da interrupção do serviço às 16 horas.

5.2.3.2.1 Classificação das cargas após duas horas de ilhamento em dia crítico

Inicialmente considera-se o estabelecimento do ilhamento às 16 horas, desta forma, a Tabela 37 apresenta os critérios pré-estabelecidos para classificação das cargas passíveis de corte após duas horas de operação ilhada, ou seja, para às 18

horas. Neste período, as unidades de GD fotovoltaicas conectadas junto a Barra 2 da microrrede não estão injetando energia, assim, a carga conectada junto a esta é passível de corte.

Para a continuidade do ilhamento após uma hora da formação da ilha, ou seja, às 17 horas, fez-se necessário executar corte nas cargas 7, 8, 10, 12, 14, 15, 18, 19, 24, 26 e 30.

Após duas horas de operação ilhada, para as cargas cortadas, deve-se atribuir uma hora de duração de interrupção ao indicador de continuidade DMIC, somar uma interrupção ao valor dos indicadores FIC anual, trimestral e mensal, e também, deve-se somar ao indicador DIC anual, trimestral e mensal uma hora de interrupção, conforme apresenta-se na Tabela 37.

Tabela 37 – Critérios após duas horas de ilhamento em dia crítico iniciado às 16 horas

Barra	DIC Anual	DIC Trim.	DIC Mens.	FIC Anual	FIC Trim.	FIC Mens.	DICRI	DMIC	Pridade
2	0,00+1	0,00+1	0,00+1	0+1	0+1	0+1	0+1	0+1	7
3	0,5	0,2	0,1	4	1	1	0	0	4
4	4,35	1,1	0,8	3	2	1	0	0	7
5	0,2	0,1	0,1	2	1	1	0	0	1
7	2,35+1	1,15+1	0,9+1	3+1	1+1	1+1	0+1	0+1	7
8	1,90+1	1,30+1	1,00+1	3	2	1	2	2	8
10	1,2+1	0,4+1	0,4+1	3+1	1+1	1+1	0+1	0+1	5
12	1,2+1	0,4+1	0,4+1	3+1	1+1	1+1	0+1	0+1	6
14	3,55+1	1,05+1	0,73+1	2+1	2+1	1+1	0+1	0+1	7
15	2,9+1	0,85+1	0,85+1	3+1	1+1	1+1	0+1	0+1	7
16	4,23	1,07	0,5	2	2	1	0	0	7
17	3	1,5	0,5	4	2	1	0	0	6
18	1,33+1	0,95+1	0+1	3+1	2+1	0+1	0+1	0+1	5
19	3,33+1	1,45+1	0+1	3+1	1+1	0+1	0+1	0+1	7
20	3,25	0,75	0,75	3	1	1	0	0	4
21	2,5	2,5	1	1	1	0	0	0	4
23	4,15	2,95	1,35	4	2	1	0	0	7
24	3,33+1	2+1	0+1	3+1	1+1	0+1	0+1	0+1	7
26	1,15+1	0+1	0+1	1+1	0+1	0+1	0+1	0+1	7
29	4,33	2,5	1,25	4	2	1	0	0	7
30	2,83+1	1,45+1	0+1	2+1	2+1	0+1	0+1	0+1	5

Como a carga junto a Barra 8 foi rejeitada no momento do ilhamento e não foi reconectada ao sistema após uma hora de ilhamento, os indicadores de continuidade FIC_M , FIC_T e FIC_M não serão alterados.

Já a Tabela 38 apresenta os valores das diferenças entre os valores estabelecidos e os valores medidos dos indicadores de continuidade para às 18 horas. Ressalta-se que neste período as unidades de GD fotovoltaicas não injetam energia na microrrede, desta forma, deve-se considerar para corte a carga conectada junto a Barra 2.

Tabela 38 – Diferença dos critérios após duas horas de operação ilhada em dia crítico iniciada às 16 horas

Carga/ Barra	Dif DIC Anual	Dif DIC Trim.	Dif DIC Mens.	Dif FIC Anual	Dif FIC Trim.	Dif FIC Mens.	Dif DICRI	Dif DMIC	Prior.
2	4	2	1	4	2	1	8,77	0,5	7
3	4,5	2,8	1,9	1	2	1	9,77	1,5	4
4	0,65	1,9	1,2	2	1	1	9,77	1,5	7
5	4,8	2,9	1,9	3	2	1	9,77	1,5	1
7	1,65	0,85	0,1	1	1	0	8,77	0,5	7
8	2,1	0,7	0	2	1	1	7,77	-0,5	4
10	2,8	1,6	0,6	1	1	0	8,77	0,5	5
12	2,8	1,6	0,6	1	1	0	8,77	0,5	6
14	0,45	0,95	0,27	2	0	0	8,77	0,5	7
15	1,1	1,15	0,15	1	1	0	8,77	0,5	7
16	0,77	1,93	1,5	3	1	1	9,77	1,5	7
17	2	1,5	1,5	1	1	1	9,77	1,5	6
18	2,67	1,05	1	1	0	1	8,77	0,5	5
19	0,67	0,55	1	1	1	1	8,77	0,5	7
20	1,75	2,25	1,25	2	2	1	9,77	1,5	4
21	2,5	0,5	1	4	2	2	9,77	1,5	4
23	0,85	0,05	0,65	1	1	1	9,77	1,5	7
24	0,67	0	1	1	1	1	8,77	0,5	7
26	2,85	2	1	3	2	1	8,77	0,5	7
29	0,67	0,5	0,75	1	1	1	9,77	1,5	7
30	1,17	0,55	1	2	0	1	8,77	0,5	5
Base Selec.	0,45	0,05	0,1	1	1	1	7,77	0,5	1

Neste período de análise a carga conectada junto a Barra 24 atingiu o valor limite do indicador DIC Trimestral. Já a carga 8 atingiu o valor limite do indicador DIC Mensal e violou o indicador DMIC. Deste modo, atribuíram-se os valores dos pesos dos critérios aos respectivos critérios normalizados e classificou-se as cargas 8 e 24 em primeiro e segundo lugares, de acordo com o valor da Função Objetivo. Isto ocorre pois a continuidade da interrupção do serviço à estas cargas acarretará na violação ou agravamento da violação dos indicadores de continuidade referentes à duração da interrupção, de forma a gerar penalizações.

Para as cargas das Barras 7, 10, 12, 14, 15, 18 e 30 que atingiram o valor limite do indicador de continuidade FIC, atribuiu-se também os valores dos pesos dos critérios aos respectivos valores normalizados, entretanto reclassificou-se estes juntamente com as demais cargas, imediatamente abaixo das cargas que violaram ou atingiram o valor limite dos indicadores de continuidade DIC e DMIC. Isto deve-se ao fato das cargas que já estão desconectadas da microrrede, caso não sejam selecionadas para que o serviço seja reestabelecido, o indicador FIC não será alterado, não ocasionando penalidades.

Cada indicador de continuidade e prioridade de carga apresentados na Tabela 38, deve ser normalizado pelo menor valor obtido nas análises denominado de Base Seleccionada, e multiplicado pelo respectivo peso calculado por meio do método AHP apresentado na Tabela 31. A partir deste procedimento, os valores referentes a cada índice da Função Objetivo (FO) são somados, conforme Equação 16. Desta maneira, determina-se a classificação de cada carga em ordem de importância, ou seja, baseando-se na Tabela 39, classifica-se as cargas do maior para o menor valor da Função Objetivo, como apresenta-se na Tabela 40.

Tabela 39 – Diferença dos critérios após duas horas deilhamento em dias crítico iniciado às 16 horas

(continua)

Carga /Barra	Dif DIC Anual	Dif DIC Trim.	Dif DIC Mens.	Dif FIC Anual	Dif FIC Trim.	Dif FIC Mens.	DIF DICRI	Dif DMIC	Prior.	F.O
2	0,0133	0,0018	0,0051	0,0442	0,0442	0,0589	0,0392	0,0393	0,0505	0,2963
3	0,0118	0,0013	0,0027	0,1767	0,0442	0,0589	0,0352	0,0131	0,0884	0,4321
4	0,0816	0,0019	0,0042	0,0884	0,0884	0,0589	0,0352	0,0131	0,0505	0,4220
5	0,0110	0,0012	0,0027	0,0589	0,0442	0,0589	0,0352	0,0131	0,3535	0,5787
7	0,0321	0,0042	0,0505	0,1767	0,0884	0,0589	0,0392	0,0393	0,0505	0,5397
8	0,0252	0,0050	0,0505	0,0884	0,0884	0,0589	0,0442	0,0393	0,0884	0,4883

Tabela 39 – Diferença dos critérios após duas horas de ilhamento em dias crítico iniciado às 16 horas

(conclusão)

Carga /Barra	Dif DIC Anual	Dif DIC Trim.	Dif DIC Mens.	Dif FIC Anual	Dif FIC Trim.	Dif FIC Mens.	DIF DICRI	Dif DMIC	Prior.	F.O
10	0,0189	0,0022	0,0084	0,1767	0,0884	0,0589	0,0392	0,0393	0,0707	0,5027
12	0,0189	0,0022	0,0084	0,1767	0,0884	0,0589	0,0392	0,0393	0,0589	0,4909
14	0,1178	0,0037	0,0187	0,0884	0,0884	0,0589	0,0392	0,0393	0,0505	0,5048
15	0,0482	0,0031	0,0337	0,1767	0,0884	0,0589	0,0392	0,0393	0,0505	0,5379
16	0,0688	0,0018	0,0034	0,0589	0,0884	0,0589	0,0352	0,0131	0,0505	0,3790
17	0,0265	0,0024	0,0034	0,1767	0,0884	0,0589	0,0352	0,0131	0,0589	0,4634
18	0,0199	0,0034	0,0051	0,1767	0,0884	0,0589	0,0392	0,0393	0,0707	0,5014
19	0,0791	0,0064	0,0051	0,1767	0,0884	0,0589	0,0392	0,0393	0,0505	0,5436
20	0,0303	0,0016	0,0040	0,0884	0,0442	0,0589	0,0352	0,0131	0,0884	0,3640
21	0,0212	0,0071	0,0051	0,0442	0,0442	0,0295	0,0352	0,0131	0,0884	0,2878
23	0,0624	0,0707	0,0078	0,1767	0,0884	0,0589	0,0352	0,0131	0,0505	0,5636
24	0,0791	0,0707	0,0051	0,1767	0,0884	0,0589	0,0392	0,0393	0,0505	0,6078
26	0,0186	0,0018	0,0051	0,0589	0,0442	0,0589	0,0392	0,0393	0,0505	0,3164
29	0,0791	0,0071	0,0067	0,1767	0,0884	0,0589	0,0352	0,0131	0,0505	0,5157
30	0,0453	0,0064	0,0051	0,0884	0,0884	0,0589	0,0392	0,0393	0,0707	0,4416

Tabela 40 – Classificação das cargas

Classificação	Carga/Barra
1º	24
2º	8
3º	5
4º	23
5º	19
6º	7
7º	15
8º	29
9º	14
10º	10
11º	18
12º	12
13º	17
14º	30
15º	3
16º	4
17º	16
18º	20
19º	26
20º	2
21º	21

5.2.3.2.2 Análise da operação ilhada da microrrede após duas horas de ilhamento em dia crítico

A análise do comportamento da microrrede em regime permanente, ocorre após duas horas de operação ilhada da microrrede em um dia crítico. Para tanto, deve-se considerar a curva de geração fotovoltaica para um dia de céu nublado, conforme apresentado na Figura 10, considerando a classificação das cargas por meio do método AHP, junto ao *Software* ANAREDE. A Tabela 41 exhibe o comportamento da microrrede.

Tabela 41 – Após duas horas de operação ilhada em dia crítico

(continua)

Horário	Geração (MW)				Carga			Perdas
	Capacidade	Eólica	Solar	Total	Atendida		Cargas rejeitadas	MW
					MW	%		
00:00	66,91	66,8	0,0	66,8	61,88	25,78	2, 3, 5, 8, 12, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 29 e 30	1,62
01:00	228,20	211,9	0,0	211,9	200,59	100	-	11,31
02:00	254,17	190,10	0,0	190,10	180,44	100	-	9,66
03:00	209,22	185,80	0,0	185,80	176,28	100	-	9,52
04:00	223,36	167,80	0,0	167,80	160,08	100	-	7,72
05:00	196,46	173,40	0,0	173,40	164,99	100	-	8,41
06:00	144,53	141,60	0,0	141,60	135,57	81,46	8 e 21	6,03
07:00	277,59	223,7	0,4	224,1	210,61	100	-	13,59
08:00	290,89	243,9	0,97	244,9	229,56	100	-	15,34
09:00	261,83	250,5	0,00	250,5	234,05	91,2	2 e 26	16,35
10:00	262,29	250,7	0,00	250,7	234,74	82,8	8 e 21	15,96
11:00	217,74	207,8	0,00	207,8	195,37	67,3	2, 8, 12, 19, 26 e 30	12,43
12:00	137,68	130,1	0,00	130,1	124,39	46,4	2, 4, 7, 8, 10, 14, 15, 17, 18, 20, 21, 26 e 30	5,71
13:00	275,05	259,3	0,00	259,3	241,28	85,1	2, 4, 20 e 30	18,2
14:00	224,37	217,0	0,00	217,0	204,25	78,8	2, 10, 14, 15, 18, 21 e 30	12,75
15:00	150,75	143,4	0,00	143,4	136,38	47,3	2, 7, 8, 10, 12, 15, 18, 19, 21, 24, 26 e 30	7,02
16:00	220,70	215,7	0,00	215,7	202,34	69,8	2, 3, 8, 14, 16, 17, 20 e 30	13,36

Tabela 41 – Após duas horas de operação ilhada em dia crítico

(conclusão)

Horário	Geração (MW)				Carga			Perdas
	Capacidade	Eólica	Solar	Total	Atendida		Cargas rejeitadas	MW
					MW	%		
17:00	135,24	129,4	0,00	129,4	124,09	48,1	2, 4, 5, 12, 14, 16, 18, 20 e 21	5,31
18:00	125,42	123,2	0,00	123,2	118,31	42,9	2, 4, 5, 12, 17, 21 e 26	4,89
19:00	119,01	106,7	0,0	106,7	103,23	32,64	2, 3, 5, 8, 10, 14, 15, 16, 18, 19, 26, 29 e 30	3,47
20:00	77,30	71,1	0,0	71,1	69,04	21,99	2, 5, 7, 8, 12, 14, 15, 17, 19, 20, 29 e 30	2,06
21:00	93,39	96,2	0,0	96,2	89,52	28,77	2, 5, 7, 8, 10, 12, 16, 18, 20, 21, 23, 26 e 30	6,68
22:00	151,96	151,0	0,0	151,0	143,36	46,53	2, 3, 7, 8, 10, 12, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 23, 29 e 30	7,64
23:00	173,83	173,5	0,0	173,5	165,75	57,82	3, 5, 12, 14 e 19	7,75

6 CONCLUSÕES

A presente dissertação teve como objetivo principal o estudo e desenvolvimento de uma metodologia para reposição do serviço e gestão de cargas em microrrede inteligente, visando contribuir para a melhoria da continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica e consequente melhoria da satisfação dos consumidores, bem como na redução de penalidades por violação dos indicadores de continuidade do serviço pagos pelas concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica.

Para tanto, na fundamentação teórica do estudo, foi observado os conceitos e critérios técnicos envolvidos no ilhamento de microrredes inteligentes e rejeições de cargas, como: Arquitetura e operação de microrrede inteligente, unidades de geração distribuída, qualidade do produto e do serviço de distribuição de energia elétrica. Já na revisão bibliográfica atentou-se para as principais metodologias de reposição do serviço e rejeição de cargas.

Desta forma, desenvolveu-se a metodologia sob a fundamentação básica dos Módulos 1 e 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional da ANEEL. O Módulo 1 fundamenta a operação da microrrede de distribuição em dias críticos e o Módulo 8 embasa a determinação dos múltiplos critérios para rejeição de cargas, como: DIC_A , DIC_T , DIC_M , FIC_A , FIC_T , FIC_M , $DMIC$ e $DICRI$.

De posse dos vários critérios, verificou-se que a aplicação de uma metodologia multicritério para otimização do problema de rejeição de cargas é a mais adequada. Deste modo, utilizou-se a metodologia multicritério Analytic Hierarchy Process – AHP, por possibilitar a classificação de todas as cargas passíveis de corte de forma robusta, pois este método reduz a influência de incertezas ou julgamentos por parte do Agente de Decisão. E também, a possibilidade de verificação de inconsistência evita distorções da realidade.

Esta classificação ou *Ranking* de cargas possibilita uma rápida adequação na ocorrências de violações das restrições da Função Objetivo, ou seja, caso uma carga não esteja habilitada a ter o serviço reestabelecido, seja pela falta de capacidade das unidades de GD assumir a potência demandada pela carga ou pela eventual violação do nível de tensão ou do carregamento, a aproxima carga

classificada e habilitada será reconectada à microrrede ilhada e assim sucessivamente.

O método AHP foi aplicado no presente estudo para classificação das cargas passíveis de corte de um sistema IEEE 30 Barras adaptado aos padrões nacional, em cinco cenários distintos, sendo: na formação de uma microrrede ilhada, na reclassificação e reconexão das cargas após uma e duas horas de ilhamento, tanto para dia crítico como para um dia típico. Para definição das cargas a serem rejeitadas na formação de uma microrrede ilhada, considerou-se como critérios os indicadores de continuidade DIC_A , DIC_T , DIC_M , FIC_A , FIC_T , FIC_M além das prioridades das cargas. Já para a reclassificação das cargas durante o período de operação ilhada em dia típico, além dos critérios utilizados para a formação da ilha, utilizou-se o critério de duração da interrupção DMIC e para os dias críticos, considerou-se além dos critérios já mencionados, o critério DICRI.

Comparando-se a classificação das cargas para a formação da ilha com as classificações durante a operação ilhada em dia típico e em dia crítico, para um mesmo horário, obtém-se três classificações distintas. Deste modo, conclui-se que para um mesmo cenário, quando inseridos novos critérios, ocorrerá alterações dos resultados.

Outro elemento que influencia diretamente nos resultados, são os valores atribuídos nas comparações paritárias, baseados na escala de prioridades no método AHP, onde os participantes ou Agentes de decisão atribuem valores junto à matriz de comparações. No estudo de caso apresentado, utilizou-se a relação exata entre os valores atribuídos na matriz de comparações paritárias dos critérios, a fim de evitar distorções da realidade e de se obter matrizes consistentes.

Nas análises dos cálculos dos fluxos de carga, observou-se que em alguns períodos em que a capacidade de geração é superior à demanda das cargas, porém com uma diferença entre potência gerada e a potência demandada inferior as perdas técnicas do sistema, ocorreu a necessidade de execução do corte de cargas.

Já nas simulações onde utilizou-se dados de potência gerada e potência demandada, oriundas de sistemas reais, pode-se verificar a eficácia do método de reposição do serviço em microrredes inteligentes ilhadas com adequação da demanda por corte de cargas. Pode-se verificar também as reduções dos valores, obtidos por meio da metodologia desenvolvida, referentes aos indicadores de continuidade que acarretam em penalidades às distribuidoras.

Entretanto a legislação nacional não contempla a operação composta de sistemas de distribuição de energia elétrica, ou seja, não permite-se que uma fração de uma rede de distribuição opere tanto conectada à rede principal como, na ocorrência da interrupção do serviço principal, opere de forma ilhada.

A regulamentação da operação ilhada é importante tanto para os consumidores que injetam energia elétrica no sistema, como para as distribuidoras. Esta regulamentação fará com que os consumidores continuem vendendo a energia no momento da interrupção do serviço principal, e para as distribuidoras, que reduzam as penalidades por violação dos indicadores de continuidade, mantendo o serviço dentro dos padrões de qualidade do produto.

Deste modo, observando-se os objetivos enunciados na presente dissertação, como identificar os critérios referentes aos indicadores de continuidade passíveis de penalidades por violações, identificar a Função Objetivo e Utilizar o Método multicritério AHP para definir as cargas a serem rejeitadas ou reconectadas à microrrede ilhada, entende-se que estes foram alcançados com êxito, por meio de base teórica e comprovação mediante simulações.

Trabalhos futuros

Como perspectivas futuras da presente dissertação, pode-se:

- Considerar critérios para classificação de cargas passíveis de corte que possam reduzir custos para a distribuidora, como as perdas elétricas e energia não suprida;
- Considerar a aplicação de reconfiguração da microrrede de distribuição pré-corte de cargas, tanto para a formação da ilha, bem como durante o ilhamento;
- Aplicar métodos para previsão de potência demandada pelas cargas;
- Considerar a regulação de tensão para otimização do corte de cargas e para reconfiguração da microrrede; e
- Analisar a estabilidade da microrrede com sistemas de armazenamento de energia, a fim de manter o ilhamento durante as variações de geração e de cargas.

Publicação

JACONDINO A. L. Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Pré-corte de Carga para aplicações em Microrredes. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2016.

REFERÊNCIAS

ACKERMANN T.; KNYAZKIN V. **Interaction Between Distributed Generation and the Distribution Network: Operation Aspects**. Transmission and Distribution Conference and Exhibition IEEE/PES, 2002.

ASSIS T. M. L.; TARANTO G. N. **Automatic Reconnection From Intentional Islanding Based on Remote Sensing of Voltage and Frequency Signals**, IEEE Transactions on Smart grid, 2012.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – **PRODIST - Módulo 8**. ANEEL, 2015a. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_6_Retificadora%C3%A7%C3%A3o_1.pdf>. Acesso em: Maio 2016.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – **PRODIST - Módulo 1**. ANEEL, 2015c. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1_Revisao_9/1b78da82-6503-4965-abc1-a2266eb5f4d7>. Acesso em: Dez. 2015.

_____. **Resolução Normativa nº 482**, de 17 de abril de 2012a. ANEEL, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: Out. 2015.

_____. **Resolução Normativa nº 687**, de 24 de novembro de 2015b. ANEEL, 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: Out. 2015.

_____. **Resolução Normativa nº 517**, de 11 de dezembro de 2012b. ANEEL, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>>. Acesso em: Out. 2015.

_____. **Resolução Normativa nº 177**, de 28 de novembro de 2005. ANEEL, 2005. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>>. Acesso em: Out. 2015.

_____. **Resolução Normativa nº 395**, de 15 de dezembro de 2009. ANEEL, 2009. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2009395.pdf>>. Acesso em: Out. 2015.

_____. **Nota Técnica 0022/2011 SRD/ANEEL**, de 14 de junho de 2011. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/NT%20022_2010_SRD_ANEEL.pdf>. Acesso em: Out 2015.

ANSARI B.; MOHAGHEGHI S. **Electric Service Restoration using Microgrids**. IEEE/PES General Meeting - Conference & Exposition, 2014.

BANA e COSTA C. A. **Introdução geral às abordagens multicritério de apoio à tomada de decisão. Investigação Operacional**, v. 66, p.117-139, jun. 1988.

BANA e COSTA C. A.; VANSNICK J. **A critical analysis of the eigenvalue method used to derive priorities in AHP**. European Journal of operational Research, v. 187, nº 3, 2008.

BERNARDON D. P.; et al. **Sistemas de Distribuição no Contexto das Redes Elétricas Inteligentes uma abordagem para reconfiguração de redes**. Ed. Pallotti, 1ª ed., 2015.

BRASIL. Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

BRASIL. **Lei 9.074**, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

BRASIL. **Lei nº 9.427**, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.

BILLINTON, R.; SATISH, J. **Effect of rotational load shedding on overall power system adequacy indices**. IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, 2002.

CAVALCANTI C. **Redes Elétricas Inteligentes: Contexto Nacional. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos**, 2012. Disponível em <http://www.smartgrid.com.br/eventos/smartgrid2013/apresentacao/ceres_cavalcanti.pdf>. Acesso em: Jan. 2016.

CHAN A. H.S; KWOK W. Y; DUFFY V. G. **Using AHP for determining priority in safety management & Data Systems**, Volume 104, 2004.

CHOWDHURY P.; CROSSLEY P. **Microgrids and Active Distribution Networks**. Ed. IET, 1ª ed., 2009.

COELHO J.; PARADA G. M. O. **Propuesta de reglamentación de la calidad de servicio en sistema de distribución**. Congreso Latino Americano de Generación y Transporte de Energia Electrica. Vinã del Leste, 2000.

COSTA, H. G. **Auxílio multicritério à decisão: método AHP**. Rio de Janeiro: Abepro, 2006.

DECISION SUPPORT SYSTEMS GLOSSARY (DSS), 2006. Disponível em: <<https://www.dssresources.com>>. Acesso em: Jan. 2015.

DIAS M.V.X; BOROTNI E. C.; HADDAD J. **Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras**. Revista Brasileira de Energia v.11, nº2, 2005.

FALCÃO D. M. **Smart Grids e Microrredes: O Futuro já é Presente**. VIII Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, 2009.

FERREIRA P. M.; et al. **Ilhamento Voluntário de PCH para Melhorar os Indicadores de Qualidade DEC e FEC do Sistema Elétrico de sua Região de Influência**. Simpósio CIERTEC, 2013.

GARTNER, I. R. **Avaliação ambiental de projetos em bancos de desenvolvimento nacionais e multilaterais: evidências e propostas**. Brasília: Editora Universa, 2001.

GOMES, L. F. A. M. **Teoria da Decisão. Coleção debate em admiração**. São Paulo: Thomson Learning, 2007.

GOMEZ J. C.; MORCOS M. M. **Distributed Generation: Exploitation of Islanding Operation Advantages**, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008.

GRANDZOL, J. R. **Improving the Faculty Selection Process in Higher Education: A Case for the Analytic Hierarchy Process**. IR Applications. Volume 6, 2005. Disponível em: <<http://files.eric.ed.gov/fulltext/ED504373.pdf>>. Acesso em: Jan. 2015.

HARZIARGYRIOU N. A.; et al. **Microgrids Central Controller Strategies and Algorithms**, MicroGrids Project, 2004. Disponível em: <http://www.microgrids.eu/micro2000/deliverables/Deliverable_DC1_part1.pdf>. Acesso em: Dez. 2015.

HATZIARGYRIOU N. **MICROGRIDS – Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids - EU Contract nº. ENK5-CT-2002-00610**. Technical Annex, 2002.

IEC 61727:2004, **Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface**, 2004.

IEC 62116:2008, **Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters**, 2008.

JACONDINO A. L. **Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Pré-corte de Carga para aplicações em Microrredes**. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2016.

KIM D.; PARK J.; JEON D.; KIM S., WON Y. **Microgrid's Strategic Planing in Kepco**. 23rd International Conference on Electricity Distribution. France, 2015.

KLEINBERG M. R.; MIU K.; CHIANG H. **Improving servisse restoration of power distribution systems through load curtailment of in-service customers**. IEEE Transaction Power Systems, 2011.

KRISHNAN G.; GAONKAR D. N. **Intentional Islanding Operations of Distributed Generation Systems with a Load Shedding Algorithm**, IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, 2012.

LAGHARI J. A; et al. **An intelligent under frequency load shedding scheme for islanded distribution network**. Power Engineering and Optimization Conference (PEDCO) IEEE International, Melaka, Malaysia, 2012.

Moreira C.L.; RESENDE F.O.; PEÇAS LOPES A. **Using Low Voltage MicroGrids for Service Restoration**, IEEE – Transaction on Power Systems, 2007.

OLIVEIRA, A. D. **Parâmetros de avaliação da importância estratégica das subestações da COPEL**. (Monografia de Curso de Especialização). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UFSC, Florianópolis, 2004.

PEÇAS LOPES J. A.; MOREIRA C. L.; MADUREIRA A. G. **Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation**, IEEE Transactions on Power Systems, 2006.

RAD B. F.; ABEDI M. **An Optmal Load-Shedding Scheme during contingency situations using meta-heuristics algorithms with application of AHP method, Optimization of Electrical and Electronic Equipment**. OPTIM 2008, 11th International Conference, IEEE Conference Publications, 2008.

RAO K.; et al. **A novel grading scheme for loads to optimize load shedding using genetic algorithm in a Smart Grid environment**. IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia), 2013.

ROCHE, H.; VEJO, C. **Analisis multicriterio en la toma de decisiones. Métodos Cuantitativos aplicados a la administración. Analisis multicritério – AHP**. 2004. Disponível em: < <http://www.ccee.edu.uy/ensenian/catmetad/material/MdA-Scoring-AHP.pdf>> Acesso em: Jan. 2015.

SAATY, T.L.; OZDEMIR, M. S. **Why the Magic Number Seven Plus or Minus Two**. **Mathematical and Computer Modelling**. v. 38, 2003.

SAATY, T.L. **The Analytic Hierarqchy Process**. Tradução e revisão de Wainer da Silveira e Silva, McGraw-Hill, Makron, São Paulo, SP, Brasil, 1991.

SANTOS A. Q.; et al. **Real-time closed loop system controlled by an Artificial Neural Network for estimation of the optimal load shedding**, Developments in Power System Protection (DPSP 2014), 12th IET International Conference on Copenhagen, 2014.

SANTOS I. P. **Integração de Painéis Solares Fotovoltaicos em Edificações Residenciais e sua Contribuição em um Alimentador de Energia de Zona Urbana Mista**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC, 2009.

SANTOS L. L. C. **Metodologia para Análise da Tarifa Branca e da Geração Distribuída de Pequeno Porte nos Consumidores Residenciais de Baixa Tensão**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria – RS, 2014.

STRAUSS P.; ENGLER A. **AC coupled PV hybrid systems and microgrids - state of the art and future trends**. 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan, 2003.

TANG J.; et al. **Adaptive Load Shedding Based on Combined Frequency and Voltage Stability Assessment Using Synchrophasor Measurements**. IEEE Transactions on Power Systems, 2013.

TSAO T. F.; CHANG, H. C. **Composite reliability evaluation model for different types of distribution systems**, 2003. IEEE Transactions on Power Systems.

TIAN Y.; et al. **A new strategy of distribution system service restoration using distributed generation**. International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, 2009.

WESTER C.; et al. **Developments in fast load shedding**, IEEE Pulp and Paper Industry Technical Conference, Conference Record of 2014, 2014.

YE Z.; et al. **Facility Microgrids - Subcontract Report NREL/SR-560-38019**, 2005. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/38019.pdf>>. Acesso em: Nov. 2015.

YE L.; Baohui.; Zhiqian B., **An adaptive load shedding method based on the underfrequency and undervoltage combined relay**. Control Conference IEEE, 2015.

YE L.; et al. **The optimization of undervoltage load shedding strategy**. Power System Technology (POWERCON) IEEE, 2014.

ZHAO B.; DONG X.; BORNEMANN J. **Service Restoration for a Renewable-Powered Microgrid in Unscheduled Island Mode**. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015.

ZOMER C. D. **Megawatt solar: Geração solar fotovoltaica integrada a uma edificação inserida em meio urbano e conectada à rede elétrica. Estudo de caso: edifício sede da Eletrosul, Florianópolis - Santa Catarina**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis- SC, 2010.

APÊNDICE A – Diagnóstico do sistema

Para que seja determinada a carga ou conjunto de cargas a serem rejeitadas, para adequar a demanda das cargas à potência gerada, é necessário que se conheçam algumas condições operacionais da microrrede, de forma a obter-se um diagnóstico do sistema. Este diagnóstico retrata a potência gerada pelas unidades de GD, a potência demandada pelas cargas, os valores medidos dos indicadores de desempenho das cargas e as prioridades individuais das cargas. Neste contexto, as Tabelas 42, 43 e 44 apresentam as potências em MW das demandadas de cada uma das cargas conectadas ao sistema.

Tabela 42 – Potência demandada pelas cargas conectadas junto as Barras 1 à 10 de um perfil diário típico

Horário	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6	Barra 7	Barra 8	Barra 9	Barra 10
00:00	0	16,56	1,22	12,06	84,67	0,00	25,00	23,42	0,00	1,05
01:00	0	16,27	1,12	8,91	82,56	0,00	15,44	22,22	0,00	0,98
02:00	0	9,71	1,03	7,34	87,85	0,00	9,56	19,32	0,00	1,09
03:00	0	7,14	1,00	5,77	91,02	0,00	10,30	18,12	0,00	1,04
04:00	0	6,85	1,04	5,24	78,32	0,00	10,30	17,67	0,00	1,04
05:00	0	6,57	1,13	4,72	86,79	0,00	8,82	17,20	0,00	1,10
06:00	0	6,57	1,50	5,24	81,50	0,00	8,09	19,93	0,00	0,98
07:00	0	9,71	1,84	6,29	103,72	0,00	8,82	24,31	0,00	0,94
08:00	0	14,28	2,21	6,29	99,49	0,00	12,87	26,79	0,00	1,98
09:00	0	18,27	2,31	10,48	87,85	0,00	16,91	27,02	0,00	2,21
10:00	0	18,27	2,37	7,86	93,14	0,00	17,65	31,34	0,00	7,27
11:00	0	20,56	2,23	6,81	96,31	0,00	17,65	32,89	0,00	7,70
12:00	0	19,99	1,77	7,34	85,73	0,00	18,39	34,29	0,00	5,68
13:00	0	21,70	2,40	7,60	94,20	0,00	22,80	29,99	0,00	5,80
14:00	0	19,41	2,63	7,34	83,61	0,00	21,33	33,08	0,00	5,84
15:00	0	18,84	2,62	6,81	98,43	0,00	19,86	33,02	0,00	5,70
16:00	0	18,56	2,42	6,55	101,61	0,00	21,33	33,17	0,00	5,50
17:00	0	15,42	2,16	6,81	78,32	0,00	20,96	34,43	0,00	5,38
18:00	0	16,56	1,84	8,65	84,67	0,00	22,43	36,98	0,00	3,74
19:00	0	16,56	1,54	16,77	97,37	0,00	25,74	48,98	0,00	1,07
20:00	0	16,56	1,30	21,49	81,50	0,00	29,42	45,06	0,00	1,09
21:00	0	17,70	1,62	19,40	84,67	0,00	29,78	40,18	0,00	1,11
22:00	0	18,27	1,39	16,77	95,26	0,00	30,52	41,08	0,00	1,04
23:00	0	16,56	1,63	14,68	91,02	0,00	31,62	34,53	0,00	1,00

Tabela 43 – Potência demandada pelas cargas conectadas junto as Barras 11 à 20 de um perfil diário típico

Horário	Barra 11	Barra 12	Barra 13	Barra 14	Barra 15	Barra 16	Barra 17	Barra 18	Barra 19	Barra 20
00:00	0,00	5,22	0,00	7,35	10,72	3,68	4,19	0,58	10,42	1,72
01:00	0,00	4,40	0,00	4,70	6,52	2,10	3,53	0,54	6,43	1,63
02:00	0,00	4,21	0,00	2,94	4,72	2,28	3,38	0,60	3,98	1,42
03:00	0,00	4,03	0,00	2,28	5,04	1,93	3,24	0,58	4,29	1,33
04:00	0,00	3,86	0,00	1,96	4,62	1,66	3,10	0,58	4,29	1,29
05:00	0,00	3,68	0,00	1,89	4,42	1,58	2,96	0,61	3,68	1,26
06:00	0,00	4,21	0,00	1,89	4,20	1,84	3,38	0,54	3,37	1,46
07:00	0,00	4,40	0,00	2,78	4,62	3,76	3,53	0,52	3,68	1,78
08:00	0,00	6,60	0,00	4,24	4,72	2,98	5,30	1,10	5,36	1,96
09:00	0,00	13,21	0,00	5,22	10,08	3,15	10,62	1,22	7,05	1,98
10:00	0,00	15,78	0,00	5,22	7,98	3,15	12,68	4,01	7,35	2,30
11:00	0,00	16,34	0,00	5,87	9,04	2,45	13,13	4,25	7,35	2,41
12:00	0,00	13,58	0,00	5,72	8,82	2,98	10,91	3,13	7,66	2,51
13:00	0,00	11,20	0,00	6,20	8,20	3,50	9,00	3,20	9,50	2,20
14:00	0,00	14,30	0,00	5,55	7,04	3,15	11,49	3,22	8,89	2,42
15:00	0,00	16,15	0,00	5,39	7,14	2,80	12,98	3,15	8,27	2,42
16:00	0,00	15,97	0,00	5,22	7,04	2,80	12,83	3,03	8,89	2,43
17:00	0,00	15,41	0,00	4,41	11,98	3,50	12,38	2,97	8,73	2,52
18:00	0,00	17,06	0,00	6,04	7,66	3,68	13,70	2,06	9,35	2,71
19:00	0,00	15,04	0,00	8,16	10,50	5,86	12,09	0,59	10,72	3,59
20:00	0,00	14,67	0,00	9,79	11,76	7,18	11,79	0,60	12,26	3,30
21:00	0,00	13,58	0,00	10,77	12,18	6,48	10,91	0,61	12,41	2,94
22:00	0,00	8,82	0,00	8,00	14,92	5,95	7,08	0,58	12,72	3,01
23:00	0,00	6,60	0,00	8,48	13,66	4,81	5,30	0,55	13,18	2,53

Tabela 44 – Potência demandada pelas cargas conectadas junto as Barras 21 à 30 de um perfil diário típico

Horário	Barra 21	Barra 22	Barra 23	Barra 24	Barra 25	Barra 26	Barra 27	Barra 28	Barra 29	Barra 30
00:00	8,94	0,00	3,79	9,14	0,00	4,57	0,00	0,00	3,81	1,92
01:00	8,19	0,00	2,43	5,22	0,00	2,78	0,00	0,00	2,82	1,80
02:00	7,51	0,00	1,52	5,66	0,00	2,01	0,00	0,00	2,32	1,99
03:00	7,32	0,00	1,18	4,79	0,00	2,15	0,00	0,00	1,82	1,91
04:00	7,58	0,00	1,01	4,13	0,00	1,97	0,00	0,00	1,66	1,91
05:00	8,28	0,00	0,98	3,92	0,00	1,89	0,00	0,00	1,49	2,02
06:00	10,92	0,00	0,98	4,57	0,00	1,79	0,00	0,00	1,66	1,80
07:00	13,44	0,00	1,44	9,35	0,00	1,97	0,00	0,00	1,99	1,72
08:00	16,17	0,00	2,19	7,40	0,00	2,01	0,00	0,00	1,99	3,63
09:00	16,87	0,00	2,70	7,83	0,00	4,30	0,00	0,00	3,31	4,03
10:00	17,29	0,00	2,70	7,83	0,00	3,41	0,00	0,00	2,48	13,29
11:00	16,25	0,00	3,03	6,09	0,00	3,86	0,00	0,00	2,15	14,07
12:00	12,90	0,00	2,95	7,40	0,00	3,76	0,00	0,00	2,32	10,38
13:00	17,49	0,00	3,20	8,70	0,00	3,50	0,00	0,00	2,40	10,60
14:00	19,23	0,00	2,86	7,83	0,00	3,00	0,00	0,00	2,32	10,68
15:00	19,15	0,00	2,78	6,96	0,00	3,05	0,00	0,00	2,15	10,43
16:00	17,69	0,00	2,70	6,96	0,00	3,00	0,00	0,00	2,07	10,05
17:00	15,75	0,00	2,28	8,70	0,00	5,11	0,00	0,00	2,15	9,83
18:00	13,40	0,00	3,12	9,14	0,00	3,27	0,00	0,00	2,73	6,83
19:00	11,22	0,00	4,21	14,57	0,00	4,48	0,00	0,00	5,30	1,95
20:00	9,46	0,00	5,06	17,84	0,00	5,02	0,00	0,00	6,79	2,00
21:00	11,82	0,00	5,56	16,10	0,00	5,20	0,00	0,00	6,13	2,03
22:00	10,17	0,00	4,13	14,79	0,00	6,37	0,00	0,00	5,30	1,91
23:00	11,87	0,00	4,38	11,96	0,00	5,83	0,00	0,00	4,64	1,83

Fonte: Adaptado de Santos (2014).

Já a Tabela 45 traz a capacidade máxima de geração ao longo de um dia, sendo as gerações eólica e fotovoltaica discretizadas em períodos de uma hora.

Tabela 45 – Capacidade máxima de geração das unidades de GD fotovoltaica e eólica

Horário	Geração fotovoltaica em dia típico (MW)	Geração fotovoltaica em dia crítico (MW)	Geração Eólica (MW)	Total (MW)
00:00	0,00	0,00	66,91	66,91
01:00	0,00	0,00	228,20	228,20
02:00	0,00	0,00	254,17	254,17
03:00	0,00	0,00	209,22	209,22
04:00	0,00	0,00	223,36	223,36
05:00	0,00	0,00	196,46	196,46
06:00	0,00	0,00	144,53	144,53
07:00	0,43	0,40	277,16	277,59
08:00	7,40	0,97	289,92	297,32
09:00	16,39	10,93	250,90	267,30
10:00	24,59	9,62	252,66	277,26
11:00	31,87	6,24	211,50	243,37
12:00	36,98	5,95	131,73	168,72
13:00	40,00	14,15	260,90	300,90
14:00	40,57	5,91	218,46	259,03
15:00	38,69	5,74	145,01	183,70
16:00	34,93	2,24	218,46	253,39
17:00	28,33	2,29	132,95	161,28
18:00	20,83	0,00	125,42	146,25
19:00	12,15	0,00	106,86	119,01
20:00	4,17	0,00	73,13	77,30
21:00	0,00	0,00	93,39	93,39
22:00	0,00	0,00	151,96	151,96
23:00	0,00	0,00	173,83	173,83

Fonte: Adaptado de Bernardon (2015) e Santos (2009).

E por fim, o diagnóstico do sistema é composto também pelos indicadores de continuidade e prioridade individual das cargas, conforme Tabela 46.

Tabela 46 – Indicadores de continuidade e prioridade das cargas

Carga/Barra	DIC_A	DIC_T	DIC_M	FIC_A	FIC_T	FIC_M	Prioridade
1	-	-	-	-	-	-	-
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7
3	0,50	0,20	0,10	4,00	1,00	1,00	4
4	4,35	1,10	0,80	3,00	2,00	1,00	7
5	0,20	0,10	0,10	2,00	1,00	1,00	1
6	-	-	-	-	-	-	-
7	2,35	1,15	0,90	3,00	1,00	1,00	7
8	0,90	0,30	0,00	2,00	1,00	0,00	4
9	-	-	-	-	-	-	-
10	1,20	0,40	0,40	3,00	1,00	1,00	5
11	-	-	-	-	-	-	-
12	1,20	0,40	0,40	3,00	1,00	1,00	6
13	-	-	-	-	-	-	-
14	3,55	1,05	0,73	2,00	2,00	1,00	7
15	2,90	0,85	0,85	3,00	1,00	1,00	7
16	4,23	1,07	0,50	2,00	2,00	1,00	7
17	3,00	1,50	0,50	4,00	2,00	1,00	6
18	1,33	0,95	0,00	3,00	2,00	0,00	5
19	3,33	1,45	0,00	3,00	1,00	0,00	7
20	3,25	0,75	0,75	3,00	1,00	1,00	4
21	1,50	1,50	0,00	1,00	1,00	0,00	4
22	-	-	-	-	-	-	-
23	4,15	2,95	1,35	4,00	2,00	1,00	7
24	3,33	2,00	0,00	3,00	1,00	0,00	7
25	-	-	-	-	-	-	-
26	1,15	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	7
27	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	-	-
29	4,33	2,50	1,25	4,00	2,00	1,00	7
30	2,83	1,45	0,00	2,00	2,00	0,00	5