



SENAI CIMATEC

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM MODELAGEM
COMPUTACIONAL E TECNOLOGIA INDUSTRIAL
Mestrado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial

Dissertação de mestrado

Aplicação de Redes Complexas no Estudo de Redes Elétricas

Apresentada por: Carlos Helano Aquino do Nascimento

Orientador: Dr. Gilney Figueira Zebende

Co-orientador: Dr. Hernane Borges de Barros Pereira

Agosto/2012

Carlos Helano Aquino do Nascimento

Aplicação de Redes Complexas no Estudo de Redes Elétricas

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial, Curso de Mestrado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial do SENAI CIMATEC, como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestre em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial**.

Área de conhecimento: Interdisciplinar

Orientador: Dr. Gilney Figueira Zebende

Co-orientador: Dr. Hernane Borges de Barros Pereira

SENAI CIMATEC

Salvador
SENAI CIMATEC
2012

Nota sobre o estilo do PPGMCTI

Esta dissertação de mestrado foi elaborada considerando as normas de estilo (i.e. estéticas e estruturais) propostas aprovadas pelo colegiado do Programa de Pós-graduação em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial e estão disponíveis em formato eletrônico (*download* na Página Web http://ead.fieb.org.br/portal_faculdades/dissertacoes-e-teses-mcti.html ou solicitação via e-mail à secretaria do programa) e em formato impresso somente para consulta.

Ressalta-se que o formato proposto considera diversos itens das normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), entretanto opta-se, em alguns aspectos, seguir um estilo próprio elaborado e amadurecido pelos professores do programa de pós-graduação supracitado.

SENAI CIMATEC

Programa de Pós-graduação em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial

Mestrado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial

A Banca Examinadora, constituída pelos professores abaixo listados, leram e recomendam a aprovação da Dissertação de mestrado, intitulada “Aplicação de Redes Complexas no Estudo de Redes Elétricas”, apresentada no dia 09 de agosto de 2012, como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestre em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial**.

Orientador:

Prof. Dr. Gilney Figueira Zebende
SENAI CIMATEC

Co-Orientador:

Prof. Dr. Hernane Borges de Barros Pereira
SENAI CIMATEC

Membro interno da Banca:

Prof. Dr. Marcelo Albano Moret Simões Gonçalves
SENAI CIMATEC

Membro externo da Banca:

Prof. Dr. Inácio de Sousa Fadigas
Universidade Estadual de Feira de Santana

Dedico este trabalho aos meus pais e familiares.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus por ter me capacitado a enfrentar mais este desafio na minha vida. Gostaria de agradecer principalmente a meus familiares e todos os amigos que de alguma forma me ajudam para conclusão deste trabalho. Sou muito grato a todos que acreditaram e torceram pelo meu sucesso, com boas conversas amigas e palavras de incentivo. Aos meus orientadores, que tenho um imenso respeito, só tenho a agradecer por contribuírem para o meu crescimento pessoal e profissional. Peço desculpas por não citar nomes, pois seria injusto, uma vez que todos têm igual e fundamental importância em minha vida.

Salvador, Brasil
09 de Agosto/2012

Carlos Helano Aquino do Nascimento

Resumo

Estudos voltados para a linha de pesquisa de Redes Complexas mostram-se bastante eficientes na aplicação e análise de redes reais. Estes estudos têm adquirido um papel de destaque nos últimos anos em diversas áreas do conhecimento, e suas bases são fundamentadas na Teoria dos Sistemas Complexos, na qual os temas estão relacionados principalmente a fenômenos existentes na natureza ou em sociedade. Este trabalho tem por objetivo analisar a robustez da rede de distribuição elétrica do estado da Bahia, aplicando fundamentos de Redes Complexas. Utilizando-se de uma rede real de distribuição elétrica e a classificando segundo as topologias clássicas conhecidas (Redes Aleatórias, Redes *Small World*, Redes Livre de Escala), identificamos pontos de vulnerabilidade através de uma análise de resiliência da rede. As simulações elaboradas no estudo demonstram uma alta dependência de certos pontos da rede, possivelmente *hubs*, quando submetida a falhas aleatórias ou ataques coordenados. Podemos observar com os resultados deste trabalho, que os *hubs* identificados, estão relacionados em sua maioria as fontes geradoras de energia. Acredita-se, portanto, que este trabalho possa contribuir de forma bastante significativa nas atividades desempenhadas pelas concessionárias de energia elétrica e na prestação do serviço público.

Palavras-chave: Sistemas Complexos, Redes Complexas, Redes Elétricas.

Abstract

Studies focused on the research line of complex networks appear to be quite efficient in the application and analysis of real networks. These studies have acquired a prominent role in recent years in various areas of knowledge and its foundations are based on the Theory of Complex Systems, in which the issues are mainly related to phenomena in nature or society. This paper aims to examine the robustness of the power distribution grid in the state of Bahia, applying fundamentals of Complex Networks. Using a real network of electrical distribution and sorting according to the known classical topologies (Random Networks, Small World Networks, Scale Free Networks), identify points of vulnerability through an analysis of network resilience. The simulations developed in this study demonstrate a high dependence on certain points of the network, possibly hubs, when subjected to random failures or coordinated attacks. We can observe the results of this work, the hubs identified are related mostly the sources of energy. It is believed therefore that this work can contribute very significantly in the activities performed by electric utilities and public service delivery.

Keywords: Complex Systems, Complex Networks, Power Grid.

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Definição do problema	2
1.2	Objetivo	2
1.3	Importância da pesquisa	2
1.4	Aspectos metodológicos	2
1.5	Organização da Dissertação de mestrado	6
2	Sistemas Complexos e Redes Complexas	7
2.1	Sistemas Complexos	7
2.2	Redes Complexas	8
2.2.1	Introdução histórica	9
2.2.2	Grafos	10
2.2.3	Redes Aleatórias	13
2.2.4	Redes <i>Small World</i>	14
2.2.5	Redes Livre de Escala	17
2.2.6	Índices para análise de Redes Sociais	20
3	Rede Elétrica da Bahia	23
3.1	Redes Elétricas	27
3.2	Rede elétrica da Bahia	31
3.3	Qualidade do Serviço	33
3.4	Localização de falhas na rede	36
4	Classificação Topológica e Simulações	40
4.1	Simulações	43
5	Considerações finais	54
5.1	Conclusões	54
5.2	Contribuições	55
5.3	Atividades Futuras de Pesquisa	55
	Referências	56

Lista de Tabelas

2.1	Exemplos de Redes Complexas.	9
3.1	Extensão das Linhas de Transmissão	28
3.2	Expansão Anual da Rede Básica de Transmissão (km)	28
3.3	Expansão Anual dos Dados Físicos da Rede COELBA	32
4.1	Parâmetros da Rede.	41
4.2	Resumo dos parâmetros das redes europeias.	43

Lista de Figuras

1.1	Fluxograma do processo de criação das redes para simulação.	4
1.2	Fluxograma do processo de cálculo dos resultados.	5
2.1	Rede elétrica do estado de New York.	8
2.2	Possivelmente o primeiro grafo da história criado a partir de um modelo simplificado das pontes de Königsberg.	10
2.3	Representação de um grafo.	11
2.4	Mapa simplificado do sistema aéreo dos Estados Unidos.	11
2.5	Matriz de Adjacência de um grafo não dirigido.	12
2.6	Grafos Regulares.	13
2.7	Exemplos de Grafos Completos.	13
2.8	Exemplo de uma Rede Aleatória de Erdos e Rényi.	14
2.9	Distribuição de frequência com o número de pessoas intermediárias entre a origem e o destino das cartas.	15
2.10	Representação da sociedade na visão de Mark Granovetter.	16
2.11	Modelo para o procedimento de religação aleatória proposto por Watts e Strogatz.	17
2.12	Exemplo de uma Rede Livre de Escala de Barabási e Albert.	18
2.13	O sistema rodoviário dos EUA em comparação ao sistema aéreo.	19
2.14	Modelo de crescimento da rede proposto por Barabási e Albert.	20
3.1	Projeção do consumo mundial de energia.	23
3.2	Estrutura Organizacional do Setor Elétrico Brasileiro.	24
3.3	Gráfico do consumo final energético brasileiro por fonte.	25
3.4	Gráfico da oferta interna de energia elétrica por fonte.	25
3.5	Mapa com representação simplificada da integração entre os sistemas de produção e transmissão.	26
3.6	Estrutura tradicional de uma rede de energia elétrica.	27
3.7	Estrutura tradicional de uma rede de energia elétrica por nível de tensão.	29
3.8	Diagrama unifilar simplificado de um Sistema elétrico de potência.	29
3.9	Diagrama trifilar de uma linha de transmissão interligando subestações com proteção sobrecorrente direcional.	30
3.10	Diagramas Multifilar.	30
3.11	Evolução do consumo de energia elétrica na Bahia.	31
3.12	Mapa da distribuição regional das concessionárias de energia.	32
3.13	Evolução do indicador de qualidade DEC.	34
3.14	Evolução do indicador de qualidade FEC.	34
3.15	Evolução do indicador de qualidade DEC por região.	35
3.16	Evolução do indicador de qualidade FEC por região.	35
3.17	Representação da integração entre os sistemas.	36
3.18	Representação de um alimentador em uma subestação.	37
3.19	Representação de uma falha ocorrida na rede no trecho Z_{41}	38
3.20	Localização da falha no trecho Z_{41} com o auxílio de sensores na rede.	38
3.21	Localização de uma falha através do SISLOG.	39

4.1	Representação da rede de postes do estado da Bahia (Cenário 01).	40
4.2	Distribuição de graus (Cenário 01).	41
4.3	Representação da rede de subestações do estado da Bahia (Cenário 02). . .	42
4.4	Distribuição de graus (Cenário 02).	42
4.5	Gráfico das simulações das falhas e dos ataques.	44
4.6	Visualização dos efeitos causados pelas falhas e pelos ataques.	45
4.7	Diagrama evolutivo da perda de conectividade em função das falhas suces- sivas em subestações geradoras.	46
4.8	Perda de Conectividade em função de sucessivas falhas em subestações geradoras.	47
4.9	Gráfico das simulações das falhas e dos ataques.	48
4.10	Gráfico comparativo entre as simulações.	48
4.11	Análise das subestações geradoras.	49
4.12	Gráfico das simulações das falhas aleatórias e dos ataques coordenados. . .	50
4.13	Gráficos da perda de conectividade e da fragmentação da rede em função de falhas sucessivas nas subestações geradoras.	51
4.14	Gráficos de correlação entre a Perda de Conectividade e a Fragmentação das redes.	52
4.15	Gráfico de Densidade das redes.	53
4.16	Gráficos de Caminho Mínimo Médio.	53

Lista de Siglas

ABRATE	Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica
AES SUL	AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
CAT-LEO	Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá
CEAL	Companhia Energética de Alagoas
CEAM	Companhia Energética do Amazonas
CEB	Companhia Energética de Brasília
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica - Rio Grande do Sul
CELB	Companhia Energética da Borborema
CELESC	Centrais Elétricas Santa Catarina
CELG	Companhia Energética de Goiás
CELPA	Centrais Elétricas do Pará
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CELTINS	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão
CEMAT	Centrais Elétricas Mato-grossenses
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CENF	Companhia de Eletricidade Nova Friburgo
CEPISA	Companhia Energética do Piauí
CER	Companhia Energética de Roraima
CERJ	Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia
CFLO	Companhia Força e Luz do Oeste
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CHESP	Companhia Hidrelétrica São Patrício
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COCEL	Companhia Campo-larguense de Energia
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COELCE	Companhia Energética do Ceará
COPEL	Companhia Paranaense de Eletricidade
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
ELEKTRO	Elektro Eletricidade e Serviços
ELETROACRE	Companhia de Eletricidade do Acre
ELETRONORTE ..	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A
ELETROSUL	Eletrosul Centrais Elétricas S.A.
ENERGIPE	Empresa Energética de Sergipe
ENERSUL	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas

FORCEL	Força e Luz Coronel Vivida
FURNAS	Furnas Centrais Elétricas S/A
LIGHT	Light Serviços de Eletricidade
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PPGMCTI	Programa de Pós-graduação em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial
RGE	Rio Grande Energia
SAELPA	S/A de Eletrificação da Paraíba
SIN	Sistema Interligado Nacional
SISLOG	Sistema de Localização de faltas Georeferenciado
SQL	Structured Query Language
SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade
WWW	World Wide Web

Introdução

O tema deste trabalho destina-se à aplicação e análise dos fundamentos de Redes Complexas no estudo de redes de distribuição elétrica. As redes complexas têm suas bases fundamentadas na área de Sistemas Complexos. Uma das suas principais características é a composição de diversas partes heterogêneas interconectadas, que quando analisadas em conjunto fazem emergir propriedades pouco evidentes em uma análise individual. O cérebro é uma rede de células nervosas conectadas por axônios e as células são redes de moléculas ligadas por reações bioquímicas. Da mesma forma, as sociedades também são redes de pessoas ligadas por amizade, parentesco e laços profissionais. Em uma escala maior, teias alimentares e os ecossistemas podem ser representados como rede de espécies ([BARABÁSI; BONABEAU, 2003](#)). As redes elétricas são classificadas como redes de tecnologia, assim como a internet, os sistemas de transporte e os sistemas de comunicação. Podemos dizer que esta categoria de rede constitui o alicerce de toda uma sociedade, que por sua vez é gerida por diferentes atores com diferentes objetivos e motivações.

A necessidade de comunicação do ser humano e o avanço tecnológico das últimas décadas vêm tornando o mundo cada vez mais globalizado. Comunidades distantes dos centros urbanos também são beneficiadas por esta evolução tecnológica. Entretanto, a energia elétrica, que é o recurso mais básico capaz de mover as engrenagens desta evolução, ainda é inexistente em muitas regiões. Ano após ano, diversos projetos são desenvolvidos para prover o acesso ao serviço público de energia elétrica às mais distantes comunidades, trazendo prosperidade e qualidade de vida. A evolução destas redes no decorrer do último século as tornaram extremamente grandes e aparentemente robustas, mas são extremamente frágeis com a ocorrência de eventos inesperados ([SOLÉ et al., 2008](#)). Em 10 de agosto de 1996, uma falha em duas linhas de energia em Oregon conduziu, através de uma série de falhas em cascata, a apagões em 11 estados dos EUA e duas províncias canadenses, deixando cerca de 7 milhões de clientes sem energia por até 16 horas. O crescimento das redes elétricas chega a seu limite com o aumento da demanda e influenciada pelo crescimento econômico e demográfico. Com isso as questões ambientais impõem os seus limites e as consequências podem ser comprovadas com o enorme prejuízo que os apagões e as falhas na rede podem causar.

1.1 Definição do problema

O desenvolvimento deste trabalho nos remete a uma reflexão importante. Como promover o crescimento, desenvolvimento e evolução tecnológica de forma sustentável, garantindo a integridade estrutural de uma imensa rede de transmissão elétrica? Estudos anteriores demonstram que neste tipo de rede as pequenas falhas podem se transformar em comportamentos dinâmicos, levando a apagões súbitos e massivos. As explicações dadas pelos conselhos de eletricidade local, nacional e internacional vão desde aspectos relacionados ao baixo investimento em manutenção, à geração de demanda inadequada, e até mesmo à má sorte (ROSAS-CASALS; VALVERDE; SOLÉ, 2007). Além disso, o tempo gasto para restabelecer o fornecimento de energia é proporcional a complexidade da rede (SANTANA, 2007).

1.2 Objetivo

Este trabalho tem como objetivo estudar a robustez da rede de distribuição elétrica do estado da Bahia, a partir de simulações em modelos de redes com topologias “clássicas” como Redes Aleatórias, *Small World* ou Livres de Escala. As simulações elaboradas no estudo demonstram a existência de pontos de vulnerabilidade na rede quando submetida a falhas aleatórias ou ataques coordenados.

1.3 Importância da pesquisa

A presente pesquisa espera contribuir de forma significativa nos estudos para composição de redes de fornecimento de energia elétrica. Avaliando através de simulações a resiliência topológica da rede, espera-se identificar pontos de vulnerabilidade a fim de auxiliar as concessionárias de energia elétrica nas atividades de manutenção e prevenção de falhas. Além disso, o trabalho apresenta uma análise da rede de transmissão de energia elétrica do estado da Bahia, sob uma perspectiva de sistemas complexos, contribuindo assim para uma melhor compreensão da evolução e sustentabilidade deste tipo de rede.

1.4 Aspectos metodológicos

Durante a pesquisa foram utilizados alguns *softwares* que auxiliaram no acesso aos dados para construção das redes e das simulações. O primeiro deles é o SISLOG (Sistema de Localização de Faltas Georeferenciada), que faz acesso a uma base de dados em

SQL Server ¹, e seu principal objetivo é realizar simulações de falhas na rede de distribuição de energia. Este *software* foi desenvolvido pela COELBA (Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia) em conjunto com a UFBA e fazia parte de um projeto lançado para o Programa de Pesquisa e Desenvolvimento coordenado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), durante os anos de 2004 a 2006. Atualmente este *software* é utilizado pela COELBA no processo de localização geográfica das falhas ocorridas na rede. O banco de dados utilizado pelo SISLOG possui todas as informações georeferenciadas dos componentes da rede de distribuição primária que abrange as unidade consumidoras atendidas em tensão de distribuição (inferior a 230kV).

O algoritmo utilizado pelo SISLOG para localização das falhas está associado à impedância fornecida pelos relés no momento em que ocorre a falha. O cálculo de impedância elétrica se baseia no algoritmo de Takagi (ZIMMERMAN; COSTELLO, 2004), representado pela equação abaixo:

$$Z_L = \frac{V_A}{I_A + KI_R} \Omega \quad (1.1)$$

Onde : Z_L = Impedância de sequência positiva da linha calculada pelo relé; V_A = Tensão de sequência positiva; I_A = Corrente de sequência positiva; I_R = Corrente residual; K = Fator de compensação.

Em muitos casos a informação de impedância fornecida pelos relés pode estar diretamente relacionada à distância entre a falha e a fonte supridora. Desta forma, o *software* se encarrega de reconstruir o caminho percorrido pela falha e indicar os possíveis locais de falha. Mesmo com a precisão dos modernos equipamentos, esta abordagem infelizmente não é apropriada onde o sistema é composto por diversos componentes heterogêneos interligados (Comutadores, Transformadores, Bitolas de cabos distintas, Derivações na rede, etc).

Com a crescente demanda por energia elétrica, as concessionárias são impulsionadas a expandir suas redes aumentando a quantidade de clientes e por consequência aumentam a complexidade do sistema. É neste sentido que se aplica a abordagem de sistemas complexos neste trabalho e para isso utilizamos o *software* Pajek para análise da rede. Em geral, a distribuição de graus, o coeficiente de aglomeração médio e o caminho mínimo médio são as principais propriedades calculadas para caracterizar estas redes.

A partir de consultas realizadas no banco de dados podemos extrair dados como: identificação dos postes, identificação das subestações, os cabos de distribuição de energia que conectam os postes, assim como as coordenadas geográficas de todos estes componentes. Estas informações foram essenciais para o mapeamento da rede no formato Pajek. Uma vez mapeada a rede, pudemos classificá-la de acordo com as principais topologias (Redes Aleatórias, Redes *Small World* ou Redes Livres de Escala). A rede em

¹SQL Server é um SGBD - Sistema Gerenciador de Banco de Dados relacional criado pela Microsoft Corporation.

questão é gerida pela COELBA e é composta por 312 subestações e aproximadamente 1,5 milhões de postes que interligados compreendem quase todo o estado da Bahia.

Na teoria de redes complexas, a análise das interdependências geralmente é feita sob a robustez ou vulnerabilidade da rede, quando uma fração de seus elementos está danificada. A análise da robustez de um sistema complexo tem sido feito tradicionalmente a partir de dois pontos de vista: Estática ou Dinâmica. Em uma análise de robustez estática, os vértices são eliminados sem a necessidade de redistribuição de qualquer quantidade no transporte da rede. Por outro lado, em uma análise de robustez dinâmica, os vértices são eliminados e o fluxo ou carga transportada deve ser redistribuído no resto da rede (ROSAS-CASALS; VALVERDE; SOLÉ, 2007).

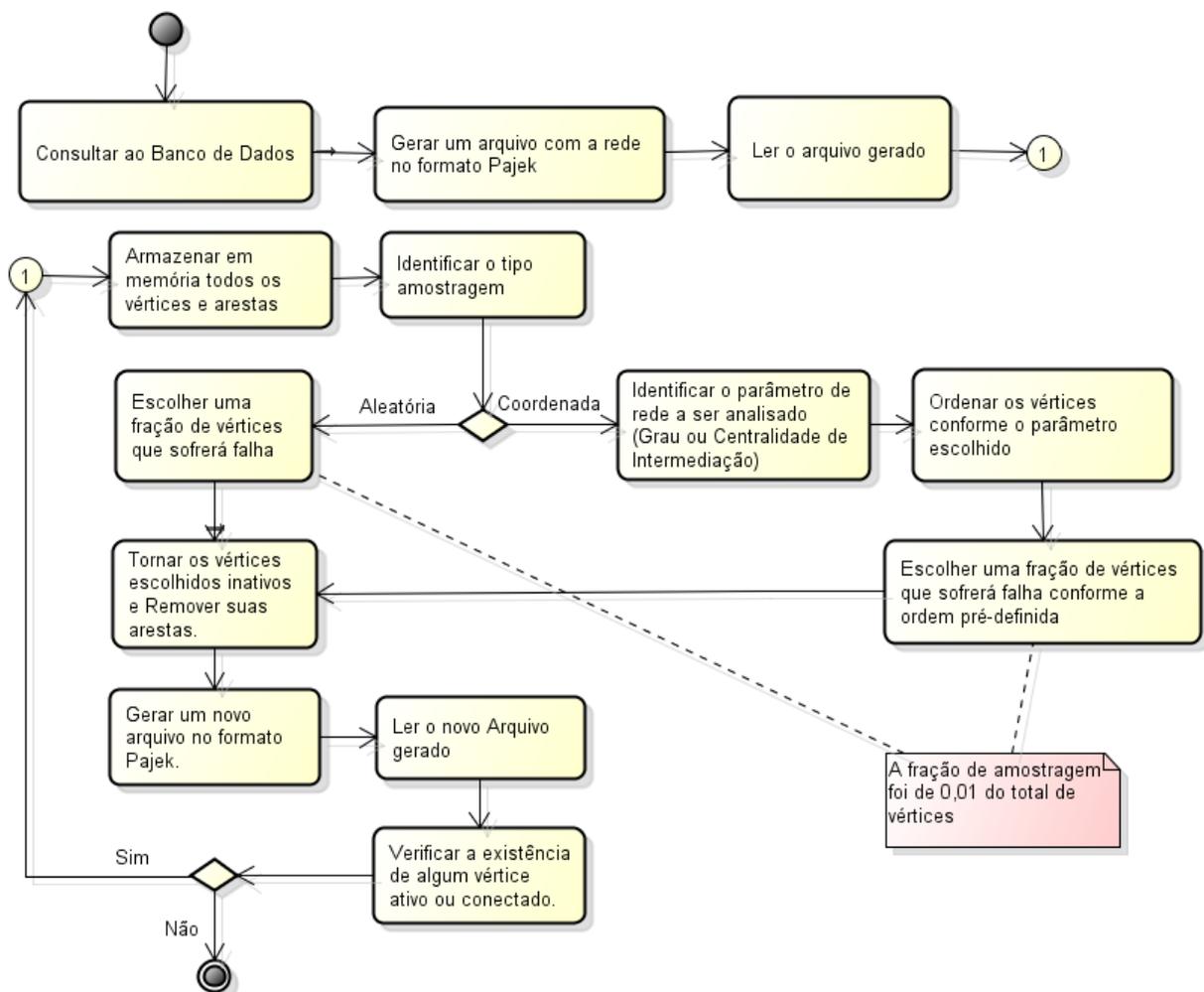


Figura 1.1: Fluxograma do processo de criação das redes para simulação. Fonte: Autor

Este trabalho se propõe a fazer uma análise de robustez estática da rede. Para isto, elaboramos simulações de falhas aleatórias ocorridas na rede que resultaram em 9.900 redes no formato Pajek. Usando um processo semelhante, elaboramos simulações de ataques coordenados na rede, que por sua vez geraram 45 outras redes. O processo

utilizado para a elaboração das simulações tanto aleatórias quanto coordenadas podem ser observadas através de fluxogramas nas Figuras 1.1 e 1.2.

Para as simulações de falhas aleatórias, inicialmente foram geradas 99 redes no formato Pajek, de forma que cada uma delas representa uma falha aleatória de uma certa fração de vértices da rede. As frações de falhas foram divididas sistematicamente em intervalos de 0,01. Esta simulação foi repetida 100 vezes, gerando finalmente um total de 9.900 redes. O fluxograma exibido na Figura 1.2 representa o processo para cálculo dos resultados para cada fração inativa da rede. Entende-se por fração inativa da rede uma certa quantidade de vértice que perderam a sua capacidade de conexão com os outros vértices.

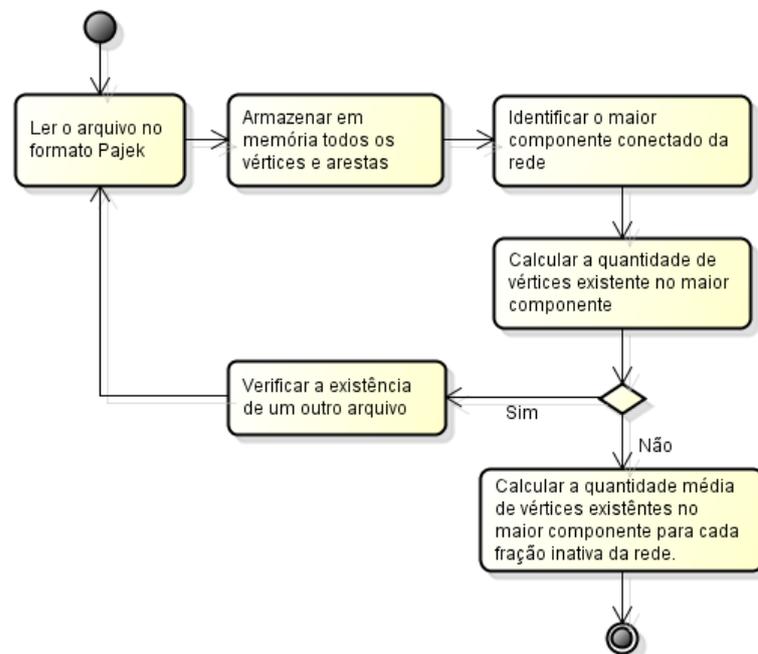


Figura 1.2: Fluxograma do processo de cálculo dos resultados para cada fração de falha na rede.
Fonte: Autor

1.5 Organização da Dissertação de mestrado

Este documento apresenta 5 capítulos, além da presente introdução, e está estruturado da seguinte forma:

- **Capítulo 2 - Sistemas Complexos e Redes Complexas:** Apresenta uma introdução sobre sistemas complexos contextualizando o estudo sobre redes e as suas topologias;
- **Capítulo 3 - Rede Elétrica da Bahia - Classificação Topológica:** Apresenta uma introdução do sistema de transmissão elétrico utilizado no Brasil e no estado da Bahia. Apresenta também uma análise topológica no contexto de redes complexas;
- **Capítulo 4 - Simulações de Falhas e Ataques:** Apresenta os resultados e análises de algumas simulações na rede de transmissão elétrica do estado da Bahia;
- **Capítulo 5 - Considerações Finais:** Apresenta as conclusões, contribuições e algumas sugestões de atividades de pesquisa a serem desenvolvidas no futuro;

Sistemas Complexos e Redes Complexas

2.1 *Sistemas Complexos*

Um Sistema Complexo é composto por um conjunto de partes que, interconectadas, fazem emergir um comportamento coletivo. Estes sistemas possuem propriedades decorrentes, em sua maioria, das relações não-lineares. Alguns exemplos de sistemas complexos tratam de problemas das mais diversas áreas e por diversas vezes desafiam a compreensão humana, devido a sua característica multidisciplinar. Estes sistemas estão presentes no campo da medicina, biologia, física, sociologia, dentre outros.

As principais características existentes em um sistema complexo são: adaptação, auto-organização e emergência (OTTINO, 2004). Algumas destas características podem ser destacadas para um melhor entendimento (NUSSENZVEIG, 2008):

- O sistema é dinâmico e composto por um grande número de unidades;
- O sistema é caracterizado pela constante evolução;
- Cada unidade interage com um certo número, bem menor, de outras unidades;
- O sistema é aberto e interage com o meio ambiente;
- O sistema é adaptativo - o cérebro, por exemplo, muda as características das interconexões em função da experiência adquirida pela interação com o ambiente. Ou seja, o número e a intensidade de conexões entre os neurônios podem se modificar em função da memória, ilustrando também o caráter dinâmico e evolutivo do sistema.
- Ordem emergente - o sistema se auto-organiza de forma espontânea, criando ordem a partir de um estado desordenado.

As redes elétricas, objeto do nosso estudo, são compostas por um grande número de componentes heterogêneos que exercem influência entre si, caracterizando um imenso sistema complexo. A Figura 2.1 representa um exemplo da complexidade estrutural, exibindo um emaranhado e intrincado número de conexões na rede.

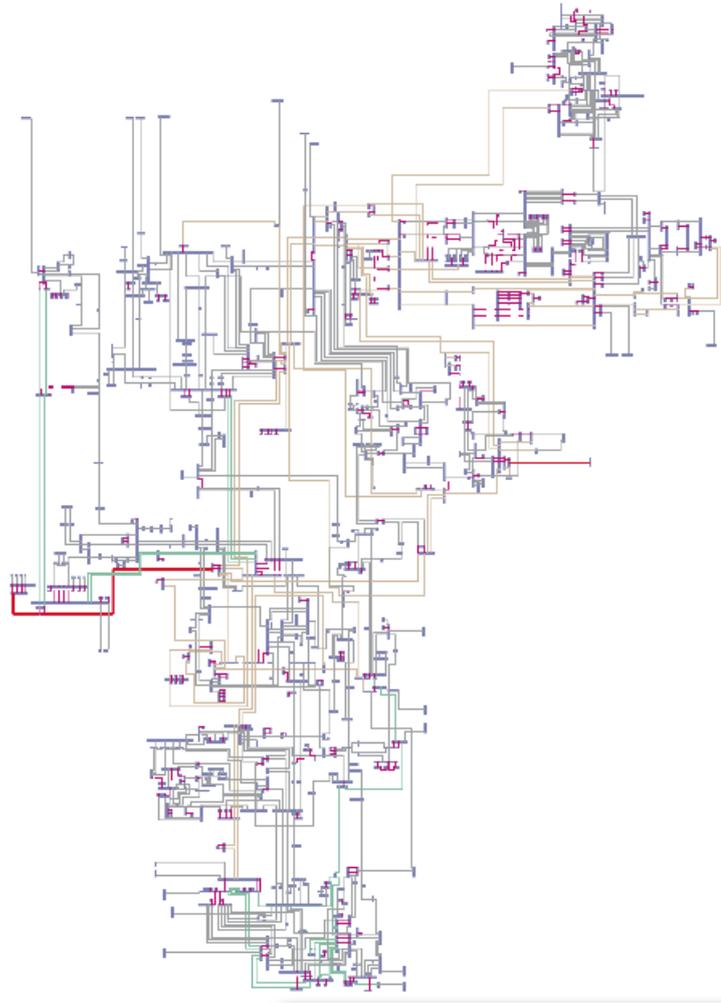


Figura 2.1: Rede elétrica do estado de New York. Geradores e subestações são exibidos como pequenas barras azuis. As linhas que os conectam são linhas de transmissão e transformadores. A espessura e a cor da linha indicam o nível de tensão: vermelho, 765kV e 500kV; marrom, 345 kV; verde, 230kV; cinza, 138kV e menores. Fonte: [Strogatz \(2001\)](#) - Figura fornecida por J. Thorp e H. Wang.

2.2 *Redes Complexas*

As redes estão presentes em todas as áreas de nossas vidas. O estudo de redes complexas perpassa toda a ciência, desde a neurobiologia à física estatística. O cérebro, por exemplo, é uma rede de células nervosas conectadas por axônios e as células, por sua vez, são redes de moléculas ligadas por reações bioquímicas ([BARABÁSI; BONABEAU, 2003](#)). As sociedades também são redes de pessoas ligadas por amizade, parentesco e laços profissionais. As estruturas sociais são compostas por pessoas ou organizações que podem estar conectadas por diversos tipos relações. Podemos dizer que uma rede social consiste em um conjunto finito de atores e as relações definidas entre eles. A presença destas relações é crítica, e ganha um papel de destaque em uma categoria de redes complexas chamada de Redes Sociais e Complexas. No campo da biologia, temos por exemplo as

Tabela 2.1: Exemplos de Redes Complexas.

Tipo de Rede	Total de nós	Referência
WWW	153.127	Adamic, 1999.
Internet	3.015 - 6.209	Yook ET AL.,2001.
Atores de Hollywood	225.226	Watts and Strogats, 1998.
MEDLINE co-autoria	1.520.251	Newman 2001a,2001b,2001c.
SPIRES co-autoria	56.627	Newman 2001a,2001b,2001c.
Cadeia Alimentar	154	Montoya e Solé, 2000.
Co-ocorrência de palavras	460.902	Ferrer i Cancho e Solé, 2001.
Rede de energia elétrica	4.941	Watts e Strogatz, 1998.
Sinônimos	22.311	Yook ET AL, 2001.

Fonte: [Albert e Barabási \(2002\)](#)

cadeias alimentares que são formadas por animais e estão conectados por relações predatórias ([STROGATZ, 2001](#)). Temos vários outros exemplos no campo da tecnologia, tais como a internet, redes elétricas, sistemas de transporte, e até mesmo a linguagem que estamos usando para transmitir esses pensamentos são compostas por palavras ligadas por relações sintáticas. ([BARABÁSI; BONABEAU, 2003](#)).

Os estudos com redes complexas ganham destaque com a crescente capacidade computacional, possibilitando a análise de sistemas reais, em diversas áreas do conhecimento (Tabela 2.1).

2.2.1 Introdução histórica

As redes complexas têm sua origem a partir de conceitos provenientes da Teoria dos Grafos. Os primeiros fundamentos da Teoria dos Grafos surgiram quando Leonhard Euler (1707 - 1783), um matemático suíço, dispôs-se a responder o enigma das sete pontes. No Rio Pregel, junto à cidade de Königsberg (atualmente Kaliningrado), na então Rússia, existem ilhas, formando quatro regiões interligadas por um total de sete pontes. Os habitantes da cidade gostavam de passear pelas pontes e sempre buscavam uma forma de atravessar todas as pontes apenas uma vez em um passeio. Euler ficou intrigado com o Problema das Pontes de Königsberg, popularmente conhecido entre os habitantes, e propôs uma solução no ano de 1736 utilizando um modelo em grafo (Figura 2.2). Ele provou que não havia tal caminho e esta solução ficou conhecida como caminho de Euler, que consiste na existência de um caminho em um grafo G onde cada aresta de G é usada apenas uma única vez. ¹

¹O caminho de Euler existe em um grafo conexo se, e somente se, não existirem mais de 2 vértices com um número ímpar de arestas incidentes. Um grafo é conexo se existe um caminho de um vértice qualquer a outro.

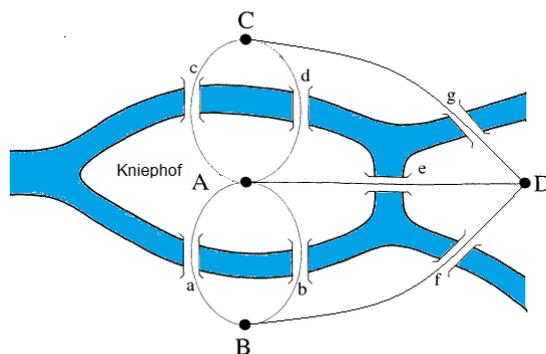


Figura 2.2: Possivelmente o primeiro grafo da história criado a partir de um modelo simplificado das pontes de Königsberg. Fonte: Adaptado de Barabási (2002).

Os principais modelos de redes complexas serão abordados nas seções seguintes. O primeiro deles é atribuído aos matemáticos Paul Erdős e Alfred Rényi no ano de 1959, também conhecido como modelo ER. Neste modelo, os matemáticos sugerem que as redes são construídas a partir de ligações aleatórias (Seção 2.2.3). No ano de 1998 é proposto o modelo WS, pelos pesquisadores Duncan Watts e Steven Strogatz das Universidades de Columbia e Cornell, respectivamente. Neste modelo foi descoberto que as redes reais não são completamente aleatórias como no modelo anterior, e podem possuir uma determinada lei de formação (Seção 2.2.4). Por fim, temos um outro modelo clássico proposto no ano de 1999 pelos pesquisadores Albert-László Barabási e Réka Albert da Universidade de Notre Dame nos Estados Unidos, conhecido como modelo BA. O modelo BA é caracterizado por refletir um modelo de crescimento das redes, onde a ligação entre os vértices segue uma lei de adesão preferencial (Seção 2.2.5).

2.2.2 Grafos

A abstração matemática de situações descritas através de diagramas constituídos de um conjunto de pontos, juntamente com linhas que ligam alguns pares destes pontos, dá lugar ao conceito de grafo (Figura 2.3).

Um grafo $G = (V, E)$ é uma estrutura matemática que consiste em dois conjuntos V (finito e não vazio), e E (relação binária sobre V). Os elementos de V são chamados vértices (ou nós) e os elementos de E são chamados arestas. Cada aresta tem um conjunto de um ou dois vértices associados a ela (GROSS; YELLEN, 1999).

Os grafos permitem que os seres humanos tenham uma melhor percepção visual do contexto a ser analisado, podendo evidenciar interpretações imperceptíveis de um certo problema. Como seria descrever de forma textual as rotas de transporte de um país inteiro? (Figura 2.4). A representação gráfica nos fornece uma visão global, permitindo a análise de aspectos topológicos como a disposição dos vértices, a forma como eles

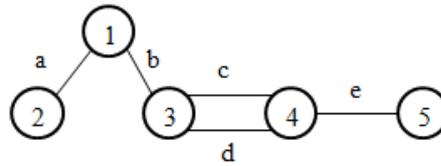


Figura 2.3: Representação de um grafo. Conjunto dos vértices $V = \{1,2,3,4,5\}$; Conjunto das arestas $E = \{a,b,c,d,e\}$. A ordem de um grafo é dada pela cardinalidade do conjunto de vértices $n = |V|$, ($n = 5$). Fonte: Autor.

estão ligados ou como estão aglomerados. Fazendo uma associação ao objeto do nosso estudo, em um grafo da rede elétrica do estado da Bahia, os vértices podem representar os postes e as arestas que fazem a ligação entre eles representam as linhas de transmissão de energia.

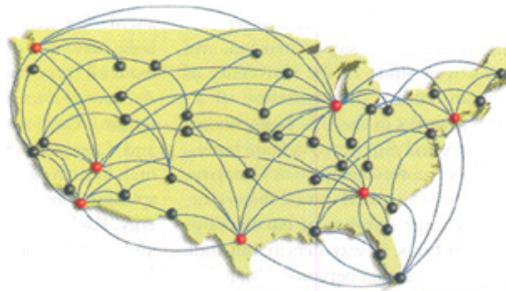


Figura 2.4: Mapa simplificado do sistema aéreo dos Estados Unidos. Os vértices em vermelho possuem um número elevado de ligações e são chamados de “hubs”. Fonte: [Barabási e Bonabeau \(2003\)](#)

Sob a perspectiva computacional, os grafos possuem uma representação numérica para serem armazenados em estrutura de dados como matrizes de adjacências, lista de adjacências ou matrizes de incidência (Figura 2.5). As técnicas de armazenamento podem variar de acordo com os recursos computacionais disponíveis de processamento e memória, podendo haver variações de performance nos mais variados algoritmos desenvolvidos para grafos.

Dois vértices em um grafo são ditos **adjacentes** se ambos são extremidades de uma aresta. Na Figura 2.5 a, por exemplo, o vértice v é adjacente ao vértice x e ao vértice u , mas não é adjacente ao vértice w . Quando uma aresta possui extremidades n e n , o vértice é adjacente a ele mesmo. Neste caso, dizemos que o grafo possui um **laço** ou **loop**.

A **matriz de adjacência** para o grafo G de ordem n é um vetor bidimensional denotado por $A_{n \times n}$, onde $a_{ij} = 1$ se existe uma aresta ligando os pares de vértices (i, j) , caso contrário $a_{ij} = 0$ (Figura 2.5 a). De forma semelhante a matriz de adjacência pode ser construída para um **grafo direcionado**, também conhecido como **digrafo**. Neste caso as arestas são chamadas de arcos e conectam um par ordenado de vértices. Os arcos por sua vez passam a ter um sentido de percurso, de modo que conectam um vértice de

origem a outro de destino (Figura 2.5 b).

No caso específico dessa pesquisa, foram utilizadas matrizes de adjacência para um grafo não direcionado e sem a existência de *loops*. Estes recursos computacionais foram essenciais para a realização das simulações que serão vistas no Capítulo 4.

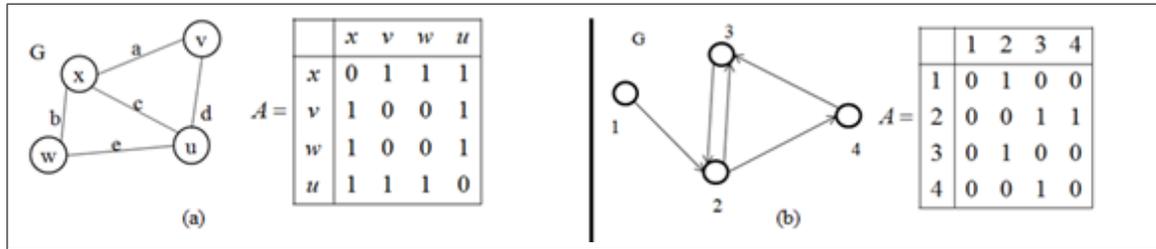


Figura 2.5: (a) Matriz de Adjacência de um grafo não dirigido gera uma matriz simétrica onde $a_{ij} = a_{ji}$; (b) Matriz de Adjacência de um grafo dirigido gera uma matriz assimétrica onde $a_{ij} \neq a_{ji}$. Fonte: Autor.

Alguns conceitos na Teoria dos Grafos são necessários para um melhor entendimento das redes complexas. A identificação de um **caminho** do vértice n_0 ao vértice n_k de um grafo G, é dada pela sequência de vértices e arestas da seguinte forma : $n_0, a_0, n_1, a_1, \dots, a_{k-1}, n_k$. O **comprimento** deste caminho é dado pelo número de arestas nele contido. Na Figura 2.5 a, temos o caminho x,a,v,d,u,e,w de comprimento igual a 3. Um **ciclo** em um grafo é um caminho de algum vértice n_0 para ele mesmo, tal que nenhuma aresta aparece mais de uma vez, e n_0 é o único vértice que aparece mais de uma vez, exatamente na origem e no final do caminho. Se o grafo G possuir caminhos que tornem todos os vértices acessíveis a partir de um vértice qualquer, dizemos que o grafo é **conexo**. O **grau** de um vértice em um grafo não direcionado é o número de arestas que incide nele. Na Figura 2.5 a, o vértice u tem grau 3. Em um grafo direcionado, o grau de um vértice corresponde ao número de arestas que saem do vértice (**out-degree**) mais o número de arestas que chegam ao vértice (**in-degree**). Na Figura 2.5 b, o vértice 2 tem *out-degree* 1 e *in-degree* 1.

Baseando-se nestes conceitos podemos destacar alguns tipos de grafos importantes. Quando todos os vértices de um grafo G possuem o mesmo grau, dizemos que G é um **grafo regular**. Já um **grafo completo**, também conhecido como **clique**, é um grafo não direcionado no qual todos os pares de vértices são adjacentes, isto é, possui arestas ligando todos os vértices entre si. Um grafo completo com n vértices é denotado por K_n , e o número de arestas pode ser escrito por $n(n-1)/2$ (Figura 2.7). Podemos perceber pelo exemplo da Figura 2.6 que nem todo grafo regular é completo.

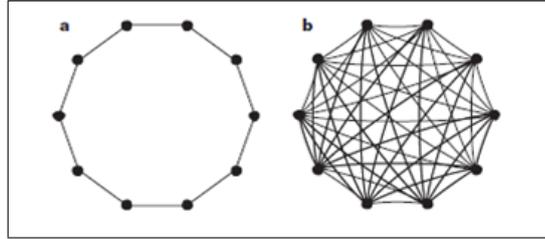


Figura 2.6: Grafos Regulares. Fonte:(STROGATZ, 2001) . (a) Grafo Regular de grau 2 com 10 vértices (b) Grafo Regular e Completo de grau 9 com 10 vértices

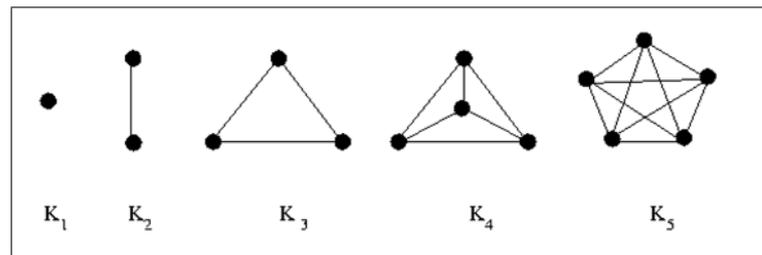


Figura 2.7: Exemplos de Grafos Completos.

2.2.3 Redes Aleatórias

Durante muitos anos, as redes foram tratadas como sendo completamente aleatórias. Este paradigma tem suas raízes no trabalho de dois matemáticos húngaros, Paul Erdős e seu colaborador Alfred Rényi (BARABÁSI; BONABEAU, 2003). As redes aleatórias são aquelas onde a ligação entre os vértices é feita de forma aleatória. No modelo de grafo $G(n, p)$, com um número fixo de vértices n , cada aresta é incluída no grafo com probabilidade p , independentemente. Logo, p representa a fração de arestas presente, das $n(n - 1)/2$ possíveis. (NEWMAN, 2003). Inicialmente, o referido grafo possui todos os seus vértices desconectados, mas a cada passo, dois vértices são escolhidos aleatoriamente e conectados com uma probabilidade fixa p . Desta forma, todas as conexões da rede possuem a mesma probabilidade de ocorrência, sendo representadas por um número médio de conexões, caracterizando um tipo de rede altamente homogênea. Esta característica pode ser identificada na distribuição de graus da rede, que tende a distribuição de Poisson, quando o número de vértices n é suficientemente grande (Figura 2.8). Para o modelo de Erdős e Rényi, em redes de grande tamanho ($n \rightarrow \infty$), o número médio de conexões $\langle k \rangle$ pode ser escrito pela constante $z = p.n$. Logo, podemos escrever:

$$P(k) = \binom{n}{k} p^k (1 - p)^{n-k} \simeq \frac{z^k e^{-z}}{k!} \quad (2.1)$$

Curiosamente as primeiras referências sobre redes aleatórias foram publicadas por Ray Solomonoff e Anatol Rapoport, uma década antes da obra clássica de Erdős e Rényi. Acredita-se que Solomonoff e Rapoport não tenham sido considerados precursores,

devido a beleza da prova matemática construída por Erdős (BARABÁSI, 2002).

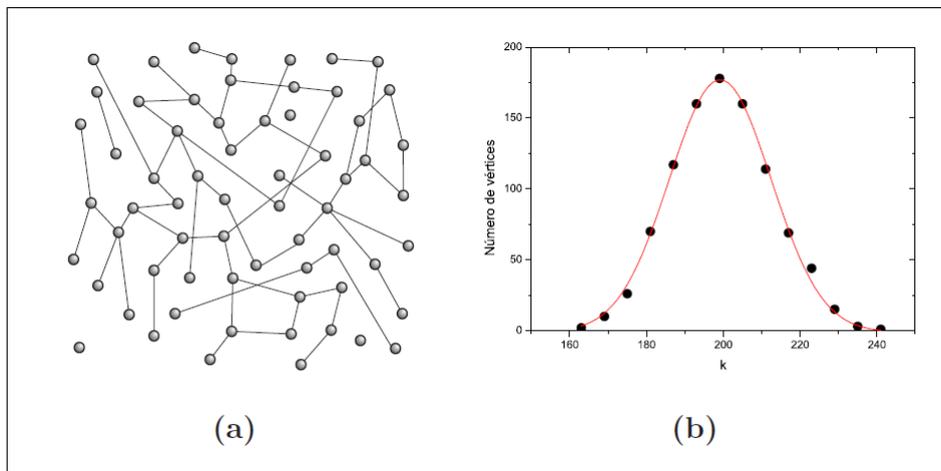


Figura 2.8: (a) Exemplo de uma Rede Aleatória de Erdos e Rényi (b) Distribuição de graus para uma rede com 10.000 vértices, usando uma probabilidade $p = 0,2$. Cada ponto no gráfico é a média sobre 10 redes. Fonte: Rodrigues (2007) adaptação de Costa et al. (2007)

Erdős e Rényi não haviam planejado proporcionar uma teoria universal da formação das redes, quando contruíram o modelo (NEWMAN, 2003). Contudo, eram muito mais fascinados pela beleza matemática das redes aleatórias do que pela capacidade do modelo em representar fielmente a natureza das redes. No artigo publicado no ano de 1959, chegaram a mencionar que “a evolução dos grafos pode ser considerada um modelo bastante simplificado da evolução de certas redes de comunicação (ferroviário, rodoviário ou sistemas de rede elétrica, etc.)”. Mas, apesar desta breve viagem ao mundo real, o seu trabalho nesta área foi motivado por uma curiosidade profunda dos problemas matemáticos e não por suas aplicações (BARABÁSI, 2002).

2.2.4 Redes *Small World*

A denominação *Small World* faz referência ao trabalho literário do escritor Frigyes Karinthy, chamado “Chain”, no ano de 1929. Este trabalho trata-se de um livro com alguns contos narrativos, onde o próprio autor compõe uma rede de relacionamentos entre personagens, e chega à conclusão de que duas pessoas estão ligadas a uma distância máxima de cinco outras pessoas. Surgia neste momento o primeiro registro do fenômeno conhecido por “Mundo Pequeno”. Quase três décadas depois, no ano de 1967, Stanley Milgram, um professor de Harvard, transformou este conceito em um célebre estudo. O objetivo de Milgram era encontrar a distância entre duas pessoas nos Estados Unidos. Ele queria descobrir quantas pessoas conhecidas eram necessárias para conectar dois indivíduos aleatoriamente. Para isso, fez um experimento distribuindo arbitrariamente algumas cartas a indivíduos, e estas cartas deveriam ter como destinatário um certo cor-

retor da bolsa de valores em Boston. No final do experimento, Milgram descobriu que o número médio de pessoas intermediárias era de 5,5 (Figura 2.9). E este número é surpreendentemente muito próximo ao sugerido por Karinthy (BARABÁSI, 2002).

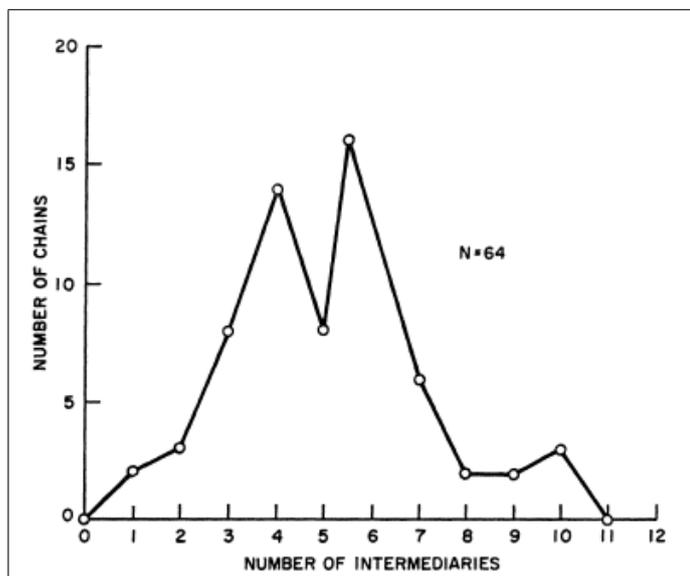


Figura 2.9: Distribuição de frequência com o número de pessoas intermediárias entre a origem e o destino das cartas. Fonte: Milgram (1969)

As redes *Small World* sofreram fortes influências dos estudos da sociologia. Mark Granovetter, ainda estudante em Harvard no ano de 1960, percebeu a evolução que as redes sociais teriam nos próximos anos, e apresentou seu primeiro artigo sobre o assunto. Inicialmente, as publicações não tiveram repercussão, mas em 1973, Granovetter publica um novo artigo em um periódico chamado *American Journal of Sociology*, falando sobre “a força dos laços fracos” (BARABÁSI, 2002) e a partir deste momento os estudos de redes sociais começam a tomar outro rumo. Na opinião de Granovetter a sociedade é estruturada em grupos altamente conectados, com círculos de amigos onde todos se conhecem, e algumas poucas ligações fazem conexão entre estes aglomerados. Se esta descrição estiver correta, então a sociedade é uma coleção de grafos completos, com grupos pequenos, em que cada vértice está conectado a todos os outros dentro de um cluster. E estes grafos completos por sua vez, estão ligados a outros por laços fracos entre conhecidos pertencentes a diferentes círculos de amigos (Figura 2.10).

Diante desta percepção estrutural da sociedade, o universo aleatório de Erdős e Rényi, até então conhecido por todos, é muito diferente da realidade. Em uma rede aleatória não haveria círculos de amizade, já que duas pessoas escolhidas aleatoriamente teriam a mesma probabilidade de se relacionarem. A solução para este conflito viria somente três décadas depois com os estudos de Watts e Strogatz.

Curiosamente, a solução não veio da sociologia nem da Teoria dos Grafos. Duncan Watts, trabalhando em seu doutorado em matemática aplicada na universidade de

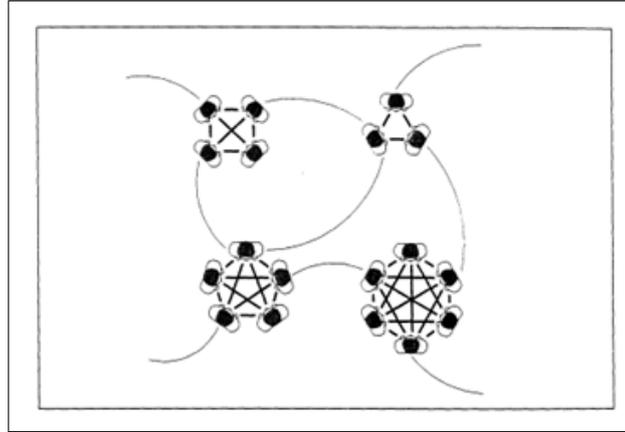


Figura 2.10: Representação da sociedade na visão de Mark Granovetter. Fonte: [Barabási \(2002\)](#)

Cornell em meados dos anos de 1990, foi convidado a investigar um problema peculiar: como os grilos sincronizavam seu cricilar. Assim como os grilos, os vaga-lumes misteriosamente sincronizam o piscar das luzes e são exemplos de auto-organização, muito pesquisada por físicos e matemáticos. Para tentar compreender o problema de sincronização, Watts passou a fazer a seguinte reflexão: “Será que todos os grilos ouviam uns aos outros? Ou será que cada um escolhia um favorito para tentar sincronizar com um único? Qual é a estrutura de rede onde grilos ou pessoas, influenciam uns aos outros?”. Watts decidiu então procurar seu orientador Steven Strogatz para um conselho, e juntos passaram a pensar cada vez mais em redes e cada vez menos em grilos ([BARABÁSI, 2002](#)).

Os argumentos de Granovetter sobre a estrutura da sociedade pareciam fazer sentido, mas era necessário reunir provas sobre a existência de *clusters* na sociedade. Para isso, [Watts e Strogatz \(1998\)](#) introduziram o conceito de coeficiente de aglomeração. Com este coeficiente é possível comprovar o quão unido é um determinado círculo de amizade. Quanto mais próximo de 1 for o coeficiente, mais próximos serão os amigos entre si. O coeficiente de aglomeração é representado por :

$$C_i = \frac{2E_i}{k_i(k_i - 1)} \quad (2.2)$$

Onde : E_i é o número de arestas existentes entre os vértices adjacentes ao vértice i ; $\frac{k_i(k_i-1)}{2}$ é número total de arestas possíveis entre os vértices vizinhos de i ; k_i é o grau do vértice i .

O coeficiente de aglomeração de toda a rede é a média dos C_i de todos os vértices, representado por :

$$C = \frac{1}{N} \sum_i C_i \quad (2.3)$$

Para explicar os agrupamentos existentes nas redes, Watts e Strogatz ofereceram uma alternativa ao modelo de Erdős e Rényi em seu estudo de 1998, publicado

na revista *Nature*. Para modelar redes com alta aglomeração, Watts e Strogatz imaginaram um círculo de vértices, onde cada vértice está conectado aos seus vizinhos imediatos. Para fazer desta rede uma *Small World*, alguns *links* extras foram adicionados, ligando aleatoriamente vértices selecionados. Estas ligações de longo alcance oferecem atalhos cruciais entre vértices distantes, encurtando drasticamente a separação média entre todos os vértices.

Descobriram que embora as redes regulares e grafos aleatórios sejam idealizações úteis, muitas redes reais estão em algum lugar entre os extremos da ordem e da aleatoriedade. O modelo proposto busca um meio termo, onde os *links* de uma rede regular são religados aleatoriamente com uma probabilidade $0 < p < 1$ (WATTS; STROGATZ, 1998) (Figura 2.11).

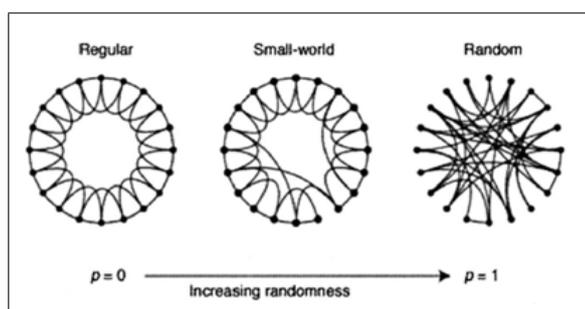


Figura 2.11: A figura representa o procedimento de religação aleatória do modelo de Watts e Strogatz, que interpola entre um anel regular à uma rede aleatória, sem alterar o número de vértices ou arestas. Começamos com $N = 20$ vértices, cada um conectado a seus quatro vizinhos mais próximos. Para $p = 0$ o anel original é inalterado, como p aumenta a rede se torna cada vez mais desordenada, até $p = 1$, onde todas as arestas estão religadas aleatoriamente. Fonte: Watts e Strogatz (1998)

2.2.5 Redes Livre de Escala

As redes livres de escala têm como característica a existência de um número relativamente pequeno de vértices com grau muito alto e um número muito grande vértices com grau muito baixo (Figura 2.12). Neste tipo de rede, os vértices altamente conectados são chamados conectores ou *hubs*, e o número de conexões não pode ser representado por um grau característico como no caso das redes aleatórias (Figura 2.8). A visão de mundo aleatório de Erdos e Rényi é posto a prova pela segunda vez. O modelo de Watts e Strogatz tenta conciliar a ideia de aleatoriedade com novos conceitos, como o coeficiente de aglomeração, mas como explicar agora o surgimento dos *hubs*?

Em 1999, Albert-Laszló Barabási e Reka Albert da Universidade de Notre Dame nos Estados Unidos, decidiram mapear a rede mundial da internet (*World Wide Web*) e descobriram uma total ausência de democracia entre a conexão de páginas da rede. O resultado do mapeamento revelou evidências de um elevado grau de desigualdade

na topologia da *Web*. Das aproximadamente 325.000 páginas da Universidade de Notre Dame, 82% tinham menos que três *links* e cerca de 42 páginas tinham sido referenciadas por mais de mil outras páginas (BARABÁSI, 2002). Ou seja, a distribuição de conexões não é "democrática", isto é, não é uma distribuição de Poisson. Esta diferença tão grande pode ser comprovada pelo gráfico de distribuição de graus em uma escala log-log, seguindo o ajuste de uma expressão matemática chamada de **lei de potência**, denotada por $P(k) \sim k^{-\gamma}$, com expoente bem definido e próximo a 2 no caso da rede WWW. A Figura 2.12 representa um exemplo de rede que segue uma lei de potência.

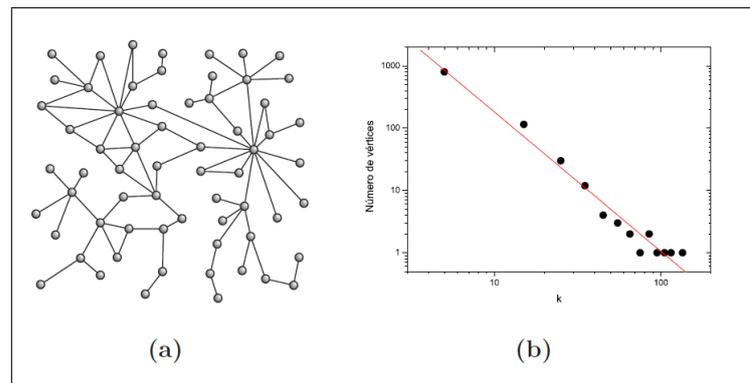


Figura 2.12: (a) Exemplo de uma Rede Livre de Escala de Barabási e Albert (b) Distribuição de graus para uma rede com 10.000 vértices considerando $m = 5$. Cada ponto no gráfico é a média sobre 10 redes. Fonte: Rodrigues (2007) adaptação de Costa et al. (2007)

Na maioria dos eventos relacionados a natureza, as quantidades seguem uma curva em formato de sino, caracterizada por um pico, semelhante à uma distribuição das redes aleatórias. O mesmo não ocorre nas leis de potência que seguem uma curva continuamente crescente, ou decrescente (Figura 2.13). Uma diferença importante entre as duas distribuições é que as curvas em sino têm uma cauda exponencial em decomposição, diminuindo muito mais rapidamente do que em uma lei de potência. Esta cauda exponencial é responsável pela ausência de *hubs*. Por outro lado, as leis de potência decompõem muito mais lentamente, permitindo "eventos raros", como os *hubs* (BARABÁSI, 2002). Em função destas características, as redes complexas que seguem uma lei de potência são chamadas de redes livre de escala, pela invariância escalar e por não possuírem um vértice com características comuns a todos os vértices da rede.

As diferenças visuais e estruturais são marcantes quando comparamos uma rede aleatória e uma rede livre de escala. Na Figura 2.13 temos à esquerda um sistema rodoviário simplificado dos Estados Unidos, onde as cidades são os vértices e as arestas são as estradas. Podemos observar uma rede bastante uniforme, onde cada cidade tem pelo menos um *link* para o sistema rodoviário, e não existem cidades servidas por centenas de estradas. No mapa à direita temos um contraste, representando o sistema aéreo.

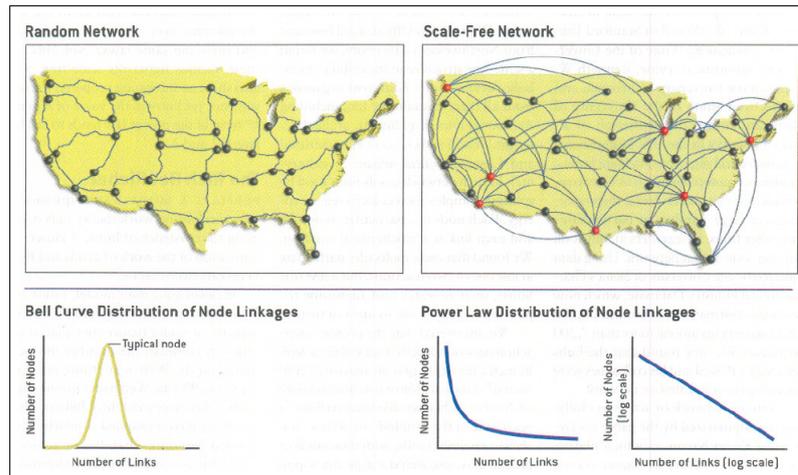


Figura 2.13: O sistema viário dos EUA em comparação ao sistema aéreo. Fonte: [Barabási e Bonabeau \(2003\)](#)

Observamos a existência de poucos *hubs* (vermelho) com um grande número de ligações, e a grande maioria dos aeroportos possuem poucas ligações.

O estudo da *World Wide Web* feito por Barabási e Albert, baseava-se na rede virtual de páginas *web* ligadas por *hiperlinks*, mas um outro estudo foi feito baseando-se na estrutura física da internet. Este estudo foi feito pelos irmãos Michalis Faloutsos da Universidade da Califórnia em Riverside, Petros Faloutsos da Universidade de Toronto e Christos Faloutsos da Carnegie Mellon University. Novamente o resultado do estudo revelou uma topologia livre de escala. Diversos outros estudos identificaram esta topologia em suas redes. Cientistas da Universidade de Boston e da Universidade de Estocolmo, por exemplo, identificaram uma lei de potência em uma rede de relações sexuais entre pessoas na Suécia ([BARABÁSI; BONABEAU, 2003](#)).

A descoberta de leis de potência nas redes levantou suspeitas de outros fenômenos naturais, colocando as redes na vanguarda dos sistemas complexos em geral. As leis de potência estão no cerne de alguns dos avanços conceituais na segunda metade do século XX, surgindo em campos como o caos, fractais, e transições de fase. Novos estudos foram feitos e os cientistas começaram a perceber que a existência dos *hubs* nessas redes determinavam a estabilidade estrutural, o comportamento dinâmico, a robustez, a tolerância a falhas e ataques na rede ([BARABÁSI, 2002](#)).

Inspirados pelas novas descobertas Barabási e Albert propuseram no ano de 1999 um modelo de crescimento das redes. No modelo de Erdős e Rényi, assume-se um número fixo de vértices que se mantêm inalterados ao longo da evolução da rede. Diante das características reveladas nas redes livre de escala, um novo modelo precisava ser criado para sustentar a constante evolução das redes. A rede WWW, assim como outras redes, começou com apenas um vértice, mas evoluiu de forma incremental, com a adição de novos e novos vértices, transformando-se na enorme rede que conhecemos hoje. Surgia então, no ano de 1999 a publicação do modelo de crescimento das redes baseando-se nas seguintes premissas (Figura 2.14):

- *Crescimento*: Iniciando-se com um pequeno número de vértices n_0 e a cada passo em um período de tempo é adicionado um novo vértice com m arestas ($m \leq n_0$) que se conectam com vértices já presentes na rede.
- *Adesão preferencial*: O novo vértice a ser adicionado na rede tende a se conectar com os vértices com a maior probabilidade de conexão, que é dada pela razão entre seu grau e o somatório de todos os graus dos vértices da rede.

$$\Pi(k_i) = \frac{k_i}{\sum_j^n k_j} \quad (2.4)$$

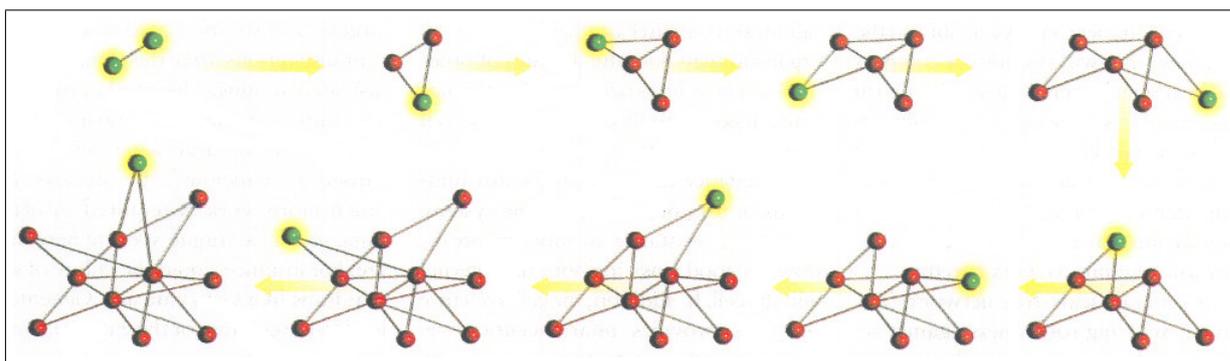


Figura 2.14: Modelo de crescimento da rede proposto por Barabási e Albert. Fonte: [Barabási e Bonabeau \(2003\)](#)

Baseando-se nesta proposta de crescimento da topologia livre de escala, podemos observar um fenômeno interessante: “O rico fica mais rico”. Na medida em que a rede se expande, os vértices iniciais têm claramente mais chance de adquirir mais links do que os demais vértices. Juntamente com o conceito de adesão preferencial, os novos vértices preferem estabelecer vínculos com os vértices mais conectados, formando assim os *hubs*.

2.2.6 Índices para análise de Redes Sociais

As redes sociais são estruturas compostas por pessoas ou organizações que podem estar conectadas por diversos tipos relações. De uma forma mais genérica, os atores que compõem esta rede relacionam-se entre si, estabelecendo vínculos de amizade ou profissionais, compartilhando interesses que os mantêm conectados. Uma rede social consiste em um conjunto finito de atores e as relações definidas entre eles ([WASSERMAN; FAUST, 1994](#)). Os atores podem ser de diversos tipos: pessoas, organizações, comunidades, nações. As relações normalmente ocorrem de forma direta entre os atores vizinhos e podem representar relações afetivas de amizade, respeito e sentimento.

Um dos principais estudos na análise de redes sociais é a identificação do ator

“mais importante” na rede. Atores mais importantes, ou mais proeminentes, geralmente estão localizados em pontos estratégicos da rede. Este estudo pode ser estendido às redes complexas, e ajudar-nos a encontrar os pontos de vulnerabilidade de uma rede, como no caso das redes elétricas. Algumas medidas importantes podem ser utilizadas neste estudo como: centralidade de grau, centralidade de proximidade (*closeness centrality*), e centralidade de intermediação (*betweenness centrality*).

A centralidade de grau de um vértice é dada por:

$$C_D(v_i) = d(v_i) = \sum_j v_{ij} \quad (2.5)$$

Onde, $d(v_i)$ representa o número de vértices adjacentes ao vértice i , ou simplesmente o grau do vértice i . Tal medida pode ser normalizada, permitindo a comparação entre vértices de diferentes redes :

$$C'_D(v_i) = \frac{d(v_i)}{(n-1)} \quad (2.6)$$

A centralidade de proximidade de um vértice, mede o quanto este vértice está próximo de todos os demais vértices da rede. O cálculo da centralidade por proximidade é dado pelo inverso da soma das distâncias geodésicas de um determinado vértice v em relação a todos os demais vértices da rede. A centralidade por proximidade pode ser entendida como o inverso da centralidade, uma vez que, quanto maior a distância menor a proximidade :

$$C_C(v_i)^{-1} = \sum_{j=1}^n d(v_i, v_j) \quad (2.7)$$

Normalizando o índice obtemos :

$$C'_C(v_i) = \left(\frac{\sum_{j=1}^n d(v_i, v_j)}{n-1} \right)^{-1} = \frac{n-1}{\sum_{j=1}^n d(v_i, v_j)} = (n-1)C_C(v_i) \quad (2.8)$$

A centralidade de intermediação, mede a frequência de um vértice v ocorrer entre pares de outros vértices em caminhos geodésicos mais curtos que os conectam. Os vértices com alto grau de intermediação têm um grande potencial de controle do fluxo de informação na rede. Estes vértices normalmente estão localizados em pontos estratégicos, criando canais de comunicação entre as partes da rede. Em uma rede de distribuição de energia por exemplo, a remoção de um destes vértices pode causar a interrupção no fornecimento de energia de uma grande parte da rede. Este índice pode ser calculado de acordo com a seguinte equação:

$$C_B(v_i) = \sum_{i,j} b_{ij}(v_k) = \sum_{j < k} \frac{g_{jk}(v_i)}{g_{jk}} \quad (2.9)$$

Onde, $g_{jk}(v_i)$ é o número de caminhos geodésicos entre v_i e v_j que passam pelo vértice v_k ; g_{jk} é número total de caminhos geodésicos entre os vértices v_i e v_j .

Para normalizar o índice temos:

$$C'_B(v_i) = \frac{C_B(v_i)}{(n-1)(n-2)/2} \quad (2.10)$$

Rede Elétrica da Bahia

O consumo de energia na sociedade está associado ao desenvolvimento, produtividade, conforto e qualidade de vida dos seus cidadãos. No mundo moderno, a energia elétrica é predominante na produção de bens de serviços, tecnologia e telecomunicações. Por isso, o aumento no consumo de energia é proporcional ao crescimento populacional e econômico em diversos países emergentes. O gráfico da Figura 3.1 apresenta uma projeção do crescimento da geração de eletricidade, classificada por tipo de combustível. Tomando o ano de 2010 como referência, podemos ter um aumento na produção mundial de eletricidade de aproximadamente 50% até o ano de 2030.

No cenário brasileiro, o Ministério de Minas e Energia (MME) é responsável por formular os princípios básicos para definição das diretrizes da política energética nacional (Figura 3.2). No ano de 2004, foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) vinculada ao MME, com o objetivo de prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo, gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras. A Lei nº 10.847, em seu Art. 4º, inciso II, estabelece entre as competências da EPE, a elaboração e publicação de um relatório consolidado do Balanço Energético Nacional (BEN).

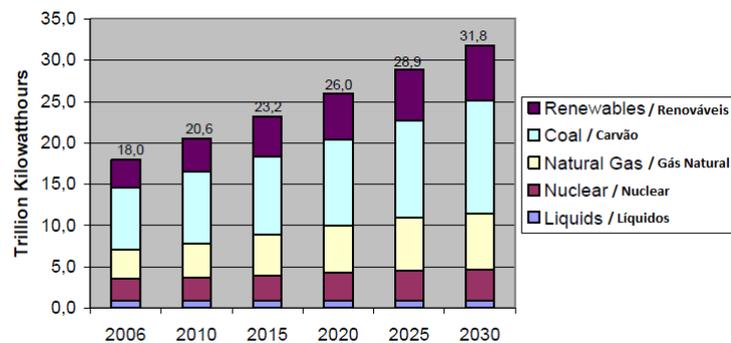


Figura 3.1: Projeção do consumo mundial de energia. Fonte: Autor - adaptado do International Energy Outlook (2009).

O relatório do BEN é divulgado anualmente e contém uma extensa pesquisa, contabilizando dados sobre oferta e consumo de energia no Brasil. Podemos observar na Figura 3.3 um aumento constante no consumo de energia elétrica no país, desde o ano de 1970, segundo o relatório do BEN 2011, ano base 2010 ¹. O consumo de energia elétrica

¹A tonelada equivalente de petróleo (tep) é a unidade comum na qual se convertem as unidades de medida das diferentes formas de energia utilizadas no BEN. Os fatores de conversão são calculados com base no poder calorífico superior de cada energético em relação ao do petróleo, de 10800 kcal/kg.

fica abaixo somente da classificação de derivados de petróleo, que por sua vez contempla a gasolina, óleo diesel, óleo combustível, querosene, entre outros. De um modo geral, observamos também um aumento progressivo de todas as fontes de energia comprovando a projeção de consumo mundial. Dentre as fontes primárias e secundárias de energia existentes no Brasil, a hidráulica é a que mais contribui para a produção de energia elétrica (Figura 3.4).

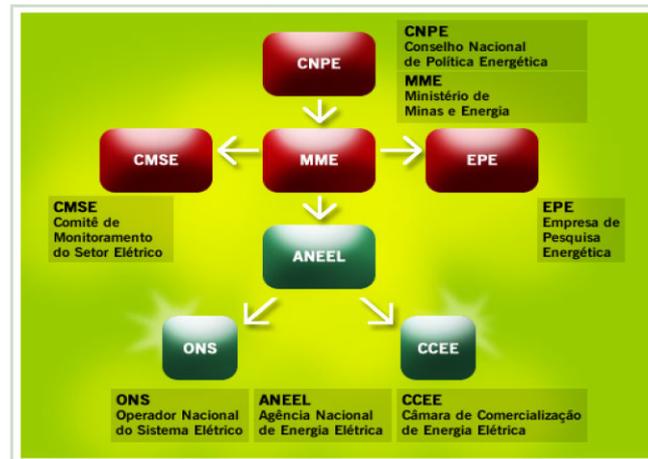


Figura 3.2: Estrutura Organizacional do Setor Elétrico Brasileiro. Fonte: ANNEEL (2009)

Diante do cenário exposto do setor elétrico brasileiro, onde as hidrelétricas são as principais fontes supridoras de energia, somos levados a fazer uma primeira reflexão. As hidrelétricas são normalmente instaladas em regiões distantes dos centros urbanos que são os maiores consumidores de energia. Com isso, para garantir o fornecimento de energia, são necessárias grandes extensões de linhas de transmissão e linhas de distribuição para o consumidor final, gerando um alto custo de instalação e manutenção dessa grande e complexa rede. A eletricidade possui algumas características peculiares em relação as demais fontes de energia, que devem ser levadas em consideração neste tipo de análise:

- Dificuldade de armazenamento. Existem condições operacionais restritivas que impedem a geração de eletricidade seja feita na medida em que é consumida. Isto faz com que o sistema elétrico seja dimensionado pelo nível máximo de energia demandada, resultando muitas vezes em ociosidade das instalações;
- Dificuldade de atendimento. A distância entre os locais de geração de energia e os consumidores exige um alto investimento financeiro e um planejamento constante em ações relacionadas a operação e manutenção, pois estão sujeitos a falha a qualquer momento. Além das restrições físicas para a operação segura e confiável;
- Ocorrência de falhas aleatórias tanto na geração, como na transmissão e distribuição de energia.

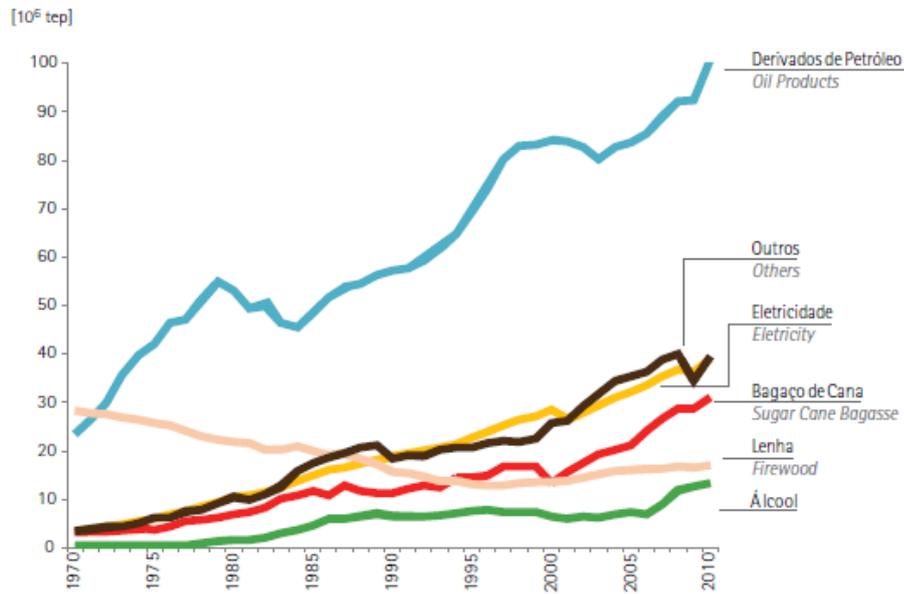


Figura 3.3: Gráfico do consumo final energético brasileiro por fonte. Fonte: BEN (2011)

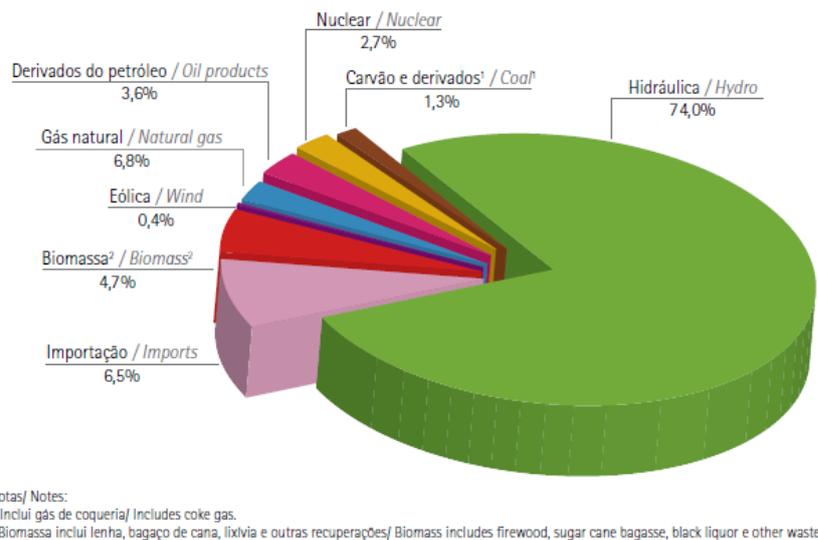


Figura 3.4: Gráfico da oferta interna de energia elétrica por fonte. Fonte: BEN (2011)

O Sistema Elétrico Nacional é composto pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelos Sistemas Isolados, localizados principalmente no Norte do país (Figura 3.5). O SIN é formado por empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas

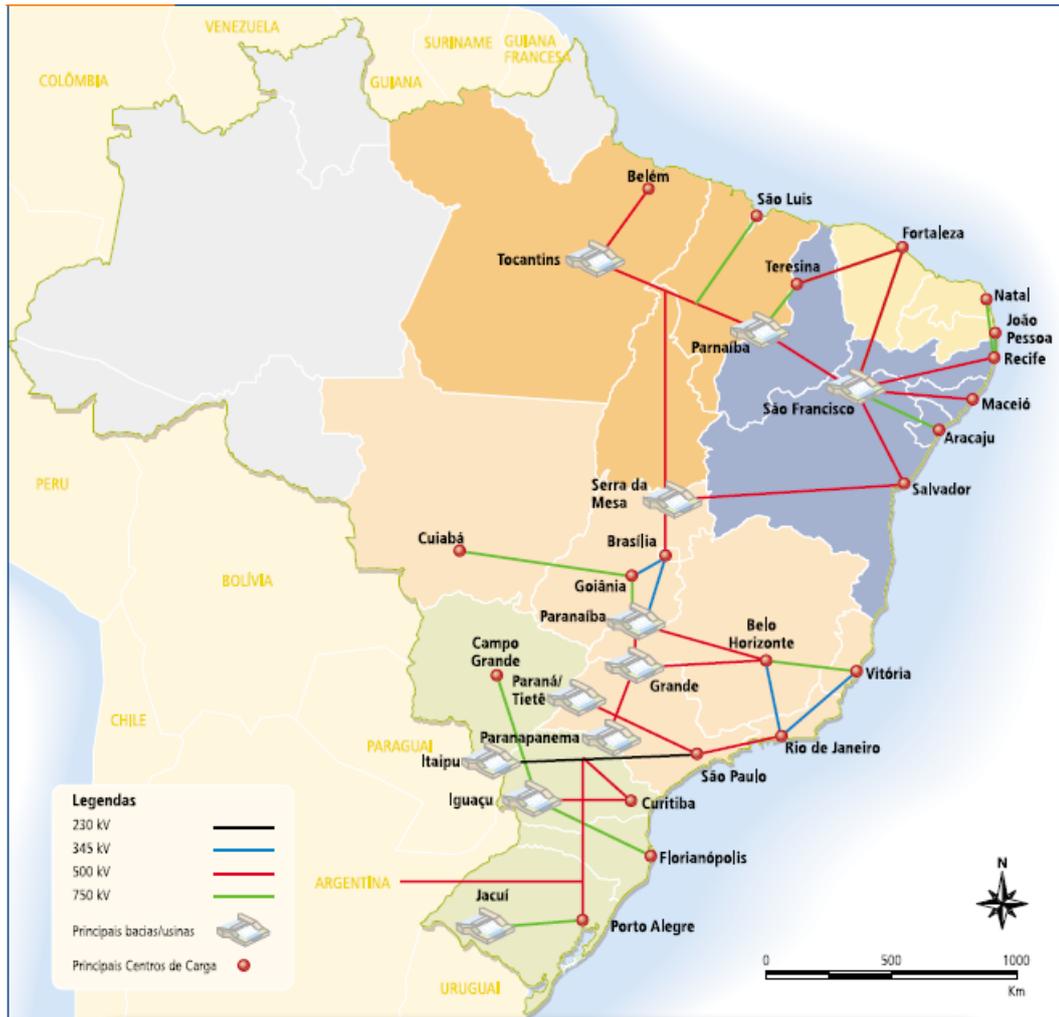


Figura 3.5: Mapa com representação simplificada da integração entre os sistemas de produção e transmissão, para o suprimento do mercado consumidor. Fonte: Operador Nacional dos Sistemas Elétricos (ONS). (2003). Disponível em: www.ons.br/ons/sin/index.htm (adaptado).

e com múltiplos proprietários. Como as usinas hidrelétricas são construídas em espaços próximos a afluentes e desníveis dos rios, geralmente situados em locais distantes dos centros consumidores, foi necessário desenvolver no país um extenso sistema de transmissão. Essa distância geográfica, associada à grande extensão territorial e as variações climáticas e hidrológicas do país, tende a ocasionar excedente ou escassez de produção hidrelétrica em determinadas regiões e períodos do ano. A interligação viabiliza a troca de energia entre regiões, permitindo a obtenção dos benefícios das diferentes bacias hidrográficas brasileiras.

3.1 Redes Eléctricas

A estrutura do sistema eléctrico compreende os sistemas de geração, transmissão e distribuição (Figura 3.6). No caso do Brasil, as usinas são responsáveis pela geração de energia que é transmitida através dos sistemas de transmissão de alta tensão, que em seguida é distribuída para sistemas de distribuição de média e baixa tensão.

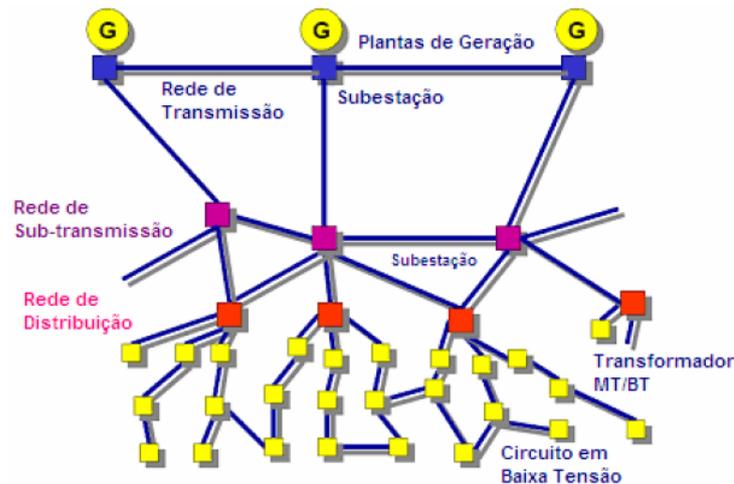


Figura 3.6: Estrutura tradicional de uma rede de energia eléctrica. Fonte: ANEEL (2009)

A rede de transmissão liga as grandes usinas de geração às áreas de grande consumo. Em geral, apenas poucos consumidores com um alto consumo de energia eléctrica são conectados às redes de transmissão onde predomina a estrutura de linhas aéreas. Qualquer falta nesse nível pode levar a descontinuidade de suprimento para um grande número de consumidores. A energia eléctrica é permanentemente monitorada e gerenciada por um centro de controle. O nível de tensão depende do país, mas normalmente o nível de tensão estabelecido está entre 220 kV e 765 kV. As principais empresas investidoras em linhas de transmissão no país estão relacionadas na Tabela 3.1. A expansão da malha de transmissão pode ser observada na Tabela 3.2.

A rede de sub-transmissão recebe energia da rede de transmissão com objetivo de transportar energia eléctrica a pequenas cidades ou importantes consumidores industriais. O nível de tensão está entre 35kV e 160 kV. Em geral, o arranjo das redes de sub-transmissão é em anel para aumentar a segurança do sistema. A estrutura dessas redes é em geral em linhas aéreas, por vezes cabos subterrâneos próximos a centros urbanos fazem parte da rede. A permissão para novas linhas aéreas está cada vez mais demorada devido ao grande número de estudos de impacto ambiental e oposição social. Como resultado, é cada vez mais difícil e caro para as redes de sub-transmissão alcançar áreas de alta densidade populacional. Os sistemas de proteção são do mesmo tipo daqueles usados para as redes de transmissão e o controle é regional.

Tabela 3.1: Extensão das Linhas de Transmissão

Nº	EMPRESA	Linhas(km)	
		2008	2009
1º	FURNAS	19.082	19.091
2º	CTEEP	18.495	18.687
3º	CHESF	18.260	18.588
4º	ELETROSUL	10.693	11.305
5º	ELETRONORTE	7.856	9.869
6º	CEEE	6.008	5.863
7º	CEMIG	4.875	4.875
8º	COPEL	1.766	1.775

Fonte: ABRATE, Revisão 05.05.2010

Tabela 3.2: Expansão Anual da Rede Básica de Transmissão (km)

LT - Km	2006	2007	2008	2009	2010
Extensão Inicial	82.991,0	86.189,0	87.184,4	90.282,8	93.295,3
Acréscimo Anual	3.198,0	995,4	3.098,4	3.012,5	2.524,0
Total	86.189,0	87.184,4	90.282,8	93.295,3	95.819,3

Fonte: ANEEL (2010)

As **redes de distribuição** alimentam consumidores industriais de médio e pequeno porte, consumidores comerciais e de serviços e consumidores residenciais. Os níveis de tensão de distribuição são assim classificados segundo o PRODIST ²:

- Alta tensão de distribuição (AT): tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou superior a 69kV e inferior a 230kV;
- Média tensão de distribuição (MT): tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1kV e inferior a 69kV;
- Baixa tensão de distribuição (BT): tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1kV.

Na Figura 3.7 temos um diagrama com a representação dos vários segmentos de um sistema de potência com seus respectivos níveis de tensão. Os níveis de tensão praticados no Brasil variam de 110V à 765Kv.

Os sistemas elétricos podem ser representados graficamente através de Diagramas Unifilares, Diagramas Multifilares ou Diagrama Equivalente por Fase. Na Figura 3.8 temos um diagrama unifilar simplificado de um sistema elétrico de potência. Os diagramas multifilares podem ser bifásicos ou trifásicos e podem ser usados na representação

²Os Procedimentos de Distribuição - PRODIST são documentos elaborados pela ANEEL e normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

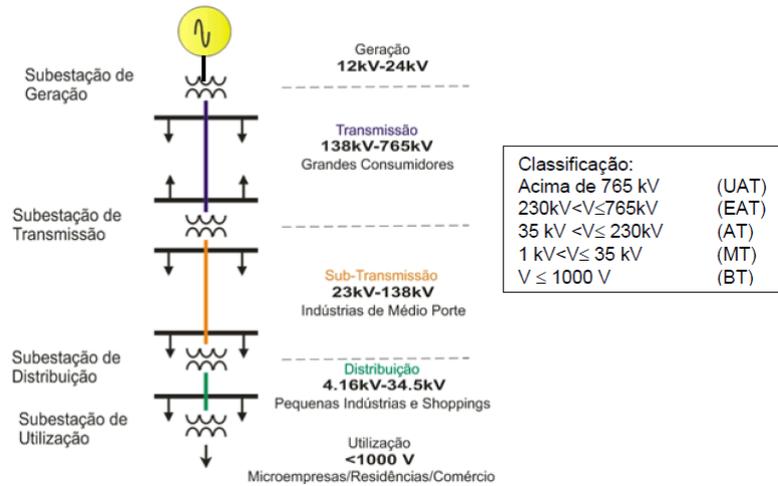


Figura 3.7: Estrutura tradicional de uma rede de energia elétrica por nível de tensão. UAT = Ultra Alta Tensão; EAT = Extra Alta Tensão; AT = Alta Tensão; MT = Média Tensão; BT = Baixa Tensão. Fonte: ANEEL (2009)

de um circuito de saída ou na interligação de subestações através de linhas de transmissão (Figura 3.9). O diagrama equivalente por fase normalmente é utilizado para mostrar dados de impedância de geradores, linhas, transformadores, capacitores, cabos e outros.

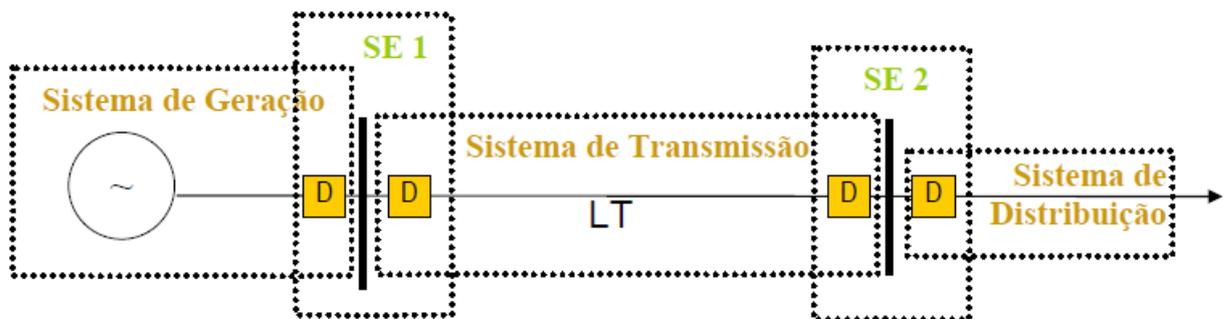


Figura 3.8: Diagrama unifilar simplificado de um Sistema elétrico de potência. D = Equipamentos de Disjunção; SE1 = Subestação Elebadora; SE2 = Subestação Distribuidora; LT = Linha de Transmissão. Fonte: Leão (2009)

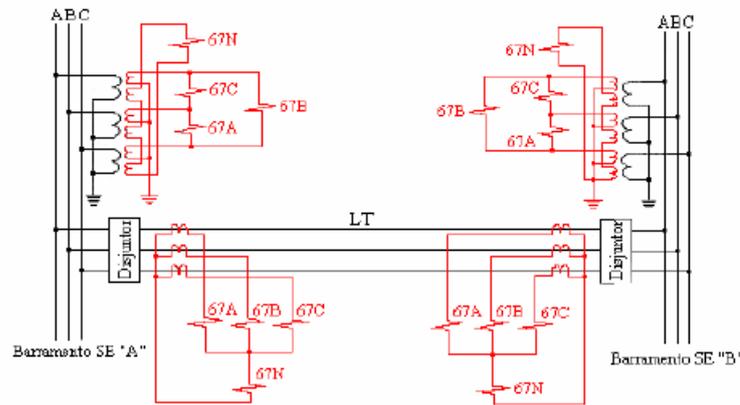


Figura 3.9: Diagrama trifilar de uma linha de transmissão interligando subestações com proteção sobrecorrente direcional. Fonte: Leão (2009)

Na Figura 3.10 temos uma representação bastante simplificada que pode esclarecer de forma intuitiva as três formas de diagramação.

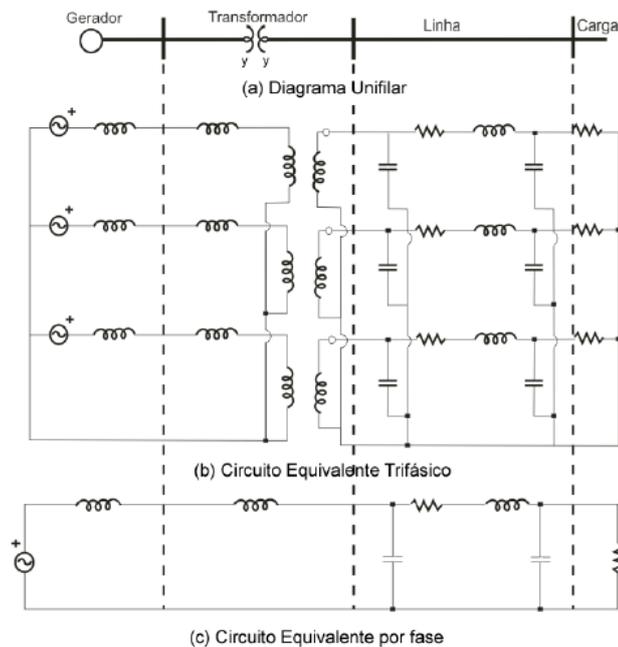


Figura 3.10: (a)Diagrama unifilar; (b)Diagrama trifilar e impedância; (c)Diagrama com circuito equivalente por fase. Fonte: Leão (2009)

3.2 Rede elétrica da Bahia

Inicialmente, traçamos um panorama geral sobre o consumo de energia, em seguida apresentamos um cenário brasileiro sobre a oferta e o consumo de energia elétrica. Agora, entraremos no principal ponto onde a pesquisa está concentrada, que é a rede de transmissão e distribuição do estado da Bahia.

Na maioria dos Estados brasileiros, principalmente nas regiões Norte e Nordeste, a área de concessão das empresas de distribuição corresponde aos limites geográficos estaduais. O mesmo não acontece em São Paulo e Rio Grande do Sul, onde existem concessionárias com áreas de abrangência menores. Em alguns casos, as áreas de concessão são descontínuas, e podem inclusive ultrapassar os limites geográficos do Estado, como ilustrado na Figura 3.12. Assim, as nossas principais referências de empresas que atuam no mercado baiano são : CHESF (Atuando principalmente sobre as linhas de transmissão) e COELBA (Atuando principalmente sobre as linhas de distribuição).

A CHESF possui um dos maiores sistemas de transmissão de energia elétrica em alta tensão do Brasil. Atualmente possui mais de 18 mil quilômetros de linhas de transmissão (Tabela 3.1), e abrange a região Nordeste quase totalmente. O sistema de transmissão da CHESF interliga os estados do Nordeste e une a região aos sistemas das regiões Norte, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil.

A COELBA, empresa concessionária na Bahia, novamente comprova o aumento constante no consumo de energia (Figura 3.11). De acordo com dados divulgados pela própria empresa, foi registrado um aumento de 7,5% na energia distribuída em 2010, em relação ao ano anterior, sendo março o mês de maior volume de energia vendida. As classes que tiveram aumento mais expressivo no acumulado do ano foram as classes industrial (11,8%) e rural (8,0%). Isso pode ser explicado pelo crescimento da economia baiana, além da quantidade expressiva de ligações na área rural do estado, 75 mil apenas em 2009, através do programa Luz Para Todos. As classes residencial e comercial também registraram crescimento no consumo de energia tanto no mês de dezembro quanto no acumulado do ano, terminando 2010 com incremento de 7,5% e 5,3%, respectivamente. A crescente expansão da rede pode ser observada na Tabela 3.3.

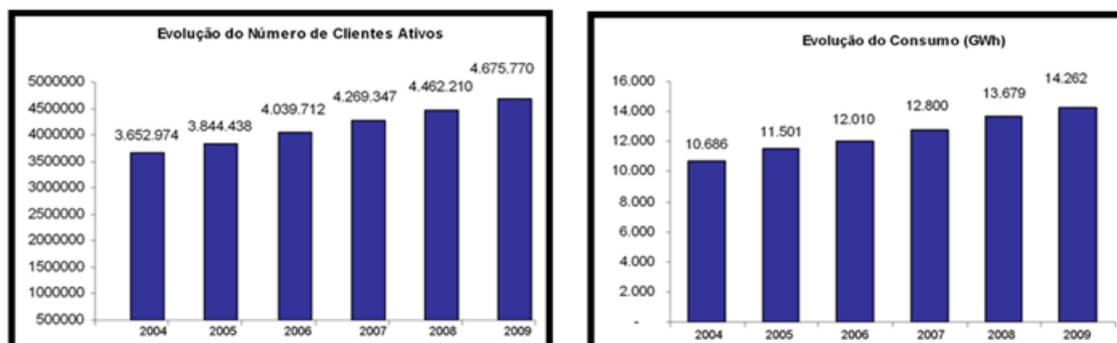


Figura 3.11: Evolução do consumo de energia elétrica na Bahia. Fonte: COELBA (2012)

Tabela 3.3: Expansão Anual dos Dados Físicos da Rede COELBA

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Linhas de Transmissão	7.091	7.424	7.514	7.616	7.628	8.039	8.052	8.200	8.248
Quantidade de Subestações	222	231	233	243	248	252	255	258	260

Fonte: COELBA (2012).



Figura 3.12: Mapa da distribuição regional das concessionárias de energia. Fonte: ANEEL (2004)

3.3 Qualidade do Serviço

O desempenho das empresas distribuidoras referente à continuidade do serviço prestado de energia elétrica é medido com base em um conjunto de indicadores, segundo Resolução ANEEL n° 024, de 27 de janeiro de 2000. Alguns dos indicadores são denominados DEC e FEC. O DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) indica o número de horas em média que um determinado conjunto de unidades consumidoras fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal. Já o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) indica quantas vezes, em média, houve interrupção nas unidades consumidoras (residência, comércio, indústria etc). As metas de DEC e FEC estão definidas em resolução específica da ANEEL.

O DEC pode ser calculado pela Equação 3.1

$$DEC = \frac{\sum_i^n Ca(i).T(i)}{Cs} \quad (3.1)$$

O FEC pode ser calculado pela Equação 3.2

$$FEC = \frac{\sum_i^n Ca(i)}{Cs} \quad (3.2)$$

onde, $T(i)$ = tempo de duração de cada interrupção do conjunto de consumidores considerados em horas; $Ca(i)$ = número de consumidores do conjunto considerado, atingido nas interrupções e Cs = número total de consumidores do conjunto considerado.

Diante de um sistema em constante evolução, é comum a ocorrência de algumas interrupções de energia, como quedas de tensão ou falhas na alimentação. Estas interrupções podem ser causadas por diversos motivos:

- Manutenção no sistema elétrico;
- Meio Ambiente (Poluição, Corrosão, Erosão, Vento);
- Próprias do sistema (Sobrecarga, Subtensão, Sobretensão, Falhas de Equipamento)
- Terceiros (Acidente, Roubo, Vandalismo)

Nas Figuras 3.13 e 3.14 temos a evolução dos indicadores DEC e FEC de todo o país. Em 2010, o DEC foi de 18,40 horas, ou seja, o brasileiro ficou, em média, 18 horas e 24 minutos sem energia. O número, apesar de menor que o de 2009, que foi de 18,77 ou 18 horas e 46 minutos, é maior que os observados entre 2000 a 2008.

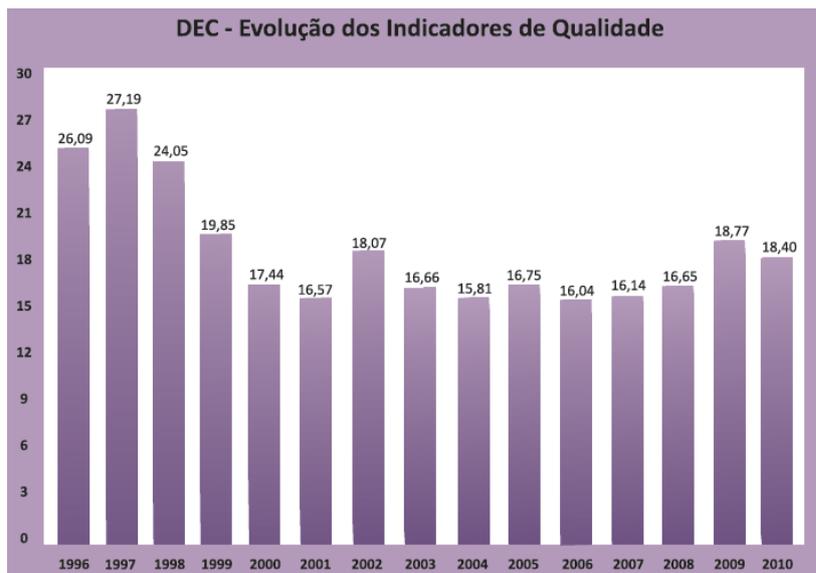


Figura 3.13: Evolução do indicador de qualidade DEC. Fonte: ANEEL (2010)

Em relação à frequência das interrupções, constata-se a queda constante do FEC apurado, que foi de 11,35 vezes, o menor observado desde 1996, série histórica que coincide com a criação da ANEEL. Na prática, o índice significa que o brasileiro ficou, em média, 11,35 vezes sem energia ao longo de 2010.

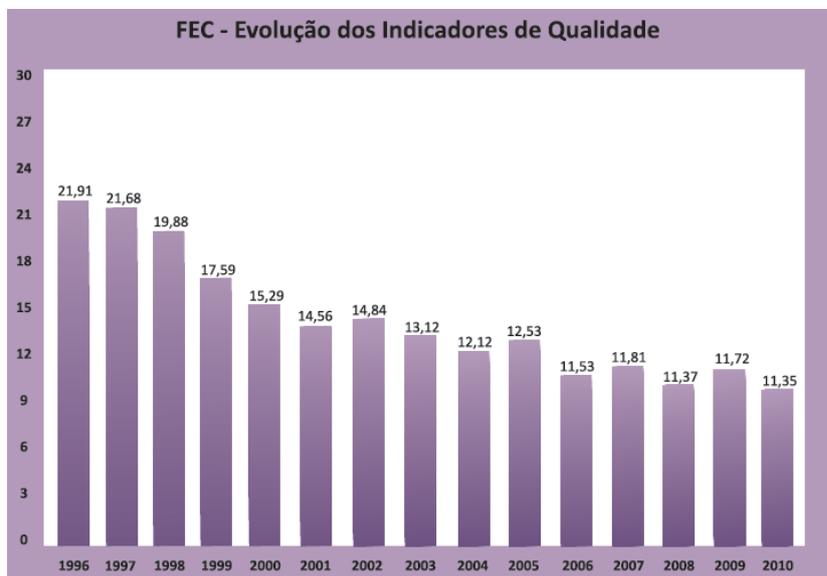


Figura 3.14: Evolução do indicador de qualidade FEC. Fonte: ANEEL (2010)

Na avaliação regional, os indicadores demonstram que, na região Norte, há mais interrupções no fornecimento de energia e que a duração dessas interrupções é superior à média nacional. Em contrapartida, a região Sudeste tem os menores índices (Figuras 3.15 e 3.16).

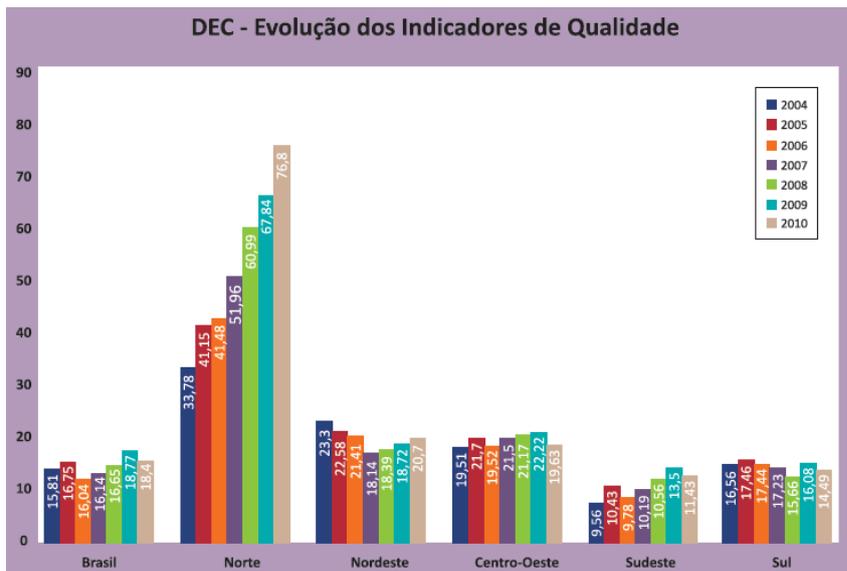


Figura 3.15: Evolução do indicador de qualidade DEC por região. Fonte: ANEEL (2010)



Figura 3.16: Evolução do indicador de qualidade FEC por região. ANEEL (2010)

Com a publicação da Resolução nº. 395/2009, que fez a revisão dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), os limites para os indicadores se tornaram mais exigentes. O PRODIST normatiza o relacionamento entre as distribuidoras de energia elétrica, consumidores e geradores conectados aos sistemas de distribuição. As concessionárias que não cumpriam com os limites exigidos para os indicadores de qualidade eram obrigadas a pagar multa. Com a referida resolução, as concessionárias que descumprirem os limites exigidos, devem pagar o motante devido

ao consumidor que teve seu limite superado. A compensação deve ser creditada na fatura até dois meses após o período de apuração das interrupções.

Os consumidores de energia elétrica receberam R\$ 360,24 milhões em compensação por interrupções no fornecimento de energia elétrica em 2010. Foram pagas 94,89 milhões de compensações pelo descumprimento dos indicadores.

3.4 Localização de falhas na rede

As concessionárias de energia sofrem uma forte pressão para atender aos indicadores de qualidade. O não cumprimento dos mesmos, pode gerar um desgaste muito grande na relação cliente e fornecedor. Mesmo com a compensação financeira que os consumidores recebem devido as interrupções no fornecimento de energia, os prejuízos podem ser incalculáveis. Por este motivo, as empresas do setor elétrico procuram investir no Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulado pela ANEEL (Lei nº.9.991/2000), a fim de minimizar estes problemas. Ao longo de 2010, foram cadastrados 569 novos projetos no âmbito do Programa de P&D regulado pela ANEEL, com investimentos estimados em R\$ 1,44 bilhão. Além desses, 45 projetos de gestão foram apresentados, com previsão de aportes de R\$ 12 milhões, e aprovados outros com investimentos programados de R\$ 109,8 milhões.

O sistema SISLOG é resultado de um projeto de P&D desenvolvido pela COELBA em conjunto com a UFBA, durante os anos de 2004 a 2006.



Figura 3.17: Representação da integração entre os sistemas. Fonte: Autor.

O principal objetivo deste sistema é a localização geográfica das falhas e interrupções ocorridas na rede de distribuição elétrica, utilizando um banco de dados que contém todas as informações georeferenciadas dos componentes da rede de distribuição primária da rede. Além disso, serve de interface entre os sistemas de automação, atendimento ao cliente e de georeferenciamento (Figura 3.17).

O algoritmo utilizado pelo SISLOG para localização das falhas está associado à impedância fornecida pelos relés no momento em que ocorre a falha. O cálculo de im-

pedância se baseia no algoritmo de Takagi (ZIMMERMAN; COSTELLO, 2004), representado pela equação abaixo:

$$Z_L = \frac{V_A}{I_A + KI_R} \Omega \quad (3.3)$$

Onde, Z_L = Impedância de sequência positiva da linha calculada pelo relé; V_A = Tensão de sequência positiva; I_A = Corrente de sequência positiva; I_R = Corrente residual; K = Fator de compensação.

O diagrama apresentado na Figura 3.18 ilustra um alimentador de distribuição, e nele são mostrados sete níveis de derivação, e cada derivação é dividida em trechos. Cada trecho por sua vez, possui uma impedância característica $Z_{m,n}(\Omega/Km)$ e um comprimento $d_{m,n}(km)$. A impedância do trecho é obtida através do produto entre $Z_{m,n}$ e $d_{m,n}$. Os índices m e n são descritos como: m - Nível em que se encontra a impedância n - Trecho especificado e associado ao nível em que se encontra.

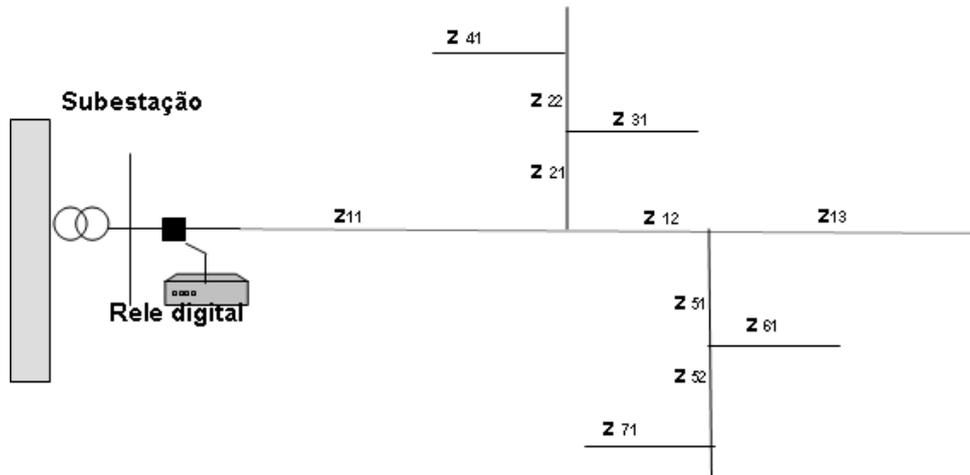


Figura 3.18: Representação de um alimentador em uma subestação. Fonte: Santana (2007).

Para ilustrar uma falha na rede, suponhamos uma ocorrência no trecho $Z_{4,1}$ (Figura 3.19). Neste momento, o relé fornece um valor de impedância $Z(\Omega)$ que está associado a distância em que ocorreu a falha. O valor estimado de impedância que está associado ao trecho em que ocorreu a falha, pode ser obtido pelo somatório das impedâncias de cada trecho do caminho até o ponto da falha, denotado por Z_T . Todavia, existem vários possíveis caminhos através da rede que fornecem impedância semelhante. Em uma análise investigativa da falha, os trechos onde supostamente poderiam ter alguma falha conforme o algoritmo, poderiam ser “eliminados”, se houvessem sensores espalhados na rede, detectando o fluxo de energia (Figura 3.20).

$$Z_T = \sum_i^n z d \tag{3.4}$$

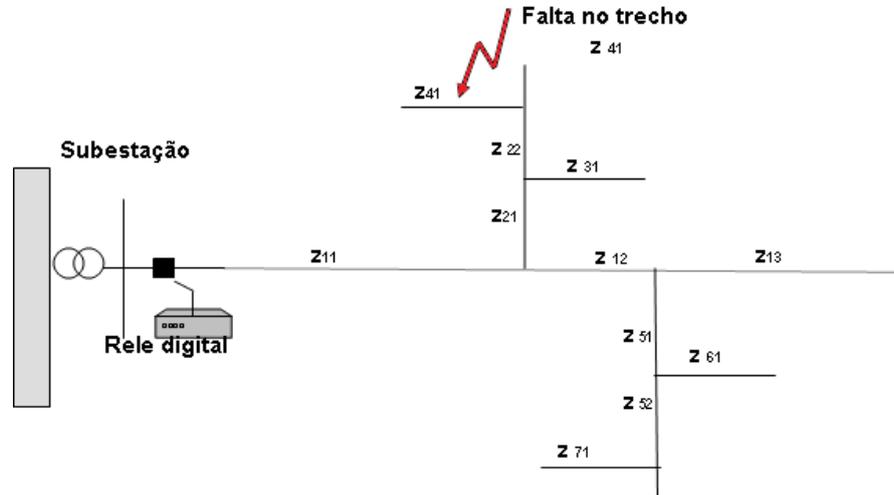


Figura 3.19: Representação de uma falha ocorrida na rede no trecho Z_{41} . Fonte: Santana (2007).

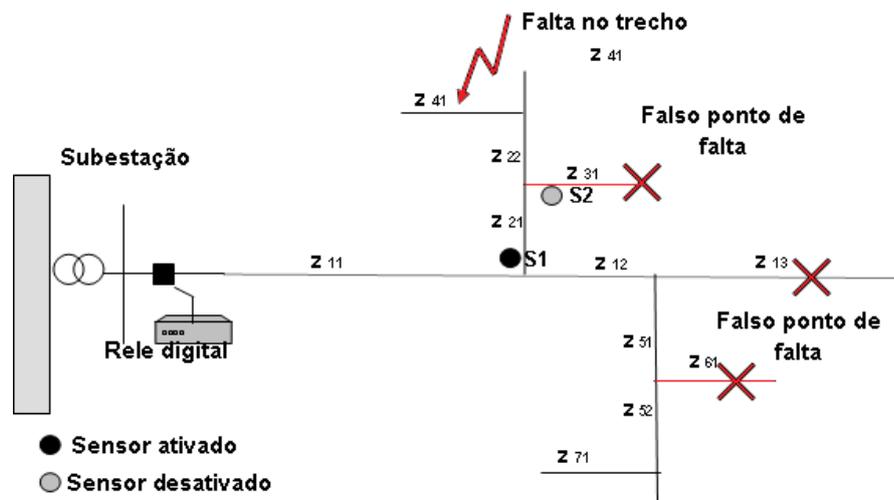


Figura 3.20: Localização da falha no trecho Z_{41} com o auxílio de sensores na rede. Os sensores na redes são representados por S1 e S2. Fonte: Santana (2007).

Analisando uma situação real de falha de energia ocorrida à uma distância de 29Km da subestação (Figura 3.21)³, podemos observar diversos trechos passíveis de falha e sujeitos a investigação. O processo de identificação das reais falhas, pode demandar um tempo considerável, impactando nos indicadores de qualidade da concessionária.

Uma possível solução para o problema de identificação das falhas seria a distribuição de diversos sensores em todos os pontos de devivação da rede, mas seria economicamente inviável. Além dos elevados custos com aquisição, instalação e manutenção,

³O alimentador neste caso em específico tem uma cobertura de 36km de rede de distribuição

seria necessário também promover meios de comunicação remota com estes equipamentos. Faz-se necessário portanto, uma solução de otimização para distribuição de um número reduzido de sensores, porém adequadamente distribuídos.

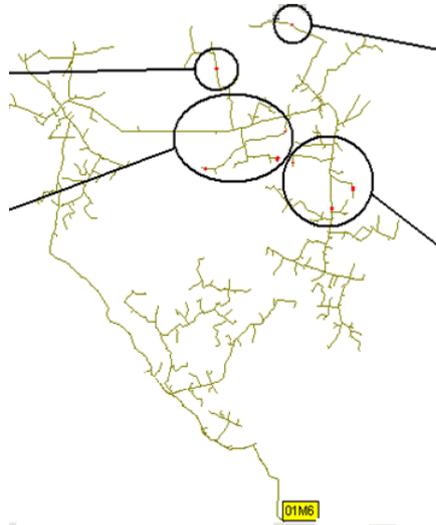


Figura 3.21: Localização de uma falha através do SISLOG. Fonte: Autor.

A proposta abordada neste trabalho procura fazer uma análise mais abrangente da rede, de modo que se tenha uma visão panorâmica da rede e dos padrões emergentes sobre ela. Sabemos que se trata de uma rede com um comportamento dinâmico em evolução, e por isso entendemos que se trata de um sistema complexo, onde diversos componentes heterogêneos estão interconectados.

No capítulo seguinte apresentaremos alguns resultados obtidos a partir das informações retiradas do mesmo banco de dados do SISLOG, sob a perspectiva de Redes Complexas.

Classificação Topológica e Simulações

Nesta etapa do trabalho coletamos informações do banco de dados SQL Server utilizado pelo SISLOG e geramos algumas redes no formato PAJEK para análise dos parâmetros de redes complexas. As redes foram geradas a partir de consultas realizadas no banco de dados que nos permitiu extrair dados como : identificação dos postes, identificação das subestações, os cabos de distribuição de energia que conectam os postes, assim como as coordenadas geográficas de todos estes componentes. Inicialmente, construímos um cenário que contempla a rede de distribuição de quase todo o território baiano (Figura 4.1), formando assim, uma rede não dirigida. Nesta rede, consideramos que os vértices são os postes de energia espalhados pela rede com suas devidas posições geográficas ($n = 1.534.994$) e as arestas são os cabos de distribuição de energia ($m = 1.536.518$). A análise dos parâmetros da rede ficou comprometida, pois o maior componente da rede corresponde somente a 11,63% de todo o sistema com $n = 178.646$ de vértices. Ainda assim, calculamos o coeficiente de aglomeração $C = 0,00009$, e a distribuição de graus $P(k)$, onde o grau médio $\langle k \rangle \approx 2,0$. É importante destacar que conforme observado na Figura 4.2, a distribuição de graus na escala log-log tende a uma lei de potência, denotada por $P(k) \sim k^{-\gamma}$, de forma que $\langle k \rangle$ não corresponde a um valor característico da distribuição de graus da rede.

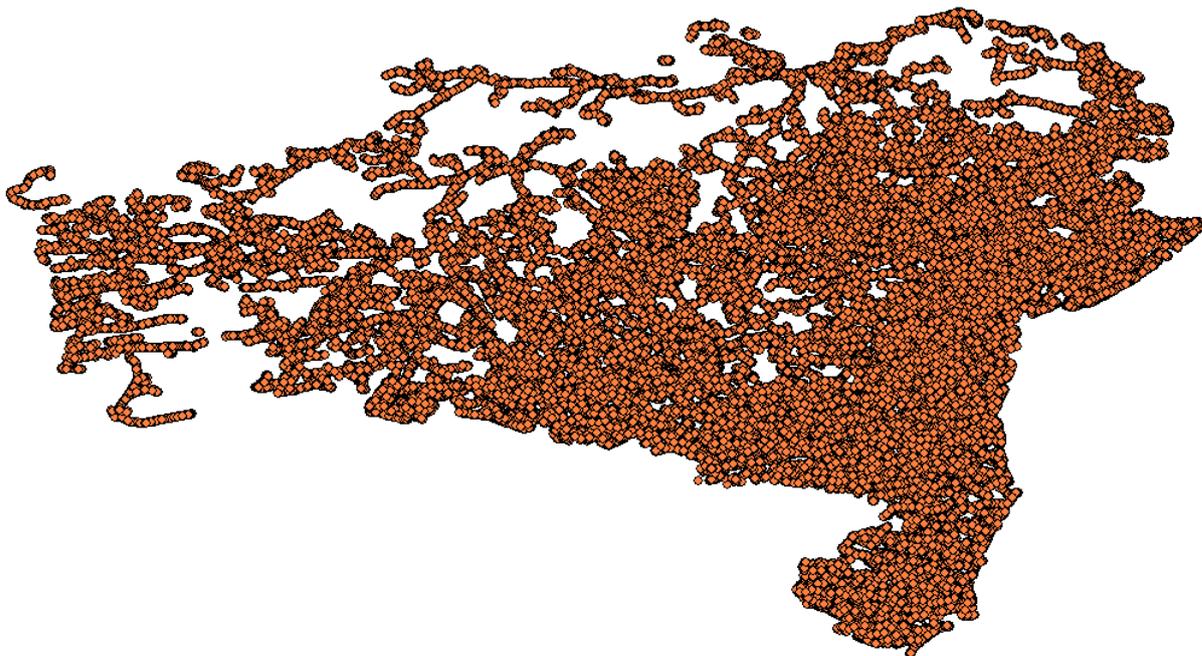


Figura 4.1: Representação da rede de postes do estado da Bahia (Cenário 01). Fonte: Autor.

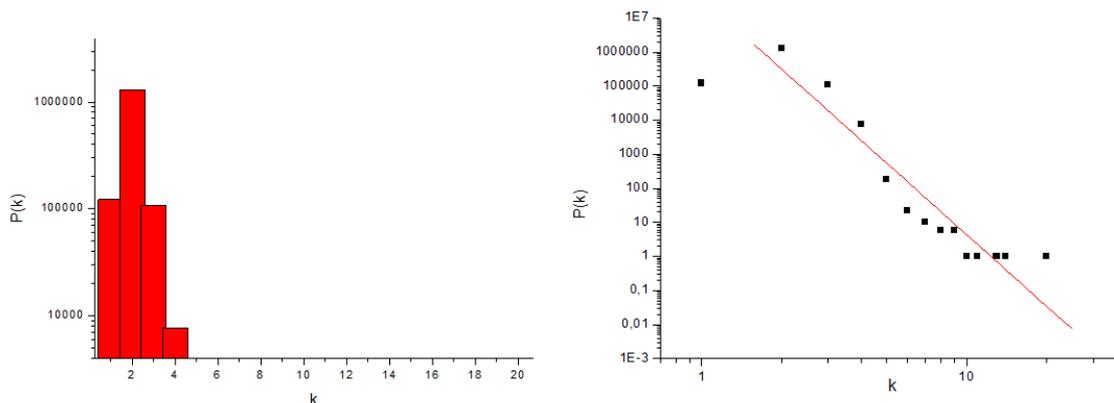


Figura 4.2: Distribuição de graus (Cenário 01). No ajuste linear foi obtido um $R = 0,94$ e um $\gamma = 6,9$. Fonte: Autor.

Tabela 4.1: Parâmetros da Rede.

Nome da Rede	N	M	$\langle k \rangle$	L	C
Rede de Subestações (Cenário 02) - Real	312	327	2,096	8,31478	0,04044
Rede de Subestações (Cenário 02) - Aleatória	312	312	2,000	7,57428	0,00765

Comparação entre a rede real e a rede aleatória. Fonte: Autor.

Em princípio, o resultado de 11,63% dos vértices conectados, correspondente ao maior componente na rede, parece não fazer sentido, uma vez que estamos tratando de uma rede em que o fluxo de energia precisa necessariamente, transitar em toda a rede. E para isso, a rede precisa estar totalmente conectada, caso contrário não teríamos energia. Acontece que o fornecimento de energia funciona com as atividades simultâneas de dois tipos de redes distintas, mas que estão entrelaçadas. Estas redes são as redes de distribuição e rede de transmissão. Como no primeiro cenário construímos uma rede baseada em dados de uma rede de distribuição, não temos como saber que regiões estão sendo abastecidas diretamente por redes de transmissão. Ou seja, existem subestações que estão diretamente conectadas através das linhas de transmissão, e por isso não utilizam postes.

Diante dessa constatação, construímos um segundo cenário. Nesse caso, os vértices são as subestações e as arestas são as linhas de transmissão, formando assim uma rede não dirigida de subestações. Com esta rede conseguimos obter uma rede totalmente conectada (Figura 4.3).

Novamente observamos uma distribuição de graus tendendo a uma lei de potência, dando indícios de uma rede Livre de Escala conforme observado na Figura 4.4. Na Tabela 4.1 temos alguns resultados obtidos a partir de uma simulação feita no Pajek. Nesta simulação criamos uma rede aleatória com o mesmo número de vértices e o grau médio da rede real de subestações (Cenário 02). As redes apresentam valores de caminho mínimo médio (L) próximos, mas o coeficiente de aglomeração é muito maior na rede real.

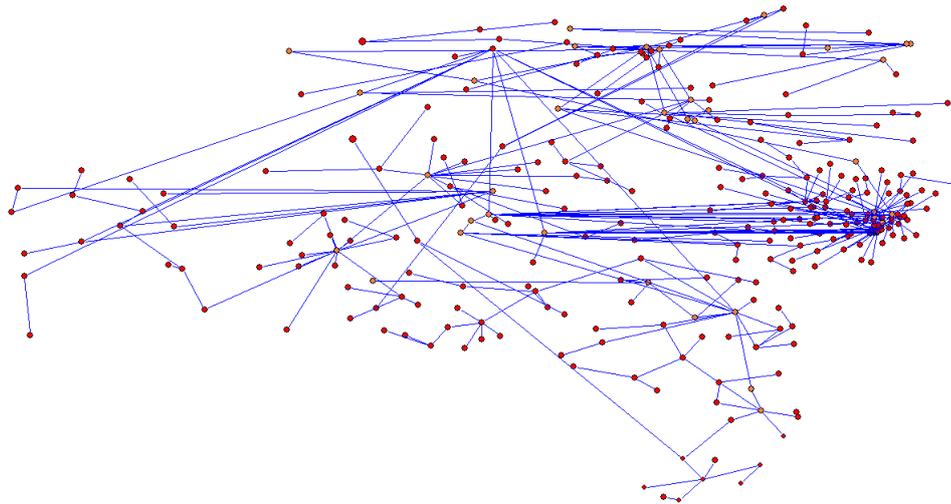


Figura 4.3: Representação da rede de subestações do estado da Bahia (Cenário 02). Fonte: Autor.

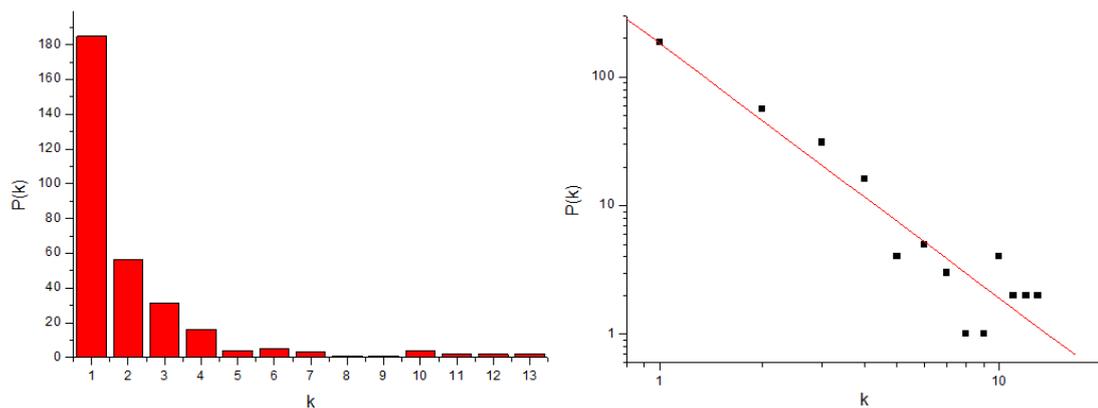


Figura 4.4: Distribuição de graus (Cenário 02). No ajuste linear foi obtido um $R = 0,93$ e um $\gamma = 1,9$. Fonte: Autor.

Alguns estudos semelhantes já foram feitos no passado e o primeiro deles foi publicado por Barabási e Albert sobre a rede de energia elétrica do Oeste dos Estados Unidos (BARABÁSI; ALBERT, 1999). Esta rede era formada por 4941 vértices e apresentava uma lei de potência com expoente $\gamma = 4$. Este valor de expoente encontrado na rede dos Estados Unidos é muito superior ao encontrado na rede da Bahia e de outros estudos como pode ser observado na Tabela 4.2. Segundo um estudo relacionado a robustez das redes elétricas europeias de (ROSAS-CASALS; COROMINAS-MURTRA, 2009), a variação no valor do γ pode ter relação com a robustez ou vulnerabilidade destas redes.

Tabela 4.2: Resumo dos parâmetros das redes europeias.

Country	N	L	$\langle k \rangle$	γ
Belgium	53	58	2,18	1,005
Holland	36	38	2,11	1,086
Germany	445	560	2,51	1,237
Italy	272	368	2,70	1,238
Austria	70	77	2,20	1,409
Romania	106	132	2,49	1,418
Greece	27	33	2,44	1,457
Croatia	34	38	2,23	1,594
Portugal	56	72	2,57	1,606
Poland	163	212	2,60	1,641
Slovak Republic	43	52	2,41	1,660
Bulgaria	56	67	2,39	1,763
Switzerland	147	186	2,53	1,850
Czech Republic	70	88	2,51	1,883
France	667	899	2,69	1,895
Hungary	40	47	2,35	1,946
Bosnia	36	42	2,33	1,952
Spain	474	669	2,82	2,008
Serbia	65	81	2,49	2,199

Parâmetros ordenados por γ . Fonte : [Rosas-Casals e Corominas-Murtra \(2009\)](#).

4.1 Simulações

Nesta fase do trabalho realizamos algumas simulações para análise de robustez estática da rede. Nesta análise, alguns vértices recebem o *status* “inativo”, e as arestas incidentes a estes vértices são eliminadas. As simulações foram divididas em duas etapas. A primeira delas tinha o objetivo de realizar simulações de falhas na rede, ou seja, falhas que normalmente em uma rede real, têm características de ocorrerem aleatoriamente. Para isso, foram criadas 99 redes no formato Pajek, de forma que cada uma delas simulava uma falha aleatória de uma certa fração de vértices da rede. As frações de falhas foram divididas sistematicamente em intervalos de 0,01, e os teste foram repetidos 100 vezes. A segunda etapa da simulação tinha como objetivo a realização de ataques coordenados na rede. Neste caso, os vértices que tiveram alguma falha foram criteriosamente selecionados conforme a quantidade de conexões, do maior para o menor.

Nas Figuras 4.5 e 4.6 podemos observar os efeitos causados pelas “Falhas Aleatórias” e pelos “Ataques Coordenados” na rede formada pelas subestações da Bahia (Cenário 02). As redes Livres de Escala são resilientes à perdas aleatórias de vértices, mas são vulneráveis a ataques coordenados em vértices com um alto grau. Esta análise pode ser facilmente observada nesta simulação. Nas primeiras frações de perdas, temos uma drástica diferença entre a curva formada pela simulação aleatória e a curva seletiva. Enquanto na simulação aleatória temos uma rede praticamente íntegra com as primeiras perdas, em poucos passos temos menos de 40% da rede conectada na simulação seletiva.

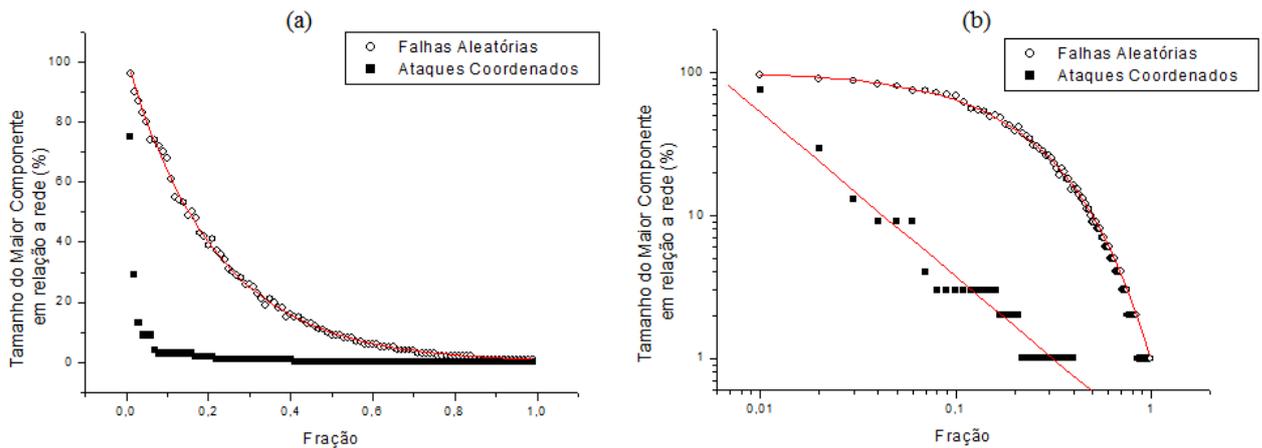


Figura 4.5: Gráfico das simulações das falhas e dos ataques. (a) Temos as falhas aleatórias (○) e os ataques coordenados (■). (b) Temos o mesmo gráfico na escala log-log. Fonte: Autor.

Para uma investigação de roturez desta rede, é necessário identificar se a conectividade da rede é dependente de um pequeno conjunto de *hubs* e se a perda destes componentes pode provocar uma ruptura da capacidade da rede elétrica de transmissão. Na Figura 4.6 podemos ter uma boa noção da perda dos *hubs*. Vale lembrar que estamos trabalhando em uma rede de transmissão. Ou seja, a falha em uma subestação de transmissão pode resultar na falta de fornecimento de energia para milhares de consumidores, pois abaixo da rede de transmissão ainda existe a rede de distribuição fornecendo energia para o consumidor final.

A identificação e o entendimento sobre a formação dos *hubs* neste sistema, é essencial para análise de robustez da rede. Para isso, foi feita uma distinção entre os tipos de subestação. As subestações que estão diretamente ligadas as usinas hidrelétricas, normalmente têm uma maior capacidade que as demais, e por isso classificamos como subestação geradora. As outras subestações, chamamos apenas de subestação de transmissão. A falha de uma subestação geradora implica falha sucessiva no fornecimento de energia das subestações que estão abaixo desta. Logicamente que em uma situação real, o fornecimento de energia pode ser desviado de uma outra subestação geradora, e isto não é contemplado nesta abordagem. Em uma análise semelhante, sobre a vulnerabilidade estrutural da rede elétrica norte americana, [Albert, Albert e Nakarado \(2004\)](#), sugerem o conceito de perda de conectividade para quantificar a diminuição média do número de geradores conectados a uma subestação de transmissão (Equação 4.1).

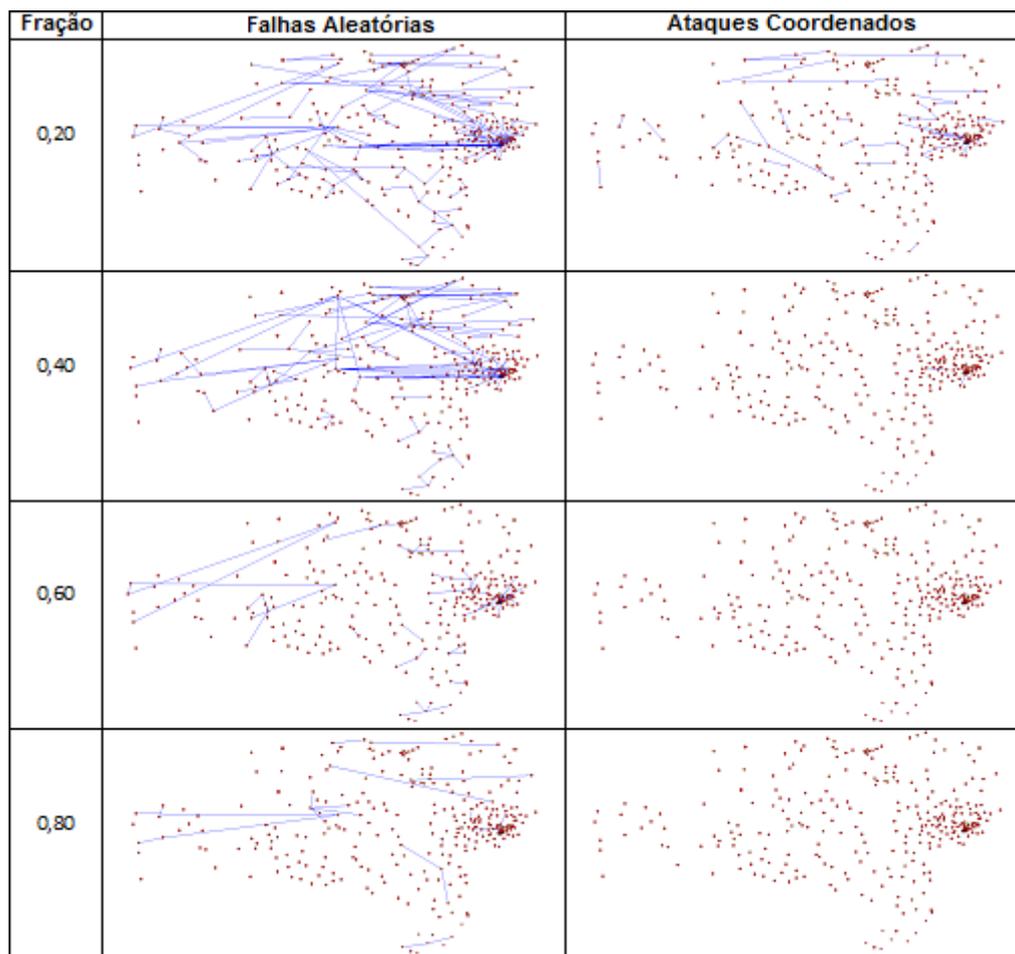


Figura 4.6: Visualização dos efeitos causados pelas falhas e pelos ataques. Fonte: Autor.

$$CL = 1 - \left\langle \frac{N_g^i}{N_g} \right\rangle_i \quad (4.1)$$

onde: N_g = o número total de subestações geradoras; N_g^i = o número total de subestações geradoras ligadas direta ou indiretamente a uma determinada subestação de transmissão i , depois de ocorrida a falha.

Para compreender melhor o conceito de perda de conectividade elaboramos um diagrama que representa de forma simplificada o efeito causado por perdas sucessivas de geradores em uma rede de transmissão. Nesta representação montamos uma rede formada por 15 subestações, onde 3 são subestações geradoras e 12 são subestações de transmissão (Figura 4.7). Para realização dos cálculos utilizaremos a seguinte notação para perda de conectividade :

$$CL = 1 - \frac{1}{N_T} \sum_{i=1}^{N_T} \frac{N_g^i}{N_g} \quad (4.2)$$

onde: N_g = o número total de subestações geradoras; N_T = o número total de subestações de transmissão; N_g^i = o número total de subestações geradoras ligadas direta ou indiretamente a uma determinada subestação de transmissão i , depois de ocorrida a falha.

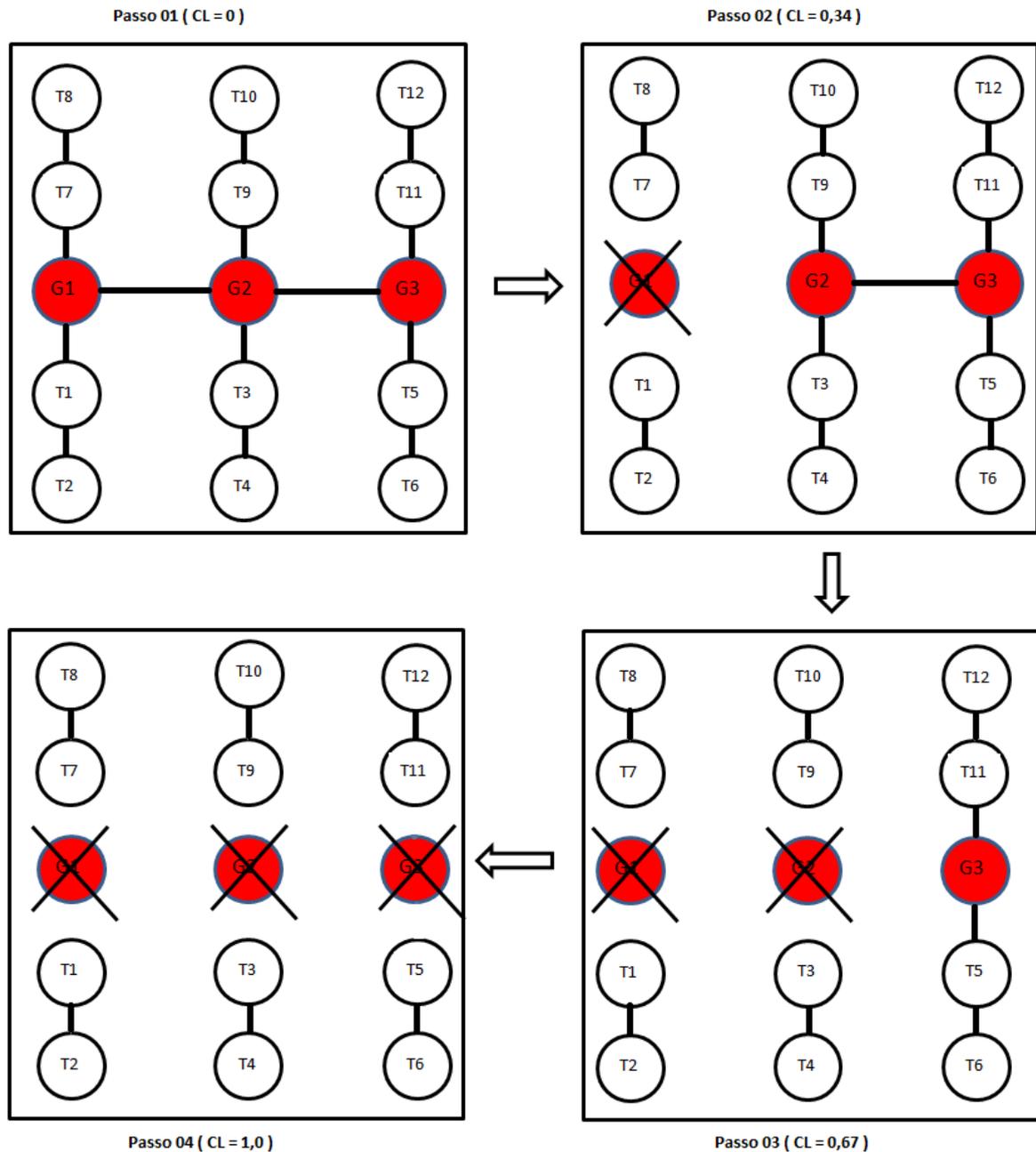


Figura 4.7: Diagrama evolutivo da perda de conectividade em função das falhas sucessivas em subestações geradoras. Fonte: Autor.

A falha de uma subestação geradora implica na perda de conexão deste vértice com os demais, impedido o seu fornecimento de energia. Observando a Figura 4.7 no Passo 01, cada subestação de transmissão pode ter sua demanda de energia suprida por 3 subestações geradoras. Desta forma, temos uma perda de conectividade $CL = 0$, já

que não houve nenhuma falha na rede. O mesmo não acontece no Passo 02, onde as subestações T_1 , T_2 , T_7 , T_8 , têm o seu abastecimento de energia totalmente comprometido devido a falha na subestação G_1 , e cada uma das outras subestações de transmissão pode receber suprimento de energia de apenas 2 subestações de transmissão, resultando numa perda de conectividade $CL = 0,34$.

Na rede de subestações da Bahia foram identificadas 47 subestações geradoras. Dentre elas, podemos destacar as nove primeiras, quando classificamos todos os vértices da rede em ordem crescente de conexões. Baseando-se neste fato, realizamos novas simulações a fim de relacionar a influência das subestações geradoras na rede com a identificação dos *hubs*, e investigar o efeito causado pelas falhas sob a perspectiva de perda de conectividade. Para isso, geramos falhas sucessivas em subestações geradoras e observamos um aumento contínuo da perda de conectividade na medida que aumentamos o número de subestações geradoras com falha, sejam elas falhas aleatórias ou seletivas (Figura 4.8).

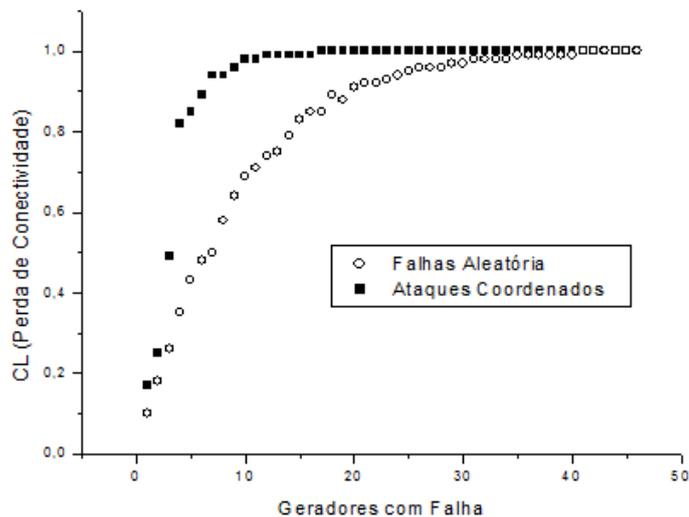


Figura 4.8: Perda de Conectividade em função de sucessivas falhas em subestações geradoras. Falhas aleatórias representadas por (\circ), e ataques coordenados representados por (\blacksquare). Fonte : Autor.

A análise do gráfico feita sob a perspectiva de perda de conectividade, nos permitiu observar também que as subestações geradoras têm uma forte tendência de serem a maioria dos *hubs* do sistema. Para comprovar esta hipótese, repetimos a simulação de “falhas” e “ataques” feita sob a rede formada por todas as subestações do estado (Cenário 02), mas agora acrescentamos um novo critério à simulação: nenhuma falha ou ataque poderiam ocorrer em uma subestação geradora. Os resultados desta nova simulação podem ser observados na Figura 4.9. Claramente tivemos uma aproximação das curvas aleatória e seletiva em relação a primeira simulação. Isto demonstra a forte influência que as subestações geradoras têm sob a robustez da rede. Na Figura 4.10 temos um gráfico comparativo entre as duas simulações.

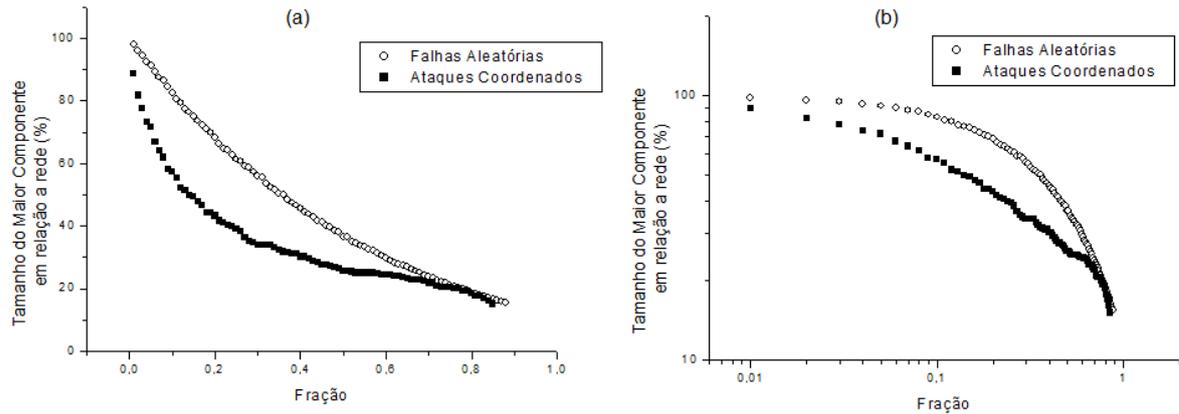


Figura 4.9: Gráfico das simulações das falhas e dos ataques ocorridos somente em subestações de transmissão. (a) Temos as falhas aleatórias (○) e os ataques coordenados (■). (b) Temos o mesmo gráfico na escala log-log. Fonte: Autor.

Com base no gráfico da Figura 4.10, podemos observar o quão distante estão as curvas seletivas, quando comparamos as duas simulações: uma com todas as subestações, e a outra, somente com as subestações de transmissão. Vale lembrar, que as curvas seletivas representam os ataques coordenados, onde o critério de seleção do vértice é a quantidade de conexões.

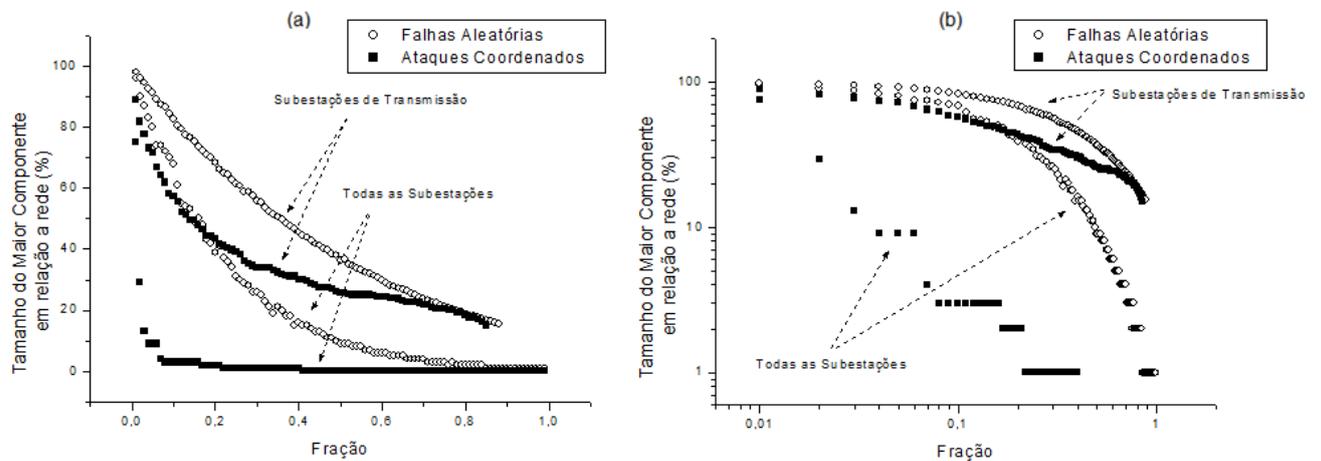


Figura 4.10: Gráfico comparativo entre as simulações realizadas com todas as subestações e as simulações realizadas somente com subestações de transmissão. (a) Temos as falhas aleatórias (○) e os ataques coordenados (■). (b) Temos o mesmo gráfico na escala log-log. Fonte: Autor.

Analisando os dados, observamos que subestações com um alto número de conexões, não são necessariamente subestações geradoras, que por sua vez, têm forte influência na robustez da rede (Figura 4.11).

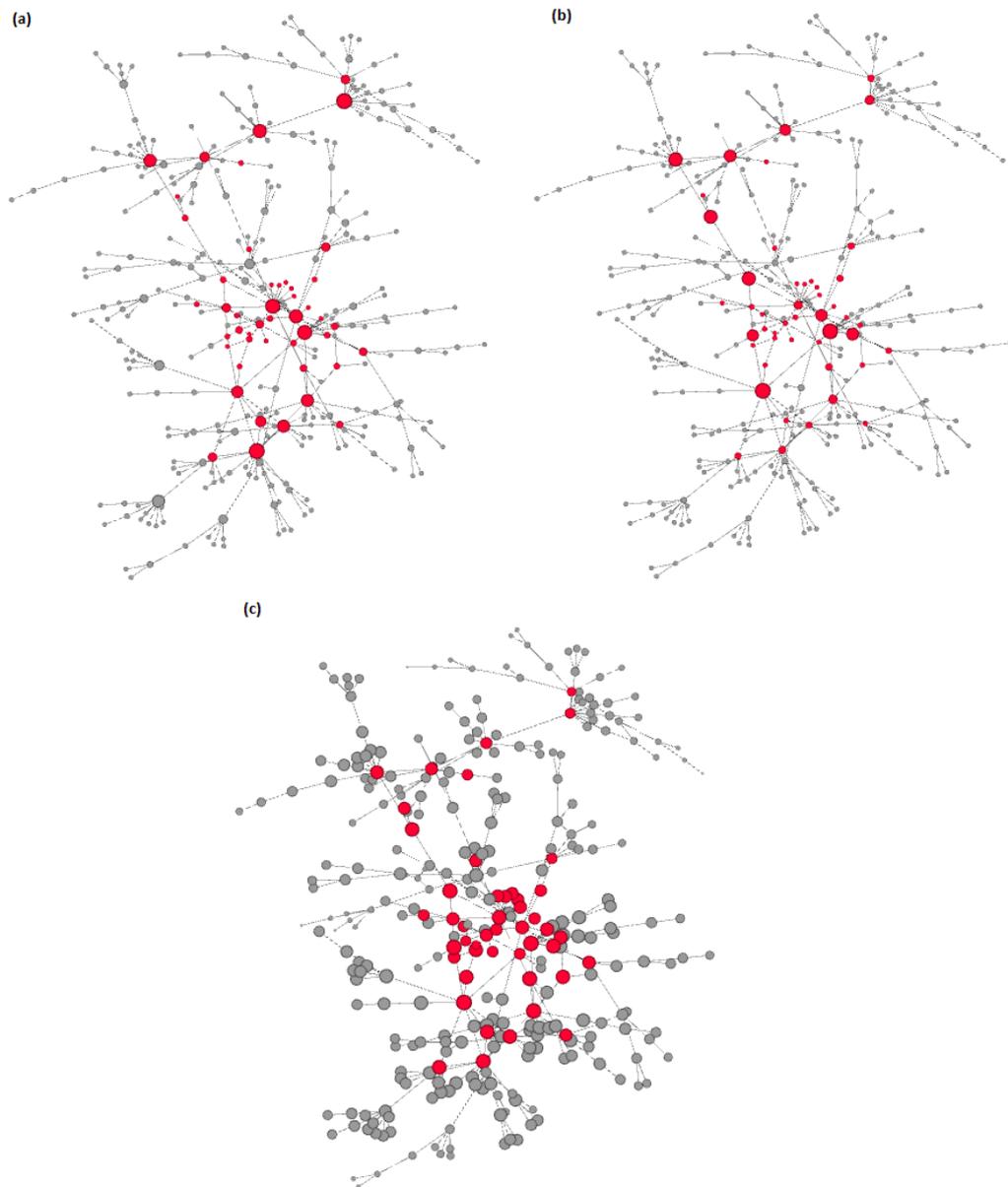


Figura 4.11: Análise das subestações geradoras (vermelho), levando em consideração o número de conexões, a centralidade de intermediação e a centralidade de proximidade. O tamanho do vértice é representado nas Figuras a, b e c, de acordo com o número de conexões, a centralidade de intermediação, e a centralidade de proximidade, respectivamente. Fonte: Autor.

Na Figura 4.11 (a) as subestações geradoras são representadas pelos vértices em vermelho, e quanto maior o vértice, maior o número de conexões. Na Figura 4.11 (b) o tamanho do vértice é dado pela centralidade de intermediação. Podemos perceber uma ligeira semelhança entre as Figuras (a) e (b), mas visualmente as subestações geradoras têm uma melhor representatividade através da centralidade de intermediação. Já na Figura 4.11 (c), o tamanho do vértice é dado pela centralidade de proximidade, que neste caso, identificamos as subestações de transmissão na medida em se afastam das subestações geradoras.

Para entender melhor como as subestações geradoras podem ser identificadas, resolvemos repetir todas as simulações de ataques coordenados, comparando os seguintes critérios para a seleção dos vértices: grau, centralidade de intermediação e centralidade de proximidade.

Analisando os resultados da simulação sob esta perspectiva, percebemos um maior impacto na robustez da rede quando utilizamos o critério de centralidade de intermediação para os ataques coordenados (Figura 4.12). Considerando o fato de que a rede é composta por 47 subestações geradoras em um total de 312 subestações: os 9 vértices de maior grau são subestações geradoras; se classificarmos por centralidade de intermediação, temos 21 subestações geradoras. Ou seja, as subestações geradoras podem ser identificadas mais facilmente de acordo com a centralidade de intermediação. O mesmo não acontece quando utilizamos o critério de centralidade de proximidade, onde a integridade da rede é melhor preservada. No caso das simulações coordenadas de acordo com a centralidade de proximidade, quanto maior o índice de proximidade de um determinado vértice, mais próximo ele se encontra do centro da rede. Falhas ocorridas em subestações de transmissões distâtes dos geradores causam o mínimo de impacto na rede.

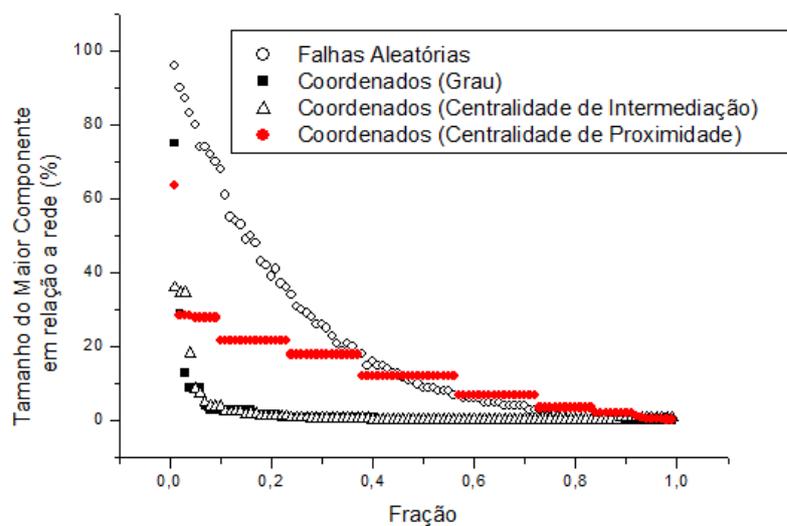


Figura 4.12: Gráfico das simulações das falhas aleatórias e dos ataques coordenados. Fonte: Autor.

Prosseguindo com as simulações, adicionamos também os novos critérios para os ataques coordenados na análise de perda de conectividade (Figura 4.13 (a)). Além disso, exploramos também o efeito da fragmentação da rede, na tentativa de fazer uma correlação entre os dois conceitos. A fragmentação é uma medida de coesão baseada na razão entre o número de componentes $Comp$ e o número de vértices n em uma rede, ou seja, $F = Comp/n$, quando normalizada obtemos a Equação 4.3. Dessa forma, a fragmentação pode variar de 0 a 1. Se a rede é conectada e temos apenas 1 componente, a fragmentação é igual a 0. Se a rede é totalmente desconecta, formada por n vértices

isolados, a fragmentação é igual a 1.

$$F_{Comp} = \frac{Comp - 1}{n - 1} \quad (4.3)$$

Na análise comparativa entre os dois conceitos, adotamos o índice de fragmentação sugerido por (BORGATTI, 2006), que leva em consideração tanto a normalização quanto o tamanho dos componentes. O grau de fragmentação F de uma rede é definido como a razão entre o número de pares de vértices que não estão conectados em uma rede fragmentada e o possível número de pares na rede original totalmente conectada. Matematicamente a fragmentação é dada por :

$$F = 1 - \frac{\sum_{j=1}^m n_j(n_j - 1)}{n(n - 1)} \quad (4.4)$$

Onde: n_j é o número de vértices do componente j e m é o número de componentes na rede.

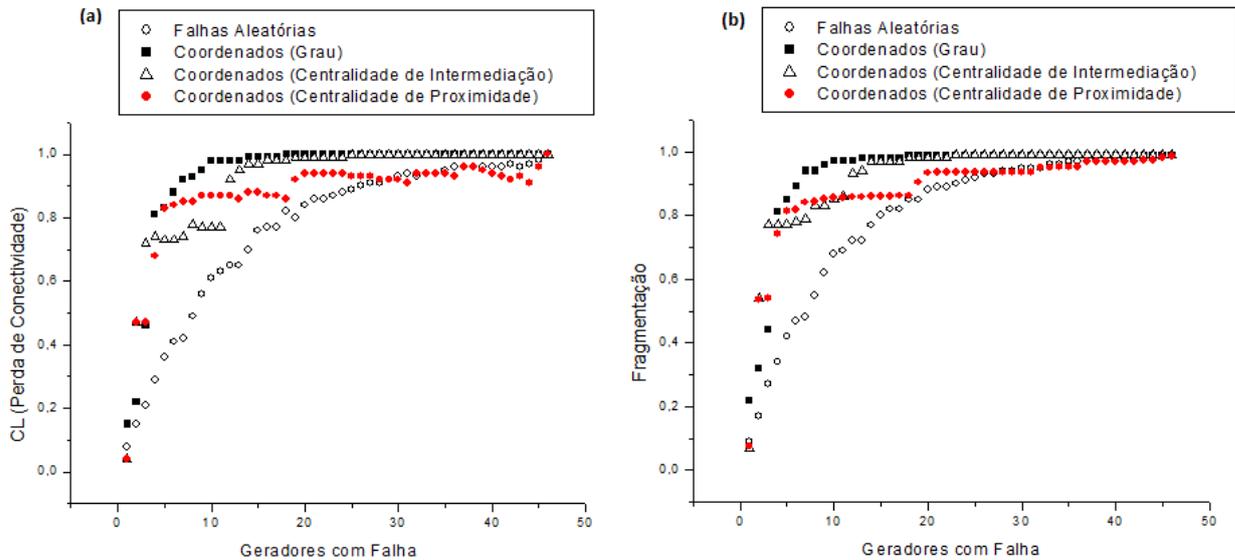


Figura 4.13: Gráficos da perda de conectividade e da fragmentação da rede em função de falhas sucessivas nas subestações geradoras. (a) Perda de conectividade. (b) Fragmentação. Fonte: Autor.

Na análise dos gráficos apresentados na Figura 4.13, observamos uma grande semelhança entre as curvas traçadas para a perda de conectividade e para a fragmentação das redes. Na Figura 4.14 podemos constatar uma forte correlação entre as duas medidas, o que sugere a hipótese de que o índice de fragmentação seja um bom indicador na investigação e análise da robustez das redes elétricas.

Além disso, a análise dos gráficos na Figura 4.13, nos permite reafirmar que a rede tem uma melhor preservação da sua integridade quando submetida a ataques coordenados conforme centralidade de proximidade. Ou seja, quanto menor a centralidade de proximidade de um determinado vértice com falha na rede, menor será o impacto na robustez da mesma. Já em vértices com centralidade de proximidade máxima, temos vértices muito próximos as subestações geradoras, podendo causar portanto, um maior impacto na robustez da rede. Esta análise pode ser comprovada na semelhança entre as Figuras 4.14(c) e 4.14(d). Como vimos anteriormente, as subestações de transmissão têm em sua maioria os menores valores de centralidade de proximidade. Por isso, as falhas ocorridas em subestações de transmissão causam menos danos do que quando ocorrem em subestações geradoras. Mesmo com falhas sucessivas ocorridas apenas em subestações geradoras, como no caso da Figura 4.13.

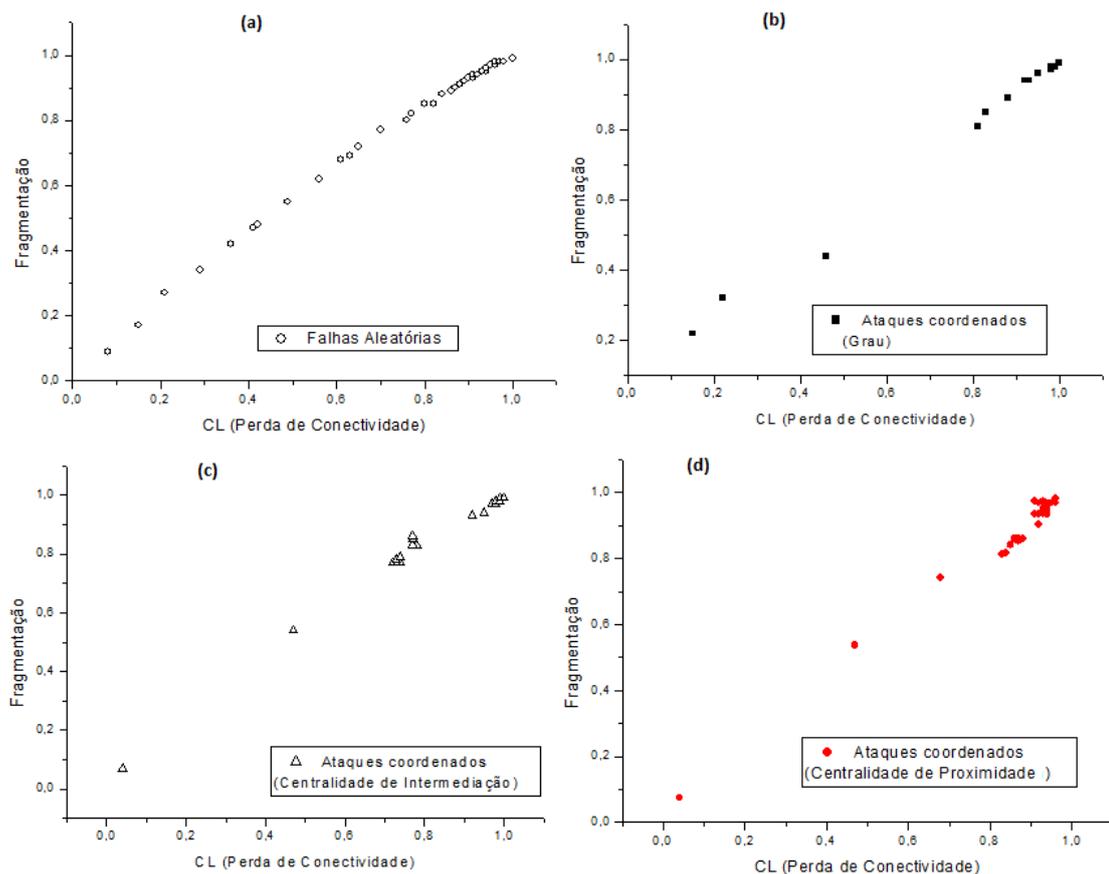


Figura 4.14: Gráficos de correlação entre a Perda de Conectividade e a Fragmentação das redes. Nos quatro casos o ajuste linear foi obtido com um $R = 0,99$. (a) Falhas Aleatórias (\circ); (b) Ataques Coordenados por número de conexões (Grau) (\blacksquare); (c) Ataques Coordenados por centralidade de intermediação (\triangle); (d) Ataques Coordenados por centralidade de proximidade (\bullet); Fonte: Autor.

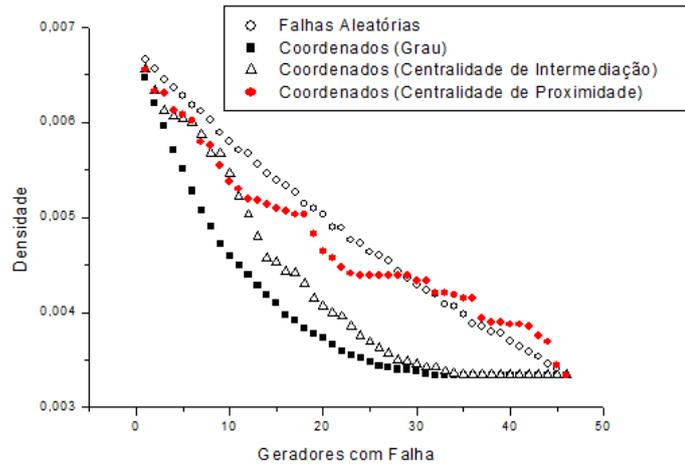


Figura 4.15: Gráfico de Densidade das redes em função de sucessivas falhas nas subestações geradoras. Fonte: Autor.

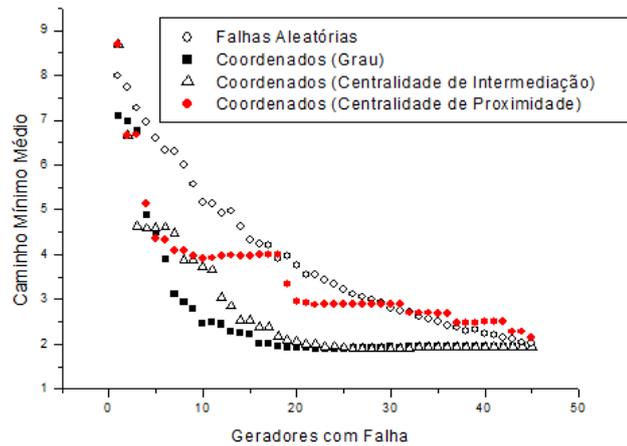


Figura 4.16: Gráficos de Caminho Mínimo Médio das redes em função de sucessivas falhas nas subestações geradoras. Fonte: Autor.

Uma característica marcante na estrutura topológica de uma rede de transmissão elétrica são os baixos valores para coeficiente de aglomeração (Tabela 4.1), que acabam refletindo nos baixos valores de densidade observados também através das simulações (Figura 4.15). A evolução dos ataques coordenados tanto por grau quanto por centralidade de intermediação, são os que causam maior impacto na robustez da rede, reafirmando as análises feitas nas simulações, onde tivemos maior perda de conectividade, maior fragmentação e, por consequência, uma redução progressiva do caminho mínimo médio como pode ser observado na Figura 4.16.

Considerações finais

O desenvolvimento do presente trabalho foi motivado pelo constante aumento no consumo de energia elétrica, evidenciado não somente no estado da Bahia, mas no mundo inteiro. Além deste fato, pudemos comprovar a grande dificuldade enfrentada pelas concessionárias de energia na tarefa de garantir a distribuição e o fornecimento de energia nas mais distantes regiões.

Toda a base de dados utilizada no estudo foi proveniente de uma concessionária responsável pela rede de distribuição do estado, e isto nos permitiu a montagem do cenário 01. Neste cenário contemplamos toda a rede de distribuição do estado, concentrando, portanto o estudo na rede formada por postes e cabos de distribuição. Infelizmente, não pudemos obter conclusões significativas com este cenário, pois o componente principal desta rede corresponde somente a 11,63% de todo o sistema. Ainda assim, tivemos indícios de propriedades emergentes do ponto de vista de sistemas complexos quando encontramos uma lei de potência na distribuição de graus.

Diante deste primeiro obstáculo, montamos o cenário 02. Neste cenário passamos trabalhar com a rede de transmissão. Ou seja, rede formada pelas subestações e linhas de transmissão. Neste caso conseguimos uma rede 100% conectada e concentramos todas as simulações no estudo deste cenário. O primeiro resultado marcante deste cenário, foi a classificação desta rede como Livre de Escala. Este resultado nos trouxe indícios da existência de *hubs* que pudessem influenciar na robustez ou vulnerabilidade da rede. Fato este, que foi comprovado posteriormente com a identificação das subestações geradoras e com as simulações de “falhas” e “ataques” na rede.

5.1 Conclusões

Avaliando os resultados obtidos com as simulações, constatamos que estamos tratando de uma imensa rede complexa. A identificação e constatação da influência dos *hubs* sob a robustez da rede nos mostra o quão dependente esta rede é das suas fontes de energia geradora. Logicamente esta vulnerabilidade é inerente a organização deste tipo de rede, uma vez que estamos tratando de uma rede elétrica, que precisa de uma fonte geradora. Contudo, os resultados também mostraram que mesmo quando tornamos as subestações geradoras isentas de qualquer falha, ainda existe uma distância razoável entre as curvas aleatórias e seletivas, comprovando uma alta dependência de algumas subestações de transmissão.

A própria estrutura organizacional na geração de energia elétrica do país,

onde somos altamente dependentes das fontes hidrelétricas, não nos permite pensar em simples soluções para este problema. Porém, cabe uma reflexão a todos e principalmente aos governantes. Precisamos de investimentos em outras fontes de energia, de modo a apoiar na capacidade de energia da estrutura já existente, diminuindo a dependência das subestações de transmissão. A existência de pequenas centrais elétricas, próximas aos locais de consumo, pode complementar o poder das redes, quando submetidas a algum tipo de abalo. Podendo assim, suavizar os efeitos de possíveis “apagões”.

5.2 Contribuições

Acreditamos que os objetivos do presente trabalho foram alcançados, na medida em que resultados importantes foram obtidos como fruto da pesquisa. Além disso, registros com uma abordagem semelhantes foram encontrados somente fora do país. Em termos comparativos, as redes elétricas talvez tenham sido as que menos foram investigadas no contexto de redes complexas. A dificuldade em encontrar dados adequados ou a falta de conhecimento específico em engenharia elétrica, pode ser a principal causa deste fato.

O trabalho buscou também uma sensibilização sobre o fato da sustentabilidade no consumo de energia, que já é um motivo de preocupação constante em países da Europa, por exemplo. Por isso, espera-se que este trabalho amplie a discussão sobre o tema, principalmente por ter um caráter multidisciplinar.

5.3 Atividades Futuras de Pesquisa

Considerado as limitações de informação na montagem do cenário 01, acreditamos que uma ampliação deste trabalho pode ser perfeitamente aplicado, uma vez que os resultados não foram satisfatórios na rede de distribuição. Além disso, a aplicabilidade prática de um estudo como este pode trazer resultados econômicos significativos.

Referências Bibliográficas

- ALBERT, R.; ALBERT, I.; NAKARADO, G. L. Structural vulnerability of the north american power grid. *Phys. Rev. E*, American Physical Society, v. 69, p. 025103, Feb 2004. Disponível em: <http://link.aps.org/doi/10.1103/PhysRevE.69.025103>.
- ALBERT, R.; BARABÁSI, A. L. Statistical mechanics of complex networks. *Reviews of Modern Physics*, v. 74, 2002.
- ANEEL. Aspectos institucionais. 2004.
- ANEEL. *Relatório Anual da ANEEL*. 2010.
- BARABÁSI, A. L. *Linked: The New Science of Networks*. Cambridge, Massachusetts: PERSEUS PUBLISHING, 2002.
- BARABÁSI, A.-L.; ALBERT, R. Emergence of scaling in random networks. *Science*, v. 286, p. 509–512, 1999.
- BARABÁSI, A. L.; BONABEAU, E. Scale-free networks. *Scientific American*, p. 50–59, 2003.
- BEN. *Balanço Energético Nacional*. 2011.
- BORGATTI, S. P. Identifying sets of key players in a social network. *Comput Math Organiz Theor*, 2006.
- COSTA, L. d. F.; RODRIGUES, F.; TRAVIESO, G.; BOAS, P. V. Characterization of complex networks: A survey of measurements. *Advances in Physics*, 2007.
- GROSS, J.; YELLEN, J. *Graph Theory and its Applications*. [S.l.]: Boca Raton CRC Press, 1999.
- LEÃO, R. *GTD Geração Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica Notas de Aula*. 2009.
- MILGRAM, J. T. S. An experimental study of the small world problem. *Sociometry*, v. 32, p. 425–443, 1969.
- NEWMAN, M. E. J. The structure and function of complex networks. *SIAM Review*, JSTOR, v. 45, n. 2, 2003.
- NUSSENZVEIG, H. M. *Complexidade e Caos*. [S.l.]: UFRJ, 2008.
- OTTINO, J. Engineering complex systems. *Nature*, v. 427, p. 399, 2004.

- RODRIGUES, F. A. *Caracterização, classificação e análise de redes complexas*. Tese (Doutorado) — Instituto de Física de São Carlos, São Carlos - SP, 2007.
- ROSAS-CASALS, M.; COROMINAS-MURTRA, B. Assessing european power grid reability by means of topological measures. *Wessex Institute of Technology, Transactions on Ecology and the Environment*, v. 121, n. 7, p. 515–525, 2009.
- ROSAS-CASALS, M.; VALVERDE, S.; SOLÉ, R. V. Topological vulnerability of the european power grid under errors and attacks. *International Journal of Bifurcation and Chaos*, v. 17, n. 7, 2007.
- SANTANA, F. J. R. de. *Posicionamento Ótimo de Sensores para Localização de Falhas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica) — Universidade Federal da Bahia, Salvador-BA, 2007.
- SOLÉ, R. V.; ROSAS-CASALS, M.; COROMINAS-MURTA, B.; VALVERDE, S. Robustness of the european power grid under intentional attack. *Physical Review E*, n. 77, 2008.
- STROGATZ, S. H. Exploring complex networks. *Nature*, v. 410, p. 268–276, 2001.
- WASSERMAN, S.; FAUST, K. *Social Networks Analysis: methods and applications*. [S.l.]: Cambridge University Press, 1994.
- WATTS, D. J.; STROGATZ, S. H. Collective dynamics of 'small world' networks. *Nature*, v. 393, n. 4, p. 440–442, 1998.
- ZIMMERMAN, K.; COSTELLO, D. Impedance-based fault location experience. *Schweitzer Engineering Laboratories*, 2004.

Aplicação de Redes Complexas no Estudo de Redes Elétricas

Carlos Helano Aquino do Nascimento

Salvador, Agosto/2012.