



ARA 7394 – Trabalho de Conclusão de Curso
Universidade Federal de Santa Catarina
Campus Araranguá
Curso de Engenharia de Energia

RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EMPREGANDO CONCEITOS DE REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

LUCAS PARMIGIANI ZANCHETTA

Artigo científico apresentado ao Curso de Engenharia de Energia como requisito para aprovação na Disciplina ARA7394 – Trabalho de Conclusão de Engenharia, sob supervisão da Prof.^a Elise Meister Sommer, orientação do Prof. Luciano Lopes Pfitscher e avaliação dos seguintes docentes:

Prof. Luciano Lopes Pfitscher
Universidade Federal de Santa Catarina.
Orientador

Prof. Hans Helmut Zurn
Universidade Federal de Santa Catarina.

Prof. César Cataldo Scharlau
Universidade Federal de Santa Catarina.

Araranguá, 10 de dezembro de 2014.

RESUMO

As Redes Elétricas Inteligentes (REI), também conhecidas como *Smart Grids*, representam um avanço do sistema elétrico atual. O conceito básico das REIs é agregar inteligência à rede por meio de tecnologias de comunicação e de computação que permitam obter dados em tempo real para monitorar e controlar a rede de forma autônoma. A reconfiguração automática da rede é um exemplo de funcionalidade de uma REI. Ela consiste em empregar uma técnica de otimização que possibilite alterar a topologia da rede a partir da abertura e fechamento de chaves de manobra, permitindo isolar falhas e restaurar o fornecimento em situações de contingência, e melhorar o desempenho da rede em regime normal de operação. Este trabalho apresenta uma metodologia de reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica considerando a inserção de fontes de geração distribuída, visando melhorar os indicadores de serviço da rede. Além disso, é empregado um método de análise multicriterial denominado *Analytic Hierarchy Process* (AHP) para avaliar o grau de importância de cada indicador e para identificar as manobras de maior impacto na reconfiguração. A metodologia foi testada por meio de simulações em um modelo de rede real. A partir das técnicas empregadas foi possível obter uma melhoria considerável dos indicadores de serviço da rede e também avaliar a importância da geração distribuída.

Palavras-chave: *Reconfiguração de Redes de Distribuição. Geração distribuída. AHP. Redes Elétricas Inteligentes.*

LISTA DE ABREVIATURAS

AHP	<i>Analytic Hierarchy Process</i>
AG	Algoritmos Genéticos
AL	Alimentador
ASD	Análise de Sistemas de Distribuição
ENS	Energia não suprida
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor
GD	Geração distribuída
NA	Normalmente aberto
NF	Normalmente fechado
PCH	Pequena central hidrelétrica
REI	Redes Elétricas Inteligentes
RS	Rio Grande do Sul
TS	Chave de interligação entre alimentadores (<i>tie switch</i>)

LISTA DE VARIÁVEIS

C_p	Número de consumidores protegidos
C_s	Número de consumidores servidos
d	Duração da falha no trecho protegido (h)
i_k	Corrente elétrica (A)
L	Demanda do trecho de rede protegido (MW)
N_i	Número de consumidores do alimentador
N_r	Número de ramos
r_k	Resistência elétrica do ramo (Ω)
w_k	Peso do critério k
λ	Taxa média de falha (falha-ano/km)
Δt	Intervalo de tempo do patamar de carga (h)

1 INTRODUÇÃO

A modernização do setor de energia elétrica vem sendo amplamente discutida em âmbito mundial principalmente devido à inserção de novas tecnologias que tendem a promover diversos benefícios à rede elétrica. A exemplo disso, as Redes Elétricas Inteligentes (REI) podem ser compreendidas como uma nova tecnologia digital avançada que permite gerenciar e monitorar o transporte de eletricidade em tempo real e informações bidirecionais entre consumidores e distribuidoras de energia. Pode-se citar como características de uma Rede Inteligente: a autorrecuperação (restauração automática de falhas na rede e melhoria de desempenho), a capacidade para acomodar uma grande variedade de fontes e demandas, maior qualidade de energia, a comunicabilidade entre equipamentos de rede, entre outras (CGEE, 2012).

Neste contexto, a reconfiguração da rede é uma técnica que desempenha um papel fundamental. Ela altera a topologia da rede a partir da abertura e fechamento de chaves, permitindo isolar falhas e restaurar o fornecimento em situações de contingência, bem como em casos de desligamentos programados. Ademais, em funcionamento normal, a mudança de topologia permite um melhor equilíbrio de carga entre os alimentadores, melhorando assim os níveis de tensão e outros indicadores.

O desempenho de uma rede otimizada de acordo com critérios pré-estabelecidos pode ser melhorado pela inclusão de fontes de geração distribuída (GD), porque estas tem influência sobre o fluxo de potência e sobre os indicadores de serviço de rede. Desta forma, a reconfiguração com a inserção da geração distribuída pode auxiliar na construção de um novo cenário de operação da rede com melhor desempenho.

Outro aspecto importante é quando tratamos do aumento significativo da utilização de fontes de geração distribuída no setor elétrico, o que resulta em alterações no atual modelo de geração. Estas mudanças vão desde o projeto até a operação, pois com a inserção da GD e das Redes Elétricas Inteligentes a nova estrutura da rede elétrica deve ser capaz de incorporar tecnologias de automação e comunicação, propiciando maior segurança, confiabilidade e eficiência operacional.

Os sistemas de geração distribuída com base em recursos renováveis têm relevante importância para o desenvolvimento da utilização das energias limpas. Em comparação com o sistema de alimentação tradicional centralizado, a geração distribuída oferece muitas vantagens,

as quais incluem a melhoria do perfil de tensão, cortes de pico de demanda, alívio de sobrecarga das linhas de distribuição, entre outras.

Este trabalho de conclusão de curso apresenta uma metodologia de reconfiguração de rede para um modelo de rede real, na qual busca-se melhorar as condições de operação da rede de distribuição considerando a inserção de fontes de geração distribuída. Para avaliar o impacto da inserção da GD na rede de distribuição será utilizado um método de reconfiguração para o sistema inicialmente sem a inclusão da GD, e para o sistema com GD. O método de otimização utilizado para a reconfiguração da rede é baseado no método de busca heurística denominado Troca de Ramos (*Branch Exchange*). Também é empregado o método de decisão multicriterial AHP (*Analytic Hierarchy Process*) para avaliar o peso dos indicadores na função de otimização e a prioridade das manobras de reconfiguração.

2 REVISÃO DA LITERATURA

O objetivo desta seção é apresentar uma síntese da revisão bibliográfica e do estado da arte da reconfiguração de sistemas de distribuição considerando a geração distribuída.

2.1 MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO APLICADOS À RECONFIGURAÇÃO

O procedimento da reconfiguração de rede baseia-se na realização de manobras (abrir e fechar chaves de interligação e manobra) para transferir cargas de um alimentador para outro, mantendo a radialidade da rede. Tal técnica é empregada em regime normal de operação com o objetivo de melhorar os indicadores da rede elétrica de distribuição, como perdas elétricas, níveis de tensão, sobrecarga de alimentadores, frequência e duração de interrupções, energia não suprida, entre outros.

Os principais métodos de otimização para solucionar a reconfiguração de rede têm sido estudados há bastante tempo, sendo estes classificados basicamente em quatro categorias: heurística, meta-heurística, sistemas especialistas e programação matemática (NAGATA e SASAKI, 2001). Outro modo de agrupamento pode ser feito dividindo os grupos em métodos baseados em conhecimento ou métodos baseados em modelos físicos ou biológicos (MELLO, 2014).

O método de Algoritmos Genéticos (AG), que é baseado em modelos biológicos, é o que tem sido mais empregado em trabalhos recentes para minimizar perdas através da reconfiguração. Este método fundamenta-se na teoria da evolução natural das espécies. Costa

(1999) apresenta que a teoria da evolução ocorre de tal maneira que os indivíduos mais fortes ou mais adaptados ao ambiente tenham mais chances de sobreviver, devido à limitação de recursos existentes. Os Algoritmos Genéticos utilizam mecanismos de pesquisa probabilístico de soluções, baseados no processo de evolução, agregando aspectos da mecânica da genética e da seleção natural de indivíduos. O AG básico emprega uma função de avaliação para as diferentes soluções pesquisadas, codificadas em sequências de comprimentos conhecidos (*strings*). Além disso, os AGs utilizam regras probabilísticas, e não determinísticas na pesquisa de novas soluções (BENTO e KAGAN, 2008).

Neste trabalho será empregada uma metodologia baseada no método *Branch Exchange*, inicialmente proposto por Civanlar et al. (1988), que através da “troca de ramos” visava controlar e planejar em tempo real as configurações da rede para minimizar perdas. A técnica empregada neste método consiste na realização de sucessivas mudanças na configuração da rede, de forma a analisar o comportamento das combinações, a partir do fechamento de chaves inicialmente abertas e da abertura de chaves inicialmente fechadas, onde as cargas são transferidas de um alimentador para outro alimentador, mantendo ao mesmo tempo a radialidade da rede.

Os métodos baseados em modelos físicos e biológicos obtêm soluções de boa qualidade de forma mais rápida que o encontrado no método *Branch Exchange* (método baseado na busca heurística). Por outro lado, o método *Branch Exchange* também converge rapidamente para uma boa solução e ainda possibilita a análise de redes reais, sem simplificações, suscetíveis a mudanças de parâmetros e expansões (MELLO, 2014).

Li et. al. (2009) apresentam um método simples e eficiente para minimizar perdas na rede utilizando a reconfiguração do sistema de distribuição a partir do algoritmo *Branch Exchange* juntamente com análises de sensibilidade. A principal razão pela qual o mecanismo encontra uma rápida solução é que apenas um fluxo de potência precisa ser calculado após a abertura de uma chave. Além disso, o método foi aplicado para uma configuração de distribuição radial que considera a geração distribuída.

Gupta et. al. (2012) desenvolveram um método modificado para reconfigurações de larga escala em redes de distribuição radial com o intuito de minimizar perdas. A precisão do método heurístico proposto é independente do tamanho dos sistemas. Além disso, quando comparado ao método tradicional, o modelo modificado apresenta melhores resultados. Entretanto os resultados são equivalentes aos encontrados pelos métodos de inteligência artificial, que são computacionalmente mais exigentes.

2.2 RECONFIGURAÇÃO CONSIDERANDO A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída interligada à rede de distribuição ocasiona uma série de efeitos em vários aspectos do sistema de distribuição, como em cálculos de fluxo de carga, planejamento da rede de distribuição, qualidade da tensão, ajuste de relés de proteção, perdas elétricas na rede, confiabilidade do sistema, entre outros. Caso a geração distribuída exceda os 25% da geração total haverá perdas na qualidade da energia (ZHU et al. 2005).

Rosseti et al (2013) mostram que a combinação da geração distribuída com a reconfiguração de rede proporciona menores perdas na rede de distribuição do que as aplicações que envolvem apenas a reconfiguração. Além disso, os autores citam que a alocação ótima para a geração distribuída é importante porque a injeção de energia em diferentes pontos afeta a distribuição de fluxo e, conseqüentemente, as perdas.

Pfitscher (2013) e Bernardon et al. (2014) apresentam uma metodologia para realizar a reconfiguração automática incorporando geração distribuída. A metodologia de reconfiguração em tempo real utilizada foi baseada em um método heurístico para obter a melhor topologia. A GD empregada contribuiu significativamente para melhorar os indicadores de desempenho da rede, reduzindo as perdas e aumentando a confiabilidade no processo de reconfiguração de sistemas de distribuição. Os autores, implementam o método AHP para auxiliar na tomada de decisão.

Mello (2014) apresentou uma metodologia para reconfiguração de rede de distribuição considerando multivariáveis e geração distribuída (painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas e PCHs). Os dados utilizados para as fontes de GD foram dados reais de uma localidade próxima a Santa Maria – Rio Grande do Sul, e conforme apresentado, a presença da geração distribuída contribuiu para o melhor desempenho das condições de operação da rede.

A técnica utilizada neste TCC tem como base os trabalhos de Pfitscher (2013) e Mello (2014), os quais serviram de principal referência para a elaboração deste trabalho. São propostas duas modificações na metodologia empregada pelos autores: (i) os métodos de reconfiguração e decisão multicriterial são reaplicados após cada obtenção da manobra com melhor desempenho, até a iteração em que os indicadores de serviço da rede não apresentem resultados melhores; (ii) a utilização de duas formas distintas de busca heurística com a inserção de GD: a busca pela melhor configuração iniciando pelos pontos de GD, e iniciando pelas chaves de interligação (TSS). Essas contribuições são detalhadas na Seção 3 do trabalho.

3 METODOLOGIA

Para solucionar o problema de reconfiguração de redes de distribuição com geradores distribuídos é necessário analisar alguns aspectos relacionados à operação do sistema, como: (i) formular o problema e estabelecer uma função objetivo e restrições; (ii) utilizar um método de reconfiguração para a otimização da rede; (iii) avaliar geração e curvas típicas de carga e (iv) Empregar um método para tomada de decisão multicriterial, considerando que há mais de um indicador de desempenho da rede a ser avaliado. A Figura 1 apresenta a arquitetura da metodologia empregada. Cada uma das etapas será discutida a seguir.

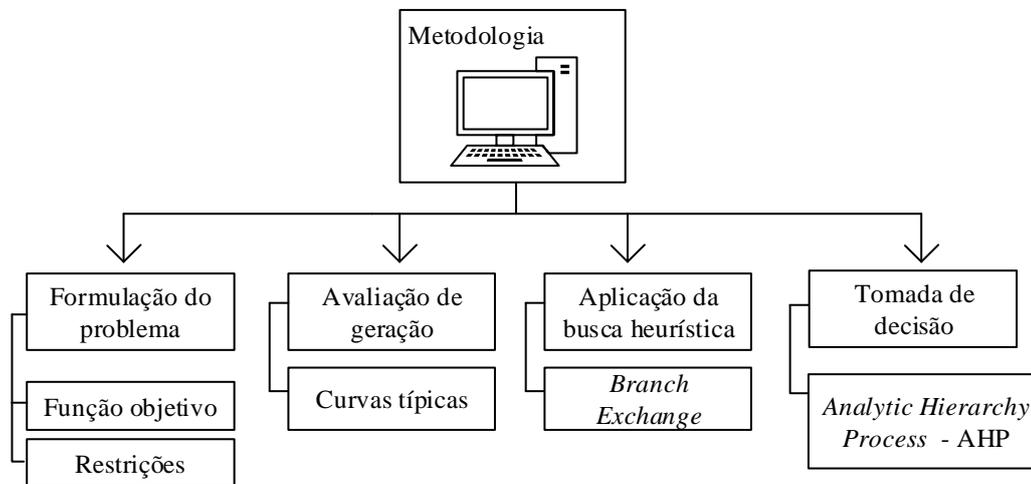


Figura 1: Etapas abordadas na metodologia. Fonte: Autor.

3.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Usualmente, os problemas de otimização são caracterizados por uma função objetivo (FO) e um conjunto de restrições.

A função objetivo escolhida para este trabalho consiste em minimizar os seguintes indicadores de uma rede de distribuição: (i) Perdas de energia na rede primária; (ii) Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (FEC) esperada e (iii) Energia não suprida (ENS) esperada. Cada um desses indicadores recebe um peso (w_1 , w_2 e w_3) devido à prioridade de otimização, conforme apresentado na Equação 1:

$$FO = \text{mín}(Perdas^* \cdot w_1 + FEC^*_{esp} \cdot w_2 + ENS^*_{esp} \cdot w_3) \quad (1)$$

onde * denota valores normalizados.

A metodologia para definição dos pesos é apresentada na Seção 3.4.

As perdas de energia (kWh) podem ser calculadas a partir da Equação 2:

$$Perdas = \sum_{k=1}^{Nr} r_k \cdot i_k^2 \cdot \Delta t \quad (2)$$

sendo que k corresponde ao índice do ramo, Nr ao número de ramos, r_k à resistência (Ω) do ramo, i_k à corrente elétrica (A) e Δt corresponde ao intervalo de tempo (h) do patamar de carga.

O indicador de Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor esperado (FEC_{esp}) corresponde ao número de consumidores interrompidos na rede de distribuição, dado em falhas por ano. Esse indicador pode ser calculado segundo a Equação (3):

$$FEC = \frac{\sum_{n=1}^{Nf} \sum_{j=1}^{Nd} \lambda_{j,n} \cdot \ell_{Pj,n} \cdot C_{Pj,n}}{C_S} \quad (3)$$

sendo que n corresponde ao índice do alimentador, j ao índice do dispositivo de proteção de um trecho do alimentador, Nf ao número total de alimentadores, Nd representa o número total de dispositivos de proteção no circuito de um alimentador, $\lambda_{j,n}$ o número de interrupções por ano/km, C_S o número de consumidores servidos, $\ell_{Pj,n}$ o comprimento do trecho protegido pelo dispositivo j do alimentador n (km) e $C_{Pj,n}$ corresponde ao número de consumidores do trecho protegido pelo dispositivo j do alimentador n .

A energia não suprida pode ser calculada conforme a Equação 4:

$$ENS_{esp} = \sum_{n=1}^{Nf} \sum_{j=1}^{Nd} \lambda_{j,n} \cdot \ell_{Pj,n} \cdot L_{j,n} \cdot d_{j,n} \quad (4)$$

onde $L_{j,n}$ representa o valor da demanda do trecho de rede protegido pelo dispositivo j do alimentador n (MW) e $d_{j,n}$ está relacionado a duração (em horas) da falha no trecho protegido pelo dispositivo j do alimentador n .

Cabe ressaltar que as restrições do problema devem ser satisfeitas para que a segurança operacional do sistema seja mantida. As restrições adotadas são que a rede mantenha a radialidade dos alimentadores após a reconfiguração e que a rede deve garantir a energia a distribuição todos os consumidores. Outras restrições pertinentes são a necessidade de não

tolerar sobrecarga nos alimentadores, bem como não violar os limites de corrente e tensão admissíveis, e não permitir a operação isolada da GD.

3.2 AVALIAÇÃO DA GERAÇÃO E CURVAS TÍPICAS DE CARGA

A geração distribuída considerada no trabalho provém da inserção de fontes de geração (solar e eólica) de médio porte. Portanto, para essas fontes é preciso avaliar os perfis de carga, visto que ocorrem grandes variações de geração.

A análise da reconfiguração da rede é feita em determinados períodos do dia, de acordo com as curvas de patamares de carga e geração. Nesse trabalho, foi adotado a divisão de patamares apresentada por Mello (2014). A Figura 2 ilustra uma curva típica de patamares de carga e geração de um alimentador predominantemente residencial, com uma fonte de geração fotovoltaica.

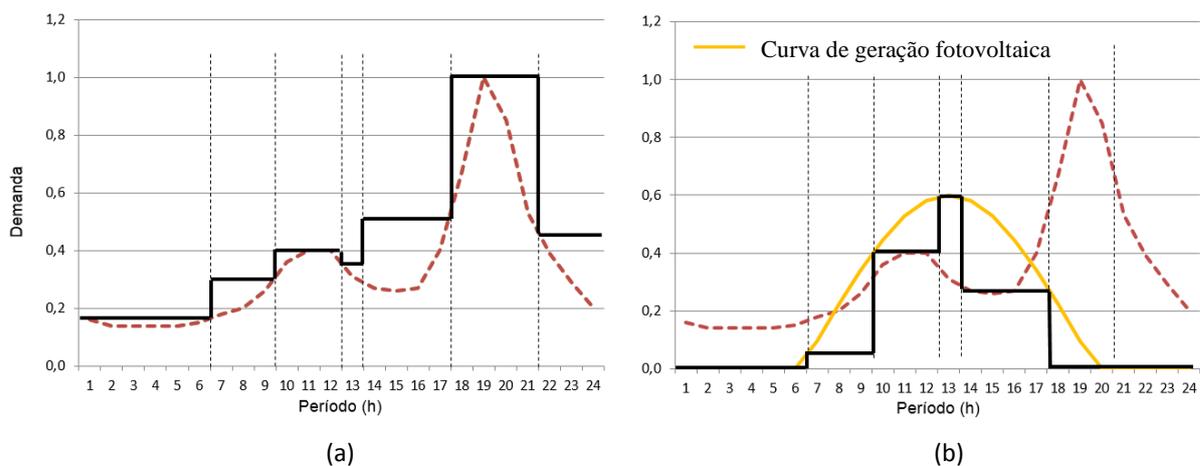


Figura 2: (a) Patamares de carga de um alimentador predominantemente residencial; (b) Curva de geração fotovoltaica. Fonte: Adaptado de Pfitscher (2013).

3.3 RECONFIGURAÇÃO DA REDE

A otimização da rede será feita com base em uma adaptação da técnica de reconfiguração de rede conhecida como Troca de Ramos (*Branch Exchange*), buscando melhores resultados para os indicadores estabelecidos na função objetivo da Seção 3.1. Este procedimento vai ser dividido em duas etapas, sendo estas representadas pela reconfiguração da rede na presença da geração distribuída e na ausência da mesma.

A reconfiguração de rede sem a presença da geração distribuída procede da seguinte maneira: inicialmente uma chave de interligação é escolhida aleatoriamente a partir da configuração inicial, então a configuração da rede é alterada fechando a chave de interligação normalmente aberta (NA) e abrindo a chave normalmente fechada (NF) de qualquer um dos alimentadores envolvidos, como representado na Figura 3. O termo TS é usado para designar as chaves de interligação NA (*tie-switch*) entre os alimentadores.

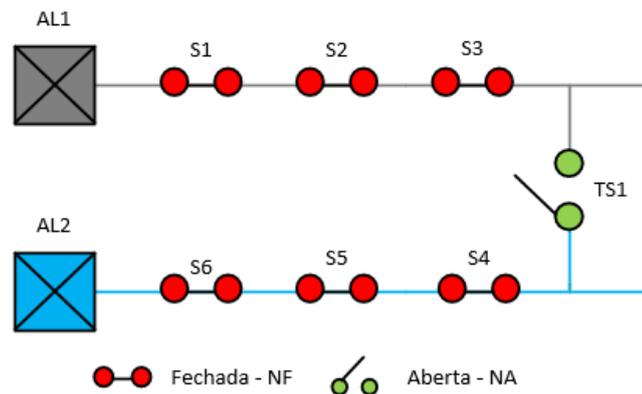


Figura 2: Rede teórica em estado inicial. Fonte: Autor

Com a nova configuração estabelecida (Figura 4), realizam-se os cálculos dos indicadores (Perdas, FEC e ENS) e é verificado se houve a redução dos indicadores e se as restrições do problema foram satisfeitas. Caso isto ocorra, o valor obtido é armazenado e então busca-se uma nova configuração a partir da configuração anterior, abrindo a próxima chave NF a jusante, e fechando a chave aberta na etapa anterior.

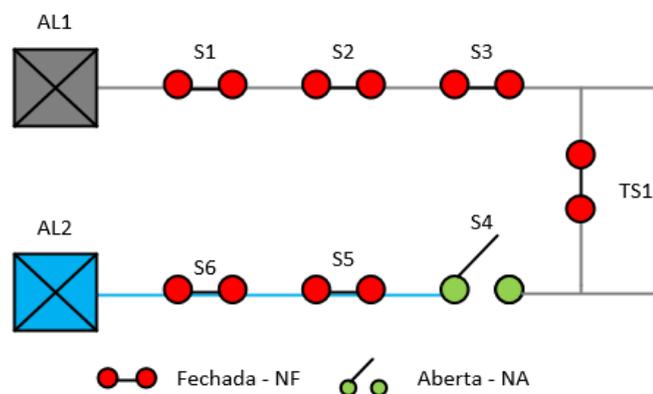


Figura 3: Rede após a primeira reconfiguração. Fonte: Autor

Assim, o procedimento segue até o momento em que a função objetivo não seja melhorada, ou então até o momento em que ocorra a violação de alguma das restrições. Quando

isso ocorrer, o último melhor resultado é armazenado, a rede retorna ao estado inicial e a análise de reconfiguração inicia-se no sentido inverso (em direção ao outro alimentador envolvido) ou a partir de outra chave de interligação normalmente aberta.

Uma vez que a GD é inserida na rede elétrica, o fluxo de potência é alterado, portanto é necessário verificar os indicadores (Perdas, FEC e ENS) para diferentes topologias, bem como para a topologia inicial, que pode não ser a ideal, considerando também o aproveitamento da produção de energia injetada na rede pelas fontes de GD. Em virtude disso, é preciso analisar em qual alimentador a GD terá maior impacto nos indicadores. A Figura 5 ilustra um trecho de rede hipotético com GD.

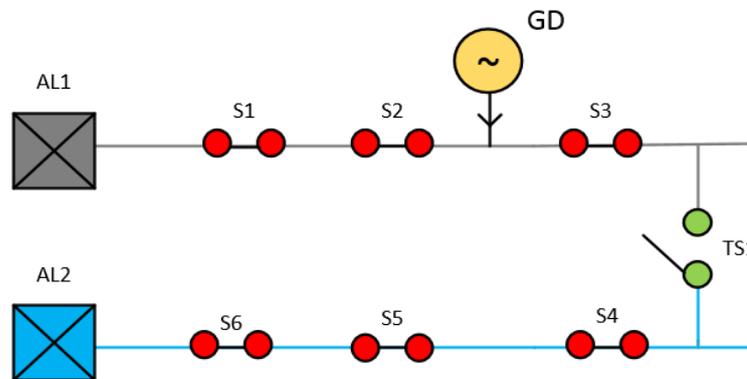


Figura 4: Rede com geração distribuída. Fonte: Autor

O procedimento para a solução da reconfiguração com GD baseia-se no mesmo princípio do método de reconfiguração sem GD, porém este será testado de duas formas: o método deve iniciar a busca por soluções de reconfiguração não só a partir das chaves de interligação, mas também pelas centrais geradoras, visto que isto pode diminuir o tempo computacional, ou seja, exigência de um menor número de testes e, conseqüentemente, de cálculos. A comparação entre essas duas formas de análise é um dos diferenciais deste trabalho.

3.4 ANÁLISE MULTICRITERIAL

O método escolhido para a análise multicriterial foi o *Analytic Hierarchy Process* (AHP), o qual avalia o grau de importância dos critérios, entre si, e determina uma escala em ordem de prioridade para a execução das alternativas de reconfiguração. O método caracteriza-se pela participação do decisor *a priori*, com o conceito de modelagem de preferência, e é apresentado integralmente em Saaty (1990).

Para cada critério, é avaliado o grau de sua importância em relação a outros critérios, de acordo com uma escala de valores sugerida por Saaty (1990) e apresentada na Tabela 1. A avaliação deve ser feita por um ou mais especialistas.

Tabela 1: Escala de valores sugerida por Saaty (1990)

Escala numérica	Grau de importância
1	Mesma importância
3	Moderada
5	Forte
7	Muito forte
9	Extremamente importante
2,4,6,8	Valores intermediários

Assumindo que C_1, C_2, \dots, C_n são os critérios que representam a função objetivo, a matriz de julgamento é construída da seguinte maneira (Equação 5):

$$M = \begin{matrix} & C_1 & C_2 & \dots & C_n \\ \begin{matrix} C_1 \\ C_2 \\ \vdots \\ C_n \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & 1 & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & 1 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (5)$$

onde n é o número de critérios avaliados e a_{ij} representa o grau de importância do critério "i" sobre o critério de "j". Como regra geral, assume-se que $a_{ji} = 1/a_{ij}$, e $a_{ii} = 1$.

O peso de cada critério é calculado segundo a Equação 6:

$$w_k = \frac{(\prod_{j=1}^n a_{ij})^{1/n}}{\sum_{k=1}^n (\prod_{j=1}^n a_{ij})^{1/n}} \quad (6)$$

onde k é o índice do critério, w_k é o peso do critério e n é o número de critérios.

A solução final do processo de tomada de decisão é determinada a partir dos valores obtidos segundo a Equação 7:

$$P = \begin{bmatrix} Perdas_{teste\ 1}^* & FEC_{teste\ 1}^* & ENS_{teste\ 1}^* \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ Perdas_{teste\ n}^* & FEC_{teste\ n}^* & ENS_{teste\ n}^* \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} w1 \\ w2 \\ w3 \end{bmatrix} \quad (7)$$

sendo que o máximo valor da matriz resultante P corresponde ao teste de maior prioridade.

A análise multicriterial é necessária para determinar a sequência das chaves a partir dos resultados individuais provenientes da reconfiguração de rede. Após a obtenção do melhor resultado entre todas as chaves analisadas, a rede permanece na configuração encontrada pela chave que apresentou os melhores indicadores, e as demais chaves voltam a ser testadas para a obtenção de um resultado melhor a partir da primeira reconfiguração. A Figura 6 ilustra esse procedimento, com um exemplo.

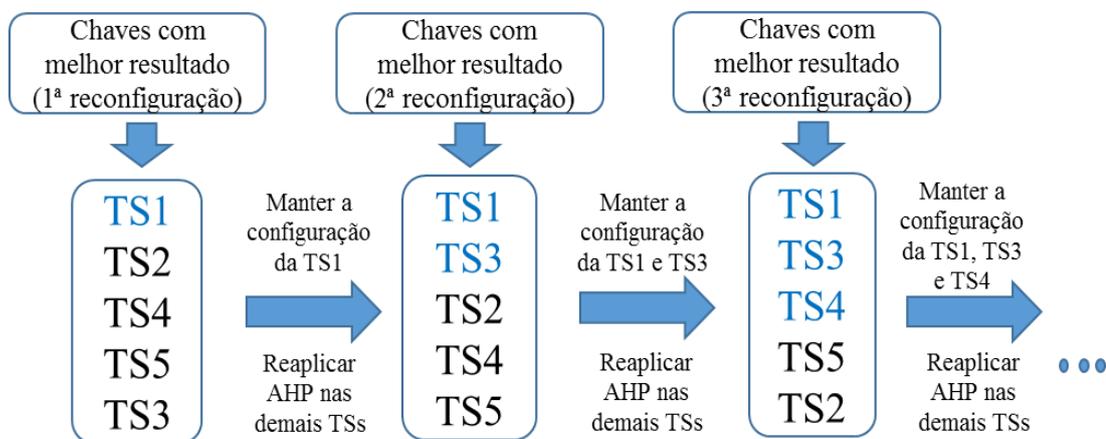


Figura 5: Metodologia de análise multicriterial. Fonte: Autor.

Essa proposta da reaplicação do AHP em cada etapa de análise de reconfiguração também é um diferencial da metodologia proposta neste trabalho.

4 RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos com a aplicação da metodologia de reconfiguração apresentada na seção anterior. Para analisar a eficácia da metodologia proposta foram realizados testes em um modelo de rede real sem a utilização da geração distribuída e com a inserção da GD, para que fosse possível realizar uma comparação entre os resultados. Os testes foram realizados por meio do *software* ASD – Análise de Sistemas de Distribuição (BERNARDON, 2004).

A rede em estudo (Figura 7) é alimentada por duas subestações (SE-A e SE-B) com tensão de 69/13,8 kV, possuindo cinco alimentadores denominados como: AL-101, AL-102 e AL-103 (conectados a SE-A) e AL-104 e AL-105 (conectados a SE-B). Existem quinze chaves de interligação no sistema (TS), porém para a realização dos testes foram utilizadas sete TSs,

sendo elas: TS-1, TS-2, TS-3, TS-7, TS-8, TS-9 e TS-10, visto que estas apresentaram maior impacto na reconfiguração da rede em estudos prévios (PFITSCHER, 2013).

Para a realização dos testes com GD, foram consideradas três fontes de geração com potências de 800 kW, 700 kW e 500 kW, estas dispostas em pontos que permitem um maior número de chaveamentos para os testes da metodologia de busca a partir da GD.

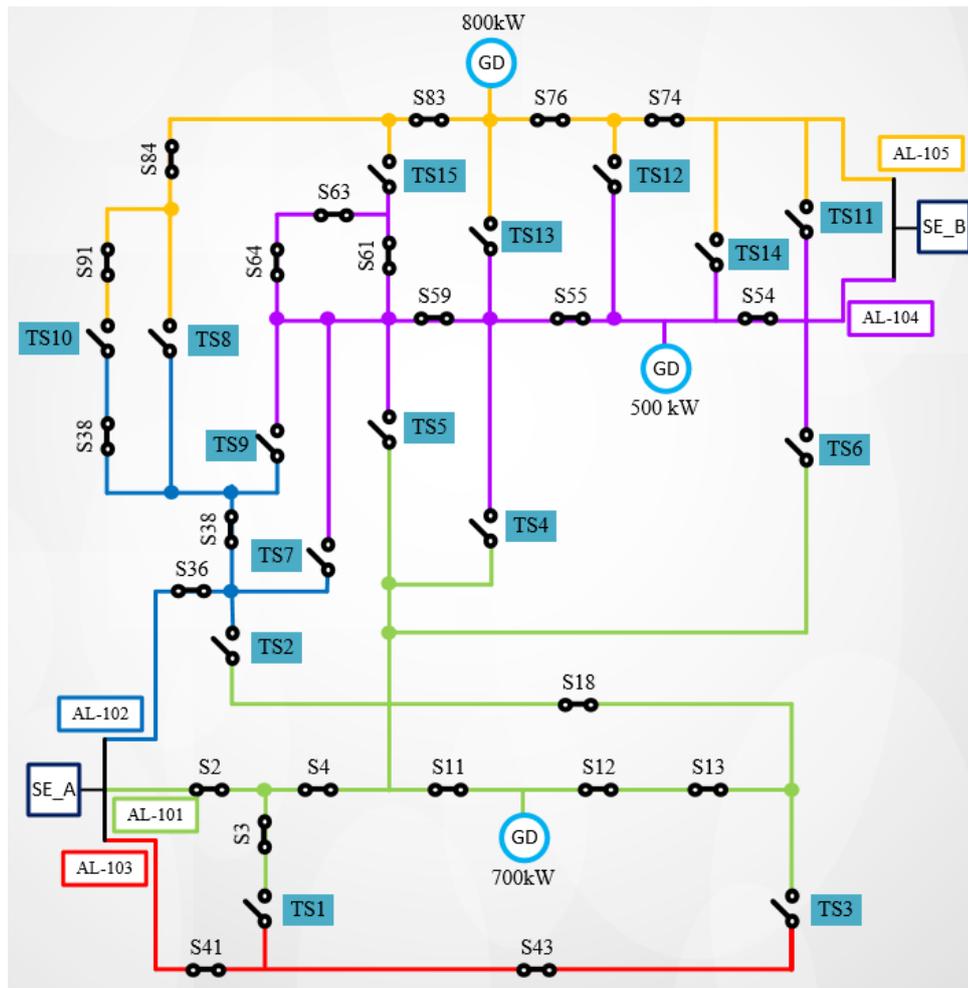


Figura 6: Rede elétrica de distribuição em estado normal de operação. Fonte: Autor.

4.1 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

A metodologia de aplicação da busca heurística foi dividida em três etapas. Na primeira etapa, a GD não foi incluída (ou seja, foi considerado $P_{GD} = 0$ kW em cada ponto), com o objetivo de evidenciar o impacto da geração distribuída nos indicadores avaliados, quando comparados com os resultados das outras etapas. Na segunda e terceira etapas, a GD

foi incluída, conforme Figura 7, e a busca heurística foi realizada de duas formas: iniciando a busca a partir da GD, e iniciando a busca a partir das chaves de interligação.

4.1.1 RECONFIGURAÇÃO SEM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Na avaliação da rede de distribuição sem a presença da geração distribuída, a primeira reconfiguração executada parte da rede em sua configuração normal de operação. Portanto, para o estado inicial, a rede apresenta 1583,26 kWh de perdas, FEC_{esp} de 11,98 e ENS_{esp} de 463,00 MWh/ano.

A aplicação do método *Branch Exchange* pode ser vista na Tabela 1, onde apenas são apresentados os chaveamentos com resultados positivos na melhoria dos indicadores para cada TS individualmente.

Tabela 2: Método Branch Exchange aplicado para a 1ª reconfiguração sem GD

Rede inicial			Perdas (kWh)	FEC_{esp}	ENS_{esp} (MWh/ano)
			1583,26	11,98	463,00
Teste	Fechar	Abrir	Perdas (kWh)	FEC_{esp}	ENS_{esp} (MWh/ano)
1	TS-1	S3	1506,48	11,73	450,50
2	TS-2	S18	1553,80	11,84	481,50
	S18	S13	1535,39	11,73	438,80
3	TS-3	S13	1510,65	11,39	428,60
	S13	S12	1477,94	11,09	410,80
	S12	S11	1473,74	11,04	407,40
4	TS-7	S36	1600,62	13,08	374,60
	TS-7	S59	1583,10	11,46	539,80
5	TS-8	S84	986,52	11,26	389,30
6	TS-9	S64	1580,12	11,64	461,00
	S64	S63	1580,30	11,56	460,30
7	TS-10	S91	1066,76	11,23	392,60
	S91	S84	1017,37	11,26	389,60

A partir da Tabela 2 observa-se que os indicadores foram melhorados de forma expressiva, quando comparados ao estado inicial da rede. Além disso, a reconfiguração que apresentou o melhor resultado para as Perdas foi com a manobra em TS-8, enquanto que a manobra em TS-3 resultou no menor FEC_{esp} e a manobra em TS-7 na menor ENS_{esp} . Portanto, como chaves distintas obtiveram resultados melhores para cada indicador, foi necessário

normalizar os valores encontrados e aplicar uma análise de decisão multicriterial, multiplicando o critério normalizado pelo respectivo peso (Tabela 3).

A matriz apresentada na Equação 8 define os pesos dos critérios (indicadores) de otimização da função objetivo, na ordem: Perdas, FEC_{esp} e ENS_{esp} . Os pesos são calculados a partir da Equação 6. O detalhamento da obtenção desses valores é apresentado por Pfitscher et al. (2012).

$$w = \begin{bmatrix} 0,64 \\ 0,26 \\ 0,10 \end{bmatrix} \quad (8)$$

Tabela 3: Análise de decisão multicriterial (AHP)

Teste	Fechar	Abrir	0,64 x Perdas*	0,26 x FEC_{esp}^*	0,10 x ENS_{esp}^*	Soma	Seq.
1	TS-1	S3	0,4191	0,2447	0,0832	0,7470	4 ^a
2	TS-2	S18	0,4063	0,2424	0,0778	0,7266	5 ^a
	S18	S13	0,4112	0,2455	0,0875	0,7443	
3	TS-3	S13	0,4179	0,2520	0,0874	0,7574	3 ^a
	S13	S12	0,4272	0,2588	0,0912	0,7772	
	S12	S11	0,4284	0,2600	0,0919	0,7804	
4	TS-7	S36	0,3945	0,2194	0,1000	0,7139	7 ^a
	TS-7	S59	0,3988	0,2505	0,0694	0,7187	
5	TS-8	S84	0,6400	0,2549	0,0962	0,9911	1 ^a
6	TS-9	S64	0,3996	0,2466	0,0813	0,7274	6 ^a
	S64	S63	0,3995	0,2483	0,0814	0,7292	
7	TS-10	S91	0,5919	0,2556	0,0954	0,9429	2 ^a
	S91	S84	0,6206	0,2549	0,0961	0,9717	

Na Tabela 3 foram descritos os resultados obtidos por meio da normalização e da aplicação do método AHP. O valor normalizado é calculado a partir da razão entre o melhor valor encontrado após todos os testes individuais pelo valor encontrado em cada teste. Deve-se identificar o teste com o melhor resultado global, considerando a soma dos produtos peso *versus* indicador. Assim, a primeira reconfiguração com melhor resultado é representada pelo Teste 5, e compreende a abertura da chave S84 e fechamento da TS-8, implicando em uma diminuição de 37,70% de Perdas, 6,01% de FEC_{esp} e 15,91% da ENS_{esp} .

Os procedimentos de reconfiguração e análise multicriterial foram repetidos até a iteração em que os resultados em todos os chaveamentos não melhorassem, ou seja, apresentassem indicadores maiores do que os encontrados na iteração anterior.

Para a 2ª reconfiguração (Tabela 4), a rede inicia-se com a configuração da rede pré-reconfigurada com TS-8 fechada e S84 aberta, com Perdas de 986,52 kWh, FEC_{esp} de 11,25 falhas/ano e 389,30 MWh/ano de ENS_{esp} . Em cada iteração a rede inicia-se com a melhor configuração encontrada na iteração anterior, e essa configuração não é mais testada e nem modificada. Nesta etapa a opção de fechamento da TS-3 e abertura da chave S11 é a opção que possui todos os melhores indicadores, portanto esta é tomada como a segunda operação de chaveamento a ser realizada.

Tabela 4: Aplicação da metodologia para a 2ª reconfiguração sem GD

Rede inicial			Perdas (kWh)	FEC_{esp}	ENS_{esp} (MWh/ano)
			986,52	11,26	389,30
Teste	Fechar	Abrir	Perdas (kWh)	FEC_{esp}	ENS_{esp} (MWh/ano)
1	TS-1	S3	969,73	11,02	376,00
2	TS-2	S18	1005,35	11,28	386,10
3	TS-3	S13	913,91	10,68	354,10
	S13	S12	881,19	10,38	336,40
	S12	S11	876,79	10,32	332,90
4	TS-7	S59	1043,25	11,52	405,90
5	TS-9	S64	1010,38	11,24	394,50
6	TS-10	S91	984,27	11,26	389,30

A Tabela 5 apresenta o método AHP para a 2ª reconfiguração.

Tabela 5: Método AHP para a 2ª reconfiguração sem GD

Teste	Fechar	Abrir	$0,64 \times Perdas^*$	$0,26 \times FEC^*_{esp}$	$0,10 \times ENS^*_{esp}$	Soma	Seq.
1	TS-1	S3	0,5787	0,1498	0,0885	0,8170	2ª
2	TS-2	S18	0,5582	0,1464	0,0862	0,7908	4ª
3	TS-3	S13	0,6140	0,1546	0,0940	0,8626	1ª
	S13	S12	0,6368	0,1591	0,0990	0,8948	
	S12	S11	0,6400	0,2600	0,1000	1,0000	
4	TS-7	S59	0,5379	0,1433	0,0820	0,7632	6ª
5	TS-9	S64	0,5554	0,1469	0,0844	0,7867	5ª
6	TS-10	S91	0,5701	0,1466	0,0855	0,8023	3ª

A Tabela 6 apresenta os resultados de forma simplificada das reconfigurações realizadas para a metodologia sem GD.

Tabela 6: Resultados da reconfiguração sem GD

1ª Reconfiguração	Perdas (KWh)	FEC_{esp} (falhas/ano)	ENS_{esp} (MWh/ano)
Configuração inicial	1583,26	11,98	463,00
Configuração final	986,52	11,26	389,30
Redução	37,69%	6,01%	15,92%
Número de testes	26		
2ª Reconfiguração	Perdas (KWh)	FEC_{esp} (falhas/ano)	ENS_{esp} (MWh/ano)
Configuração inicial	986,52	11,26	389,30
Configuração final	876,79	10,32	332,90
Redução	11,12%	8,35%	14,49%
Número de testes	17		
3ª Reconfiguração	Perdas (KWh)	FEC_{esp} (falhas/ano)	ENS_{esp} (MWh/ano)
Configuração inicial	876,79	10,32	332,90
Configuração final	867,65	10,24	328,20
Redução	1,04%	0,78%	1,41%
Número de testes	12		
4ª Reconfiguração	Perdas (KWh)	FEC_{esp} (falhas/ano)	ENS_{esp} (MWh/ano)
Configuração inicial	867,65	10,24	328,20
Configuração final	865,41	10,24	328,10
Redução	0,26%	0,00%	0,03%
Número de testes	9		

Com a repetição da aplicação da metodologia para a rede sem fontes distribuídas, foram necessárias quatro iterações, com um total de 64 testes. Os chaveamentos empregados na reconfiguração da rede são apresentados na Figura 8. Com a rede elétrica no estado da configuração final, as Perdas são de 865,41 kWh, FEC_{esp} de 10,24 falhas/ano e ENS_{esp} de 328,10 MWh/ano, representando uma redução de 45,33%, 14,52% e 29,13% (comparado ao estado inicial da rede), respectivamente.

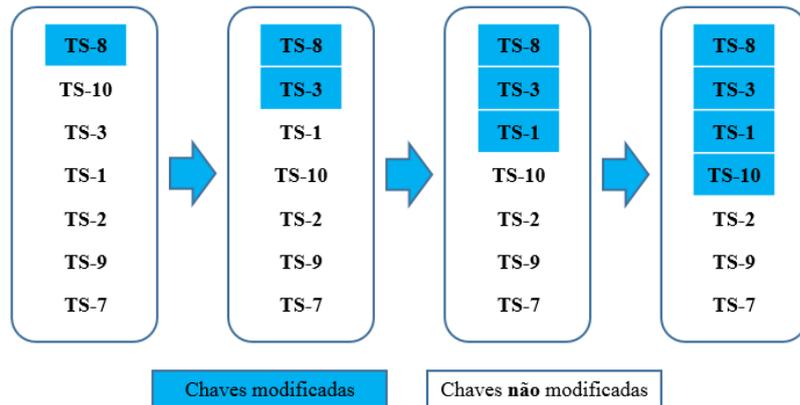


Figura 7: Chaveamento para a obtenção da solução ótima sem GD. Fonte: Autor.

4.1.2 RECONFIGURAÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Os resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia para a rede com GD estão apresentados na Tabela 7. Por questão de simplificação, o passo a passo de obtenção dos valores dessa tabela não será apresentado.

Tabela 7: Aplicação da metodologia para a rede com GD

			(continua)
1ª Reconfiguração	Perdas (KWh)	FEC_{esp} (falhas/ano)	ENS_{esp} (MWh/ano)
Configuração inicial	1425,79	11,96	431,60
Configuração final	883,36	11,26	361,80
Redução	38,04%	5,85%	16,17%
Número de testes			
Busca a partir da TS	26		
Busca a partir da GD	28		
2ª Reconfiguração	Perdas (KWh)	FEC_{esp} (falhas/ano)	ENS_{esp} (MWh/ano)
Configuração inicial	883,36	11,26	361,80
Configuração final	794,18	10,37	311,60
Redução	10,10%	7,90%	13,88%
Número de testes			
Busca a partir da TS	17		
Busca a partir da GD	18		

(conclusão)

3ª Reconfiguração	Perdas (KWh)	FEC_{esp} (falhas/ano)	ENS_{esp} (MWh/ano)
Configuração inicial	794,18	10,37	311,60
Configuração final	785,48	10,27	306,40
Redução	1,10%	0,96%	1,67%
Número de testes			
Busca a partir da TS	12		
Busca a partir da GD	13		
4ª Reconfiguração	Perdas (KWh)	FEC_{esp} (falhas/ano)	ENS_{esp} (MWh/ano)
Configuração inicial	785,48	10,27	306,40
Configuração final	783,24	10,27	306,30
Redução	0,29%	0,00%	0,03%
Número de testes			
Busca a partir da TS	9		
Busca a partir da GD	10		

Conforme apresentado na Tabela 7 o procedimento com GD também mostrou-se eficiente, pois houve uma considerável diminuição das Perdas e ENS_{esp}.

Para a metodologia empregada para a GD foram necessárias quatro iterações com sessenta e quatro testes iniciando a busca pelas TSs e sessenta e nove testes para a busca a partir dos pontos de GD. Desta forma, percebe-se que a utilização da metodologia com busca a partir das TSs foi mais eficiente por encontrar a solução final com um menor número de testes. A inserção da GD contribuiu na melhoria dos indicadores, sendo que estes foram otimizados para 783,24 kWh de Perdas, FEC_{esp} de 10,27 falhas/ano e 306,30 MWh de ENS_{esp}, resultando em reduções de 50,52%, 14,27% e 33,84% respectivamente, se comparados ao estado inicial da rede sem GD.

A sequência de manobras a serem realizadas para otimizar os indicadores de operação para a rede elétrica com GD são idênticas às encontradas a partir da metodologia do sistema sem GD (Figura 8).

A rede elétrica na configuração final é igual para ambos os casos (sem e com GD), visto que os chaveamentos a serem realizados são os mesmos, está representada pela Figura 9, onde as setas indicam as manobras realizadas.

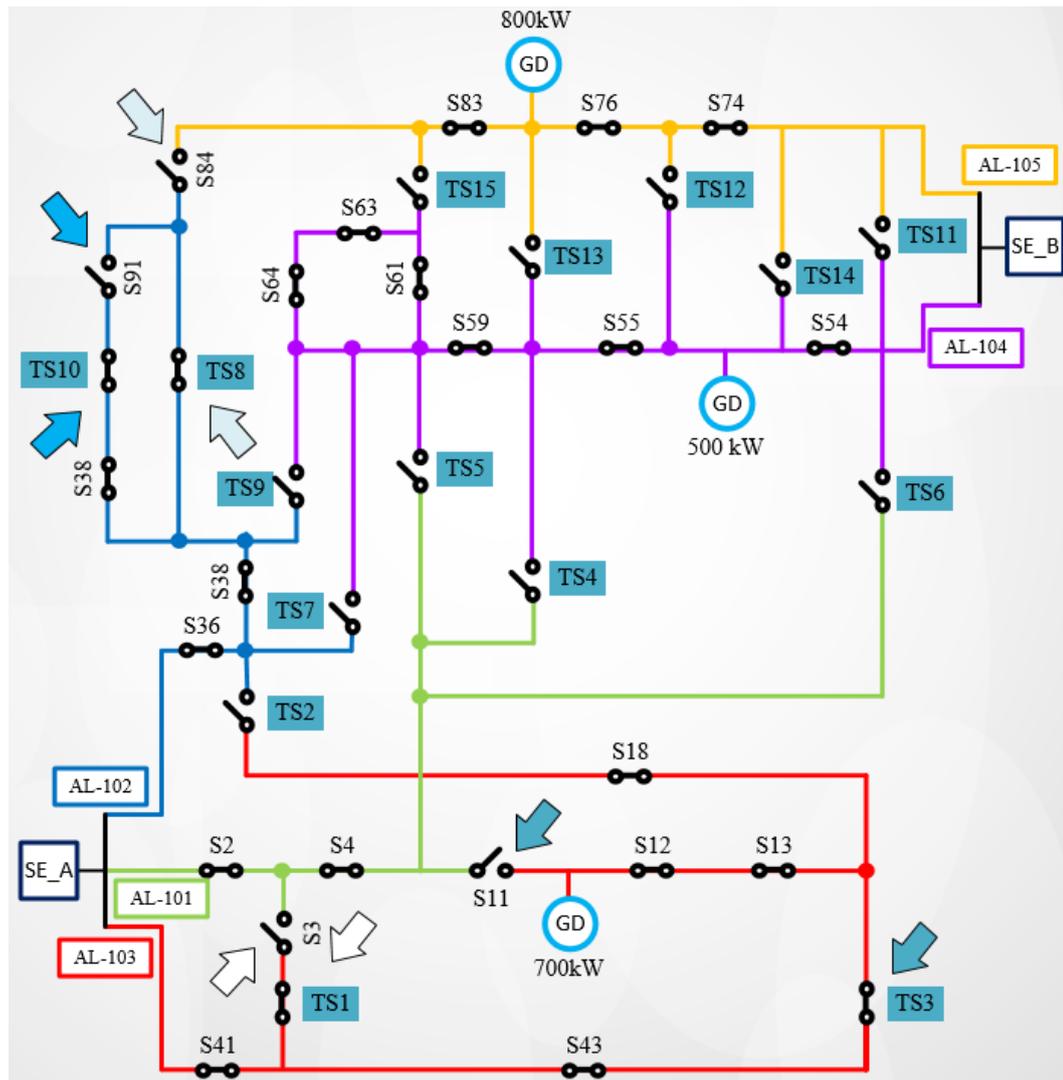


Figura 8: Rede elétrica em estado final. Fonte: Autor.

Após a realização das reconfigurações e com a obtenção dos valores normalizados dos indicadores avaliados foi possível calcular a função objetivo (FO, dada pela Equação 1). Como pode ser observado na Figura 10, a função objetivo foi melhorada de forma expressiva, aproximadamente 40% para ambos os casos (sem e com GD). A inserção da GD contribuiu para uma solução com melhores indicadores nos testes realizados.

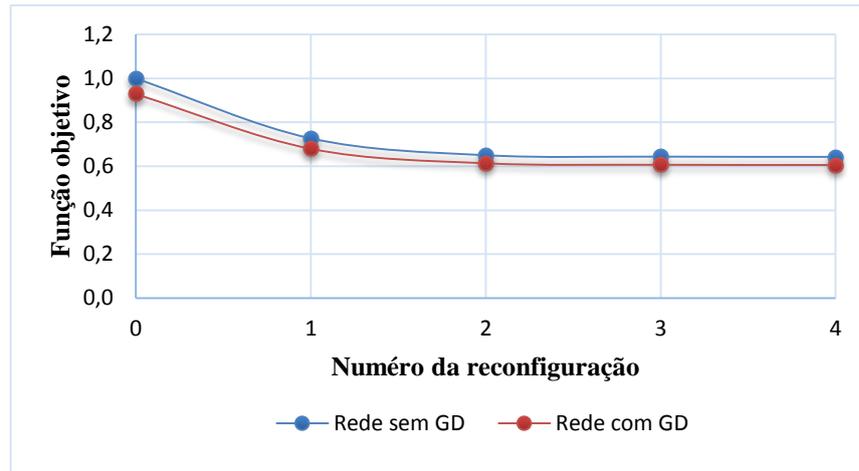


Figura 9: Minimização da função objetivo. Fonte: Autor.

As Tabelas 8 e 9 resumem os resultados obtidos a partir da reconfiguração sem e com GD, respectivamente, bem como o número de testes necessários para cada metodologia aplicada. Vale ressaltar que as reduções apresentadas nas Tabelas 8 e 9 são comparadas à rede de distribuição em estado inicial sem as fontes de GD.

Tabela 8: Resultado final para a reconfiguração sem GD.

Total	Perdas (KWh)	FEC _{esp} (falhas/ano)	ENS _{esp} (MWh/ano)
Redução	45,33%	14,52%	29,11%
Número de testes	64		

Tabela 9: Resultado final para a reconfiguração com GD.

Total	Perdas (KWh)	FEC _{esp} (falhas/ano)	ENS _{esp} (MWh/ano)
Redução	50,52%	14,27%	33,84%
Número de testes			
Busca a partir da TS	64		
Busca a partir da GD	69		

5 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma metodologia para o problema de reconfiguração de redes de distribuição em regime normal de operação, considerando análise multicriterial e a inserção de fontes de geração distribuída de médio porte.

O método de reconfiguração utilizado foi baseado na técnica de busca heurística *Branch Exchange*, a qual mostrou-se simples e com grande potencial para a utilização em redes

de distribuição. Além disso, foram consideradas duas metodologias distintas para a obtenção do menor tempo computacional para a situação onde há a existência de fontes distribuídas. Em um primeiro momento, a busca heurística iniciou-se pelas chaves de interligação, e posteriormente a partir dos pontos da inserção da GD.

A função objetivo, que corresponde a minimização dos indicadores de serviço da rede elétrica ($Perdas$, FEC_{esp} e ENS_{esp}), possibilitou a análise das melhores soluções (para a metodologia empregada) de operação da rede elétrica. Porém, não pode-se afirmar que é a solução encontrada é a solução ótima, pois para isso seria necessário realizar todos os testes possíveis nas quinze TSs pertencentes a rede. A exemplo da eficácia do método, pode-se citar que as Perdas, indicador de maior peso, foram reduzidas em 45,33% e 50,52% a partir da reconfiguração sem e com GD, respectivamente. Com relação a metodologia empregada para encontrar o menor tempo computacional, ou seja, a que precisou do menor número de testes para a rede com GD, foi a busca a partir das TSs, visto que esta exigiu sessenta e quatro testes, enquanto que a busca pelos pontos de GD exigiu sessenta e nove testes.

O método *Analytic Hierarchy Process* (AHP) foi utilizado para determinar a sequência de manobras com melhores resultados na avaliação da FO. Para isso os valores foram normalizados e ponderados. Desta forma, pode-se avaliar o grau de representatividade de cada indicador perante a rede elétrica e também qual manobra deveria ser executada.

A integração das redes elétricas inteligentes tende a modificar a atual operação do Sistema de Distribuição, com a expectativa de cenários de geração e carregamento mais dinâmicos. A metodologia apresentada neste trabalho pode compor um sistema de gerenciamento automático para a reconfiguração da rede sendo executada em tempo real por meio dos equipamentos e procedimentos remotos.

ABSTRACT

Smart Grids represent a breakthrough in the current electrical system. The basic concept of Smart Grids is to add intelligence to the network through communication and computing technologies that allow real-time data to monitor and control the network autonomously. The automatic network reconfiguration is an example of functionality of a Smart Grid. It consists in employ an optimization technique that facilitates changes in the network topology through opening and closing operation switches, allowing to isolate faults and to restore the supply in contingency situations and to improve network performance in normal operation conditions. This paper presents a methodology for reconfiguration of a distribution network considering the inclusion of distributed generation, to improve network service indicators. In addition, it employed a multicriterial analysis method called Analytic Hierarchy Process (AHP) to evaluate the degree of importance of each indicator and to identify the greatest impact on reconfiguration

maneuvers. With the techniques employed it was possible to significantly improve network service indicators and to rate the importance of distributed generation.

Keywords: Reconfiguration of distribution networks. Distributed generation. AHP. Smart Grids.

REFERÊNCIAS

BENTO, E. P. e KAGAN, N. Algoritmos genéticos e variantes na solução de problemas de configuração de redes de distribuição. **Revista Controle & Automação**, v. 19, n. 3, 2008.

BERNARDON, D. P. **Desenvolvimento de Algoritmos e Sistema Computacional para Estimção de estados em Redes de Distribuição**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, 2004.

BERNARDON, D. P., et al. Real-time reconfiguration of distribution network with distributed generation. **Electric Power Systems Research**, v. 107, p. 59-67, 2014.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS – CGEE. **Redes elétricas inteligentes: contexto nacional**. Brasília, 2012.

CIVANLAR, S. et al. **Distribution feeder reconfiguration for loss reduction**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 3, p. 1217-1223, 1998.

COSTA, M. F. N. **Computação Evolutiva para Minimização de Perdas Resistivas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual de Campinas – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, 1999.

GUPTA, N. A Modified Branch-Exchange Heuristic Algorithm for Large-Scale Distribution Networks Reconfiguration. In: Power and Energy Society General Meetin 2012, San Diego. **Anais...** San Diego: IEEE, p. 1-7, 2011.

LI, Q. et al. A new reconfiguration approach for distribution system with distributed generation. **International Conference on Energy and Environment Technology**, p. 23-26, 2009.

MELLO, A. P. C. **Reconfiguração de redes de distribuição considerando multivariáveis e geração distribuída**. 2014. 139 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014.

NAGATA, T. e SASAKI, H. An Efficient Algorithm for Distribution Network Restoration. In: IEEE Power Engineering Society Summer Meeting 2001, Vancouver. **Anais...** Vancouver: IEEE, v. 1, p. 54-59, 2001.

PFITSCHER, L. L. et al. Intelligent system for automatic reconfiguration of distribution network in real time. **Electric Power Systems Research**, v. 97, p. 84-92, 2013

PFITSCHER, L. **Reconfiguração automática das redes de energia elétrica com monitoramento em tempo real**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2013.

ROSSETI, G. J. S. et al. Optimal allocation of distributed generation with reconfiguration in electric distribution systems. **Electric Power Systems Research**, v. 103, p. 178-183, 2013.

SAATY, T. L. *The Analytic Hierarchy Process for Decisions in a Complex World*. 2ªed. Pennsylvania State University, p. 292, 1990.

ZHU, S. et al. Discussion on parallel operation between distributed generator and distribution system. **Journal of Shenyang Institute of Engineering**, v. 4, p. 1-4, 2005.