



UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
Escola de Engenharia Elétrica de São Carlos
Departamento de Engenharia Elétrica

Trabalho de Conclusão de Curso

CÁLCULO DE FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO MALHADAS

Autor:

Gustavo Miranda Hebling

Número USP:

8550624

Orientador:

Prof. Dr. João Bosco Augusto London Jr.

São Carlos
2018

GUSTAVO MIRANDA HEBLING

CÁLCULO DE FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO MALHADAS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Escola de Engenharia de São Carlos, da
Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em
Sistemas de Energia e Automação.

ORIENTADOR: Prof. Dr. João Bosco Augusto
London Jr.

São Carlos

2018

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

H982c Hebling, Gustavo Miranda
Cálculo de Fluxo de Potência em Redes de
Distribuição Malhadas / Gustavo Miranda Hebling;
orientador João Bosco Augusto London Jr.. São Carlos,
2018.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2018.

1. Sistemas de Distribuição. 2. Fluxo de Potência.
3. Redes Malhadas. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Gustavo Miranda Hebling

Título: "Cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição malhadas"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 21/06/2018,

com NOTA 9,5 (nove e cinco), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Associado João Bosco Augusto London Júnior - Orientador -
SEL/EESC/USP*

*Dr. Eduardo Werley Silva dos Ângelos - Pós-doutorado
SEL/EESC/USP*

*Mestre Júlio Augusto Druzina Massignan - Doutorando -
SEL/EESC/USP*

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

Agradecimentos

Aos meus pais, Reinaldo e Cássia, por todo apoio, carinho e suporte durante todos esses anos, em especial durante a graduação.

Ao professor Doutor João Bosco Augusto London Jr, pela orientação, apoio e conselhos no decorrer dos trabalhos elaborados durante os últimos anos e, em especial, durante a elaboração deste trabalho.

Aos companheiros de laboratório (LACO), em especial ao Júlio Massignan, pela amizade e suporte imprescindível para realização deste trabalho.

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica, que dedicados ao conhecimento e apoio aos graduandos me agregaram muito como profissional e como pessoa.

E finalmente a todos os amigos da USP, que de alguma maneira contribuíram para a minha formação durante todos os anos de graduação.

Sumário

Sumário

1. INTRODUÇÃO	10
1.1. CONTEXTO	10
1.2. OBJETIVOS	11
1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO	12
2. REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	13
2.1. SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.....	13
2.2. SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	15
2.2.1. Rede de Distribuição Primária.....	15
2.3. OPERAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO	16
3. FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO	21
3.1. MÉTODO DE NEWTON-RHAPSON	23
3.2. MÉTODO DE VARREDURA DIRETA/INVERSA	24
3.2.1. MÉTODO DE VARREDURA DIRETA/INVERSA COMPENSADA	25
3.3. TIPOS DE MALHA E SOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA	26
3.4. EQUIVALENTES DE REDE	29
4. RESULTADOS	34
4.1. AVALIAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES MALHADAS	34
4.2. AVALIAÇÃO DA OPERAÇÃO DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO REAL EM SITUAÇÕES MALHADAS	36
4.3. APLICAÇÃO DOS EQUIVALENTES DE REDE NO CENÁRIO DE MALHA 3	43
5. CONCLUSÕES.....	46
REFERÊNCIAS	50
ANEXOS	52
2.4. DADOS DOS ALIMENTADORES DE 32 BARRAS.....	52
2.5. DADOS DO SISTEMA COPEL – SUBTRANSMISSÃO E ALIMENTADORES NA CONDIÇÃO NOMINAL E PRÉ-MALHA .	54

Lista de Figuras

Figura 1 – Diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência.....	13
Figura 2: Diagrama simplificado de uma subestação de distribuição. (Fonte: Kersting, 2002).....	14
Figura 3: Diagrama unifilar de um alimentador típico (Fonte: Kersting 2002).....	16
Figura 4: Diagrama unifilar de rede primária com configuração radial com socorro. (Fonte: Kagan et al., 2005).....	17
Figura 5: Esquemático de reestabelecimento de energia com formação de malha.....	19
Figura 6: Modelo equivalente π (Elaborado pelo Autor).....	21
Figura 7: Modelo equivalente de uma linha com transformador (Retirado de Monticelli (1983)).....	22
Figura 8: Modelo de uma linha de transmissão entre barras (Elaborada pelo Autor)....	24
Figura 9: Diagrama de uma rede na presença de malha (Elaborada pelo Autor).....	25
Figura 10: Diagrama unifilar da rede após aplicação do “Ponto de Quebra” (Elaborada pelo Autor).....	25
Figura 11: Equivalente de Thévenin visto a partir das barras do “Ponto de Quebra” (Elaborada pelo Autor).....	26
Figura 12: Ilustração de casos possíveis de malha (Elaborada pelo Autor).....	27
Figura 13: Ilustração da modelagem do caso 2 de malha.....	27
Figura 14: Ilustração das redes externa, interna e barras de fronteira (Elaborada pelo Autor).....	30
Figura 15: Esquemático do sistema equivalente obtido.....	32
Figura 16: Esquemático do sistema teste (Elaborado pelo Autor).....	34
Figura 17: Diagrama unifilar utilizado na solução do caso 1 de malha.....	35
Figura 18: Diagrama unifilar do alimentador utilizado no caso 2 de malha.....	35
Figura 19: Diagrama unifilar dos alimentadores de distribuição.....	37
Figura 20: Diagrama unifilar da rede de transmissão da região de Londrina.....	37
Figura 21: Diferenças angulares entre as subestações em diferentes cenários de carga e utilização de chave.....	39
Figura 22: Mapa das barras do sistema de transmissão/distribuição da região de Londrina.....	40
Figura 23: Diferenças angulares máximas entre todos os casos.....	41
Figura 24: Máximas diferenças angulares entre subestações no nível de 138 kV.....	42

Lista de Tabelas

Tabela 1: Comparação de valores obtidos na solução do caso 1 de malha.....	35
Tabela 2: Comparação de valores obtidos na solução do caso 2 de malha.....	36
Tabela 3: Resultados do fluxo de potência do sistema completo no caso 3 de malha ...	38
Tabela 4: Resultados do fluxo de potência seguindo as propostas de diferença angular	38
Tabela 5: Resultados do fluxo de potência na chave de malha.....	39
Tabela 6: Resultado do fluxo de potência com contingência.....	39
Tabela 7: Correspondência entre barras do sistema de transmissão na região de Londrina.....	41
Tabela 8: Solução do fluxo de potência para o caso 3 de malha com extensão da modelagem	42
Tabela 9: Solução do fluxo de potência na chave de malha	42
Tabela 10: Potências ativa e reativa equivalentes obtidas com o equivalente Ward Não-Linear	44
Tabela 11: Resistências e Reatâncias obtidas com a redução de rede.....	44
Tabela 12: Erro máximo em p.u. de tensão e ângulo entre o sistema completo e reduzido	44
Tabela 13: Erro máximo de potência ativa e reativa entre os fluxos de potência do sistema completo e reduzido	45

Resumo

Este trabalho tem como objetivo apresentar os métodos de solução de fluxo de potência em sistemas de distribuição malhados. São apresentados os fundamentos dos métodos de solução para sistemas radiais bem como possíveis alterações para aplicação em sistemas com malha e estas são verificadas utilizando alimentadores de teste. Em específico para o caso de malha entre subestações distintas são apresentadas duas propostas de solução: a primeira utiliza diferentes níveis de informações disponíveis a respeito do sistema de subtransmissão e transmissão para determinar estimativas para o ângulo das subestações envolvidas na malha e a segunda utiliza a teoria de equivalentes de rede para representar, por meio de parâmetros como impedância equivalente e injeção de potência, a influência dos sistemas de transmissão e subtransmissão partindo-se do caso radial. O caso de malha entre subestações distintas é avaliado em um sistema real de distribuição no qual é possível verificar o impacto na qualidade da solução do fluxo de potência dos dois métodos de solução propostos.

Palavras-chave: Sistemas de Distribuição, Fluxo de Potência, Redes Malhadas.

Abstract

This work's main objective is to present load flow solutions applied to meshed distribution systems. The fundamentals of such solutions are presented when applied to radial systems as well as the necessary modifications when meshed systems are considered and these modifications are verified using test systems presented in the literature. Considering the case of meshed topology involving different substations, two possible solutions are presented: the first one utilizes different levels of information about the transmission system to determine the angle of the substations that form the meshed topology and the second proposal utilizes the external network equivalent theory to represent via parameters such as equivalent impedance and power injections the influence of the transmission system. This specific case of meshed topology is evaluated using a real distribution system in which is possible to verify the quality of the load flow solution of both the proposed methods.

Keywords: Distribution Systems, Load Flow Solution, Meshed Topology

1.1. Contexto

A energia elétrica se tornou imprescindível nos dias atuais uma vez que proporciona conforto, comodidades e progresso econômico. A geração e transmissão desta para uma sociedade com cada vez maiores necessidades energéticas provocou um aumento na escala e complexidade dos sistemas elétricos de potência. A demanda energética da sociedade moderna também requisita dos sistemas de potência uma energia de qualidade, confiável e resistente a faltas.

Na entrega da energia elétrica para o consumidor final estão contidos três processos: geração, transmissão e distribuição. A regulamentação desses processos no Brasil, visando garantir a confiabilidade e qualidade, é feita pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Devido a grande presença da geração hidrelétrica na matriz energética brasileira, a distância entre os centros consumidores e as zonas de geração é muito grande. Por esse motivo, é necessária uma rede interligada de transmissão extensa para transportar a energia até os centros de consumo. Além disso, devem ser atendidos nos centros de consumo, os consumidores de grande e de pequeno porte e deve ser feita uma adequação dos níveis de tensão para esses consumidores. O sistema de distribuição realiza essa adequação operando em duas redes distintas: a rede primária que opera em média tensão e a rede secundária que opera em baixa tensão. As empresas responsáveis por operar as redes de distribuição são as concessionárias e são supervisionadas pela ANEEL.

As concessionárias de energia precisam garantir, durante a operação das redes de distribuição, que as restrições operacionais dos equipamentos estejam sendo atendidas e também precisam atender as normas e limites regulamentados pela ANEEL, através do PRODIST, referentes à qualidade de energia. A verificação destas restrições e limites é feita utilizando simulações computacionais e ferramentas de análise da rede. Dentre estas ferramentas de análise de redes de distribuição destaca-se o cálculo de fluxo de carga que, além de ser utilizado durante a operação da rede, pode contribuir nas fases de projeto e planejamento de expansão. O fluxo de carga fornece aos engenheiros responsáveis informações importantes que refletem o funcionamento da rede de distribuição como tensões nas barras, correntes nos ramos, perdas técnicas e os fluxos de potência ativa e reativa nos alimentadores da rede.

Os sistemas de distribuição geralmente operam com topologia radial e fluxo unidirecional, isto é, da subestação até as barras terminais. Porém, existem situações em que a rede pode operar fracamente malhada como, por exemplo, durante operações de chaveamento para

reestabelecimento de energia e durante buscas por aumento de confiabilidade. Nestes casos é necessário verificar as restrições da rede utilizando, principalmente, o fluxo de carga. Existem extensões dos métodos mais comuns de fluxo de carga para redes malhadas, porém esta pode apresentar diferentes topologias de malha o que pode comprometer a precisão do resultado (MASSIGNAN, 2017).

Nos estudos de operação da rede e também em estudos planejamento, são necessárias repetidas análises do fluxo de carga. Visando diminuir o esforço computacional e a complexidade do problema pode-se utilizar um equivalente de rede que representa parte da rede uma vez que esta pode conter um grande número de barras e ramos. No caso de a malha ser fechada entre barras de alimentadores diferentes pertencentes a subestações distintas, a aplicação dos métodos tradicionais de fluxo de carga encontra dificuldade de obter uma barra única de referência. A extensão da modelagem até uma barra comum é de difícil execução pois as informações da transmissão não são de fácil acesso aos operadores da distribuição. Neste cenário, a utilização de um equivalente de rede para representar partes da rede de transmissão desconhecida pode complementar a modelagem e, além de reduzir as dimensões e o esforço computacional, proporcionar um resultado mais fiel a realidade para o fluxo de carga.

1.2. Objetivos

O objetivo deste trabalho é apresentar as soluções para os possíveis casos de malha em um sistema de distribuição e verificar a aplicabilidade dos equivalentes de rede existentes na literatura para solução do fluxo de carga no caso de malha entre subestações distintas. O sistema de distribuição utilizado será modelado utilizando dados reais de alimentadores da COPEL da região de Londrina-PR. Como apresentado em (MASSIGNAN, 2017), o cenário de malha formada por alimentadores de subestações distintas acarreta uma maior complexidade na modelagem e solução do fluxo de carga, isto se deve à dificuldade de se obter uma barra de referência única para as duas subestações sem informações suficientes do sistema de transmissão. Desta forma este estudo irá abordar a aplicação de equivalentes de rede para melhorar a precisão na solução do fluxo de carga neste cenário. Além disto são apresentadas as motivações para este tipo de aplicação através de uma análise detalhada dos possíveis cenários de malha em sistemas de distribuição e particularidades de cada cenário no cálculo de fluxo de carga.

Será feito um estudo dos métodos comumente utilizados para o cálculo do fluxo de carga nas redes de distribuição bem como das topologias possíveis de malha e os métodos de solução de cada uma dessas. Posteriormente serão apresentados os equivalentes de rede e o modelo Ward não-linear será aplicado a modelagem obtida da rede.

Em posse dos dados da COPEL, será possível comparar os resultados do fluxo de carga aplicados tanto ao modelo completo, contendo todos os dados da rede, quanto ao modelo reduzido obtido com a aplicação do equivalente de rede. Dessa forma, será possível discutir a aplicabilidade do método em diferentes cenários da rede, em especial aqueles com malha entre subestações distintas.

1.3. Estrutura do Trabalho

Este trabalho está dividido nos seguintes capítulos:

O capítulo 2 apresenta características dos sistemas de potência, com foco nos sistemas de distribuição. São descritas as principais características deste com foco nas topologias (radial ou malhada) além dos equipamentos usualmente utilizados.

O capítulo 3 apresenta os métodos tradicionais utilizados na solução do fluxo de carga em sistemas de distribuição: o método de Newton-Raphson e método de Varrdeura Direta Inversa. Além disso, são expostas as três diferentes topologias básicas de malha possíveis em um sistema de distribuição e suas respectivas particularidades. Neste capítulo, também são apresentados os equivalentes de rede e é detalhado o método do equivalente Ward não-linear que será aplicado posteriormente.

No capítulo 4, inicialmente é apresentada a modelagem dos alimentadores da COPEL e sua topologia. Além disto são apresentados os resultados do fluxo de potência em cada um dos cenários de malha. E finalmente serão apresentados os resultados obtidos com a aplicação do equivalente de rede no sistema no cenário de malha entre subestações distintas.

O capítulo 5 apresenta as conclusões obtidas com os resultados apresentados anteriormente.

2. Redes de Distribuição de Energia Elétrica

Este capítulo tem como propósito descrever os Sistemas Elétricos de Potência (SEPs) com foco no sistema de distribuição (SD) e suas características de operação que serão importantes posteriormente no trabalho.

Na seção 2.1 são apresentados aspectos gerais dos sistemas elétricos de potência incluindo as subdivisões de tensão que caracterizam a transmissão, sub-transmissão e distribuição. Na seção 2.2 são apresentados aspectos do sistema de distribuição e suas particularidades de modelagem para operações de análise. Por fim, na seção 2.3 são apresentadas as topologias de operação dos sistemas de distribuição: radial e malhada. Também são apresentadas as restrições de operação dos SDs.

2.1. Sistemas Elétricos de Potência

A principal função dos sistemas elétricos de potência é fornecer, de maneira confiável e com qualidade, energia elétrica aos consumidores independente do seu porte. Este fornecimento deve ser instantâneo a partir do momento em que for solicitado e, portanto, cabe ao SEP produzir a energia a partir de alguma transformação de uma fonte natural que pode ser hidráulica, térmica, solar ou outra, e transportar a energia resultante aos consumidores. Este transporte é feito utilizando os sistemas de transmissão e distribuição.

Tendo como base as principais funções dos SEP, este é usualmente subdividido em três principais blocos: geração, transmissão e distribuição. Além disso, existem divisões de nível de tensão o que permite a interface entre as empresas responsáveis por cada um dos blocos. Por exemplo, há, entre a transmissão e a distribuição, a rede de subtransmissão na qual é feita a adequação de tensão para os consumidores conectados à rede de distribuição. Esta divisão em blocos pode ser ilustrada pelo diagrama unifilar apresentado na figura 1.

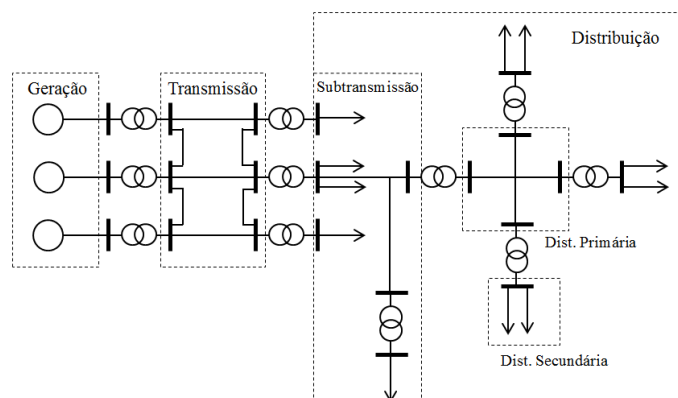


Figura 1 – Diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência

(Fonte: Kagan et al., 2005)

A transformação de alguma fonte de energia primária em energia elétrica é feita no bloco de geração. Este processo geralmente envolve o acionamento de uma turbina, por meio de uma fonte primária de energia tal como hidráulica, térmica ou nuclear, que por sua vez faz girar uma máquina elétrica responsável pela conversão da energia mecânica em energia elétrica. O padrão brasileiro de geração é de tensões na faixa de 10 a 30 kV e frequência de 60 Hz.

Após a geração, na figura 1, encontra-se o bloco de transmissão. Este bloco é responsável pelo transporte da energia gerada até os centros consumidores que geralmente estão bastante distantes das usinas e centros geradores. Devido às grandes distâncias faz-se necessário reduzir as perdas de potência ativa nas linhas por efeito Joule, isto é feito elevando-se a tensão de transmissão por meio de transformadores elevadores uma vez que assim tem-se uma corrente menor nos condutores. A rede de transmissão no Brasil que opera no nível de tensão mais elevado leva a denominação “rede básica” e as tensões estão na faixa de 230 kV a 750 kV.

Na fronteira do bloco de transmissão com o de distribuição, segundo a figura 1, está localizado o bloco denominado “subtransmissão”, no qual estão localizados os consumidores de grande porte e as subestações de distribuição. O nível de tensão é reduzido para o atendimento desses consumidores em subestações (SEs) que podem ser definidas, segundo o PRODIST como o “Conjunto de instalações elétricas em média ou alta tensão que agrupa os equipamentos, condutores e acessórios, destinados à proteção, medição, manobra e transformação de grandezas elétricas” (ANEEL, 2016). As SEs desempenham papel importante no sistema elétrico uma vez que, além de serem responsáveis pelo nivelamento de tensão entre transmissão e distribuição, nelas estão conectados os alimentadores da distribuição que levam a energia ao maior número de consumidores. A figura 2 apresenta um diagrama unifilar de uma subestação de distribuição.

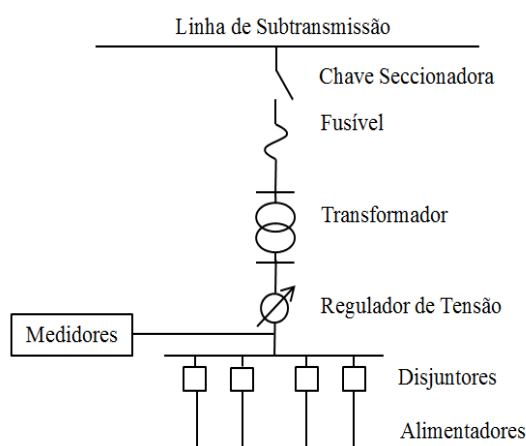


Figura 2: Diagrama simplificado de uma subestação de distribuição. (Fonte: Kersting, 2002)

Posteriormente a rede de subtransmissão encontra-se a rede de distribuição. Através das SEs de distribuição e seus alimentadores, os consumidores primários e transformadores de distribuição são conectados. Estes transformadores denominados *estações transformadoras*

(ETs) suprem a demanda da rede secundária também conhecida como rede de baixa tensão. (Kagan *et al.*, 2005).

Nas próximas seções será discutido o sistema de distribuição com mais detalhes, focando em aspectos topológicos bem como características da operação usual destes.

2.2. Sistemas de Distribuição

2.2.1. Rede de Distribuição Primária

Entre as estações transformadoras e as subestações de distribuição, está localizada a rede de distribuição primária. Os alimentadores pertencentes a esta rede operam, geralmente na faixa de 11,9 kV a 34,5 kV e por isso, a rede de distribuição primária também é chamada de rede de média tensão. Um alimentador primário é composto por um circuito trifásico (que pode ser à três ou quatro fios operando em delta ou estrela) e dele se derivam os ramais bifásicos e monofásicos.

O circuito dos alimentadores pode ser compreendido como barras interligadas por ramos. Tais ramos apresentam características próprias relacionadas ao comprimento, tipo e bitola dos condutores e configuração espacial dos cabos. Devido aos aspectos físicos e construtivos, os ramos possuem um conjunto de parâmetros denominado “constantes quilométricas” uma vez que estes parâmetros são calculados ou medidos em função de um comprimento de ramo de um quilômetro. Pode-se dividir os parâmetros dos ramos em série e *shunt* sendo que as resistências ôhmicas, indutâncias próprias e mútuas constituem parâmetros série e capacitâncias e condutâncias constituem parâmetros *shunt*. Estes últimos, entretanto, podem ser desprezados em linhas de distribuição (KAGAN, 2005).

Na rede de distribuição primária estão conectados os consumidores primários, estes são indústrias de médio porte, grandes estabelecimentos comerciais, hospitais e instalações de iluminação pública. Também são conectados os transformadores de distribuição que abastecem os consumidores secundários, ou seja, pequenos comércios ou indústrias e, em maior número, os consumidores residenciais.

Na análise estática das redes de distribuição, os equipamentos que merecem destaque são (Massignan, 2016):

- i. **Transformadores de Potência:** transformadores das subestações de distribuição. Estes equipamentos conectam os SDs com os sistemas de transmissão de energia elétrica em tensões mais elevadas;
- ii. **Estações Transformadoras:** transformadores que conectam a rede primária em média tensão com a rede secundária em baixa tensão. Alimentam os circuitos dos consumidores de energia elétrica, abastecendo principalmente pequenos comércios e indústrias, e principalmente os consumidores residenciais.

- iii. **Linhas de Distribuição:** ramais aéreos ou subterrâneos dos circuitos elétricos de distribuição na rede primária. São compostos por cabos, postes e cruzetas e de acordo com a disposição geométrica dos condutores (e outras características construtivas) são obtidos os parâmetros elétricos destas linhas;
- iv. **Bancos de Capacitores:** fontes de energia reativa geralmente com o intuito de melhorar o fator de potência e níveis de tensão na rede de distribuição. Podem ser constituídos por mais de um capacitor sendo operados manual ou automaticamente;
- v. **Reguladores de Tensão:** autotransformadores com a função de controlar a tensão ao longo dos alimentadores. Tipicamente possuem medidores de corrente e tensão para realizar o controle de tensão;
- vi. **Chaves Seccionadoras e Disjuntores:** dispositivos seccionadores capazes de isolar eletricamente partes dos circuitos dos SDs. O estado operativo destes equipamentos é importante na determinação da topologia da rede elétrica do alimentador.

Na figura 3 é apresentado um diagrama unifilar de uma rede típica, contendo os equipamentos acima citados.

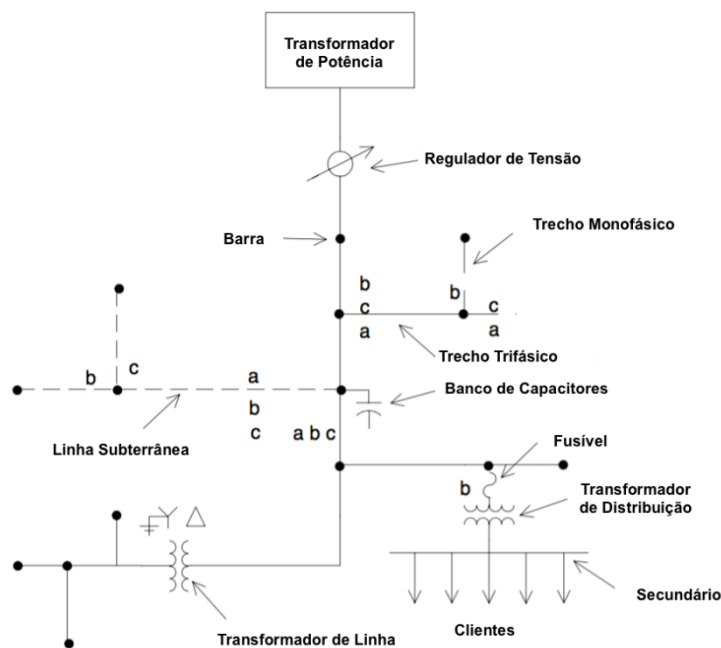


Figura 3: Diagrama unifilar de um alimentador típico (Fonte: Kersting 2002)

2.3. Operação de Redes de Distribuição

Um dos aspectos mais importantes na operação das redes de distribuição é a topologia dos ramos e barras que a compõem. Existem diferentes tipos de configurações que se diferem quanto a confiabilidade de entrega da energia e a escolha de cada uma é ditada pela importância ou localização da carga a ser atendida.

A primeira configuração que a rede primária pode apresentar é chamada *radial simples*, trata-se do tipo mais comum de alimentação sendo mais adequada para áreas com baixa densidade de carga onde a interligação dos ramos é cara e difícil devido às diferentes direções dos circuitos. O fluxo de potência apresenta, portanto, sentido único: partindo da fonte em direção às cargas. Havendo um incidente com um dos alimentadores ou com o circuito de distribuição, não é possível executar uma manobra para reestabelecimento de energia nesta configuração, o que a confere um baixo grau de confiabilidade (COPEL, 1999; MONTEMEZZO,2016).

Em regiões com maior densidade de carga ou que necessitem de maior confiabilidade como por exemplo hospitais, *data centers* e similares, a configuração *radial com socorro* é mais adequada. Nesta configuração, o fornecimento de energia não deve ser afetado por uma falha ou ocorrência nos circuitos de distribuição ou nos alimentadores a menos que esteja operando temporariamente como radial simples ou durante operação de chaveamento. Diferentemente da configuração radial simples, a configuração radial com socorro é caracterizada pelos múltiplos trajetos do fluxo de potência da fonte até as cargas do circuito dependendo das posições das chaves de manobra. Estas chaves têm duas possibilidades de operação: normalmente aberta (NA), geralmente conectando alimentadores adjacentes e podendo ser fechadas em manobras de transferência de carga ou reestabelecimento de energia, ou normalmente fechada (NF) com a função de isolar blocos de carga em cenários de manutenção preventiva ou corretiva. São manobras utilizando as chaves NF e NA que possibilitam o isolamento de um trecho em falta no sistema de distribuição e posteriormente reestabelecer o fornecimento para outros consumidores. Um diagrama unifilar de uma rede de distribuição na configuração radial com socorro é ilustrada na figura.

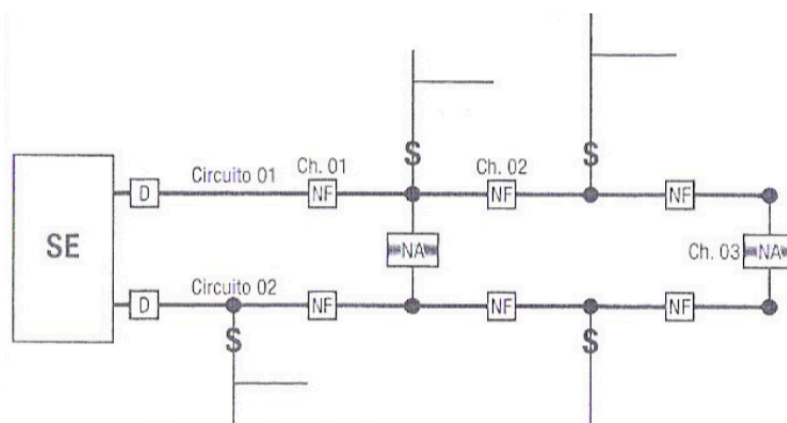


Figura 4: Diagrama unifilar de rede primária com configuração radial com socorro. (Fonte: Kagan et al., 2005).

Além das topologias radiais citadas anteriormente, é possível que o sistema de distribuição opere em condição malhada, isto é, existem laços em sua topologia. Este cenário malhado pode ocorrer temporariamente durante a reconfiguração da rede para reestabelecimento

de energia (CAMILLO, 2016) e também existem propostas para operar o sistema em condição normal com topologia malhada (BALAMURUGAN, 2011).

No processo de reestabelecimento de energia busca-se uma sequência de manobras de chaveamento para reconfigurar a rede. É necessário verificar as condições operacionais da rede para garantir que nenhuma das manobras de chaveamento viole os limites de segurança do sistema, isto é feito através da aplicação do algoritmo de fluxo de potência para encontrar os valores de tensão e ângulo nas barras e também fluxos de potência nos ramos. É possível que, dependendo das manobras realizadas para o reestabelecimento, apareçam laços temporários na topologia da rede, resultando em um sistema malhado. Seguindo o esquemático apresentado na figura 5, temos:

1. Rede em operação normal, sem faltas
2. Ocorrência de uma falta na barra indicada
3. Isolação da barra em falta por meio de abertura de chaves
4. Manobra ineficaz uma vez que o limite de segurança foi ultrapassado na barra indicada (110 %)
5. Manobra de alívio, realizada fechando-se uma chave o que implica na formação de uma malha
6. Manobra de alívio com abertura de chave
7. Manobra de alívio com fechamento de chave com o objetivo de reestabelecer o atendimento a setores afetados

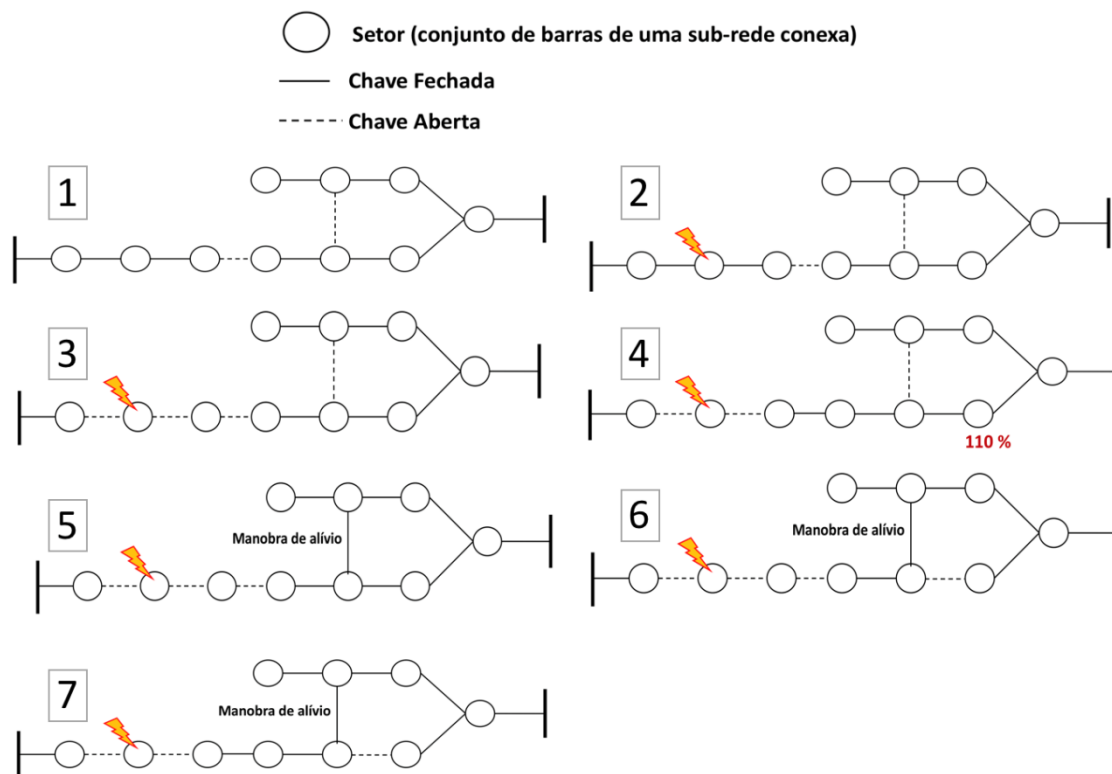


Figura 5: Esquemático de reestabelecimento de energia com formação de malha

Como apresentado na figura 5, após a ocorrência de uma falta são feitas manobras na rede para isolar o setor em falta, remanejar cargas e promover o reestabelecimento de energia. Durante essas manobras é necessário verificar a condição operacional da rede para garantir que nenhum limite seja ultrapassado podendo gerar danos aos equipamentos e outros prejuízos, portanto, a aplicação do fluxo de potência é imprescindível. No passo 4, é apresentada uma manobra ineficaz que levaria a uma condição insegura da rede, dessa forma, é feita uma manobra de alívio, mostrada no passo 5 em que o sistema opera temporariamente em condição malhada. Para a avaliação dessa manobra faz-se necessário resolver o problema de fluxo de potência na condição de malha.

Em (CHEN, 2004; HUANG, 2002) é avaliado a adequação de alimentadores para operação normal com a presença de malhas na topologia e não somente em situações temporárias. A operação em situação malhada poderia resultar em benefícios relacionados a qualidade de energia, confiabilidade e menores perdas, no entanto, são necessários sistemas mais complexos de proteção e maior capacidade de curto circuito, por exemplo. Assim como no cenário radial, as condições operacionais da rede são verificadas utilizando o cálculo de fluxo de potência.

Com o aumento da utilização de geradores distribuídos, a posição destes com o objetivo de melhorar perdas e o perfil de tensão é analisada em (RAVI TEJA, 2014) no contexto de redes malhadas. Os autores propõem um algoritmo que tem como passo inicial o cálculo do fluxo de potência da rede, isto é, uma rede que opera em condição malhada. Também com foco em redes

malhadas e devido ao aumento de geradores distribuídos, (SHARMA, 2017) propõe um método para o cálculo de perdas que tem como premissa apenas dados da rede e a solução do fluxo de potência, podendo ser aplicada em redes malhadas.

Com o objetivo de aumentar a capacidade de carga da rede e promover maior penetração dos geradores distribuídos, (DAVOUDI, 2016) propõe o relaxamento da condição de radialidade da rede permitindo que esta opere em condição fracamente malhada durante o processo de reestabelecimento de energia. São mostrados benefícios nesta condição como redução de perdas e melhoria do perfil de tensão.

Como apresentado nesta seção há um grande interesse na operação, temporária ou não, da rede em condição malhada seja buscando aumento de performance ou devido a novas tecnologias como os geradores distribuídos. Por esse motivo, os métodos de solução de fluxo de potência são ferramentas de alta importância na operação atual e futura de redes de distribuição.

O equacionamento e o algoritmo de aplicação dos métodos de cálculo de fluxo de potência são apresentados no próximo capítulo.

3. Fluxo de Potência em Redes de Distribuição

Em um sistema de distribuição elétrico de potência, o fluxo de potência tem como objetivo calcular as tensões nos nós e as correntes nos ramos da rede. Este cálculo é feito considerando a modelagem da rede como estática, isto é, não são consideradas as variações das grandezas elétricas no tempo (MONTICELLI, 1983).

Tais grandezas são:

- V_k - Magnitude de Tensão na barra k
- θ_k - Ângulo de Tensão na barra k
- P_k - Geração Líquida (geração menos carga) de potência ativa na barra k
- Q_k - Geração Líquida de potência reativa na barra k

De acordo com as informações disponíveis de cada barra, é possível definir três tipos de barra:

- Barra PQ - São especificados P_k e Q_k e calculados V_k e θ_k
- Barra PV - São especificados P_k e V_k e calculados Q_k e θ_k
- Barra V θ - São especificados V_k e θ_k e calculados P_k e Q_k

Aplicando a Primeira Lei de Kirchoff na barra k , tem-se o conjunto de equações:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (1)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (2)$$

Em que, $k = 1, \dots, NB$ sendo NB o número de barras da rede; Ω_k é o conjunto das barras vizinhas à barra k ; V_k, V_m são as magnitudes das tensões das barras terminais do ramo km ; θ_k, θ_m são ângulos das tensões das barras terminais do ramo $k-m$; P_{km} é fluxo de potência ativa no ramo $k-m$; Q_{km} é o fluxo de potência reativa no ramo $k-m$; Q_{km}^{sh} é a componente da injeção de potência reativa devida ao elemento shunt da barra k . O modelo equivalente π de uma linha de transmissão é apresentado na figura 6.

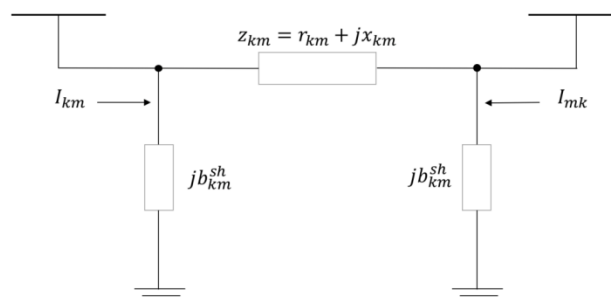


Figura 6: Modelo equivalente π (Elaborado pelo Autor)

Os parâmetros presentes no modelo da figura 6 são a resistência série da linha (r_{km}) e a reatância série da linha (x_{km}). Com esses parâmetros define-se a impedância série $z_{km} = r_{km} + jx_{km}$.

A admitância série é $(z_{km})^{-1} = g_{km} + jb_{km}$ onde:

$$g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (3)$$

$$b_{km} = -\frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (4)$$

Na presença de um transformador na linha, este é modelado como um trafo ideal com relação de transformação $1:a_{km}$ e uma impedância em série. O modelo equivalente de um transformador é apresentado na figura 7.

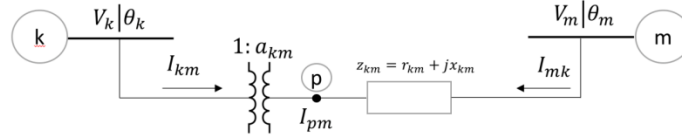


Figura 7: Modelo equivalente de uma linha com transformador (Retirado de Monticelli (1983))

A corrente na linha, na forma geral, pode então ser calculada como:

$$I_{km} = (-a_{km} * y_{km}) * E_m + (a_{km}^2 * y_{km} + jb_{km}^{sh}) * E_k \quad (5)$$

Através de todas as equações da análise nodal da rede em sua totalidade, pode-se escrever, na forma matricial:

$$\mathbf{I} = \mathbf{Y} * \mathbf{E} \quad (6)$$

Em que \mathbf{Y} é a matriz admitância nodal, que pode ser escrita como $\mathbf{G} + j\mathbf{B}$, e seus termos são dados por:

$$Y_{km} = -a_{km} * y_{km} \quad (7)$$

$$Y_{kk} = jb_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (jb_k^{sh} + a_{km}^2 * y_{km}) \quad (8)$$

O fluxo de potência complexa pode ser escrito como:

$$S_{km}^* = E_k^* * I_{km} \quad (9)$$

Manipulando algebricamente esta equação e separando as partes real e imaginária chega-se em:

$$P_{km} = V_k * \sum_{m \in \Omega_k} V_m * (G_{km} * \cos(\theta_{km}) + B_{km} * \sin(\theta_{km})) \quad (10)$$

$$Q_{km} = V_k * \sum_{m \in \Omega_k} V_m * (G_{km} * \sin(\theta_{km}) - B_{km} * \cos(\theta_{km})) \quad (11)$$

3.1. Método de Newton-Rhapson

Utilizando as equações acima descritas, o método de Newton-Rhapson é capaz de determinar o estado da rede, isto é, tensão complexa nos nós e fluxos de potência nos ramos. Este problema pode ser dividido em dois subsistemas: o subsistema 1 consistem em encontrar as soluções da função $g(x)$, onde:

$$g(x) = \begin{pmatrix} P_{esp} - P(V, \theta) \\ Q_{esp} - Q(V, \theta) \end{pmatrix} \quad (12)$$

P_{esp} e Q_{esp} são as potências ativa e reativa especificadas das barras PQ e PV, isto é, são dados do problema.

Nota-se que o problema possui $2NPQ+NPV$ equações e o mesmo número de incógnitas, sendo NPQ o número de barras PQ e NPV o número de barras PV do sistema.

Os termos $P_{esp} - P(V, \theta)$ e $Q_{esp} - Q(V, \theta)$ definem, respectivamente, ΔP e ΔQ .

O método de Newton-Raphson é iterativo e em cada iteração são calculadas as correções em V e θ até que $g(x)$ esteja dentro de um limite de tolerância especificado. Estas correções são dadas por:

$$\Delta x^m = -J(x^m)^{-1} * g(x^m) \quad (13)$$

Onde $J(x)$ é a matriz jacobiana e Δx^m é o vetor de incógnitas, neste caso, V e θ .

A matriz jacobiana é definida como:

$$J(x) = \frac{dg(x)}{dx} \quad (14)$$

Esta formulação pode ser expandida em termos de P , Q , V e θ e assim, obtém-se:

$$J(x) = \begin{pmatrix} \frac{\partial(\Delta P)}{\partial \theta} & \frac{\partial(\Delta P)}{\partial V} \\ \frac{\partial(\Delta Q)}{\partial \theta} & \frac{\partial(\Delta Q)}{\partial V} \end{pmatrix} \quad (15)$$

Assim, o valor da próxima iteração $m+1$ pode ser calculado como:

$$x^{m+1} = x^m + \Delta x^m$$

Após a convergência do método, isto é, $g(x) \leq \varepsilon$, sendo ε a tolerância especificada, obtém-se os valores de V e θ para todas as barras do sistema. O subsistema 2 consiste na solução de P_k e Q_k para a barra de referência e Q_k para as barras PV. Esse sistema tem solução trivial, pois as incógnitas aparecem na formulação de forma explícita.

Os passos para encontrar a solução do problema de fluxo de potência utilizando o método de Newton-Raphson são:

- Passo 1:
 - Fazer $m = 0$ e adotar uma solução inicial $x = x^m = x^0$
- Passo 2:
 - Calcular $g(x)$ para $x = x^m$
- Passo 3 - Testando a convergência:

- Se o valor, em módulo, de $g(x)$ calculada no passo anterior for menor que a tolerância especificada o processo convergiu, neste caso, vá para o passo 7, senão vá para o próximo passo.
- Passo 4:
 - Calcular a matriz jacobiana $J(x)$ para $x = x^m$
- Passo 5 - Determinar a nova solução x^{m+1}
 - Calcular $\Delta x^m = [J(x^m)]^{-1} * g(x^m)$
 - Calcular $x^{m+1} = x^m + \Delta x^m$
- Passo 6:
 - Fazer $m = m+1$ e retornar ao passo 2
- Passo 7:
 - Calcular as demais incógnitas do problema, isto é, solucionar o subsistema 2: Calcular Q_k nas barras PV e P_k e Q_k na barra de referência.

3.2. Método de Varredura Direta/Inversa

O Método de Varredura Direta/Inversa (VDI) consiste basicamente de duas etapas: cálculo dos fluxos de corrente partindo das barras terminais do alimentador (*nós folhas*) até a barra da subestação (*nó raiz*), chamada de varredura inversa; e atualização das tensões nodais partindo da barra da subestação até as barras terminais chamada de varredura direta. O método é iterativo e converge quando a diferença de tensão entre duas iterações sucessivas for menor que a tolerância numérica pré-especificada. Utilizando o modelo de rede apresentado na Figura 8, podem-se obter as equações de fluxo de corrente.

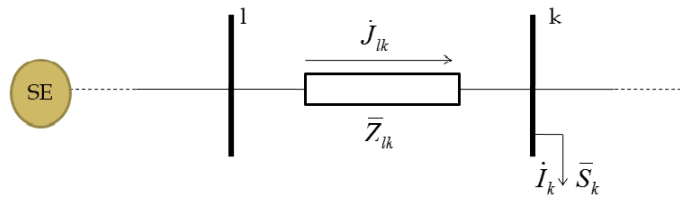


Figura 8: Modelo de uma linha de transmissão entre barras (Elaborada pelo Autor)

A corrente I_k (injeção na barra k) pode ser calculada como:

$$I_k = \left(\frac{S_k}{V_k} \right)^* \quad (16)$$

Onde S_k é a potência complexa na barra k, e V_k é a tensão complexa na barra k.

A etapa de varredura inversa é executada através do cálculo dos fluxos de corrente nos ramos da rede elétrica desde as barras terminais até a subestação:

$$J_{lk} = I_k + \sum_{m \in M} J_{km} \quad (17)$$

Onde M o conjunto de linhas adjacentes à jusante da barra k.

A etapa de varredura direta é feita atualizando as tensões nas barras a partir da equação:

$$V_k = V_l - Z_{lk} J_{lk} \quad (18)$$

3.2.1. Método de Varredura Direta/Inversa Compensada

O método proposto em (SHIRMOHAMMADI *et al.*, 1988), conhecido como método de compensação, permite tornar uma rede malhada em uma rede radial através da inclusão de injeções de corrente para compensar o efeito das malhas. Como simplificação, será apresentado o método na condição de uma única malha em um alimentador. Para múltiplas malhas, a extensão é feita através de uma formulação matricial dos conceitos descritos a seguir e detalhes podem ser obtidos em (SHIRMOHAMMADI, 1988; BARAN, 1989). A figura 9 apresenta o diagrama de uma rede na presença de uma única malha.

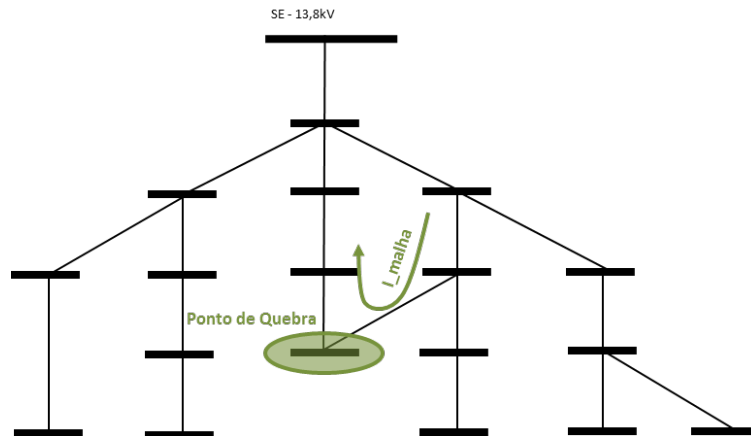


Figura 9: Diagrama de uma rede na presença de malha (Elaborada pelo Autor)

O método propõe a separação de uma das barras pertencentes a malha, chamada de “Ponto de Quebra”, criando-se duas novas barras (uma já existente (i) e outra fictícia (i')). Esta nova topologia, agora radial, é apresentada na figura 10.

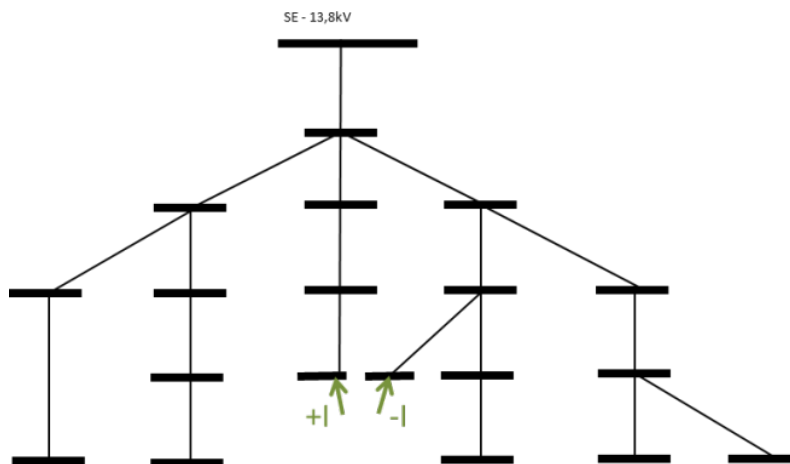


Figura 10: Diagrama unifilar da rede após aplicação do “Ponto de Quebra” (Elaborada pelo Autor)

A malha é representada por injeções de corrente de mesma magnitude, mas sentidos opostos inseridas nas barras do “Ponto de Quebra”. Estas correntes são chamadas correntes de compensação (I_{bcp}). As correntes de compensação da malha são calculadas a partir do Equivalente de Thévenin entre as barras criadas a partir do “Ponto de Quebra”. A impedância de Thévenin (Z_{th}) é a soma das impedâncias dentro da malha formada pelas barras i e i' . A tensão

V_{th} é a diferença entre as tensões V_i e $V_{i'}$ que são obtidas através do fluxo de potência na rede radial. A figura 11 apresenta o circuito equivalente da rede visto pelos terminais que formam o “Ponto de Quebra”.

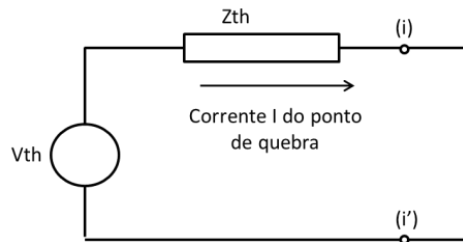


Figura 11: Equivalente de Thévenin visto a partir das barras do “Ponto de Quebra” (Elaborada pelo Autor)

A corrente de compensação injetada no “Ponto de Quebra” (I_{bkp}) é calculada utilizando o circuito equivalente de Thévenin através da equação:

$$\Delta I_{BKP(i)}^{(m)} = Z_{th}^{-1} \cdot V_{th}^{(m)} \quad (19)$$

Assim, a corrente é atualizada através da equação:

$$I_{BKP(i)}^{(m)} = I_{BKP(i)}^{(m-1)} + \Delta I_{BKP(i)}^{(m)} \quad (20)$$

O processo é iterativo e é encerrado quando um critério de convergência é atingido.

3.3. Tipos de Malha e Solução do Fluxo de Potência

Em um sistema malhado é possível definir três diferentes casos de malha com relação à topologia apresentada por cada um deles. As diferentes topologias malhadas que os sistemas de distribuição podem apresentar podem ser representadas por combinações destes cenários, definidos como:

Caso 1: malha entre duas barras pertencentes a um mesmo alimentador

Caso 2: malha entre duas barras pertencentes a alimentadores distintos de uma mesma subestação

Caso 3: malha entre duas barras pertencentes a alimentadores diferentes conectados em subestações distintas

Na figura 12 é possível visualizar os diferentes casos de malha em um sistema de distribuição.

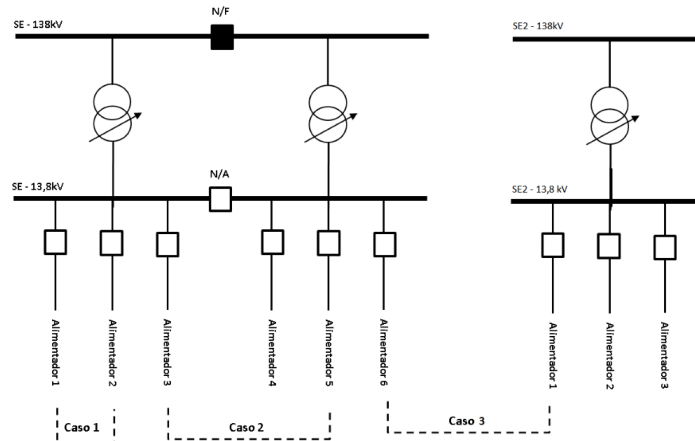


Figura 12: Ilustração de casos possíveis de malha (Elaborada pelo Autor)

A principal diferença entre os casos de malha apresentados, em relação a aplicação direta dos métodos de fluxo de potência, é a ausência de uma barra única de referência para o sistema. Esta barra é necessária para fechar o balanço de potência do sistema e, nos casos 2 e 3 de malha, são necessárias adequações ao modelo para obter a solução do fluxo de potência.

No caso 1, a aplicação de algum dos algoritmos de fluxo de potência é trivial. A barra da subestação serve como barra de referência para fechar o balanço de potência, isto é, esta barra fornece a referência angular para o sistema por ser uma barra do tipo $V\theta$.

O caso 2, no entanto, envolve dois alimentadores diferentes conectados as barras secundárias da mesma subestação. Para obter uma única barra de referência é necessário estender a modelagem até a barra do primário da subestação, na alta tensão. Isto implica na modelagem dos transformadores da subestação o que consiste em uma reatância em série e um *tap* variável. Além disso, os outros alimentadores radiais da subestação são modelados como injeções de potência ativa e reativa nas barras do secundário as quais estão conectados. Substituindo os alimentadores radiais por injeções de potência promove uma simplificação da modelagem e ganho computacional em redes muito extensas. Essa extensão é ilustrada pela figura 13.

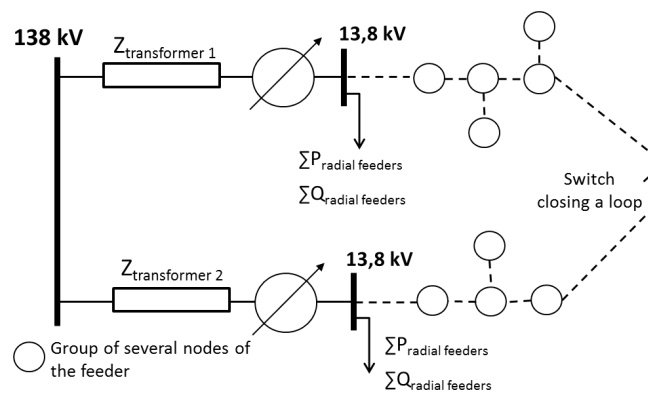


Figura 13: Ilustração da modelagem do caso 2 de malha (Elaborada pelo Autor)

Analogamente ao caso 2, o caso 3, como ilustrado na figura 7, demanda uma extensão do modelo da rede de distribuição para obtenção de uma barra única de referência. Neste caso, entretanto, a barra comum às subestações pertence à rede de transmissão e a extensão da modelagem precisaria incluir informações do sistema de transmissão. Numa situação prática, entretanto, os operadores do sistema de distribuição não possuem as informações necessárias para estender a modelagem até a barra comum das subestações localizada no sistema de transmissão. Caso houvesse a disponibilidade de informações uma estratégia similar ao que foi utilizado na solução do caso 2 de malha poderia ser empregada, calculando-se o fluxo de potência com uma barra única de referência no sistema de transmissão, o que denomina-se neste trabalho como “Sistema Completo Transmissão/Distribuição”. Além dos alimentadores que formam a malha, outras cargas, barras e ramos precisam ser incluídos no “sistema completo” o que pode gerar um grande volume de dados e redes com extensão elevada para o cálculo do fluxo de potência.

Numa situação prática os operadores da distribuição possuem informações limitadas sobre o sistema de transmissão, geralmente as informações disponíveis são referentes as subestações do sistema de distribuição. Dada essa falta de informação para a construção do “Sistema Completo Transmissão/Distribuição” é proposta um meio alternativo de modelar as barras das subestações. A barra do secundário de uma das subestações é utilizada como referência angular para a rede enquanto que a magnitude de tensão e ângulo da barra do secundário da outra subestação é especificada. A magnitude de tensão na segunda subestação é tomada como a tensão nominal do alimentador, porém o ângulo depende da topologia, parâmetros e da condição operacional do sistema de transmissão. Com isso em mente, são propostas três estratégias para especificar o ângulo da barra da segunda subestação. Está é uma maneira simplificada de incluir a influência do sistema de transmissão com informações reduzidas sobre este.

- a) Sem informação sobre o sistema de transmissão, isto é, $\theta_{SE1} = 0^\circ$ e $\theta_{SE2} = 0^\circ$;
- b) Com informação sobre a diferença angular entre as duas subestações antes da ocorrência da malha. Então, $\theta_{SE1} = 0^\circ$ e $\theta_{SE2} = \Delta\theta_{pre-malha}$.
- c) Com informação sobre a diferença angular entre as duas subestações após a ocorrência da malha. Então, $\theta_{SE1} = 0^\circ$ e $\theta_{SE2} = \Delta\theta_{pós-malha}$.

Outras representações da barra da segunda subestação, como barras PQ e PV não são adequadas. Isto é devido ao fato de que ambas as subestações envolvidas na malha são responsáveis pelo balanço de potência na rede malhada o que requer o cálculo de injeção de potência ativa e reativa nas duas subestações que formam a malha.

Os resultados obtidos com essas três propostas serão apresentados em detalhes no capítulo 4 e as conclusões encontradas com a utilização dessas propostas motivaram o estudo de outras

soluções para a solução do caso 3 de malha, em específico, o uso de equivalentes de rede que será apresentado na próxima seção.

3.4. Equivalentes de Rede

O fluxo de potência apresentado anteriormente é uma ferramenta de análise de grande importância na operação e também planejamento de sistemas de potência. Um dos fatores que pode ter influência no cálculo da solução do fluxo de potência é a dimensão da rede foco do estudo. Com o objetivo de diminuir o esforço computacional é possível representar parte da rede por um equivalente, isto é, uma rede reduzida que apresente as mesmas características da rede completa anterior à redução. Esta redução da rede pode ser feita eliminando uma ou várias barras as quais são substituídas por parâmetros que representam a influência das barras no restante do sistema. Dessa forma, um equivalente de rede pode por meio de poucos parâmetros representar um grande número de barras e suprir as informações necessárias para o cálculo do fluxo de potência sem que haja a necessidade de modelar e simular uma parte extensa da rede.

Em uma aplicação de planejamento, por exemplo, é possível simular a condição da rede após a eliminação de uma barra. Da mesma maneira, caso haja uma falha em uma barra específica, é possível obter uma solução do fluxo de potência levando em consideração a eliminação da barra com falta. Utilizando o processo de Eliminação de Gauss são feitos os ajustes necessários nas admitâncias das barras vizinhas e também são calculadas as novas injeções de corrente nas barras adjacentes àquela eliminada.

A eliminação de Gauss é um método de solução de sistemas algébricos da forma $Ax = b$ e consiste em realizar operações na matriz de coeficientes A seguindo os passos:

1. Zerar os elementos do triângulo inferior da matriz de coeficientes
2. Fazer os elementos da diagonal igual a 1
3. Zerar os elementos do triângulo superior da matriz de coeficientes

Tomando como base a relação entre tensão e corrente dada por $Y * E = I$, para eliminar uma barra k do sistema, aplica-se o algoritmo de Eliminação de Gauss para zerar os coeficientes que multiplicam a variável E_k de forma que as admitâncias sejam modificadas de acordo com a equação 21 e as injeções de corrente pela equação 22. A nova admitância só é diferente de zero se as barras i e j forem adjacentes a barra k .

$$Y'_{ij} = Y_{ij} - \frac{Y_{ik}Y_{kj}}{Y_{kk}} \quad (21)$$

$$I'_m = I_m - \frac{Y_{mk}}{Y_{kk}} * I_k \quad (22)$$

Para obter-se equivalentes de dimensão maiores do que apenas a eliminação de uma barra da rede, é preciso definir os conceitos de rede externa, interna e barras de fronteira. A rede interna é aquela que se mantém após o processo de obtenção de um equivalente, enquanto a rede externa são as barras e ramos a serem eliminados. Por fim, as barras de fronteira são aquelas que fazem a interface entre a rede interna e externa. No caso de um equivalente de rede para substituir a rede de transmissão, as barras de fronteira são as barras das subestações. A figura 14 ilustra estes conceitos e a conexão entre eles.

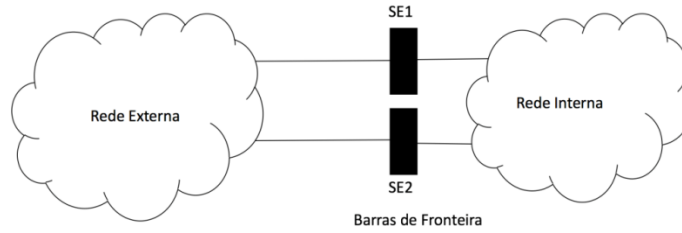


Figura 14: Ilustração das redes externa, interna e barras de fronteira (Elaborada pelo Autor)

Um sistema de potência pode ser representado pela matriz de admitância nodal (\mathbf{Y}) que relaciona o vetor de tensões nodais (\mathbf{E}) com o vetor de injeções de corrente (\mathbf{I}). Utilizando os subscritos e para a rede externa, b para as barras de fronteira e i para a rede interna pode-se dividir a relação entre as tensões nodais e injeções de corrente como:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{ee} & \mathbf{Y}_{eb} & \mathbf{0} \\ \mathbf{Y}_{be} & \mathbf{Y}_{bb} & \mathbf{Y}_{bi} \\ \mathbf{0} & \mathbf{Y}_{ib} & \mathbf{Y}_{ii} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{E}_e \\ \mathbf{E}_b \\ \mathbf{E}_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_e \\ \mathbf{I}_b \\ \mathbf{I}_i \end{bmatrix} \quad (23)$$

Aplicando a Eliminação de Gauss, o processo de eliminação modifica apenas as barras de fronteira e são obtidas novas impedâncias e injeções de corrente como apresentados nas equações 24 e 25.

$$\mathbf{Y}_{bb}^{eq} = \mathbf{Y}_{bb} - \mathbf{Y}_{be} \mathbf{Y}_{ee}^{-1} \mathbf{Y}_{eb} \quad (24)$$

$$\mathbf{I}_b^{eq} = \mathbf{I}_b - \mathbf{Y}_{be} \mathbf{Y}_{ee}^{-1} \mathbf{I}_e \quad (25)$$

Devido a consideração de injeção de potência constante, o problema de fluxo de potência se torna não-linear e, portanto, utiliza-se o Equivalente de Ward não-linear. Neste, após obtenção das admitâncias equivalentes através da eliminação de Gauss, utiliza-se as equações 26 e 27 para calcular as injeções de potência na fronteira.

$$P_k^{eq} = V_k^0 * \sum_{m \in K} V_m^0 * (G_{km}^{eq} * \cos(\theta_{km}^0) + B_{km}^{eq} * \sin(\theta_{km}^0)) \quad (26)$$

$$Q_k^{eq} = V_k^0 * \sum_{m \in K} V_m^0 * (G_{km}^{eq} * \sin(\theta_{km}^0) - B_{km}^{eq} * \cos(\theta_{km}^0)) \quad (27)$$

O conjunto K corresponde as barras de fronteira e internas adjacentes a barra k e os valores de tensão e ângulo V e θ correspondem ao obtidos com o sistema não reduzido, denominado completo.

O equivalente Ward não-linear é obtido, portanto, com a rede reduzida e a respectiva matriz admitância equivalente e com as injeções de potência nas barras de fronteira. Os passos para se chegar no equivalente são os seguintes:

- Passo 1:
 - Aplicar um método de solução de fluxo de potência ao sistema completo para se obter V^0 e θ^0
- Passo 2:
 - Utilizando a eliminação de Gauss, obter a rede reduzida, isto é, a matriz admitância nas barras de fronteira
- Passo 3:
 - Calcular as injeções de potência equivalentes utilizando (26) e (27)

Em posse dos dados obtidos com a aplicação do Equivalente Ward é possível calcular a solução do fluxo de potência para a rede interna considerando a influência da rede externa através do equivalente de rede.

Neste trabalho, propõe-se o uso de equivalente externos para representar a influência do sistema de transmissão para o cálculo de fluxo de potência no caso 3 de malha (malha entre alimentadores de subestações distintas). Dada a ocorrência de um caso 3 de malha, no qual deseja-se prever se o fechamento da chave de malha é uma operação segura para o sistema quanto a análise estática, utiliza-se o equivalente de rede para a condição pré-malha da rede de transmissão para então efetuar o cálculo do fluxo de potência no caso malhado. Uma vez que o fechamento da malha acarreta mudanças topológicas somente na rede interna, a matriz de admitância nodal da rede externa não se altera, e por consequência a matriz de admitância da rede equivalente também não sofrerá alterações. Além disto, assume-se que as condições de carregamento da rede interna e externa também não sofrem alterações entre o instante pré-malha e pós-malha, ou seja, as informações sobre a condição pré-malha são obtidas em tempo real e pode-se assumir que o fechamento da malha está na iminência de ocorrer. Assim podemos escrever a condição da rede malhada como:

$$\begin{bmatrix} Y_{ee} & Y_{eb} & \mathbf{0} \\ Y_{be} & Y_{bb} & Y_{bi} \\ \mathbf{0} & Y_{ib} & Y_{ii} + \Delta Y_{ii} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} E_e \\ E_b \\ E_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_e \\ I_b \\ I_i \end{bmatrix} \quad (28)$$

Na qual ΔY_{ii} é alteração topológica causada na rede interna pelo fechamento de uma malha. Aplicando as relações apresentadas acima para o cálculo de equivalentes de rede, obtêm-se as seguintes relações para a situação pós-malha:

$$\begin{bmatrix} Y_{bb} - Y_{be}Y_{ee}^{-1}Y_{eb} & Y_{bi} \\ Y_{ib} & Y_{ii} + \Delta Y_{ii} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} E_b' \\ E_i' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_b - Y_{be}Y_{ee}^{-1}I_e \\ I_i \end{bmatrix} \quad (29)$$

Na equação acima, o vetor das tensões nodais na situação pós-malha é denotado por E_b' e E_i' e são as variáveis que desejamos encontrar através da solução do cálculo de fluxo de potência. Porém neste caso, somente com uma única subestação tomada como barra de referência, visto que a segunda subestação é neste caso modelada como uma barra PQ constante cujos valores de P e Q são dados pelas injeções equivalentes calculadas na situação pré-malha, e a influência do sistema de transmissão na diferença angular entre as subestações está incorporada na matriz de admitância obtida pelo equivalente de rede. Ou seja, sob as condições e premissas adotadas, o conhecimento do equivalente de rede da situação pré-malha é suficiente para representar a condição da rede na situação pós malha. Desta forma, é possível para os operadores dos sistemas de distribuição avaliarem se o fechamento da chave é seguro quanto à análise estática de fluxo de potência utilizando uma quantidade reduzida de informações sobre o sistema de transmissão, reduzindo assim a quantidade de intercâmbio de dados entre os operadores.

Assim, a seguinte metodologia foi utilizada para avaliar o uso de equivalentes de rede na solução do cálculo de fluxo de potência em sistemas de distribuição com malhas causadas pelo fechamento de chaves entre subestações distintas.

Em posse dos dados de entrada que serão apresentados no próximo capítulo, são obtidos os resultados do fluxo de potência na situação pré-malha, segundo o método de Newton-Rhapson utilizando o algoritmo apresentado na seção 3.1 para o cenário pré-malha em condição nominal de carga e também para duas variações diminuindo a carga em 50% e outra aumentando a carga em 100% do sistema de sub-transmissão. Os dados de tensão e ângulo das barras constituem o chamado “Sistema Completo Transmissão/Distribuição” e serão utilizados como base de comparação para os resultados obtidos após a aplicação do método de equivalentes de rede. Obtém-se também através do sistema completo os valores das impedâncias equivalentes da rede externa por meio da eliminação de Gauss que serão utilizadas no método de Ward não-linear e também os valores de injeções de potência ativa e reativa equivalentes nas barras de fronteira. Assim estas informações que compõem a rede equivalente serão utilizadas pelo operador do sistema de distribuição para avaliar se o fechamento da chave na rede interna ao sistema de distribuição é factível. A rede externa, neste caso a rede de sub-transmissão é representada por uma impedância equivalente e por injeções de potência entre as barras de fronteira como apresentado no esquemático da figura 15.



Figura 15: Esquemático do sistema equivalente obtido

A rede resultante após a redução e aplicação do equivalente Ward não-linear constitui a “Rede Reduzida”. O equivalente de rede, portanto, é utilizado para diminuir a complexidade do problema e representar a rede de sub-transmissão em um determinado cenário de carga (situação pré-malha). A chave de malha é então inserida de modo que rede interna resulte no caso 3 apresentado anteriormente, ou seja, a “Rede Reduzida” se torna malhada. Na nova topologia obtida é aplicado o algoritmo de solução de fluxo de potência utilizando uma das subestações como barra de referência e obtendo as tensões complexas nodais nas demais barras internas e de fronteira (segunda subestação) que é modelada como barra PQ. Desta forma serão avaliados os resultados provenientes da aplicação dos equivalentes de rede em representar o sistema de transmissão na sessão de resultados.

4. Resultados

Neste capítulo são apresentados os detalhes sobre os métodos de solução para os casos de malha destacados anteriormente incluindo as modelagens adicionais necessárias no caso 2 de malha bem como uma possível solução para o caso 3 de malha. São exibidos os resultados obtidos com a aplicação desses métodos e a aplicabilidade destes é discutida.

Para avaliação da proposta deste trabalho, é utilizada uma rede real de distribuição que será apresentada em detalhes. A metodologia de análise do fluxo de potência na presença de equivalentes de rede para o caso 3 de malha é discutida e são apresentados os resultados encontrados.

4.1. Avaliação do Fluxo de Potência em Redes Malhadas

Os resultados apresentados nesta seção foram inicialmente publicados em (HEBLING, 2016) e são reproduzidos neste trabalho de conclusão de curso para auxiliar o entendimento do leitor da motivação no estudo de equivalentes de rede aplicados em redes de distribuição malhadas, foco principal deste trabalho. O intuito dos testes apresentados nesta seção é avaliar em sistemas disponíveis na literatura a capacidade dos diferentes métodos de cálculo de fluxo de potência para tratar de cenários com operação malhada das redes de distribuição.

A avaliação dos casos 1 e 2 de malha foi feita utilizando-se de um sistema fictício criado pelo autor. Este sistema possui dois alimentadores baseados no sistema-base de 32 barras (BARAN, 1989) que constituem o sistema de distribuição enquanto que o sistema de transmissão foi adaptado a partir do sistema-base de 14 barras do IEEE. A partir deste modelo fictício é possível simular os casos 1 e 2 de malha inserindo chaves fictícias nos alimentadores. Na figura 15 é apresentado o esquemático do sistema criado.

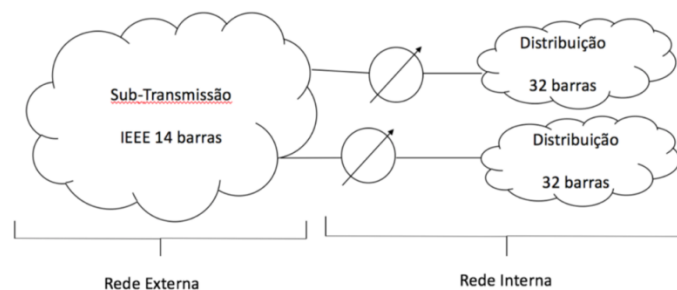


Figura 16: Equemático do sistema teste (Elaborado pelo Autor)

Visando a solução do caso 1 de malha, pode-se aplicar diretamente o método de Newton-Rhapson apresentado na seção 3.1 bem como o método VDI Compensada apresentado na seção

3.2. No caso 1 não há impedimento para obtenção da solução do fluxo de potência relacionada a topologia do sistema uma vez que a malha foi criada a partir do fechamento de uma chave fictícia interna a um dos alimentadores de 32 barras do qual a topologia resultante é apresentada na figura 17. Com a implementação de ambos os métodos em MATLAB, isto é, método de Newton-Rhapson e VDI Compensada, a convergência foi obtida após 4 iterações e na tabela 1 apresentam-se as diferenças entre os valores de magnitude de tensão e ângulo fornecidos pelos diferentes métodos. A tensão de base do sistema é 13,8 kV.

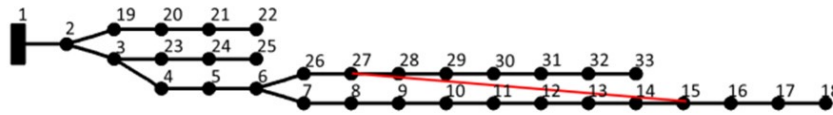


Figura 17: Diagrama unifilar utilizado na solução do caso 1 de malha

Tabela 1: Comparação de valores obtidos na solução do caso 1 de malha

Diferença de Cálculo	Magnitude (V)	Ângulo (graus)
Máxima	5,8142	0,0147
Média	2,3749	0,0041
Mínima	0,0004	0,0001
Desvio Padrão	1,6418	0,0034

No caso 2, entretanto, a chave inserida é responsável por criar uma malha entre barras de alimentadores diferentes pertencentes a mesma subestação. Como apresentado na seção de 3.3, neste caso é preciso estender a modelagem utilizada para solucionar o fluxo de potência de modo a obter-se uma barra única de referência, isto é, o primário da subestação a qual os alimentadores estão conectados. A extensão da modelagem consiste em inserir a barra do primário da subestação e também o ramo que conecta a barra de alta com a barra de baixa tensão. Neste ramo é necessário considerar a impedância entre as barras e do transformador responsável por abaixar a tensão para o nível de distribuição bem como *tap* variável presente no transformador. Na figura 18, é ilustrado o diagrama unifilar dos alimentadores utilizados no caso 2 de malha bem como a chave fictícia inserida para criar a malha.

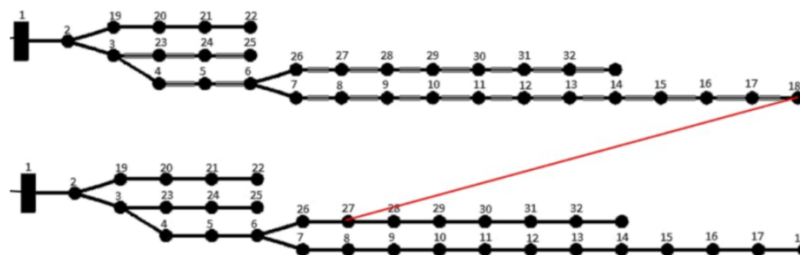


Figura 18: Diagrama unifilar do alimentador utilizado no caso 2 de malha

Analogamente ao caso 1 de malha, foram encontradas as soluções para o fluxo de potência com ambos os métodos implementados em MATLAB e a comparação dos resultados obtidos é apresentada na tabela 2. A tensão de base do sistema é 13,8 kV.

Tabela 2: Comparação de valores obtidos na solução do caso 2 de malha

Diferença de Cálculo	Magnitude (V)	Ângulo (graus)
Máxima	6,6031	0,0470
Média	2,7327	0,0115
Mínima	0,0004	0,0001
Desvio Padrão	1,9179	0,0114

Nota-se que nos casos 1 e 2 de malha é possível aplicar de maneira satisfatória os métodos de solução de fluxo de potência considerada as devidas precauções, isto é, no primeiro caso é necessário utilizar o método VDI Compensada enquanto que no segundo caso há a necessidade da extensão da modelagem devido a ausência de uma barra única de referência. A necessidade da barra única de referência é evidenciada também no caso 3 de malha que, como apresentado anteriormente, irá depender intimamente do modelo de sub-transmissão da rede. Assim este caso de malha será avaliado na seção posterior utilizando dados reais de um sistema de distribuição em conjunto com seu sistema de sub-transmissão.

4.2.Avaliação da Operação de um Sistema de Distribuição Real em Situações Malhadas

Como apresentado na seção 3.3, o caso 3 de malha constitui-se de uma malha entre barras pertencentes a alimentadores diferentes de subestações distintas, portanto, assim como no caso 2 de malha, não é possível obter uma barra única de referência para aplicação dos métodos de solução de fluxo de potência. Diferentemente do caso 2, no caso 3 a extensão da modelagem até uma barra comum é de difícil execução prática uma vez que esta barra pode estar localizada no sistema de sub-transmissão ou transmissão e pode existir um número grande de linhas e barras acima das subestações envolvidas na malha. De acordo com as propostas apresentadas na seção 3.3, serão usadas as diferenças angulares entre as subestações para avaliar as soluções do fluxo de potência em um sistema real de distribuição.

Os dados dos sistemas de distribuição e sub-transmissão da região de Londrina/PR foram cedidos pela empresa COPEL e constituem, no total, três alimentadores somando 2452 barras, 436 transformadores de distribuição, 165 chaves normalmente fechadas (na topologia radial) e 30 chaves normalmente abertas que possibilitam a formação de malhas ou transferência de cargas. A Figura 19 apresenta o diagrama unifilar dos alimentadores de distribuição utilizados na simulação do caso 3 de malha. O caso 3 de malha é formado fechando-se as

chaves que conectam os alimentadores 1 e 2 (verde e azul), isto é, as subestações SE-1 e SE-2. O sistema de transmissão da região de Londrina é apresentado na figura 20, os alimentadores de distribuição foram conectados nas barras 890 e 2486 designadas como na figura 17 como SE-1 e SE-2.

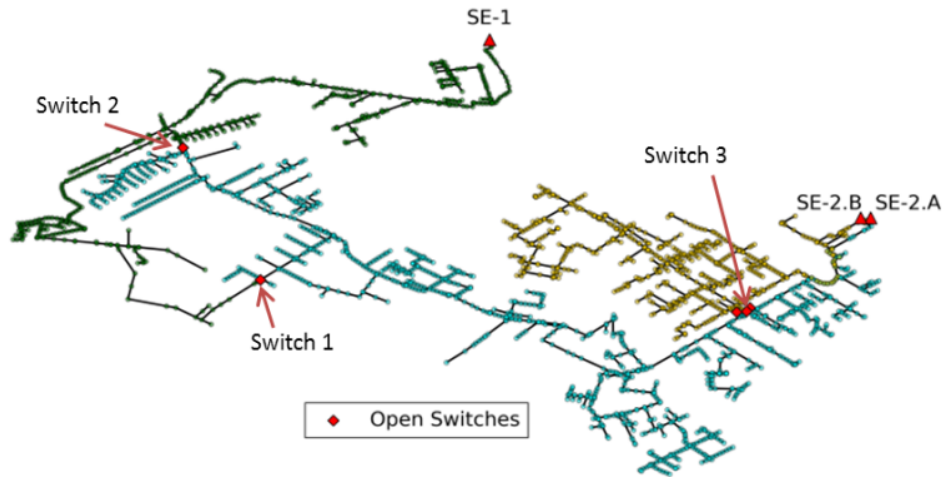


Figura 19: Diagrama unifilar dos alimentadores de distribuição (Fonte: Massignan, 2017)

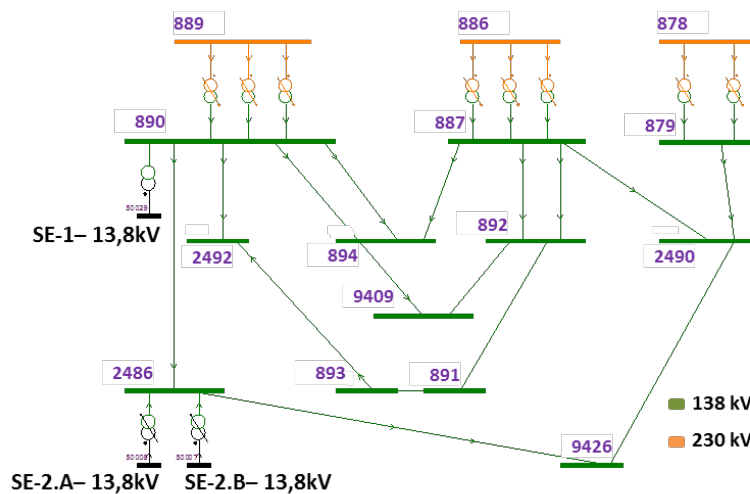


Figura 20: Diagrama unifilar da rede de transmissão da região de Londrina (Fonte: Massignan, 2017)

O conjunto apresentado nas figuras 19 e 20 constitui o sistema completo, isto é, todas as informações necessárias para solucionar o caso 3 de malha estão disponíveis e é possível aplicar os métodos de solução de fluxo de potência utilizando uma barra comum no sistema de transmissão como barra de referência para o sistema, isto é, uma barra no nível de 230 kV (cor laranja) no diagrama unifilar da figura 19. Os resultados do fluxo de potência do sistema completo são apresentados na tabela 3, onde se encontram os valores de ângulo e valores para os fluxos de potência ativa e reativa no sentido subestação/alimentador. Os resultados no caso pós-malha foram obtidos fechando-se a chave 2 (*Switch 2*) no diagrama unifilar da figura 19.

Tabela 3: Resultados do fluxo de potência do sistema completo no caso 3 de malha

	SE1			SE2		
	θ (°)	P(MW)	Q(MVAr)	θ (°)	P(MW)	Q(MVAr)
Pré-Malha	-33.24	3.47	1.48	-29.75	3.09	1.32
Pós-Malha	-32.13	-0.94	4.73	-30.95	7.56	-1.83

Nota-se uma diferença angular de 3.49° entre as subestações no caso pré-malha enquanto que, após o fechamento da chave de malha, obteve-se uma diferença angular de 1.18° no caso pós-malha. Também é possível observar a ocorrência de fluxo de potência reverso na SE-1 que é resultado das diferenças angulares entre as subestações uma vez que, nos sistemas de transmissão, o fluxo de potência é fortemente acoplado as diferenças angulares entre barras. Esta diferença observada na solução do modelo completo motivou o estudo apresentado na seção 3.3 que propõe utilizar estimativas para os ângulos das subestações quanto não há disponibilidade de informações para modelar o sistema completo. Utilizando as propostas apresentadas e o método de Newton-Rhapson para a solução do fluxo de potência obteve-se os resultados apresentados na tabela 4.

Tabela 4: Resultados do fluxo de potência seguindo as propostas de diferença angular

	SE1		SE2	
	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
$\Delta\theta = 0^\circ$	3.67	1.43	2.90	1.33
$\Delta\theta_{\text{pré-malha}} = 3.49^\circ$	-10.25	11.10	17.37	-7.42
$\Delta\theta_{\text{pós-malha}} = 1.18^\circ$	-0.94	4.74	7.57	-1.84

A principal conclusão da aplicação destas propostas é que a diferença angular entre as subestações no caso pós-malha influencia diretamente a solução do fluxo de potência. Dos resultados apresentados na tabela 4, nota-se que desconsiderando esta diferença, isto é, com $\Delta\theta = 0^\circ$ há uma grande perda de precisão na solução. Utilizando a diferença angular no caso pré-malha obtém-se uma solução conservadora que evidencia a ocorrência de fluxo reverso apesar da baixa precisão numérica. É apenas com o conhecimento da diferença angular no caso pós malha que a solução do fluxo de potência se aproxima do resultado obtido com o sistema completo. Na tabela 5 são apresentados os resultados do fluxo de potência na chave de malha (*Switch 2*) com o sistema completo e com as propostas de diferença angular na qual é possível observar conclusões semelhantes das obtidas com os resultados de fluxo de potência nas subestações.

Tabela 5: Resultados do fluxo de potência na chave de malha (Switch 2)

	Modelo Completo		Propostas de Diferença Angular		
	Pré-malha	Pós-malha	$\Delta\theta = 0^\circ$	$\Delta\theta = 3.49^\circ$	$\Delta\theta = 1.18^\circ$
P_{chave}	0.00	4.42	-0.44	13.87	4.43
Q_{chave}	0.00	-3.26	-0.16	-9.38	-3.25

Além das diferenças angulares, existem outros fatores que podem influenciar na solução do fluxo de potência do caso 3 como, por exemplo, contingências no sistema de transmissão. Para avaliar a influência de uma alteração na topologia do sistema de transmissão foi feita uma simulação com a linha entre as barras 890 e 2486 removida e os resultados são apresentados na tabela 6. É possível observar que uma contingência simples no sistema de transmissão tem grande influência nas diferenças angulares entre as subestações principalmente se ocorrer em barras próximas aos alimentadores de interesse.

Tabela 6: Resultado do fluxo de potência com contingência

	SE1			SE2		
	θ (°)	P(MW)	Q(MVAr)	θ (°)	P(MW)	Q(MVAr)
Pré-Malha	-33.11	3.47	1.48	-30.83	3.09	1.32
Pós-Malha	-32.36	0.78	3.63	31.6	5.81	-0.78

Além da contingência simples foram simulados diferentes cenários de carga, simulando a operação em dias e horários diferentes, e também diferentes chaves para formação da malha. Os resultados obtidos novamente se aproximam das conclusões previamente obtidas, isto é, descartando a diferença angular os resultados são bastante diferentes dos obtidos com o sistema completo e somente com a diferença no cenário pós malha é que o resultado se aproxima de maneira satisfatória do obtido com o sistema completo. Os resultados para as diferenças angulares são apresentados de maneira compacta na figura 21.

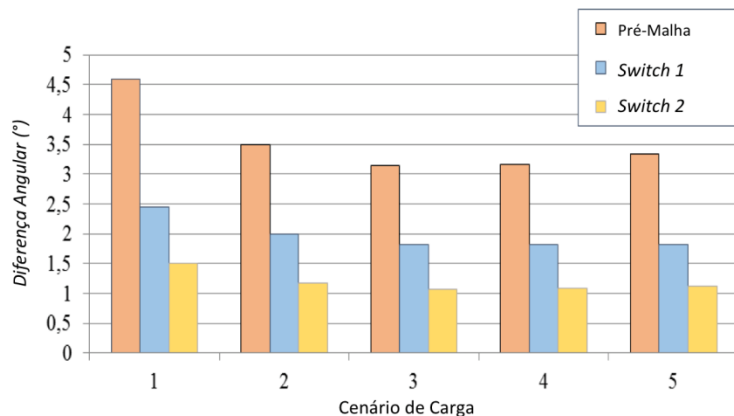


Figura 21: Diferenças angulares entre as subestações em diferentes cenários de carga e utilização de chave

De maneira geral, as propostas apresentadas na seção 3.3 são simplificações da influência do sistema de transmissão em um sistema de distribuição operando em condição malhada já que a diferença angular entre subestações representa apenas um único cenário de malha, isto é, uma topologia e cenário de carga, incluindo a posição da chave. Para ser viável a utilização desta proposta, é possível obter uma base de dados das diferenças angulares do sistema em análise em diferentes cenários de operação e contingência. Isto foi feito no sistema apresentado anteriormente, de maneira similar ao que é apresentado na figura 21, foram obtidos cenários de carga para o sistema de transmissão do Operador Nacional do Sistema (ONS) tanto de operação como de planejamento, para simular possíveis alterações na topologia do sistema.

O objetivo principal desta análise é avaliar a sensibilidade das aberturas angulares das barras em diferentes cenários, isto é, averiguar se em sistemas reais essas aberturas angulares apresentam grandes variações suficientes para influenciar os cenários de operação em malha pois, como mostrado nas simulações anteriores, nota-se que pequenas aberturas angulares já causam grandes diferenças nos resultados do fluxo de potência. Um objetivo secundário é obter valores pré-estabelecidos para utilizar como estimativas conservadores na solução do caso 3 de malha. A figura 22 apresenta um mapa das barras do sistema de transmissão na região de Londrina que serão consideradas para obtenção das aberturas angulares.

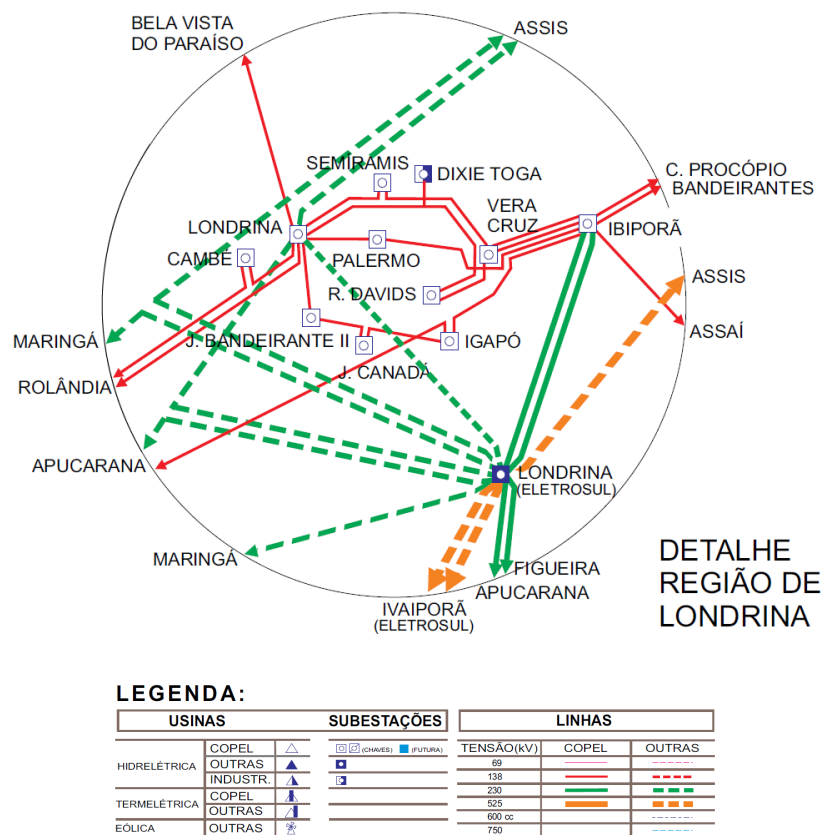


Figura 22: Mapa das barras do sistema de transmissão/distribuição da região de Londrina

Ao todo foram considerados no estudo 6 cenários de operação com condições de carga leve, média e pesada e finais de semana com 17 contingências simples em cada, e 4 cenários de planejamento considerando condições de carga no verão e no inverno com 17 contingências cada, totalizando 170 casos de fluxo de potência analisados sob a ótica das aberturas angulares entre as subestações.

Dentre os casos listados, foram levantadas as máximas aberturas angulares entre subestações de 13,8 kV, duas a duas, e estas são apresentadas na figura 23 seguindo a correspondência entre as barras apresentadas no mapa da subtransmissão e número apresentado na tabela 7. Os dados apresentados podem servir como estimativa conservadora no caso em que seja fechada uma malha entre duas subestações consideradas.

Tabela 7: Correspondência entre barras do sistema de transmissão na região de Londrina

50000	RDAV_TF2
50001	RDAV_TF1
50002	SEMIR_TF1
50003	SEMIR_TF2
50004	VERAC_TF3_13
50005	NPALERM_TF1
50006	NPALERM_TF2
50007	NJBANDE_TF1
50008	NJBANDE_TF2
50009	NLONDR_TF1_13
50010	NIGAPO_TF1
50011	NIGAPO_TF3
50012	NJCANAD_TF1

	50000	50001	50002	50003	50004	50005	50006	50007	50008	50009	50010	50011	50012
50000		7,9	8,0	8,0	14,8	19,0	19,0	22,0	22,0	21,0	19,0	18,9	18,1
50001	7,9		3,9	7,0	14,4	19,1	19,1	22,1	22,1	21,0	19,0	18,9	18,0
50002	8,0	3,9		6,1	14,3	19,1	19,1	22,1	22,1	20,1	19,0	18,9	18,0
50003	8,0	7,0	6,1		14,3	19,0	19,0	22,0	22,0	16,0	19,0	18,9	18,0
50004	14,8	14,4	14,3	14,3		19,0	19,0	22,0	22,0	16,1	19,1	19,0	18,0
50005	19,0	19,1	19,1	19,0	19,0		14,0	17,0	17,0	16,1	19,1	19,0	18,0
50006	19,0	19,1	19,1	19,0	19,0	14,0		11,0	14,0	14,0	17,0	18,1	18,0
50007	22,0	22,1	22,1	22,0	22,0	17,0	11,0		11,0	11,0	15,1	18,1	18,0
50008	22,0	22,1	22,1	22,0	22,0	17,0	14,0	11,0		11,0	15,0	18,0	18,1
50009	21,0	21,0	20,1	16,0	16,1	16,1	14,0	11,0	11,0		15,0	18,0	18,1
50010	19,0	19,0	19,0	19,0	19,1	19,1	17,0	15,1	15,0	15,0		13,0	18,0
50011	18,9	18,9	18,9	18,9	19,0	19,0	18,1	18,1	18,0	18,0	13,0		18,0
50012	18,1	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,1	18,1	18,0	18,0	

Figura 23: Módulo das diferenças angulares máximas entre todos os casos em graus

Vale ressaltar que também foram observadas as aberturas angulares em 138 kV, onde os valores obtidos foram pequenos, menores do que 1° , o que pode ser explicado pela topologia em anel do sistema de 138 kV e também pela presença de impedâncias menores neste nível de tensão. Isso pode ser observado na figura 24, onde são apresentadas as máximas aberturas angulares entre as subestações no nível de 138 kV. A numeração apresentada segue a das barras do diagrama unifilar da figura 20.

	890	891	892	893	894	2486	2490	9409	9426
890		0,3	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	0,3	0,7
891	0,3		0,2	0	0,2	0,5	0,5	0,2	0,5
892	0,2	0,2		0,2	0,3	0,6	0,6	0,3	0,6
893	0,3	0	0,2		0,2	0,5	0,5	0,2	0,5
894	0,4	0,2	0,3	0,2		0,5	0,5	0,2	0,6
2486	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5		0,2	0,4	0,2
2490	0,7	0,5	0,6	0,5	0,5	0,2		0,4	0,1
9409	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2	0,4	0,4		0,5
9426	0,7	0,5	0,6	0,5	0,6	0,2	0,1	0,5	

Figura 24: Máximas diferenças angulares em graus entre subestações no nível de 138 kV

Como as aberturas angulares no sistema de subtransmissão são menores que nas barras de média tensão, propõe-se uma solução mais pragmática para o problema que é resolver o caso 3 de malha como se fosse um caso 2, isto é, estender a modelagem para uma barra acima da subestação de 13,8 kV que seja comum entre os dois alimentadores envolvidos na malha. Pode-se observar na figura 20 que a barra comum entre os dois alimentadores considerados nas simulações é a barra 890 no nível de 138 kV. Foi feita uma alteração nos dados para simular corretamente esse cenário e os resultados são apresentados nas tabelas 8 e 9.

Tabela 8: Solução do fluxo de potência para o caso 3 de malha com extensão da modelagem

	SE1			SE2		
	θ ($^\circ$)	P(MW)	Q(MVAr)	θ ($^\circ$)	P(MW)	Q(MVAr)
Pré-Malha	-30.80	3.10	1.30	-32.10	3.50	1.50
Pós-Malha	-31.10	4.30	0.20	-31.80	2.20	2.60

Tabela 9: Solução do fluxo de potência na chave de malha

	Modelo Completo		Extensão da modelagem
	Pré-malha	Pós-malha	Pós-malha
P_{chave}	0.00	4.42	1.20
Q_{chave}	0.00	-3.26	-1.10

Pode-se observar pelos resultados que mesmo com algumas informações relacionadas às subestações, os resultados do fluxo de potência são diferentes do sistema completo. Nota-se que a diferença angular no caso pós-malha foi reduzida em relação a simulação sem a extensão à barra comum, mas mesmo assim os resultados foram diferentes daqueles obtidos com o sistema completo. De fato, ao assumir um modelo de rede similar ao caso 2 de malha, na verdade estamos assumindo uma diferença angular igual a zero entre as barras de alta tensão das subestações. Apesar da diferença angular entre estas barras serem pequenas (menores que 1° para a rede estudada), ainda assim tem forte influência no cálculo, pois existe fluxo de potência através do anel de alta tensão desta rede, ou seja, as pequenas diferenças angulares no sistema de sub-transmissão são suficientes para influenciar no resultado. Desta forma todos os resultados apresentados indicam que o sistema de sub-transmissão tem uma forte influência na solução de fluxo de potência no caso 3 de malha e deve-se buscar uma representação mais adequada para o mesmo, por exemplo com o uso de equivalentes de rede o que será avaliado na próxima seção.

4.3. Aplicação dos Equivalentes de Rede no Cenário de Malha 3

De posse dos dados do sistema de distribuição apresentado na figura 20, o qual foi utilizado para solução do caso 3 de malha fazendo uso das propostas de diferença angular, aplicou-se a metodologia para obtenção dos equivalentes de rede descrita na seção 3.4. Em princípio foram obtidos os resultados do fluxo de potência na situação pré-malha, segundo o método de Newton-Raphson utilizando o algoritmo apresentado na seção 3.1 considerando o “Sistema completo Transmissão/Distribuição” na condição de operação nominal, isto é, 100% de carga. Utilizando o algoritmo apresentado na seção 3.4 obtém-se os valores das impedâncias equivalentes da rede externa por meio da eliminação de Gauss que serão utilizadas no método de Ward não-linear, de modo a produzir os valores de injeções de potência ativa e reativa nas barras de fronteira. Posteriormente, a mesma metodologia foi aplicada considerando uma redução de 50% da carga do sistema de transmissão e também um aumento de 100% da carga do sistema de transmissão de forma a caracterizar dois novos cenários de operação com carga leve e pesada, respectivamente mantendo-se a carga do sistema de distribuição igual ao do caso nominal. A variação no ponto de operação da rede reflete-se no equivalente de rede pela variação das injeções de potência ativa e reativa mostradas na tabela 10, enquanto que as impedâncias equivalentes não sofrem alteração, uma vez que dependem somente da topologia do sistema, isto é, das impedâncias dos ramos da rede externa e de fronteira como mostrado pela equação 24.

Tabela 10: Potências ativa e reativa equivalentes obtidas com o equivalente Ward Não-Linear

	Nominal	Leve	Pesada
P_{SE1} (kW)	101773,1583	101098,1649	102452,8298
Q_{SE1} (kVAr)	749,1780	27,7871	1500,4754
P_{SE2} (kW)	49999,7412	50000,1714	49999,3068
Q_{SE2} (kVAr)	50014,7238	50014,6227	50014,8261

Tabela 11: Resistências e Reatâncias obtidas com a redução de rede

	Nominal	Leve	Pesada
R_{eq} (%)	0,1952	0,1952	0,1952
X_{eq} (%)	0,8316	0,8316	0,8316

Observando os resultados apresentados nas tabelas 10 e 11 é possível verificar que uma alteração no carregamento da rede de transmissão tem efeito somente nas injeções de potência equivalente. Os parâmetros referentes à topologia do sistema de transmissão, isto é, a impedância equivalente não se altera como era esperado uma vez que a alteração no ponto de operação do sistema de transmissão envolveu apenas as cargas das barras deste. Dessa forma, os parâmetros referentes à topologia da rede externa, isto é, a impedância equivalente do sistema de transmissão, podem ser utilizados em diferentes cenários de carga para obtenção dos valores de injeção de potência equivalente.

Considerando o cenário de carga nominal, a “Rede Reduzida” é obtida substituindo-se a rede externa, isto é, o sistema de sub-transmissão/transmissão pelo equivalente de rede obtido com o algoritmo de Ward não-linear. Para avaliação do caso 3 de malha, uma chave é fechada na mesma posição daquela inserida na seção 4.2 o que torna o sistema malhado e obtém-se a solução do fluxo de potência. A comparação das soluções entre a “Rede Reduzida” malhada e o “Sistema Completo” malhado permite avaliar a aplicação do equivalente de rede em um sistema malhado partindo-se de um sistema radial.

Na tabela 12 são apresentados os valores dos maiores erros obtidos entre magnitude de tensão e ângulo entre os dois sistemas avaliados, isto é, completo e reduzido. Na tabela 13, são mostrados os valores de maior erro entre os fluxos de potência ativa e reativa nos ramos da rede interna entre os dois sistemas considerados.

Tabela 12: Erro máximo em p.u. de tensão e ângulo entre o sistema completo e reduzido

Tensão (p.u.)	0,0005400
Ângulo (p.u.)	0,0008586

Tabela 13: Erro máximo de potência ativa e reativa entre os fluxos de potência do sistema completo e reduzido

Potência Ativa (MW)	0,0006106
Potência Reativa (MVar)	0,0011341

Nota-se que os resultados obtidos com o equivalente de rede se aproximam bastante dos obtidos com o “Sistema Completo” e que, segundo a metodologia, partindo-se de um sistema radial é possível obter um equivalente de rede que represente de maneira satisfatória a condição malhada. No pior caso, as soluções apresentam um erro tanto de magnitude de tensão e ângulo quanto de fluxo de potência ativa e reativa pequeno, da ordem de grandeza da tolerância utilizada para convergência. De maneira geral, o equivalente permite representar a rede de sub-transmissão/transmissão em um ponto de operação fixo podendo ser utilizado no caso de malha entre subestações distintas e, principalmente, diminui consideravelmente a quantidade de informações necessárias aos operadores da rede de distribuição sobre o sistema de transmissão para avaliar cenários de malha. Em posse dos parâmetros apresentados anteriormente é possível avaliar as restrições operacionais da rede e para casos em que não há alteração na topologia do sistema, apenas as injeções de potência equivalente são necessárias.

Apesar de ser uma solução que ainda depende do intercâmbio de informações a respeito do sistema de sub-transmissão, o uso de equivalentes permite a correta avaliação da condição estática de operação de redes de distribuição com malhas entre subestações distintas. Vale ressaltar que o volume de dados neste intercâmbio é bem menor do que se fosse utilizado o modelo completo da rede e que possibilita encontrar uma solução muito próxima da esperada no cálculo de fluxo de potência sem aumentar a complexidade computacional dos modelos utilizados pelas distribuidoras de energia. Ainda assim, este intercâmbio de informações é necessário e é um limitante da metodologia atual. Espera-se em trabalhos futuros avaliar a possibilidade de se levantar os parâmetros dos equivalentes de rede baseado em medidas elétricas disponíveis para os operadores de distribuição, desta forma possibilitando avaliar a condição de malha entre subestações distintas utilizando somente informações das próprias distribuidoras.

5. Conclusões

Para garantir a qualidade e confiabilidade da energia elétrica entregue ao consumidor, os processos de geração, transmissão e distribuição são regulamentados no Brasil. As concessionárias devem atender requisitos bem definidos e, em específico para o sistema de distribuição, as empresas devem respeitar as restrições operacionais dos equipamentos fazendo uso de ferramentas de análise de rede como, por exemplo, o fluxo de potência. Este tem a função de fornecer as tensões complexas nas barras e fluxos de potência nas linhas sendo de grande importância para os operadores e engenheiros verificarem o estado da rede.

Existem situações que a rede de distribuição, usualmente radial, pode operar com topologia malhada como durante operações para reestabelecimento de energia ou em busca de maior confiabilidade. Nesses cenários é importante avaliar as condições do sistema através do fluxo de potência, porém os métodos usuais de solução do fluxo potência tem como premissa a radialidade da rede. Este trabalho avaliou propostas para aplicação do fluxo de potência em diferentes topologias de malha, em princípio apresentando os métodos que solucionam o problema no cenário radial no capítulo 3. Na seção 3.2 é apresentado um método que permite solucionar o caso malhado utilizando “pontos de quebra” e na seção 3.3 são discutidas as possíveis configurações de malha em um sistema de distribuição.

Através dos resultados apresentados pode-se observar que os métodos de Varredura Direta/Inversa Compensada e Newton-Raphson podem ser utilizados para o cálculo de fluxo de potência em redes malhadas sem grande perda de precisão entre eles. Os possíveis casos de malha que podem ocorrer nos sistemas de distribuição, foram divididos em 3 casos principais: os casos de malha internos a um alimentador (caso 1); os casos de malha entre alimentadores distintos de uma mesma subestação (caso 2); e os casos de malha entre alimentadores entre subestações distintas (caso 3). Para o caso de malha 1, nota-se que os métodos de cálculo de fluxo de potência são aderentes em sua formulação e não necessitam de tratamento especial e de modelagem da rede adicional. Vale ressaltar que este caso de malha é geralmente utilizado para avaliar os métodos de cálculo de fluxo de potência considerando redes malhadas, e poucos trabalhos na literatura abordaram de forma sistemática os casos 2 e 3 de malha. Neste estudo detalhado sobre estes casos de malha notou-se que um tratamento especial deve ser dado na busca da solução do cálculo de fluxo de potência. Optou-se por abordar o problema através de um enfoque no modelo da rede ao invés de alteração do método. Isto pois esta necessidade de tratamento especial para estes casos de malha se dá pela necessidade de uma barra de referência única para a rede elétrica. No caso 1 de malha, a própria barra de média tensão da subestação pode ser utilizada, garantindo assim que este caso de malha seja diretamente solucionado pelos métodos de fluxo de potência. Para os demais casos de malha, uma modelagem adicional se faz necessária para que se obtenha a barra de referência da rede elétrica.

No caso de malha 2 (entre alimentadores de uma mesma subestação) este trabalho propõe a extensão da modelagem dos alimentadores até a alta tensão da subestação e a proposta se mostrou capaz de obter a correta solução do cálculo de fluxo de potência no sistema de distribuição. Neste caso, é incorporado ao modelo da rede elétrica os transformadores da subestação e os demais alimentadores não envolvidos na malha em análise são representados como cargas. Sem aumentar, desta forma, a complexidade computacional nem a necessidade de informações que estejam fora do alcance das distribuidoras de energia, ou seja, garantindo que esta é uma solução viável na prática. Para o caso de malha 3 (entre alimentadores de subestações distintas), nota-se que a correta solução do fluxo de potência só é possível através da incorporação do sistema de transmissão para o cálculo de fluxo de potência devido à barra de referência da rede elétrica estar nesta parcela do sistema elétrico, o que chamamos de modelo completo transmissão/distribuição. Apesar de garantir a correta solução, esta abordagem tem limitações práticas, em especial quanto ao volume de dados que devem ser trocados entre os operadores dos sistemas de transmissão e os operadores dos sistemas de distribuição.

No intuito de propor soluções práticas para o caso de malha entre subestações distintas, ou seja, com reduzida troca de informações entre os operadores do sistema de transmissão e os operadores do sistema de distribuição, foram inicialmente propostas o uso de estimativas das aberturas angulares entre as subestações, desta forma representando ambas as barras das subestações como barras de referência (e desta forma garantindo que ambas fechem o balanço de potência da rede), mas considerando o efeito do sistema de transmissão através de uma diferença angular entre as barras das duas subestações. Assim foram propostas 3 estimativas de diferença angular que poderiam ser utilizadas para tratar este caso de malha:

- (i) sem informação sobre o sistema de transmissão, ou seja, $\Delta\theta = 0^\circ$;
- (ii) com informação referente a diferença angular anterior a formação da malha, ou seja, $\Delta\theta = \Delta\theta_{(\text{pré-malha})}$;
- (iii) com informação referente a diferença angular após a formação da malha, ou seja, $\Delta\theta = \Delta\theta_{(\text{pós-malha})}$.

Através dos resultados apresentados pode-se concluir que, apenas com o conhecimento prévio da localização da chave de malha e conseqüentemente da diferença angular no cenário pós-malha que a solução se aproxima daquela obtida caso houvesse todo o conhecimento do sistema de transmissão.

Foi feita uma análise de sensibilidade das diferenças angulares e observou-se que a posição da chave de malha, o carregamento e a topologia da rede de subtransmissão tem grande influência no valor da diferença angular no cenário pós-malha. Foram levantadas as máximas diferenças angulares entre as subestações da região de Londrina/PR e uma vez que estas diferenças, no nível de 138 kV, são menores do que 1 grau foi avaliado o caso onde existe a

possibilidade de extensão da modelagem até uma barra comum e observa-se que ainda assim esta solução não representa a influência do sistema de transmissão na rede de distribuição.

Visando contornar a dificuldade de acesso às informações necessárias aos operadores para avaliar as restrições da rede, é proposta a utilização de um equivalente de rede obtido a partir do sistema pré-malha para representar a rede de transmissão e assim solucionar o caso de malha entre subestações distintas. Obtém-se os parâmetros dos equivalentes de rede a partir da solução do fluxo de potência do caso pré-malha e estes são utilizados para a construção de uma rede reduzida malhada que incorpora a influência do sistema de transmissão. Na seção 4.3 são apresentados os resultados obtidos em diferentes cenários de carga e a principal conclusão é que o sistema reduzido obtido com o equivalente Ward não-linear representa de maneira fiel um cenário de malha, visto que as máximas diferenças de magnitude de tensão, ângulo e fluxo de potência são pequenas.

Este trabalho de conclusão de curso é resultado de um trabalho de pesquisa que se iniciou com uma Iniciação Científica com bolsa cedida pelo CPNQ na qual foram publicados resumos em dois SIICUSP

- HEBLING, G. M., 2016 “**Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição com Malha Entre Subestações Distintas**” 24º Simpósio Internacional de Iniciação Científica e Tecnológica da USP – SIICUSP
- HEBLING, G. M., 2017 “**Estudo de Equivalentes de Rede Aplicados em Redes de Distribuição Fracamente Malhadas**” 25º Simpósio Internacional de Iniciação Científica e Tecnológica da USP – SIICUSP

Além disto, também foram publicados os seguintes artigos no Congresso Nacional CBA - 2016 bem como a publicação no Congresso Internacional IEEE/Powertech 2017.

- HEBLING, G. M., et al., 2016 “**Fluxo de Potência em Alimentadores de Distribuição Fracamente Malhados**” Congresso Brasileiro de Automática – CBA 2016, Vitória – ES, Brasil.
- MASSIGNAN, J.A.D., et al., 2017 “**Modeling issues on load flow calculation for meshed distribution systems**” *IEEE PowerTech*, Manchester, 2017, pp. 1-6.

Está em andamento um próximo artigo que trata do uso de medidas em tempo real através de Phasor Measurement Units (PMUs) para obtenção dos parâmetros do equivalente de rede para o Periódico Internacional IEEE Transactions on Smart Grids.

- HEBLING, G. M., et al., 2018 “**A PMU-Based Network Equivalent for Distribution System Steady State Analysis**”

Neste próximo artigo serão utilizadas medidas em tempo real obtidas com PMUs para através de análises estatísticas, obter os parâmetros necessários para representar a rede por meio de um equivalente. Considerando uma janela de medidas, aplica-se um teste de estacionariedade

para obter o maior conjunto de dados que podem ser utilizados para obtenção dos parâmetros do equivalente de rede, garantindo assim a representatividade do equivalente em regime estático.

Este trabalho tratou apenas de um aspecto da análise da rede, em trabalhos futuros pode-se avaliar como a aplicação dos equivalentes pode auxiliar no cálculo de curto-circuito e posterior análise dos aspectos de proteção da rede. Também pode-se avaliar a metodologia aqui proposta em um cenário com múltiplas malhas.

Referências

- ANEEL Resolução Normativa. **MÓDULO 1 - INTRODUÇÃO: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. 9 ed. Brasília, 2016a. 61 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo1_Revisao_9/1b78da82-6503-4965-abc1-a2266eb5f4d7>. Acesso em: 09 out. 2016.
- BALAMURUGAN, K. & Srinivasan, D., 2011. **Review of power flow studies on distribution network with distributed generation**. 2011 IEEE Ninth International Conference on Power Electronics and Drive Systems, (December), pp.411–417.
- BARAN, M.E. & WU, F.F., 1989. **Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing**. Power Delivery, IEEE Transactions on, 4(2), pp.1401–1407.
- BARAN, M. & WU, F., 1989. **Optimal capacitor placement on radial distribution systems**. Power Delivery, IEEE Transactions on, 4(1).
- CAMILLO, M.H.M. et al., 2016. **Determination of Switching Sequence of Service Restoration in Distribution Systems : application and analysis on a real and large-scale radial system**. In Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2016 IEEE PES. Dallas.
- CHEN T.H. et al., **Feasibility study of upgrading primary feeders from radial and open-loop to normally closed-loop arrangement**. *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1308-1316, 2004.
- COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA, COPEL. **NTC 841001: Projeto de Redes de Distribuição Urbana**. 3 ed. Curitiba, 1999. Disponível em: <[http://www.copel.com/hpcopel/root/pagcopel2.nsf/0/B05A45D6BDFCF556032574FD006D2F15/\\$FILE/Ntc RDU - Dez99.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/pagcopel2.nsf/0/B05A45D6BDFCF556032574FD006D2F15/$FILE/Ntc%20RDU%20-%20Dez99.pdf)>. Acesso em: 22 set. 2016.
- DAVOUDI, M. et al., 2016 “**Network Reconfiguration with Relaxed Radiality Constraint for Increased Hosting Capacity of Distribution Systems**” Power and Energy Society General Meeting (PESGM).
- HEBLING, G. M. et al., 2016 “**Fluxo de Potência em Alimentadores de Distribuição Fracamente Malhados**”. XXI Congresso Brasileiro de Automática – CBA, 2016
- HUANG, W. T. and CHEN, T. H., **Assessment of upgrading existing primary feeders from radial to normally closed loop arrangement**. in: *IEEE T&D Conference and Exhibition, Asia Pacific*, 2002
- KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos César Barioni de; ROBBA, Ernesto João. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 2005. 328 p.

KERSTING, Willian H.. **Distribution System Modeling and Analysis**. Las Cruces, New Mexico: Crc Press, 2002. 314 p.

MASSIGNAN, J.A.D., 2016 “**Estimação de demanda em tempo real para sistemas de distribuição radiais.**”. 130 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.

MASSIGNAN, J.A.D., et al., 2017 “**Modeling issues on load flow calculation for meshed distribution systems.**” *IEEE PowerTech*, Manchester, 2017, pp. 1-6.

MONTEMEZZO, J.F., 2016 “**Influência dos Parâmetros e Modelos de Linhas na Solução do Fluxo de Carga de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.**” 110 f. Dissertação (Mestrado) - Pós-graduação em Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu, 2016.

MONTICELLI, A.J., 1983. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**, São Paulo: Edgard Blucher.

RAVI TEJA, B. and KUMAR, R., 2014 “**Optimal DG Placement in Unbalanced Mesh Distribution Systems for Loss Reduction and Voltage Profile Improvement**”. IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES).

SHARMA, S. and ABHYANKAR, A. R., 2017 “**Loss Allocation for Weakly Meshed Distribution System Using Analytical Formulation of Shapley Value**” IEEE Transactions of Power Systems, Vol. 32, No. 2.

SHIRMOHAMMADI, D. et al., 1988. **Compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks**. IEEE Transactions on Power Systems, 3(2), pp.753–762.

2.4.Dados dos alimentadores de 32 barras

TITU

DBAR

(Num)OETGb(nome)Gl(V)(A)(Pg)(Qg)(Qn)(Qm)(Bc)(Pl)(Ql)(
Sh)Are(Vf)M(1)(2)(3)(4)(5)(6)

50008	L2	NJBANDE_TF2	1000	0.21.17.1691-999999999	15.26	5.55	9981000
50009	L2	NLONDR_TF1_13	1000-1.216.7214.36-999999999	16.66	5.3	9981000	
51002	L	NBarra 2	1000-1.2	.1	.06	9981000	
51003	L	NBarra 3	1000-1.2	.09	.04	9981000	
51004	L	NBarra 4	1000-1.2	.12	.08	9981000	
51005	L	NBarra 5	1000-1.2	.06	.03	9981000	
51006	L	NBarra 6	999-1.1	.06	.02	9981000	
51007	L	NBarra 7	999-1.1	.2	.1	9981000	
51008	L	NBarra 8	999-1.1	.2	.1	9981000	
51009	L	NBarra 9	999-1.1	.06	.02	9981000	
51010	L	NBarra 10	999-1.1	.06	.02	9981000	
51011	L	NBarra 11	999-1.1	.045	.03	9981000	
51012	L	NBarra 12	999-1.1	.06	.035	9981000	
51013	L	NBarra 13	999-1.1	.06	.035	9981000	
51014	L	NBarra 14	999-1.1	.12	.08	9981000	
51015	L	NBarra 15	999-1.1	.06	.01	9981000	
51016	L	NBarra 16	999-1.1	.06	.02	9981000	
51017	L	NBarra 17	999-1.1	.06	.02	9981000	
51018	L	NBarra 18	999-1.1	.09	.04	9981000	
51019	L	NBarra 19	1000-1.2	.09	.04	9981000	
51020	L	NBarra 20	1000-1.2	.09	.04	9981000	
51021	L	NBarra 21	1000-1.2	.09	.04	9981000	
51022	L	NBarra 22	1000-1.2	.09	.04	9981000	
51023	L	NBarra 23	1000-1.2	.09	.05	9981000	
51024	L	NBarra 24	1000-1.2	.42	.2	9981000	
51025	L	NBarra 25	1000-1.2	.42	.2	9981000	
51026	L	NBarra 26	999-1.1	.06	.025	9981000	
51027	L	NBarra 27	999-1.1	.06	.025	9981000	
51028	L	NBarra 28	999-1.1	.06	.02	9981000	
51029	L	NBarra 29	999-1.1	.12	.07	9981000	
51030	L	NBarra 30	999-1.1	.2	.6	9981000	
51031	L	NBarra 31	999-1.1	.15	.07	9981000	
51032	L	NBarra 32	999-1.1	.21	.1	9981000	
51033	L	NBarra 33	999-1.1	.06	.04	9981000	
51102	L	NBarra 2	1000 0.	-1.5	-.96	9981000	
51103	L	NBarra 3	1000-.05	.09	.04	9981000	
51104	L	NBarra 4	999-.08	.12	.08	9981000	
51105	L	NBarra 5	999-.12	.06	.03	9981000	
51106	L	NBarra 6	999-.21	.06	.02	9981000	
51107	L	NBarra 7	999-.25	.2	.1	9981000	
51108	L	NBarra 8	999-.31	.2	.1	9981000	
51109	L	NBarra 9	999-.42	.06	.02	9981000	
51110	L	NBarra 10	999-.52	.06	.02	9981000	
51111	L	NBarra 11	999-.54	.045	.03	9981000	
51112	L	NBarra 12	999-.57	.06	.035	9981000	
51113	L	NBarra 13	999-.73	.06	.035	9981000	
51114	L	NBarra 14	1000 -.8	.12	.08	9981000	

51115 L NBarra 15	1000-.86	.06	.01	9981000
51116 L NBarra 16	1000-.94	.06	.02	9981000
51117 L NBarra 17	999 -.1.	.06	.02	9981000
51118 L NBarra 18	999-1.1	.09	.04	9981000
51119 L NBarra 19	1000 0.	.09	.04	9981000
51120 L NBarra 20	1000-.01	.09	.04	9981000
51121 L NBarra 21	1000-.01	.09	.04	9981000
51122 L NBarra 22	1000-.01	.09	.04	9981000
51123 L NBarra 23	999-.05	.09	.05	9981000
51124 L NBarra 24	999-.05	.42	.2	9981000
51125 L NBarra 25	999-.06	.42	.2	9981000
51126 L NBarra 26	999-.21	.06	.025	9981000
51127 L NBarra 27	999 -.2	.06	.025	9981000
51128 L NBarra 28	998 -.2	.06	.02	9981000
51129 L NBarra 29	998 -.2	.12	.07	9981000
51130 L NBarra 30	998 -.2	.2	.6	9981000
51131 L NBarra 31	998 -.2	.15	.07	9981000
51132 L NBarra 32	998 -.2	.21	.1	9981000
51133 L NBarra 33	998 -.2	.06	.04	9981000

99999

DLIN

(De) d O d(Pa)NcEP (R%)(X%)(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc)
)(Cn)(Ce)Ns(Cq)(1)(2)(3)(4)(5)(6)

50008	51102 1	.1725	.0879
50009	51002 1	.0575	.0293
51002	51003 1	.3076	.1567
51002	51019 1	.1023	.0976
51003	51004 1	.2284	.1163
51003	51023 1	.2815	.1924
51004	51005 1	.2378	.1211
51005	51006 1	.511	.4411
51006	51007 1	.1168	.3861
51006	51026 1	.1267	.0645
51007	51008 1	.4439	.1467
51008	51009 1	.6426	.4617
51009	51010 1	.6514	.4617
51010	51011 1	.1227	.0406
51011	51012 1	.2336	.0772
51012	51013 1	.9159	.7206
51013	51014 1	.3379	.4448
51014	51015 1	.3687	.3282
51015	51016 1	.4656	.3407
51016	51017 1	.80421	.0738
51017	51018 1	.4567	.3581
51019	51020 1	.9385	.8457
51020	51021 1	.2555	.2985
51021	51022 1	.4423	.5848
51023	51024 1	.5603	.4424
51024	51025 1	.559	.4374
51026	51027 1	.1773	.0903
51027	51028 1	.6607	.5826
51027	51118 1	.0623	.0623
51028	51029 1	.5018	.4371
51029	51030 1	.3166	.1613
51030	51031 1	.608	.6008
51031	51032 1	.1937	.2258
51032	51033 1	.2128	.3308
51102	51103 1	.9228	.4701
51102	51119 1	.3069	.2928
51103	51104 1	.6852	.3489

100 100 100

51103 51123 1 .8445 .5772
 51104 51105 1 .7134 .3633
 51105 51106 1 1.533 1.323
 51106 51107 1 .3504 1.158
 51106 51126 1 .3801 .1935
 51107 51108 1 1.331 .4401
 51108 51109 1 1.927 1.385
 51109 51110 1 1.954 1.385
 51110 51111 1 .3681 .1218
 51111 51112 1 .7008 .2316
 51112 51113 1 2.747 2.161
 51113 51114 1 1.013 1.334
 51114 51115 1 1.106 .9846
 51115 51116 1 1.396 1.022
 51116 51117 1 2.412 .2214
 51117 51118 1 1.37 1.074
 51119 51120 1 2.815 2.537
 51120 51121 1 .7665 .8955
 51121 51122 1 1.326 1.754
 51123 51124 1 1.68 1.327
 51124 51125 1 1.677 1.312
 51126 51127 1 .5319 .2709
 51127 51128 1 1.982 1.747
 51128 51129 1 1.505 1.311
 51129 51130 1 .9498 .4839
 51130 51131 1 1.824 1.802
 51131 51132 1 .5811 .6774
 51132 51133 1 .6384 .9924
 99999
 DGBT
 (G (kV)
 N 12.66
 99999
 FIM

2.5.Dados do Sistema COPEL – Subtransmissão na condição nominal e pré-malha

DBAR

(Num)OETGb(nome)Gl(V)(A)(Pg)(Qg)(Qn)(Qm)(Bc)(Pl)(Ql)(
 Sh)Are(Vf)M(1)(2)(3)(4)(5)(6)

879 L GAPUCAR-PR138 51007-28.	49.2 22.2	221000
887 L GIBIPOR-PR138 51000-27.	31.3 10.	221000
889AL2 GLONDRI-PR138 51000-27.	0. 0.	9991000
890AL GLONDRI-PR138 51000-27.	42.2 21.	9991000
891AL GRDAV-B-PR138 5 998-28.	17.7 15.2	9991000
892AL GVERACR-PR138 5 998-27. 9.5 0.	35.7 31.2	9991000
893AL GRDAV-A-PR138 5 998-28.	19.7 16.9	9991000
894AL GPALERM-PR138 5 997-28.	41.8 19.5	9991000
2486AL GJBANDE-PR138 5 994-28.	29.2 16.3	9991000
2490AL GIGAPO--PR138 5 993-28.	40.0 21.5	9991000
2492 L GDXT+AT-PR138 5 996-28.	9. 3.1	221000
9409AL GSEMIRA-PR138 5 998-28.	18.8 11.7	9991000
9426AL GJCANAD-PR138 5 993-28.	14.8 8.8	9991000
50000AL NRDAV_TF2 1000-28.	17.6212.87	9981000
50001AL NRDAV_TF1 1000-28.	19.5914.01	9981000
50002AL NSEMIR_TF1 1000-28.	9.35 4.78	9981000
50003AL NSEMIR_TF2 1000-28.	9.35 4.78	9981000
50004AL NVERAC_TF3_13 1000-27.	17.7811.45	9981000
50024AL NVERAC_TF#FIC 1000-27.	0. 0.	9981000

50025AL	NVERAC_TF3_34	1000-27.	17.7912.96	9981000
50005AL	NPALERM_TF1	1000-28.	20.82 7.45	9981000
50006AL	NPALERM_TF2	1000-28.	20.82 7.47	9981000
50007AL	NJBANDE_TF1	1000-28.	14.57 6.90	9981000
50008AL	NJBANDE_TF2	1000-28.	11.48 5.59	9981000
50009AL	NLONDR_TF1_13	1000-27.	17.56 6.70	9981000
50029AL	NLONDR_TF#FIC	1000-27.	0. 0.	9981000
50030AL	NLONDR_TF1_34	1000-27.	21.04 9.15	9981000
50010AL	NIGAPO_TF1	1000-28.	19.93 8.50	9981000
50011AL	NIGAPO_TF3	1000-28.	19.93 8.40	9981000
50012AL	NJCANAD_TF1	1000-28.	14.80 6.68	9981000