

AValiação DO COMPORTAMENTO DE UMA REDE DE MÉDIA TENSÃO SEM/COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA UTILIZANDO O ATP

J. O. Rezende, L. M. Peres, G. C. Guimarães, A. J. de Moraes, M. A. Tamashiro,
A. R. Rodrigues e D. A. Caixeta

Universidade Federal de Uberlândia, Faculdade de Engenharia Elétrica,
Núcleo de Dinâmica de Sistemas Elétricos, Uberlândia – MG

jaqueline.oliveirarezende@gmail.com, larissaa_mp@yahoo.com.br, gcaixetag@yahoo.com.br, ajmoraes@ufu.br,
tamashiro@ifto.edu.br, andrerogerr@gmail.com, daniel_engeletrica@yahoo.com.br

Resumo - Esta pesquisa tem como principal objetivo analisar as contribuições de uma unidade de geração distribuída, conectada a um alimentador de distribuição de média tensão (13,8 kV), depois da ocorrência de alguns distúrbios típicos no sistema elétrico. Para isso, toda a modelagem e simulação do sistema elétrico são realizadas por meio do ATP – *Alternative Transients Program*. Os três tipos de distúrbios simulados são: curto-circuito fase-terra, ilhamento de parte do sistema elétrico e aumento súbito de carga no alimentador, todos realizados sem e com a presença do gerador distribuído. As análises comparativas são realizadas a partir dos resultados computacionais obtidos para o perfil de tensão da rede de distribuição e as potências ativa e reativa supridas pela subestação e pelo gerador distribuído quando presente.

Palavras-Chave - Geração distribuída, tensão, potência ativa, potência reativa, rede de média tensão, ATP.

EVALUATION OF MEDIUM-VOLTAGE GRID BEHAVIOUR WITHOUT/WITH DISTRIBUTED GENERATION USING ATP

Abstract - This research aims to analyse the contribution of a distributed generation unit, connected to a medium-voltage distribution feeder (13.8 kV), after the occurrences of some typical disturbances in the electrical system. To do so, all the modelling and simulation of the electrical system are performed using ATP - *Alternative Transients Program*. The three types of simulated disturbances are: solid phase-to-ground short-circuit, partial islanding of the electrical system and sudden load increase in the feeder, all performed with and without the presence of the distributed generator. Comparison analyses are realized from the computer results obtained for the distribution grid voltage profile and for the active and reactive powers supplied by substation and by distributed generator when present.

Keywords - Distributed generation, voltage, active power, reactive power, medium voltage grid, ATP.

I. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um elemento indispensável para o desenvolvimento de vários setores da economia e a demanda desse recurso tem apresentado um expressivo crescimento ao longo dos anos. A principal forma de atender a esta demanda consiste em utilizar grandes centrais geradoras de energia. Este tipo de geração geralmente se localiza distante dos centros de consumo, sendo necessário utilizar sistemas de transmissão e distribuição para viabilizar a energia elétrica aos consumidores [1].

Além disso, para a construção de grandes centrais geradoras são necessários vários requisitos como investimentos financeiros elevados, estudos ambientais detalhados, entre outros. Estes fatores muitas vezes dificultam a construção de novas unidades geradoras e contribuem para a demora na implementação destas [2].

Neste contexto, é notória a preocupação de vários setores por novas maneiras de atender a demanda de energia elétrica. Assim, uma forma de geração que está sendo amplamente pesquisada é a geração distribuída (GD). Este tipo de geração é localizada próxima aos centros de consumo, pode ser conectada ao consumidor ou ao sistema de distribuição da concessionária local, opera de forma isolada ou paralela e a sua produção de energia elétrica pode ser despachada ou não pelo Operador Nacional do Sistema [3].

Quando comparada às grandes centrais geradoras, a geração distribuída apresenta como principais características: a instalação próxima ao consumidor, o tempo de construção inferior e custos menores para a distribuição de energia [4]. Além disso, as conexões de unidades de geração distribuída contribuem para adiamento ou redução de investimentos em obras de reforço do sistema elétrico. Pois, quando estas unidades são conectadas ao sistema de distribuição, diminuem a demanda solicitada da concessionária [5].

No Brasil a geração distribuída é regulamentada pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e pelo Módulo 3, denominado de Acesso ao Sistema de Distribuição, contido no Prodíst (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), ambos de responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica. O primeiro, estabelece as condições de acesso ao sistema de distribuição, ao sistema de compensação de energia elétrica, as medições de energia e responsabilidades por danos ao sistema elétrico [6]. O segundo, aborda as especificações para viabilização ao acesso, sistema de medição, requisitos para operação,



XII CIEEEL – ISSN 2178-8308
13 a 17 de Outubro de 2014
Universidade Federal de Uberlândia – UFU
Uberlândia – Minas Gerais – Brasil

manutenção e segurança da conexão e apresenta um modelo de contrato para adesão ao sistema de compensação de energia elétrica [7].

Dessa forma, esta pesquisa tem como objetivo analisar o impacto de um gerador distribuído conectado a um alimentador de 13,8 kV após a ocorrência de algumas perturbações no sistema. Os fenômenos estudados são curto-circuito fase-terra, ilhamento de parte do sistema e aumento de carga no alimentador. Para avaliar as contribuições do gerador distribuído foram realizadas simulações com os distúrbios sem a conexão da unidade geradora distribuída e após a inserção da mesma no sistema elétrico.

II. SISTEMA ELÉTRICO

O sistema elétrico analisado consiste de um alimentador de distribuição de 13,8 kV da concessionária Bandeirantes, no qual estão presentes uma subestação e seis cargas, cujos dados foram retirados da referência [2]. Posteriormente, foi conectado um gerador distribuído nesse alimentador.

A Figura 1 mostra a configuração do sistema elétrico estudado com todos os dados representados no ATP, identificando a presença de um gerador distribuído equipado com os reguladores de tensão e de velocidade.

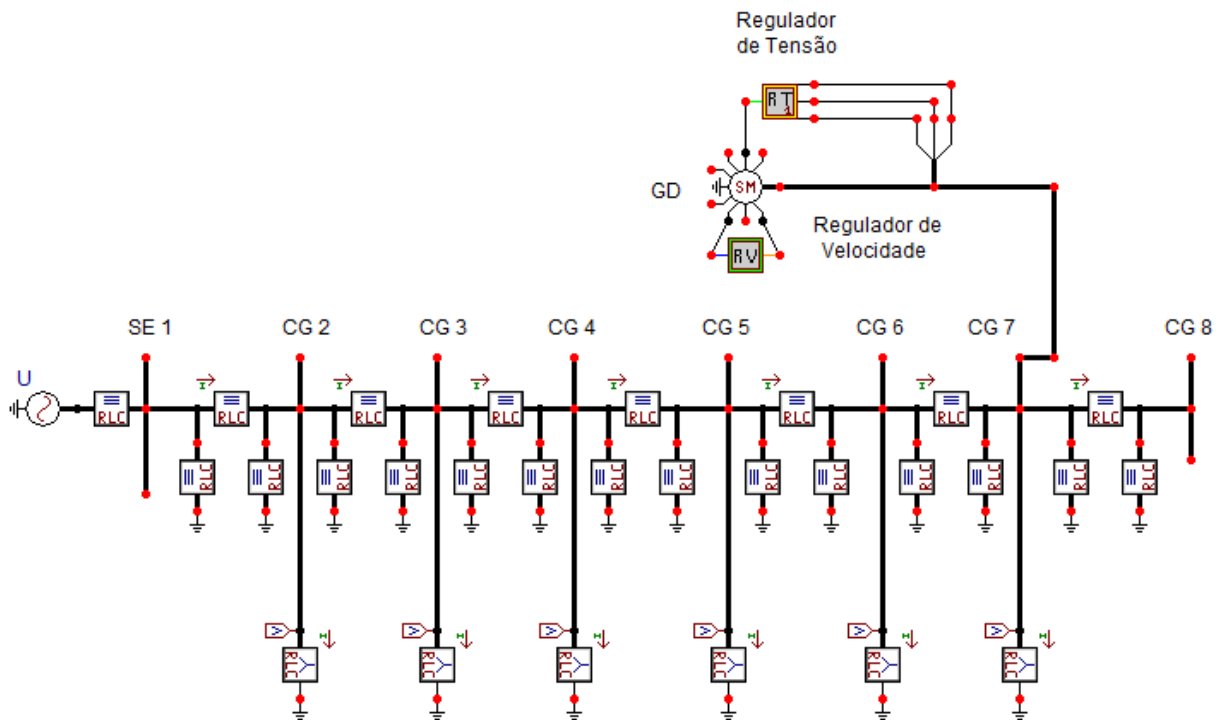


Fig. 1. Representação do sistema elétrico no *software* ATP.

III. MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO

Para representar o sistema elétrico no ATP foi necessário modelar todos os componentes do sistema, conforme é detalhado a seguir.

A. Modelagem da Subestação

A subestação de potência (SE1) foi representada como sendo uma fonte de tensão constante, ou seja, barramento infinito, em série com uma indutância. Para o módulo da tensão foi considerado o valor nominal do alimentador de 13,8 kV.

Para determinar o ângulo de fase dessa fonte de tensão foi necessário processar um programa de fluxo de carga, sendo escolhido o *software* UFUFlow [8]. Para a representação do sistema elétrico é necessário conhecer os valores de potência ativa e reativa provenientes da SE1, sendo então consultada a referência [2]. A SE1 forneceu 7 MW de potência ativa e 2,6 MVar de potência reativa. Assim, após o processamento do *software* UFUFlow, encontrou-se o valor do ângulo da

tensão da barra da subestação como sendo $3,23^\circ$.

B. Modelagem das Cargas

As demandas das cargas também foram extraídas da referência [2], a qual disponibiliza os valores de potência ativa e reativa. Estas foram representadas no ATP como impedância constante, ou seja, por seus correspondentes valores de resistência e indutância. Assim, os valores obtidos para as cargas podem ser vistos na Tabela I.

Tabela I - Valores das Cargas

Barramento	P[kW]	Q[kVar]	R[Ω]	L[mH]
CG2	870	275	193,86	162,52
CG3	800	255	196,51	166,16
CG4	1160	370	132,85	112,39
CG5	1260	400	121,48	102,28
CG6	470	150	323,83	274,14
CG7	2170	690	69,54	58,65

C. Modelagem das Linhas de Distribuição

Para modelar as linhas de distribuição no *software* ATP,

seus comprimentos também foram extraídos da referência [2]. O condutor utilizado na modelagem é o CAA 336,4 e os dados técnicos foram obtidos do catálogo Nexans [9]. Os valores encontrados de resistência, reatância indutiva e reatância capacitiva foram, respectivamente, 0,2051 Ω /km, 0,3770 Ω /km e 0,2266 M. Ω .km.

Com os parâmetros da linha, esta foi representada pelo Modelo π , descrito por resistência e indutância em série e capacitância total colocada em paralelo, de forma que cada metade ocupe uma das extremidades da linha.

Os parâmetros de cada trecho da linha podem ser observados na Tabela II.

Tabela II - Parâmetros da Linha de Distribuição

Trecho	Distância [m]	R [Ω]	L[mH]	C[μ F]
SE1 - CG2	1000	0,2051	1,000	0,0117
CG2 - CG3	3000	0,6153	3,000	0,0351
CG3 - CG4	1000	0,2051	1,000	0,0117
CG4 - CG5	500	0,1025	0,500	0,0058
CG5 - CG6	500	0,1025	0,500	0,0058
CG6 - CG7	1000	0,2051	1,000	0,0117
CG7 - CG8	1000	0,2051	1,000	0,0117

D. Modelagem do Gerador Distribuído

O gerador distribuído simulado possui potência de 5 MVA, frequência 60 Hz e 4 polos. Os demais parâmetros do gerador foram retirados da referência [10] e podem ser vistos na Tabela III. Para representar o gerador, foi utilizada a máquina síncrona controlada, tipo SM59, disponibilizada pelo ATP.

Tabela III - Parâmetros do Gerador Distribuído

H	X'_d	X_d	X_q	X'_q	X''_q	T'_{do}	T''_{do}	T''_{go}
0,68 s	0,23 pu	1,31 pu	0,75 pu	0,16 pu	0,17 pu	3,58 s	0,012 s	0,08 s

E. Modelagem dos Reguladores de Tensão e de Velocidade

Os reguladores de tensão e velocidade foram modelados no ATP conforme a referência [11], com seus parâmetros extraídos da referência [10]. Os dados desses podem ser vistos na Tabela IV e na Tabela V, respectivamente.

Tabela IV - Parâmetros do Regulador de Tensão

K_a	T_a	K_f	T_f	K_e	T_e	V_{max}	V_{min}
400 pu	0,02 s	0,03 pu	1 s	1 pu	0,8 s	6,6 pu	0 pu

Tabela V - Parâmetros do Regulador de Velocidade

Flyballs	Reg	T_{fb}	T_1	T_2	T_3	T_4	T_5
0,01 pu	0,05 pu	0,2 s	0,3 s	1,0 s	1,0 s	0 s	0,1 s

IV. SISTEMA ELÉTRICO EM REGIME PERMANENTE

O primeiro estudo realizado do sistema elétrico consiste na simulação do mesmo sem a presença de nenhuma perturbação no sistema, considerando antes e após a conexão do gerador distribuído. Essas simulações foram necessárias para obter os valores de regime permanente de tensão e potência que o sistema fornece.

A Tabela VI apresenta os valores de tensão em todas as barras do sistema considerando o mesmo sem e com a

conexão do gerador distribuído. A Tabela VII apresenta os valores de potência fornecidas pela subestação e pelo gerador distribuído.

Tabela VI - Valores Iniciais de Tensão

Barra	Sem GD V [pu]	Com GD V [pu]
SE1	1,000	1,000
CG2	0,987	0,997
CG3	0,954	0,991
CG4	0,945	0,991
CG5	0,941	0,992
CG6	0,939	0,994
CG7	0,935	1,000
CG8	0,935	1,000

Tabela VII - Valores de Potências Fornecidas pela SE1 e GD

	Sem GD		Com GD	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
SE1	7,00	2,6	5,04	0,92
GD	-	-	2,51	3,49

V. ESTUDOS DE CASO

Os estudos de caso possibilitaram avaliar o impacto do gerador distribuído conectado a um alimentador de distribuição de 13,8 kV, nas três situações de distúrbios citadas. Para avaliar a contribuição do GD, todas as simulações foram realizadas sem e com a conexão deste.

A. Curto-Circuito Fase-Terra Sólido

O curto-circuito fase-terra sólido foi simulado por ser aquele que ocorre com maior frequência no sistema elétrico. Para tanto, escolheu um ponto localizado à 300m da barra CG5 e à 200m da barra CG6 na fase C da linha CG5-CG6 da Figura 1. O curto-circuito se iniciou no instante de tempo de 2 segundos.

1) Análise sem o gerador distribuído

A Tabela VIII apresenta os valores das tensões das três fases em todos os barramentos.

Tabela VIII - Tensões - Sistema com Curto-Circuito e sem GD

Barra	V_a [pu]	V_b [pu]	V_c [pu]
SE1	1,000	1,000	1,000
CG2	0,987	0,987	0,825
CG3	0,955	0,955	0,309
CG4	0,945	0,945	0,137
CG5	0,941	0,941	0,051
CG6	0,938	0,938	0,000
CG7	0,935	0,935	0,000
CG8	0,935	0,935	0,000

Pela análise da Tabela VIII, nota-se uma queda de tensão apenas na fase C e esta nas barras CG6, CG7 e CG8 ficou desenergizada após o curto-circuito. Nas fases A e B foram mantidos os valores de tensão de regime permanente, uma vez que, a subestação foi representada como sendo um barramento infinito.

A subestação forneceu inicialmente 7,00 MW de potência ativa e 2,60 MVar de potência reativa. Após o distúrbio, com o aumento da corrente de curto-circuito e das perdas ativas (RI^2) e reativas (XI^2), essa passou a fornecer 17,10

MW de potência ativa e 24,20 MVar de potência reativa. O gráfico dessas potências é apresentado na Figura 2.

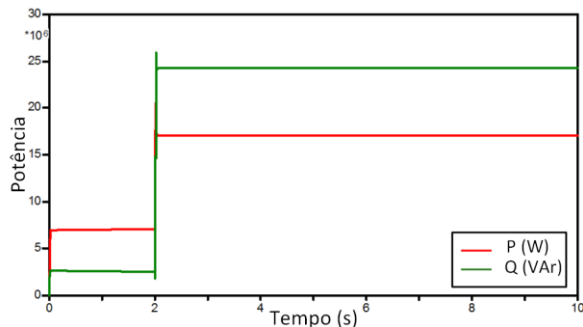


Fig. 2 Potência ativa e potência reativa da SE1 com curto-circuito e sem GD.

2) Análise com o gerador distribuído

A Tabela IX apresenta os valores de tensão em todos os barramentos, agora com a presença do gerador distribuído.

Tabela IX - Tensões - Sistema com Curto-Circuito e com GD

Barra	V _a [pu]	V _b [pu]	V _c [pu]
SE1	1,000	1,000	1,000
CG2	0,979	0,975	0,825
CG3	0,926	0,912	0,309
CG4	0,911	0,895	0,137
CG5	0,905	0,887	0,051
CG6	0,899	0,882	0,016
CG7	0,891	0,832	0,104
CG8	0,891	0,832	0,104

Pela análise da Tabela IX, observa-se que a tensão na fase C nas barras CG6, CG7 e CG8 ficou energizada, pois o gerador distribuído também contribuiu com o curto-circuito.

Com o distúrbio a potência ativa da subestação mudou de 5,04 MW para 16,70 MW e a potência reativa de 0,92 MVar para 27,6 MVar. Novamente, esses valores mais altos foram decorrentes do aumento das perdas ativas e reativas nas linhas de distribuição e do fato da subestação constituir-se de um barramento infinito. No lado do gerador distribuído houve uma redução na demanda das cargas superior ao aumento das perdas, resultando na alteração da potência ativa de 2,51 MW para 1,16 MW e na potência reativa de 3,49 MVar para -1,37 MVar.

Os comportamentos das potências da subestação e do gerador distribuído podem ser vistos nas Figuras 3 e 4, respectivamente.

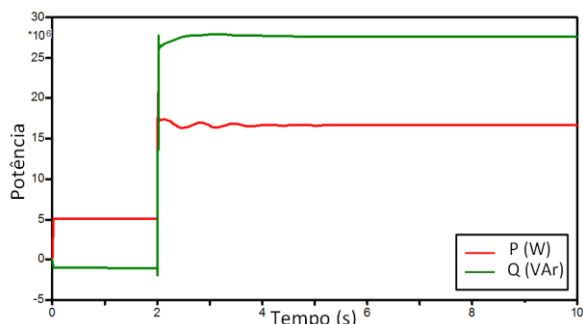


Fig. 3 Potência ativa e potência reativa da SE1 com curto-circuito e com GD.

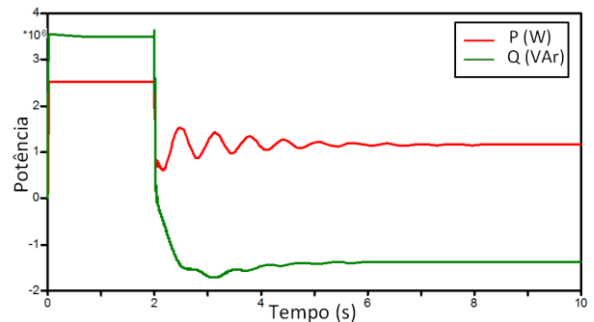


Fig. 4 Potência ativa e potência reativa do GD com curto-circuito.

B. Ilhamento

O segundo distúrbio considerado nas simulações foi o ilhamento de parte do sistema elétrico no instante de tempo de 2 segundos. O ilhamento é realizado pela abertura do disjuntor na saída do barramento CG5.

1) Análise sem o gerador distribuído

A Tabela X apresenta os valores finais de tensão em todas as barras do sistema sem a conexão do gerador distribuído.

Tabela X - Tensões - Sistema com Ilhamento e sem GD

Barra	Tensão [pu]
SE1	1,000
CG2	0,992
CG3	0,975
CG4	0,969
CG5	0,967
CG6	0,000
CG7	0,000
CG8	0,000

Com a análise da Tabela X, nota-se que ocorreu um aumento da tensão nas barras à montante do distúrbio e as barras à jusante ficaram sem o fornecimento de energia.

Com o ilhamento a SE1 alterou o fornecimento de potência ativa de 7,00 MW para 4,35 MW e de potência reativa de 2,60 MVar para 1,49 MVar. Ambas as potências diminuíram devido a redução da carga no sistema. O gráfico dessas potências pode ser observado na Figura 5.

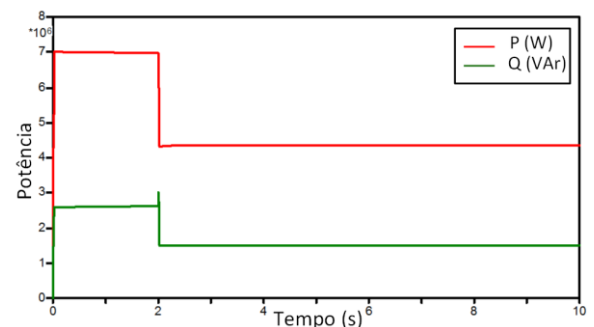


Fig. 5 Potência ativa e potência reativa da SE1 com ilhamento e sem GD.

2) Análise com o gerador distribuído

Em seguida, foram realizadas simulações com o ilhamento e o gerador distribuído conectado ao sistema. Destaca-se que as cargas CG6 e CG7, totalizando 2,77 MVA de potência aparente (2,64 MW de potência ativa e 0,84 MVar de

potência reativa), ficaram supridas apenas pelo gerador distribuído de 5,00 MVA, sendo que esta máquina tem plena capacidade para fornecer potência às cargas ilhadas. As tensões finais nas barras podem ser vistas na Tabela XI, observando-se que, neste caso, o lado ilhado continua energizado (barras CG6, CG7, CG8).

Tabela XI - Tensões - Sistema com Ilhamento e com GD

Barra	Tensão [pu]
SE1	1,000
CG2	0,993
CG3	0,975
CG4	0,970
CG5	0,969
CG6	0,999
CG7	1,000
CG8	1,000

Após o distúrbio a SE1 modificou o suprimento de potência ativa de 5,04 MW para 4,50 MW. Essa diminuição ocorreu, pois antes do ilhamento a SE1 também atendia uma parte da energia das cargas ilhadas. Por sua vez, a potência reativa mudou de 0,92 MVar para 1,49 MVar, devido antes do ilhamento o GD contribuía com potência reativa para elevar o nível de tensão das barras. Nota-se também que nas duas situações analisadas, sem e com GD, após o distúrbio a subestação passou a fornecer os mesmos valores de potências ativa e reativa.

A potência ativa do GD passou de 2,51 MW para 3,08 MW, sendo que esse aumento ocorreu porque as cargas ilhadas passaram a ser supridas apenas pelo gerador. A potência reativa mudou de 3,49 MVar para 0,78 MVar em função da redução da rede vista pelo GD.

Os gráficos de potência da SE1 e do GD podem ser vistos nas Figuras 6 e 7, respectivamente.

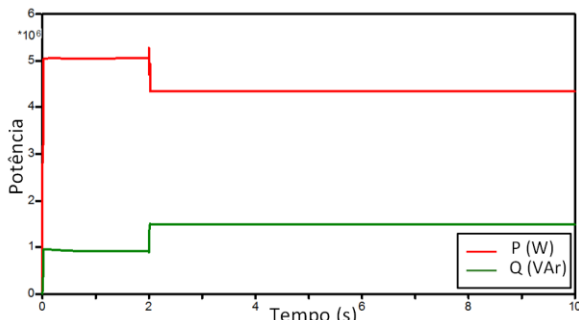


Fig. 6 Potência ativa e potência reativa da SE1 com ilhamento e com GD.

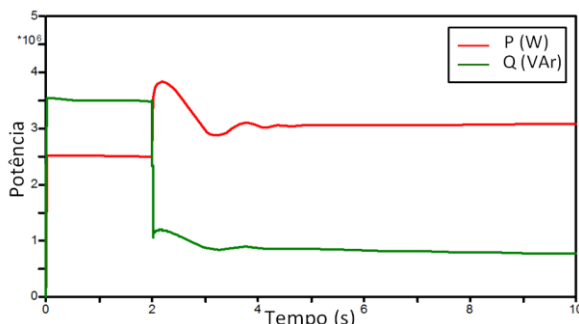


Fig. 7 Potência ativa e potência reativa do GD com ilhamento.

C. Inserção de Carga

O terceiro fenômeno simulado foi um acréscimo de carga na barra CG8 do alimentador de distribuição, no instante de tempo de 2 segundos. Esta nova carga apresenta 10% do carregamento inicial do alimentador, ou seja, 673 kW de potência ativa e 214 kVAr de potência reativa, sendo também modelada como impedância constante.

1) Análise sem o gerador distribuído

A Tabela XII apresenta os valores finais de tensão do sistema sem a conexão do GD. Nota-se que com o aumento de carga houve uma redução no nível de tensão das barras.

Tabela XII - Tensões - Sistema com Aumento de Carga e sem GD

Barra	Tensão [pu]
SE1	1,000
CG2	0,986
CG3	0,950
CG4	0,940
CG5	0,936
CG6	0,933
CG7	0,927
CG8	0,926

Com o aumento de carga a potência ativa da subestação passou de 7,00 MW para 7,63 MW e a potência reativa de 2,60 MVar para 2,90 MVar, sendo estes acréscimos ocasionados pela nova carga inserida no alimentador. Essas potências podem ser vistas na Figura 8.

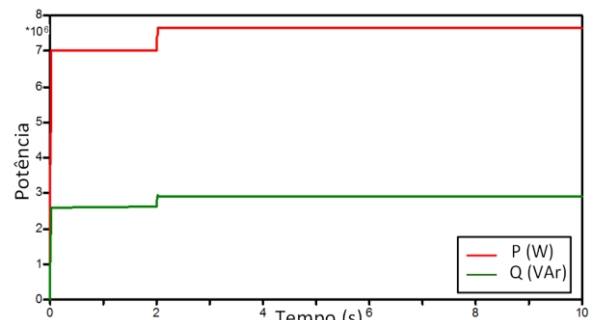


Fig. 8 Potência ativa e potência reativa da SE1 com aumento de carga e sem GD.

2) Análise com o gerador distribuído

A Tabela XIII apresenta os valores finais das tensões nas barras considerando o gerador distribuído conectado ao sistema. Observa-se que essa máquina proporcionou um melhoramento do nível de tensão de todas as barras.

Tabela XIII - Tensões - Sistema com Aumento de Carga e com GD

Barra	Tensão [pu]
SE1	1,000
CG2	0,996
CG3	0,990
CG4	0,990
CG5	0,992
CG6	0,994
CG7	1,000
CG8	0,999

Nessa condição, a potência ativa da SE1 passou de 5,04 MW para 5,84 MW. Constata-se que a subestação supriu sozinha a demanda de potência ativa da nova carga, uma vez

que esta opera como um barramento infinito. Portanto, o gerador distribuído não alterou sua potência ativa, permanecendo em 2,51 MW.

Quanto ao suprimento de potência reativa, tanto a SE1 quanto o GD aumentaram suas contribuições para atender ao acréscimo na demanda de reativos das linhas e também da nova carga. Assim, a SE1 alterou o valor inicial de potência reativa de 0,92 MVar para 1,28 MVar e o GD mudou de 3,49 MVar para 4,19 MVar.

As Figuras 9 e 10 mostram as potências da subestação e do gerador distribuído, respectivamente.

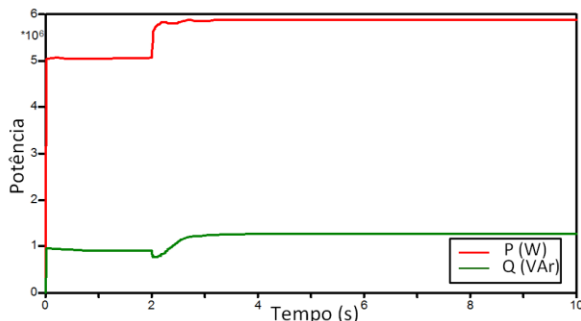


Fig. 9 Potência ativa e potência reativa da SE1 com aumento de carga e com GD.

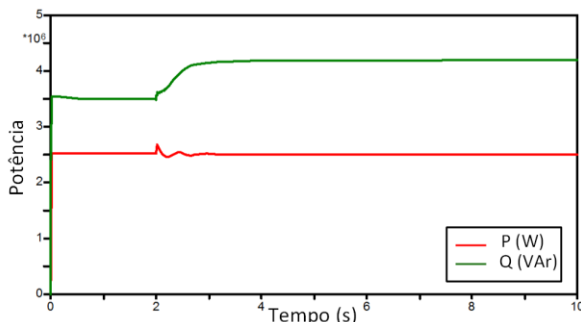


Fig. 10 Potência ativa e potência reativa do GD com aumento de carga.

VI. CONCLUSÃO

Os estudos permitiram avaliar o impacto de um gerador distribuído conectado a um alimentador de distribuição de 13,8 kV com relação à ocorrência de perturbações típicas do sistema elétrico, tais como: curto-circuito fase-terra, ilhamento de parte do sistema e aumento de carga.

Com as simulações do curto-circuito, observou-se que com a presença do gerador distribuído, as tensões da fase C nas barras CG6, CG7 e CG8 ficaram energizadas.

No ilhamento, observou-se que a presença do gerador distribuído foi decisiva para garantir a alimentação das cargas ilhadas. Os valores de tensão nessas cargas foram próximos dos nominais, uma vez que, a potência total das mesmas é inferior à potência nominal do gerador distribuído.

A análise da simulação considerando o aumento de carga na extremidade da linha de distribuição indicou que o nível

de tensão de todos os barramentos ficou melhor com a presença do gerador distribuído.

Com a realização deste estudo, observou-se que com a operação normal do sistema elétrico, a presença do gerador distribuído reduz a solicitação de potência da subestação. Este fato contribui para a possibilidade de adiamento ou redução de obras de reforço no sistema quando novas cargas são adicionadas.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer o suporte financeiro dos órgãos brasileiros de fomento à pesquisa: CAPES, CNPq e FAPEMIP.

REFERÊNCIAS

- [1] A. S. Filho. *Análise Regulatória das Condições de Interconexão da Geração Distribuída: Requisitos para os Procedimentos de Distribuição*. 2005. Dissertação (Mestre) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2005.
- [2] E. E. S. Lora, J. Haddad, *Geração Distribuída - Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais*, Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- [3] Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição da Cemig (2013). Acedido em 2 de Abril de 2013, em: <http://www.cemig.com.br>.
- [4] A. R. R. de Souza, *Conexão de Geração Distribuída em Redes de Distribuição*. 2009. Dissertação (Mestre) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2009.
- [5] M. V. X. Dias, E. da C. Borotni, J. Haddad. *Geração Distribuída no Brasil: Oportunidades e Barreiras*. Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, Revista Brasileira de Energia, vol. 11, nº2.
- [6] Agência Nacional de Energia Elétrica (2013). *Resolução Normativa N° 482, 17 de Abril de 2012*. Acedido em 5 de Abril de 2013, em: <http://www.aneel.gov.br>.
- [7] Agência Nacional de Energia Elétrica (2012). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST): Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição*. Acedido em 19 de Abril de 2013, em: <http://www.aneel.gov.br>.
- [8] G. C. Guimarães. *Manual do UFUFlow: Programa de Fluxo de Carga (Load Flow). Método de Newton-Raphson*. Universidade Federal de Uberlândia, 2000.
- [9] Nexans Ficap (2013). *Alumínio*. Acedido em 9 de Maio de 2013, em <http://www.nexans.com.br>.
- [10] G. C. Guimarães. *Apostila de Dinâmica de Sistemas Elétricos II*. Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Agosto de 2009.
- [11] L. M. Peres. *Estudos do Desempenho Dinâmico de Geradores Síncronos de Produtores Independentes em Sistemas de Geração Distribuída via ATPDraw*. 2013. Dissertação (Mestre) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2013.