

Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Pré-corte de Carga para aplicações em Microrredes

A. L. Jacondino, L. N. Canha

Centro de Estudos em Energia e Sistemas de Potência - CEESP

Universidade Federal de Santa Maria - UFSM

Santa Maria - Brasil

ceesp.ufsm@gmail.com

Resumo— Este artigo apresenta uma metodologia para otimização de uma microrrede operando em ilhamento, no contexto das redes elétricas inteligentes (*Smart Grids*). Com a finalidade de reduzir os cortes de carga, para manter os patamares de tensão e frequência do sistema, este estudo propõe a realização da reconfiguração automática do sistema antes da tomada de decisão sobre o corte de carga de forma a reduzir as perdas e, portanto, atender ao máximo possível de consumidores. O sistema analisado é energizado por meio de geradores distribuídos conectados junto a uma subestação de distribuição (69/13,8 kV). A solução é baseada na técnica de buscas heurísticas do tipo *Branch Exchange*, que visa à otimização de múltiplos objetivos. Por meio da aplicação de um método de tomada de decisão multicriterial determina-se a seleção das configurações da microrrede. A viabilidade da aplicação do método proposto e os estudos de caso foram validados utilizando-se um software para cálculo de fluxo de potência em sistemas de distribuição.

Palavras-chaves - Microrrede, Smart Grid, Geração Distribuída, AHP, Reconfiguração automática.

I. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos os sistemas de distribuição estão passando por transformações, como o desenvolvimento de Redes Elétricas Inteligentes e a integração da Geração Distribuída (GD) ao sistema, que viabiliza a operação ilhada autônoma de microrredes. O ilhamento pode ser definido como a situação operacional na qual uma fração de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) opera de forma isolada do sistema principal, sendo energizada por unidades de Geração Distribuída (UGDs) [1] e [2].

As UGDs operam, geralmente, com valores predefinidos e constantes de potência reativa e ativa, assim, estas não possuem capacidade de regular a tensão e frequência frente à sistemas de potência com unidades geradoras de grande porte [3]. Porém, durante a operação ilhada, as UGDs devem atuar na regulação de tensão e frequência do sistema, garantindo a operação dentro dos parâmetros de qualidade da energia estabelecidos por normas e regulamentos técnicos.

O desequilíbrio entre geração e carga, durante a formação do sistema ilhado, pode impactar na capacidade do sistema em manter a frequência dentro da faixa de operação aceitável, pois a energia antes fornecida pelo sistema principal passa a ser gerada pelas UGDs. Este desequilíbrio pode ocorrer devido à

característica das fontes primárias renováveis, que acarretam em grandes variações de geração de energia elétrica ao longo do dia.

O sucesso da operação ilhada em sistemas de distribuição é diretamente ligado às estratégias operacionais e de controle implementadas durante a operação normal e durante a operação autônoma do sistema ilhado [4].

Neste contexto, para evitar o corte excessivo de cargas, e manter os padrões de operação do sistema, este estudo propõe a reconfiguração automática das redes de distribuição (*self healing*) para a redução de perdas. A maior parte das pesquisas recentes em microrredes operando de forma ilhada [6] e [7], não consideram a reconfiguração do sistema a fim de reduzir as perdas técnicas, antes de aplicar o corte de carga para balancear a potência gerada com a demandada. O estudo de Yu Xiaodan et. al [8] apresenta uma metodologia para determinar a capacidade ótima de uma microrrede ilhada e também, para encontrar a reconfiguração ideal com menor perda. O estudo de Nafisi et. al [9] apresenta uma metodologia de reconfiguração de microrrede com a finalidade de reduzir as perdas e o custo operacional. Nesses trabalhos, para resolução abordagem do problema de reconfiguração foi utilizada a técnica heurística *Branch Exchnge*, aplicada em situação normal de operação da microrrede, que consiste na alteração elementar do sistema, abrindo uma chave e fechando outra a jusante, modificadas de modo a manter a radialidade do sistema.

Assim, este estudo apresenta uma metodologia para reconfiguração de microrredes de distribuição em operação ilhada, com a utilização de equipamentos controlados remotamente, viabilizando ações de *self healing* na microrrede, aplicando, desta forma, os conceitos de *Smart Grids*.

II. RECONFIGURAÇÃO DE MICRORREDES INTELIGENTES

Em geral, o problema de reconfiguração de microrredes pode ser definido como a busca de uma estratégia ótima de operação, sendo a solução, a melhor configuração dentre todas as possíveis, ou seja, é aquela que melhor atende a função objetivo sem violar as restrições[10].

Baseado nos conceitos de *Smart Grid*, apenas os dispositivos operados remotamente foram considerados para o estudo de otimização, tais como religadores e chaves telecomandadas.

As microrredes inteligentes (*Micro Smart Grid*), são controladas por meio de um sistema hierárquico, que atua e gerencia todos os elementos do sistema [1]. No nível hierárquico mais alto está o Controlador Central da Microrrede (CCMR), localizado junto a subestação de AT/MT, que monitora e atua nos controladores localizados no nível hierárquico inferior, tais como Controladores das Microfontes (CMF), Controladores de Carga (CCarg) e equipamentos telecomandados. Isso permite a reconfiguração automática do sistema sem que uma equipe se desloque para operar os equipamentos [11]. O algoritmo de reconfiguração do CCMR deve avaliar a demanda, o cenário de geração - GD e otimizar a microrrede por meio de análise multicriterial.

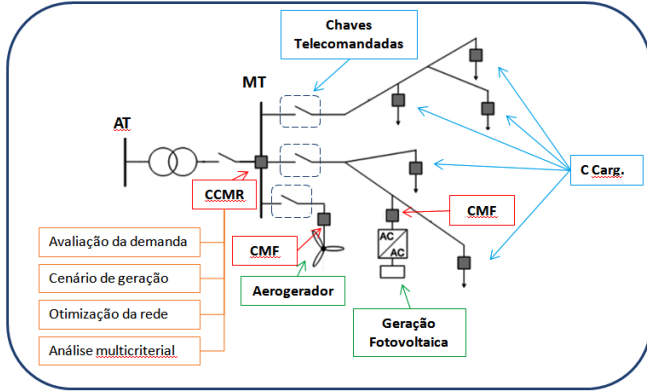


Fig. 1. Arquitetura de Microrrede Inteligente

III. METODOLOGIA

As UGDs consideradas neste estudo referem-se à geração de médio porte, com potência de poucos MWs, conectadas no lado de média tensão da subestação de 69/13,8 kV, não estando vinculada a um consumidor específico. A curva de potência das UGDs é particionada em patamares de geração com intervalos baseados na curva de demanda. A análise se deu durante o único patamar em que as UGDs tem capacidade de alimentar todas as cargas da microrrede, durante todo o período contido entre 12 e 13 horas. Isto ocorre tipicamente nas UGDs eólicas e fotovoltaicas devido às variações meteorológicas que influenciam diretamente na potência gerada. Nos demais períodos do dia as UGDs não tem capacidade de manter energizada toda microrrede, sem energia do sistema principal da distribuidora e sem violar os valores de frequência e tensão, necessitando assim a aplicação de corte de cargas para manter o ilhamento.

A demanda foi baseada em curvas típicas que representam as variações de carga ao longo de um dia de semana. Com a finalidade de representar a variação de carga dos alimentadores e de evitar frequentes e desnecessárias reconfigurações da microrrede, o que pode reduzir a vida útil dos equipamentos, a curva de demanda da SE foi discretizada em seis intervalos de tempo que representam os diferentes comportamentos e níveis de carga, conforme ilustra a Fig.2. Para fins de análise, o perfil de carga foi considerado constante e correspondente ao valor máximo da demanda durante o período de cada patamar.

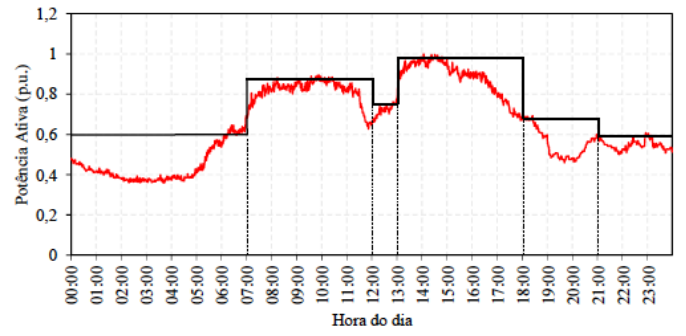


Fig. 2. Curva de demanda particionada.

IV. TÉCNICA DE BUSCA HEURÍSTICA PARA RECONFIGURAÇÃO

A. Função Objetivo

A Função Objetivo (FO) é composta pela minimização de três indicadores, que são: P_{esp} que são as Perdas Totais Esperadas (kWh), que correspondente à condição de carga do patamar analisado; FEC_{esp} é a Frequência Equivalente de Interrupção Esperada por consumidor (falhas/ano) e ENS_{esp} que é a Energia Não Suprida Esperada (kWh/ano). A FO é representada na Equação 1, e ressalta-se que as restrições específicas devem ser respeitadas de acordo com a Equação 2.

$$FO = \min(P_{esp} \cdot p_1 + FEC_{esp} \cdot p_2 + ENS_{esp} \cdot p_3) \quad (1)$$

Sujeito a:

$$\begin{aligned} I_k &\leq I_{K_{máx}} \\ V_{min} &\leq V_k \leq V_{máx} \\ P_{min} &\leq P_G \leq P_{máx} \end{aligned} \quad (2)$$

Sendo p_1 , p_2 e p_3 os pesos dos critérios de prioridade para a otimização, $I_{K_{máx}}$ é a corrente máxima admissível por condutor ou equipamento (A) no ramo k , V_k corresponde a tensão (V) que deve ficar dentro dos valores de operação previstos no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, e P_G é a potência ativa fornecida pelas UGDs (kW) [10].

B. Pesos dos Critérios

Os pesos dos critérios p_1 , p_2 e p_3 indicam a prioridade de cada índice na FO, sendo definidos pelo método *Analytic Hierarchy Process* (AHP), desenvolvido por Saaty [11]. O método é uma técnica estruturada para tomada de decisões em ambientes complexos em que diversas variáveis ou critérios são considerados para a priorização.

A utilização do AHP se inicia pela decomposição do problema em uma hierarquia de critérios referentes à FO. Cada critério é comparado par a par, sendo atribuído um valor que indica o quanto é mais importante ou dominante o critério sobre outro, conforme ilustra a Tabela I.

TABELA I. ESCALA DE PRIORIDADES	
Importância	Definição
1	Mesma importância
2	Fraca ou leve
3	Importância moderada
4	Mais moderada
5	Forte importância
6	Mais forte
7	Muito forte
8	Muito, muito importante
9	Extremamente importante

Com base na escala de importância cada critério foi estabelecida a matriz de comparações, conforme ilustra a Tabela II.

TABELA II. MATRIZ DE COMPARAÇÕES			
	Perdas _{esp}	FEC _{esp}	ENS _{esp}
Perdas _{esp}	1	4	3
FEC _{esp}	1/4	1	1/2
ENS _{esp}	1/3	2	1

Logo após, com base na matriz de comparações, foram calculados os valores dos autovetores correspondente aos pesos dos critérios: Perdas_{esp} 0,625; FEC_{esp} 0,1365 e ENS_{esp} 0,2385.

C. Técnica Heurística Branch Exchange

Para a obtenção da configuração das redes optou-se por usar a técnica de buscas heurísticas do tipo *Branch-Exchange*. Esse método consiste basicamente na alteração elementar do sistema, com a abertura de uma chave e o fechamento de outra, escolhidas de modo a manter a radialidade do sistema, conforme passos a seguir [13]:

a) Escolhe-se de forma aleatória uma chave/religador NA telecomandada e se altera a configuração da rede, fechando a chave NA e abrindo a próxima chave NF telecomanda a montante, segue-se para a letra "b".

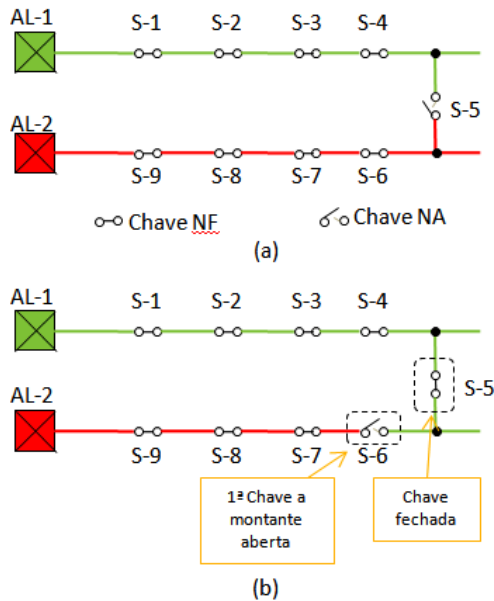


Fig. 3. Rede de distribuição: (a) configuração original (b) primeira reconfiguração.

b) Calcula-se o fluxo de potência e verifica-se se ocorreu a redução da FO e se não violou as condições de restrições. Em caso afirmativo, se armazena o valor da FO e segue-se para a letra "c". E em caso negativo deve-se seguir para a letra "d".

c) Deve-se alterar novamente a configuração da rede, fechando a chave NA telecomandada, que por último foi aberta, e abrir a primeira chave/religador NF telecomandada a montante no alimentador e segue-se para a letra "e".

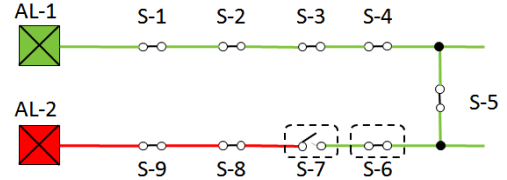


Fig. 4. Segunda reconfiguração da rede de distribuição.

d) Retorna-se à configuração inicial da rede e altera-se a configuração da rede atuando no alimentador em que não pertence a chave que foi aberta na letra "b", fechando uma chave NA e abrindo a próxima chave telecomandada NF do alimentador. Segue-se para a letra "e".

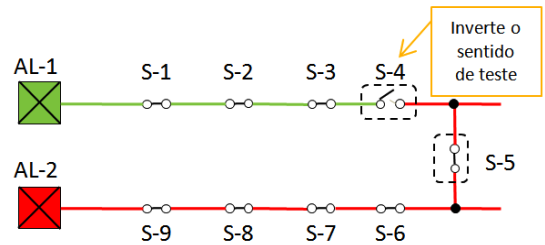


Fig. 5. Primeira reconfiguração do segundo alimentador da rede de distribuição.

e) Enquanto a FO estiver apresentando redução do valor, e estiver obedecendo às restrições, deve-se repetir o procedimento previsto na letra "c". O processo de reconfiguração é finalizado quando no mínimo uma das restrições for violada ou se a FO não apresentar redução.

Logo após, inicia-se a análise de outro alimentador, alterando o estado de uma chave/religador NA telecomandada, entretanto, partindo da configuração original da rede e repetindo todo o processo.

A partir dos resultados individuais das reconfigurações, aplicam-se os pesos dos critérios do método AHP e determina-se a sequência de reconfigurações a serem aplicadas. E por fim, aplica-se novamente o método *Branch Exchange* conforme a sequência determinada, observando que após uma manobra válida a rede não retorna ao estado anterior ou original para a próxima manobra.

V. ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

A microrrede utilizada no estudo de caso, ilustrada na Fig 6, consiste em um sistema com três alimentadores, o AL-103 (vermelho) que atende as cargas por meio UGDs conectadas junto a subestação, e os alimentadores analisados AL-101 (verde) e AL-102 (azul).

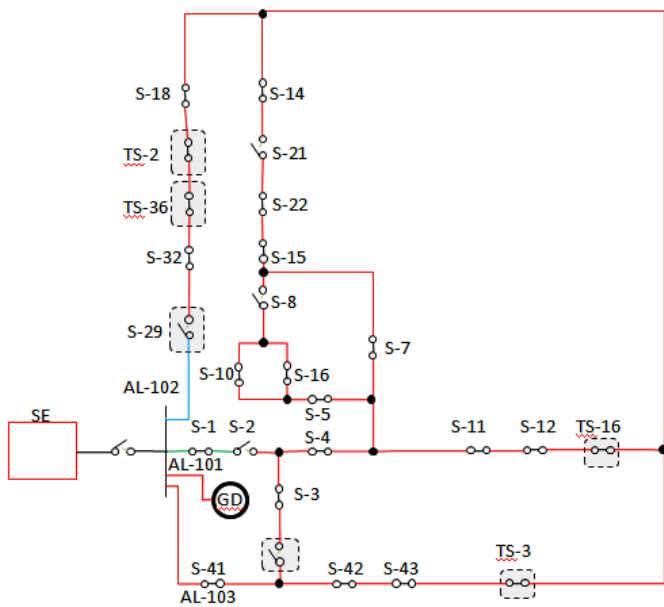


Fig. 6. Diagrama simplificado da microrrede operando de forma ilhada

O algoritmo de reconfiguração foi aplicado considerando a análise individual das chaves da Fig. 6. A Tabela III ilustra todos os resultados das análises que apresentaram redução da FO, considerando o patamar das 12h00 às 13h00.

TABELA III. ANÁLISE INDIVIDUAL DAS CHAVES

Configuração inicial: Perdas _{esp} (kWh): 265,59 FEC _{esp} (falhas/ano):25,41 ENS _{esp} (MWh/ano): 130,3					
	Abre	Fecha	Perdas _{esp}	FEC _{esp}	ENS _{esp}
1	S-4	S-2	248,77	22,82	117,1
2	S-11	S-4	210,73	13,58	69,1
3	S-12	S-11	208,48	13,41	68,1
4	TS-16	S-12	202,70	12,97	65,7
5	S-32	S-29	250,37	22,54	116,1
6	TS-36	S-32	232,69	19,14	97
7	TS-2	TS-36	214,86	13,51	68,5
8	S-18	TS-2	213,98	13,25	67,2
9	S-12	TS-16	199,23	11,72	59,8
10	TS-18	TS-3	187,02	9,71	49,4
11	TS-2	S-18	185,29	9,33	47,4
Base Seleccionada			185,29	9,33	47,4

As configurações de 1 a 4 da Tabela III representam as análises de reconfiguração do alimentador AL-101 (azul). Do mesmo modo, os valores de configurações de 5 a 8, são referentes aos índices que apresentaram redução da FO no alimentador AL-102 (verde). Os casos 9, 10 e 11 representam a reconfiguração simultânea dos dois alimentadores, AL-101 e AL-102 em conjunto com o alimentador AL-103.

Cada índice individual da Tabela III foi normalizado pelo menor valor obtido nas análises e multiplicado pelo respectivo autovetor peso calculado com o método AHP. A partir deste procedimento, os valores dos índices da FO são somados, conforme Equação (1), sendo apresentados na Tabela IV. Juntamente é apresentada a sequência de operações a serem realizadas.

TABELA VI. NORMALIZAÇÃO DOS RESULTADOS

	Perdas _{esp} *	FEC _{esp} *	ENS _{esp} *	FO	Seq.
	.0,625	.0,1365	.0,1365		
1	0,466	0,056	0,097	0,619	2ª
2	0,550	0,094	0,164	0,808	6ª
3	0,555	0,095	0,166	0,816	7ª
4	0,571	0,098	0,172	0,841	8ª
5	0,463	0,057	0,097	0,617	1ª
6	0,498	0,067	0,117	0,682	3ª
7	0,539	0,094	0,165	0,798	4ª
8	0,541	0,096	0,168	0,805	5ª
9	0,581	0,109	0,189	0,879	9ª
10	0,619	0,131	0,229	0,979	10ª
11	0,625	0,137	0,239	1,000	11ª

A técnica Branch Exchange é novamente aplicada, obedecendo à sequência definida, conforme ilustra a Tabela IV, sendo que após uma manobra válida, a microrrede não retorna a configuração inicial para a análise da próxima manobra. Desta forma, as chaves foram alteradas até quando a FO não apresentou redução. Os resultados obtidos do processo de otimização da microrrede, para o patamar analisado, foram testados com sucesso no software ASD - Análises de Sistemas de Distribuição [13], sendo os resultados apresentados na Tabela V.

Configuração inicial: Perdas _{esp} (kWh): 265,59 FEC _{esp} (falhas/ano):25,41 ENS _{esp} (MWh/ano): 130,3					
Seq.	Abre	Fecha	Perdas _{esp}	FEC _{esp}	ENS _{esp}
1ª	S-32	S-29	250,37	22,54	116,1
2ª	S-4	S-2	234,67	20,10	103,7
3ª	TS-36	S-32	218,67	16,93	85,9
4ª	S-11	S-4	190,39	10,13	51,0
5ª	TS-2	TS-36	186,03	9,20	46,6
6ª	S-12	S-11	185,29	9,33	47,4
Redução (%)			30,23	63,28	63,62

A configuração final apresentou significativa melhora com redução de 30,23% das Perdas_{esp}, assim, melhorando também, os indicadores de desempenho FEC_{esp} em 63,28% e ENS_{esp} em 63,62%. Isto mostra que, na ocorrência de desbalanço entre a geração e a carga, com a reconfiguração automática de uma microrrede, durante a operação ilhada, pode-se reduzir significativamente as perdas e consequentemente, reduzir o número de cargas a serem cortadas.

VI. CONCLUSÕES

Neste trabalho foi apresentada uma metodologia de reconfiguração automática de microrredes de distribuição, no contexto das *Smart Grids*, operando de forma ilhada com UGDs.

Por meio dos resultados obtidos, se comprovou a eficácia da ferramenta de reconfiguração no gerenciamento de microrredes de distribuição, reduzindo as perdas de energia e melhorando os índices de desempenho, de forma a aumentar a eficiência e reduzir o corte de cargas durante a operação ilhada.

A eficácia do método de busca heurística Branch Exchange foi ratificado com os resultados obtidos com o método de

busca exaustiva em uma microrrede simplificada, a qual se chegou à mesma configuração como melhor FO.

REFERÊNCIAS

- [1] J.A. Peças Lopes, J. A. Moreira and C. L. Madureira, "Defining Control Estrategies for MicroGrids Islandes operation," *IEEE Transactions on Power Systens*, vol. 21, n° 2, pp. 916-924, 2006.
- [2] D. Kim, J. Park, D. Jeon, S. Kim and Y. Won., Microgrid's Strategic Planing in Kepco. *23rd International Conference on Electricity Distribution*. France, 2015.
- [3] D. Haughton, G. T. Heydt, "Smart distribution system design: Automatic reconfiguration for improved reliability," in *Proc. 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-8.
- [4] A. Vargas. and M. E. Samper "Real-Time Monitoring and Economic Dispatch of Smart Distribution Grids: High Performance Algorithms for DMS Applications," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no 2, pp. 866-877, 2012.
- [5] E. M. E.M. Carreno, R. Romero and A.P. Feltrin, "An Efficient Codification to Solve Distribution Network for Loss Reduction Problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 4, pp. 1542-1551, 2008.
- [6] G. Jaya Bharathi and H. Habeebullah Sait, "Power BalancedLoad Shedding of MicroGrid Systens Using Non-Linear System Estabilizer," *IEEE Advances in Engineering and Technology (ICAET)*, 2014.
- [7] P. Du and J. K. Nelson, "Two Step solution to Optimal Load Shedding in a MicroGrid," *IEEE Power Systens Conference and Exposition*, 2009
- [8] Yu Xiaodan, J. Hongjie, W. Chengshan, W. Wei, Z. Yuan and Z. Jinli, "Network Reconfiguration for Distribution System With Micro-Grids," *IEEE Sustainable Power Generation and Supply*, 2009
- [9] H. Nafisi, V. Farahani, A. Askarian and M. Abedi, " Optimal daily Sheduling of Reconfiguration Based on minimisation of the cost of energy losses and Switching Operations in MicroGrids," *IEEE IET Generation, Transmission andDistribution*, Vol. 9, n°6, pp.513-522, 2015.
- [10] Bernardon, D. P., Pfitcher, L. L., Canha, L.N., Mello, A. P. C., ABAIDE, A. R., SPERANDIO, M., Garcia, V. J., Ramos, M., "Sistemas de Distribuição no Contexto das Redes Elétricas Inteligentes: uma abordagem para reconfiguração de redes." 1ª ed. Santa Maria: AGEPOC, 2015. v. 1. 200p .
- [11] A. P. C. Mello, A. S. Fonseca, D. P. Bernardon, L. L. Pfitscher, M Ramos e L. Comassetto, "Reconfiguração Automática de Redes de Distribuição com Geração Distribuída," *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, 2014.
- [12] L. L. Pfitscher; D. P. Bernardon; L. N. Canha; V. F. Montagner; V. J. Garcia; A. R. Abaide "Intelligent system for automatic reconfiguration of distribution network in real time" *Electric Power Systems Research*, 97, pg. 84-92, April 2013.
- [13] D. P Bernardon, V.J Garcia, A.S.Q Ferreira, L.N. Canha, "Multicriteria Distribution Network Reconfiguration Considering Subtransmission Analysis", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 4, pp. 2684-2691, 2010.