

Reflexões sobre o perfil de tensão e requerimentos de proteção mediante a inserção de cogeração

Thiago Souza Menezes
Yan Vilela Tresso
Fabrício Augusto Matheus Moura
Universidade Federal do Triângulo Mineiro
Departamento de Engenharia Elétrica
Uberaba, Brasil

Marcus Vinícius Borges Mendonça
Paulo Henrique Oliveira Rezende
Madeleine Rocio Medrano Castillo
Universidade Federal do Triângulo Mineiro
Departamento de Engenharia Elétrica
Uberaba, Brasil

Resumo - A conexão de geradores distribuídos em sistemas de distribuição de média ou baixa tensão, tem sido amplamente incentivada. Assim, é necessário avaliar os impactos e as contribuições para o perfil de tensão, assim como possíveis mudanças nas magnitudes da corrente de curto-circuito e sua consequente correlação com os ajustes da proteção. Neste aspecto, este artigo investiga o perfil de tensão de um alimentador de distribuição mediante três níveis de carregamento do sistema elétrico, além de avaliar a influência do nível de penetração de um gerador distribuído. Os resultados são comparados e apresentados em tabelas que fornecem ao leitor uma melhor visão sobre a questão aqui discutida.

Palavras-Chave – Cogeração, Geração Distribuída, Reguladores de Tensão, Perfil de Tensão, ATPDraw, Proteção de Sistemas Elétricos.

I. INTRODUÇÃO

A demanda por energia elétrica no Brasil está crescendo rapidamente, assim, a questão da exploração dos recursos hídricos relacionados à preocupação com sua escassez são constantemente citados como chave para a mudança do paradigma energético. No entanto, o cenário da geração mundial de eletricidade tem-se preocupado com a necessidade de buscar alternativas que possam garantir o fornecimento relacionado com questões ambientais. Neste contexto, o Brasil apresenta-se como um país que tem uma matriz energética rica permitindo assim a implantação da geração distribuída - GD [1].

De acordo com a Resolução Normativa - ANEEL 482/2012 - da Agência Nacional de Energia Elétrica, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria eletricidade a partir de fontes renováveis e ainda fornecer um excedente para a rede de distribuição [2].

Geração distribuída (GD) consiste na geração de energia elétrica independente, diretamente, ou perto, do consumidor que possui sua própria tecnologia de fornecimento de energia elétrica, podendo se conectar, ou não, ao sistema de distribuição elétrica [3]. Esta geração pode ser em paralelo, ou isolada, com a rede, aumentando a sua oferta garantida e sendo também utilizada em locais distantes das grandes usinas geradoras, servindo localmente o consumidor. Isto pode ser caracterizado como uma mini ou micro geração distribuída da eletricidade. No entanto, os sistemas de distribuição de energia (SDE) costumavam operar, até recentemente, sob uma topologia centralizada de geração de energia, com a transmissão de quantidades significativas de

potências a partir da subestação para os consumidores. No entanto, a conexão de unidades de geração distribuída está aumentando e a expectativa para os próximos anos é de um crescimento contínuo e acelerado. Neste aspecto, o operador do sistema elétrico de distribuição se depara com uma maior complexidade de projeto, operação, planejamento e manutenção das redes de média e baixa tensão, pois o fluxo de potência passa a ser dinâmico, alterando, assim, a característica fundamental da distribuição, pois esta foi concebida para operar de forma radial [4].

Existem várias fontes de geração de energia elétrica conectadas a redes de distribuição. Contudo, destaca-se as tecnologias que utilizam a geração combinada de calor e energia, plantas de cogeração, até tecnologias mais recentes como turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos [5].

Para avaliar a operação do sistema de forma a assegurar a excelência e a qualidade dos serviços de distribuição de energia elétrica, torna-se necessário estudar a interação entre os sistemas de GD com as redes de média e baixa tensão. Contudo, há de se ter o conhecimento das principais características da tecnologia de geração do acessante a ser empregada, bem como das condições de operação e principais contingências que ocorrem na rede em análise.

No que se refere ao setor elétrico brasileiro, pode-se afirmar que a geração de energia elétrica através da biomassa da cana de açúcar, ou mesmo da palha da cana de açúcar, desempenhará, e já desempenha, um importante papel no que tange a produção independente de energia elétrica. A Fig. 1 apresenta o potencial de exporte de energia elétrica por estados no Brasil [6].

Observa-se que o estado de São Paulo apresenta o maior potencial de geração de excedentes, 2.244,33MW, o que demonstra de forma clara e evidente a elevação do número de unidade de geradores síncronos a serem conectados diretamente nas redes elétricas de distribuição [7].

Vale ressaltar que não há consenso, ou seja, normativas claras quanto ao melhor modo de operação dos GS quando conectados aos SDE, tão pouco critérios bem estabelecidos de proteção, conexão, qualidade do produto e dinâmicos para uma conexão segura e eficaz [8]-[9].

Mediante as discussões apresentadas, torna-se imprescindível analisar as influências dessa nova topologia, geração distribuída, na operação das redes elétricas de distribuição. Dessa forma, o presente artigo visa avaliar os principais impactos decorrentes da instalação de geradores síncronos de médio porte na operação de redes de distribuição. Os principais aspectos técnicos analisados são

Potencial Técnico Excedente (MWh)

0
1,99 a 95,47
109,13 a 161,99
203,07 a 282,82
369,31
2.244,33

0 500 1000 Km

N

Os estudos serão realizados mediante diferentes carregamentos do sistema elétrico. Os resultados serão comparados e as principais constatações serão apresentadas. Não obstante, questões relacionadas à proteção serão abordadas com foco principal nas alterações nas magnitudes das correntes de curto-circuito, para uma falta trifásica, mediante as situações técnicas, níveis de penetração da GD e carregamento do sistema elétrico, a serem aqui estudados.

II. O CENÁRIO BRASILEIRO

Nas últimas décadas, muitas questões como os impactos ambientais, redução da disponibilidade de grandes projetos hidrelétricos, crescimento da demanda e aumento dos investimentos na construção de usinas hidrelétricas, culminaram por transformar a política energética nacional. Com a mudança era necessário buscar novas alternativas de geração de energia, para que pudessem satisfazer as necessidades presentes e futuras, surgindo, assim, a geração

b) **Biomassa:** no Brasil existem 56 usinas em operação agora como cogeração gerando 1206.06MW. A biomassa destaca-se como a principal fonte com 55,8% da capacidade instalada, sendo a forma mais comum a utilização do bagaço de cana-de-açúcar. O setor da cana gera enormes quantidades de bagaço de cana que pode ser usado na geração de eletricidade.

Apesar de o Brasil ter uma grande quantidade de luz solar, ainda é muito pequena a participação da energia fotovoltaica na matriz energética nacional. A ANEEL, em abril de 2012, como uma forma de incentivar a geração de energia solar aumentou o desconto de 50% para 80% na taxa de Uso dos Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica (TUST) e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (TUSD) para projetos de geração que injetam até 30 MW na rede de transmissão e distribuição. As plantas que iram começar a funcionar até 31 de dezembro de 2017 terão esse desconto que vai durar os primeiros 10 anos de operação do sistema. Podemos destacar que em 2022, as fontes alternativas de energia irão corresponder a 10% da capacidade instalada no Brasil [12].

Para representar o sistema elétrico no Alternative Transients Program – ATP, foi necessário modelar todos os componentes do sistema, como será abaixo apresentado.

A subestação foi representada como uma fonte de tensão constante e ideal (barramento infinito) em série com uma indutância. A magnitude da fonte de tensão equivale a tensão nominal do alimentador (13,8kV) [13].

B. Modelagem das cargas

Os parâmetros das cargas foram extraídos da referência [13], que apresenta a demanda de potências ativa e reativa das mesmas. Estas cargas foram representadas no ATP por seus correspondentes valores de resistência e reatância (carga tipo impedância constante).

C. Linhas de distribuição

Os comprimentos das linhas de distribuição para a modelagem por ATP também foram obtidos a partir da referência [13]. O condutor utilizado na modelagem é referido como CAA 336,4 cujos dados técnicos podem ser obtidos diretamente a partir do catálogo do fabricante., que dá os seguintes valores para a resistência, reatância indutiva e reatância capacitiva, respectivamente: 0,2051 Ω / km , 0,3770 Ω / km e 0,2266 M. Ω .km. Por ter tais parâmetros, cada linha de distribuição pode então ser representada pelo modelo π que é descrita pela sua resistência e a indutância dispostos em série, e a sua capacitância total colocados em paralelo, de modo que cada metade ocupa uma das extremidades da linha.

D. Gerador distribuído

No que se refere ao Brasil, a forma de geração distribuída mais comumente empregada é composta de turbo - geradores. O modelo escolhido do ATP para representar a máquina síncrona consiste na máquina SM59 de oito controles. O modelo matemático empregado é apresentado a seguir.

Para o sistema elétrico do gerador:

$$V_d = -R_a i_d - \frac{d}{dt} \lambda_d - \lambda_q \frac{d\theta}{dt} \quad (01)$$

$$V_q = -R_a i_q - \frac{d}{dt} \lambda_q + \lambda_d \frac{d\theta}{dt} \quad (02)$$

$$V_0 = -(R_a + 3R_n) i_0 - \frac{d\lambda_0}{dt} \quad (03)$$

$$V_f = -R_f i_f - \frac{d}{dt} \lambda_f \quad (04)$$

$$0 = -R_g i_g - \frac{d}{dt} \lambda_g \quad (05)$$

$$0 = -R_{kd} i_{kd} - \frac{d}{dt} \lambda_{kd} \quad (06)$$

$$0 = -R_{kq} i_{kq} - \frac{d}{dt} \lambda_{kq} \quad (07)$$

$$T_{em} = \frac{NP}{2} (\lambda_d i_q - \lambda_q i_d) \quad (08)$$

Sendo:

$$\begin{array}{cccccccc} \lambda_d & L_d & 0 & 0 & L_{af} & 0 & L_{akd} & 0 & i_d \\ \lambda_q & 0 & L_q & 0 & 0 & L_{ag} & 0 & L_{akg} & i_q \\ \lambda_0 & 0 & 0 & L_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & i_0 \\ \lambda_f = L_{af} & 0 & 0 & L_f & 0 & L_{\beta kd} & 0 & 0 & i_f \\ \lambda_g & 0 & L_{ag} & 0 & 0 & L_g & 0 & L_{gkq} & i_g \\ \lambda_{kd} & L_{akd} & 0 & 0 & L_{\beta kd} & 0 & L_{kd} & 0 & i_{kd} \\ \lambda_{kq} & 0 & L_{akq} & 0 & 0 & L_{gkq} & 0 & L_{kq} & i_{kq} \end{array} \quad (09)$$

O gerador distribuído, utilizado nas simulações, possui uma potência nominal de 5 MVA, 60 Hz, 4 pólos. Os outros parâmetros podem ser encontrados na referência [13].

Sistema mecânico:

$$\frac{d}{dt} \omega_m = \frac{1}{2H} (T_e - T_m) \quad (10)$$

$$\frac{d}{dt} \theta_m = \omega_m \quad (11)$$

E. Regulador automático de tensão

O software ATP não apresenta em sua biblioteca os modelos de reguladores de tensão da máquina síncrona, mas possui mecanismos para a elaboração destes modelos que não estão disponíveis. Sendo assim, foi necessária a modelagem e implementação dos controladores do gerador síncrono.

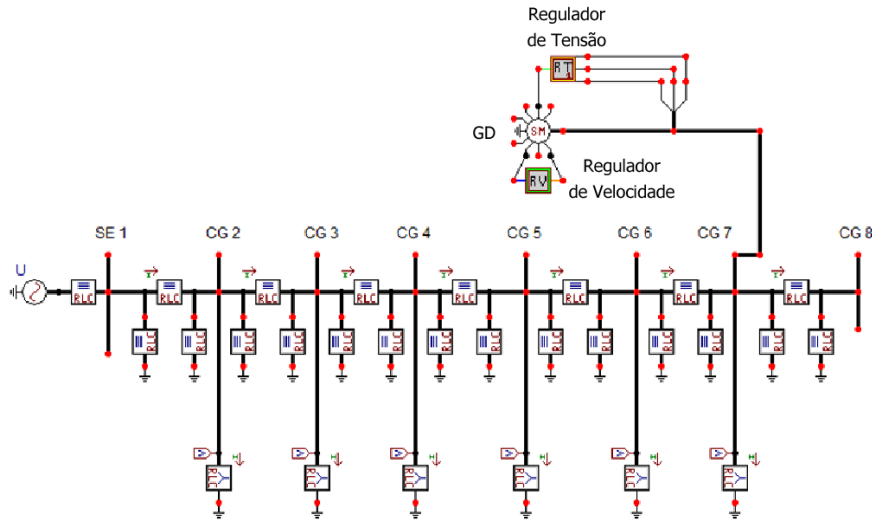


Fig.2. Sistema elétrico modelado no ATPDraw

O sistema de controle de excitação aplicado a geradores síncronos conectados em redes de transmissão é projetado para manter a tensão de terminal constante. Contudo, não há para as concessionárias de energia elétrica, um consenso sobre qual é a melhor filosofia de controle a ser adotada para

o sistema de excitação. Atualmente, utiliza-se de duas formas de controle que podem ser empregadas: tensão de terminal constante, ou fator de potência (potência reativa constante) [4], [7]. Neste artigo será empregado a filosofia de controle de tensão de terminal.

O regulador de tensão desenvolvido é baseado no modelo recomendado pelo IEEE denominado Tipo I. A Fig. 3 mostra o diagrama de blocos para este regulador.

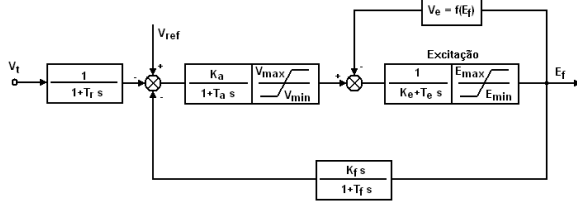


Fig.3. Regulador de tensão

F. Regulador de velocidade

O regulador de velocidade foi desenvolvido de acordo com o modelo simples do IEEE, que é frequentemente utilizado em estudos dinâmicos e de estabilidade transitória [13].

A Fig. 4 mostra o modelo do regulador de velocidade usado, que já está associado a uma turbina a vapor (se $T4 = 0$) ou uma turbina hidráulica (se $T4 \neq 0$). Dados referentes às constantes desse regulador estão listados em [13].

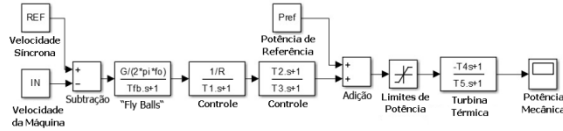


Fig. 4. Regulador de velocidade

IV. ESTUDOS DE CASO

Com o objetivo principal de se avaliar o impacto da conexão de geradores síncronos distribuídos, no que se refere ao perfil de tensão de regime permanente, três condições foram aqui estabelecidas:

- 1- Sistema com 100% de carregamento e sem a geração distribuída;
- 2- Sistema com 50% de carregamento e sem a geração distribuída;
- 3- Sistema com 30% de carregamento e sem a geração distribuída.

Contudo, a fim de analisar a influência do nível de penetração da GD no sistema elétrico, os casos supracitados serão novamente aqui simulados, porém as seguintes premissas serão adotadas:

- 4- Sistema com 100% de carregamento na presença da GD
 - a. O GD injeta 1MW no sistema
 - b. O GD injeta 2MW no sistema;
 - c. O GD injeta 3MW no Sistema
- 5- Sistema com 50% de carregamento na presença da GD
 - d. O GD injeta 1MW no sistema
 - e. O GD injeta 2MW no sistema;
 - f. O GD injeta 3MW no Sistema
- 6- Sistema com 30% de carregamento na presença da GD
 - g. O GD injeta 1MW no sistema
 - h. O GD injeta 2MW no sistema;
 - i. O GD injeta 3MW no Sistema

Ressalta-se que no Brasil, quanto à qualidade da energia elétrica, o módulo 8 dos *Procedimentos de Distribuição de*

Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, especifica como máxima variação de tensão permissível o valor de referência de 5% (1.05/0.95pu) [14].

Não obstante, a problemática do ponto cego de proteção para as condições acima estabelecidas, será avaliada. No entanto, para se estudar este efeito, será aplicada uma falta trifásica na barra de número 8, Fig. 2, com uma duração máxima de 100ms.

A. Perfil de tensão de regime permanente

O perfil de tensão da rede considerando máximo carregamento (100% de carga), sem e com a presença da GD, para os três níveis de penetração, é apresentado através da Fig. 5. Todavia, a Tabela I demonstra a magnitude da tensão, fase-neutro, em todas as barras do sistema apresentado na Fig. 2. Comprova-se, através da Fig. 5, o não atendimento do limite inferior de magnitude de tensão apresentado pela referência [14] (0,95pu). Isto ocorre em virtude das quedas acentuadas de tensão ao longo do alimentador mediante situação de carregamento nominal. Tal fato implica em tensões precárias às barras de número 4 a 8. Esta, por se encontrar no final do alimentador, possui o menor valor em magnitude, 0,935 pu. A partir da geração de 1MW pela GD, os barramentos experimentam uma sensível alteração em magnitude de tensão. Dessa forma, há a redução nas quedas de tensão do alimentador. Contudo, o perfil de tensão da rede considerando carregamento médio (50% de carga), sem e com a presença da GD, para os três níveis de penetração, é apresentado através da Fig. 6. Todavia, a Tabela II demonstra a magnitude da tensão, fase-neutro, em todas as barras do sistema. No que tange as magnitudes das tensões nos barramentos sem a presença da GD, não houve transgressão aos limites de referência, 0,95 – 1,05pu, pois as quedas de tensão no sistema se reduziram de forma sensível para a situação aqui apresentada. No entanto, à medida que elevasse o nível de penetração da GD há um aumento significativo em magnitude de tensão. Tal fato contribui para uma melhor qualidade da energia, redução das perdas no sistema, redução de sobrecargas e, conseqüentemente, a postergação em obras de ampliação e reforço de rede.

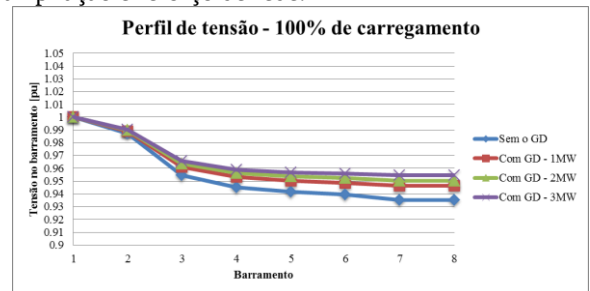


Fig. 5. Perfil de tensão nas barras do sistema - 100% de carga.

TABELA I. TENSÕES FASE NEUTRO NAS BARRAS-100% DE CARGA

Barra	Sem o GD	Com GD - 1MW	Com GD - 2MW	Com GD - 3MW
SE1	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
CG2	0.98732	0.98895	0.98971	0.99033
CG3	0.95456	0.96096	0.96347	0.96585
CG4	0.94527	0.95318	0.95631	0.95908
CG5	0.94175	0.95029	0.95380	0.95682
CG6	0.93937	0.94866	0.95242	0.95569
CG7	0.93535	0.94627	0.95041	0.95443
CG8	0.93535	0.94627	0.95041	0.95443

Entretanto, o perfil de tensão da rede considerando carregamento mínimo (30% de carga), sem e com a presença da GD, para os três níveis de penetração, é apresentado através da Fig. 7. A Tabela III demonstra a magnitude da tensão, fase-neutro, em todas as barras do sistema. As curvas demonstradas na Fig. 7 apresentam um perfil de tensão em magnitude melhor se comparado aos demais casos aqui estudados. Isto já era esperado, pois em virtude do baixo nível de carregamento do sistema elétrico, as quedas de tensão serão mitigadas, contribuindo assim para uma sensível melhora da qualidade da energia suprida aos consumidores. Tais afirmações são melhores apresentadas mediante uma análise detalhada da Tabela III. Nesta observa-se que a tensão na barra 8, sem a presença do GD, é de 0,98pu. Portanto, esta se enquadra dentro dos limites de referência apontados em [14]. Todavia, os operadores dos sistemas elétricos de distribuição devem estar atentos às possíveis sobretensões mediante situações de perda de carga.

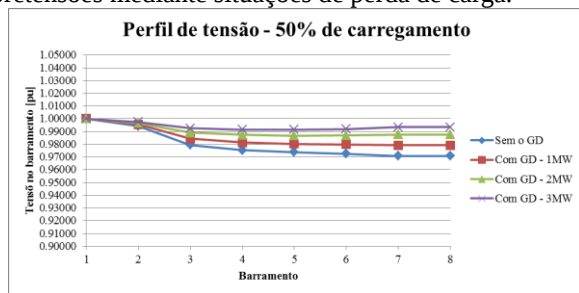


Fig. 6. Perfil de tensão nas barras do sistema - 50% de carga.

TABELA II. TENSÕES FASE NEUTRO NAS BARRAS- 50% DE CARGA

Barra	Sem o GD	Com GD - 1MW	Com GD - 2MW	Com GD - 3MW
SE1	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
CG2	0.99435	0.99548	0.99674	0.99761
CG3	0.97954	0.98431	0.98920	0.99247
CG4	0.97540	0.98130	0.98732	0.99146
CG5	0.97376	0.98029	0.98682	0.99146
CG6	0.97263	0.97979	0.98694	0.99197
CG7	0.97088	0.97916	0.98757	0.99347
CG8	0.97088	0.97916	0.98757	0.99347

Outro risco inerente à instalação de GD, consiste na postergação de obras de reforço de rede, pois de acordo com as respostas obtidas, e pela literatura técnica, a redução da corrente suprida ao alimentador pela concessionária pode levantar a falsa impressão quanto ao verdadeiro carregamento da rede, pois a GD está atendendo as cargas próximas de sua localidade. Assim, mediante a perda do GD, a magnitude de corrente solicitada à concessionária pode exceder o valor de sobrecarga do alimentador principal.

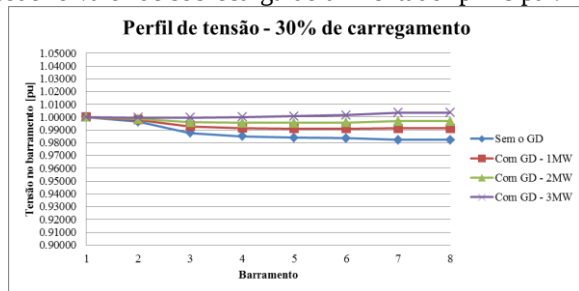


Fig. 7. Perfil de tensão nas barras do sistema - 30% de carga.

TABELA III. TENSÕES FASE NEUTRO NAS BARRAS- 30% DE CARGA

Barra	Sem o GD	Com GD - 1MW	Com GD - 2MW	Com GD - 3MW
SE1	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
CG2	0.99649	0.99787	0.99862	0.99962
CG3	0.98757	0.99272	0.99598	0.99975
CG4	0.98506	0.99146	0.99548	1.00013
CG5	0.98406	0.99109	0.99548	1.00075
CG6	0.98343	0.99109	0.99586	1.00163
CG7	0.98230	0.99121	0.99686	1.00364
CG8	0.98230	0.99121	0.99686	1.00364

B. Ponto cego da proteção

A Fig. 8 mostra um alimentador de distribuição com um GD. Na ocorrência de uma falta, haverá a contribuição da rede e do GD para a corrente de curto. A magnitude de corrente de falta de cada um dependerá da configuração da rede, impedância de Thévenin até o ponto de falta, tensão pré-falta e portanto, dependerá do nível de penetração do GD.

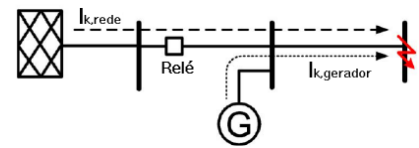


Fig. 8. Ponto cego da proteção.

Diante da integração do GD, a magnitude de contribuição da corrente de curto da rede diminui, originando, assim, a possibilidade da não sensibilização do relé de sobrecorrente do alimentador, pois pode-se não alcançar o pickup necessário. Este fenômeno é chamado de “blinding of protection”, ponto cego da proteção. Para determinar o impacto do GD na corrente de curto-circuito, e avaliar a problemática supracitada, uma falta trifásica foi aplicada na barra 8, Fig. 2, no instante $t = 15s$, com duração máxima de 100ms.

Apresenta-se na Tabela IV as contribuições da máquina do GD e da concessionária para 100% de carregamento do sistema. Fica evidente a elevação da magnitude do curto-circuito se comparados os cenários antes e após a inserção do GD o que leva ao dimensionamento e a compra de disjuntores de maior capacidade de interrupção da magnitude de corrente de falta. Além disso, há a inerente necessidade de um novo projeto e coordenação seletiva da proteção. Não obstante, observa-se uma atenuação na contribuição em corrente por parte da concessionária de energia, esta, agora, contribui com 2,29kA.

TABELA IV. CONTRIBUIÇÕES A FALTA- 100% DE CARGA

GD= 1MW		Sem o GD		Com o GD	
Carregamento do sistema = 100%		Contribuição da rede		Contribuição do GD	
I [KA]		2.362		0.6661	
GD = 2MW		Sem o GD		Com o GD	
Carregamento do sistema = 100%		Contribuição da rede		Contribuição do GD	
I [KA]		2.362		0.6325	
GD = 3MW		Sem o GD		Com o GD	
Carregamento do sistema = 100%		Contribuição da rede		Contribuição do GD	
I [KA]		2.362		0.6049	

Contudo, a Tabela V, mostra as contribuições da máquina do GD e da concessionária para 50% de carregamento do sistema. Evidencia-se uma elevação do nível de curto-circuito do sistema. Isto já era esperado em virtude da elevação do perfil de tensão da rede. Mais uma vez, pode-se visualizar a necessidade da substituição dos disjuntores por

outros de maior capacidade de interrupção de corrente. Além disso, deve-se analisar a suportabilidade aos esforços térmicos e dinâmicos dos equipamentos elétricos instalados neste alimentador. No entanto, ao se elevar o nível de curto-circuito do sistema, este se torna mais robusto no que se refere ao de desequilíbrio de tensão [15]. Contudo, ressalta-se a atenuação da magnitude da contribuição em corrente (2,26kA – com a GD) por parte da rede, se comparada ao valor em magnitude sem a presença da GD (2,34kA). Todavia, a Tabela VI, retrata as contribuições da máquina do GD e da concessionária para 30% de carregamento do sistema.

TABELA V. CONTRIBUIÇÕES A FALTA– 50% DE CARGA

GD= 1MW	Sem o GD	Com o GD	
Carregamento do sistema = 50%	Contribuição da rede	Contribuição do GD	Contribuição da rede
I [KA]	2.34	0.6832	2.264

GD = 2MW	Sem o GD	Com o GD	
Carregamento do sistema = 50%	Contribuição da rede	Contribuição do GD	Contribuição da rede
I [KA]	2.34	0.6738	2.26

GD = 3MW	Sem o GD	Com o GD	
Carregamento do sistema = 50%	Contribuição da rede	Contribuição do GD	Contribuição da rede
I [KA]	2.34	0.6588	2.26

TABELA VI. CONTRIBUIÇÕES A FALTA– 30% DE CARGA

GD= 1MW	Sem o GD	Com o GD	
Carregamento do sistema = 30%	Contribuição da rede	Contribuição do GD	Contribuição da rede
I [KA]	2.332	0.6958	2.254

GD = 2MW	Sem o GD	Com o GD	
Carregamento do sistema = 30%	Contribuição da rede	Contribuição do GD	Contribuição da rede
I [KA]	2.332	0.6726	2.252

GD = 3MW	Sem o GD	Com o GD	
Carregamento do sistema = 30%	Contribuição da rede	Contribuição do GD	Contribuição da rede
I [KA]	2.332	0.658	2.252

Geralmente, o pickup da proteção de sobrecorrente do alimentador é ajustado para 50% da corrente de falta no final de linha. Dessa forma, para a Tabela IV, a proteção seria ajustada para 1,2kA, sendo portanto, sensibilizada para uma corrente de 2,29kA. O mesmo ocorre para os outros carregamentos do sistema.

V. CONCLUSÕES

Os resultados apontam para uma sensível melhora da magnitude da tensão para as barras imediatamente próximas ao GD, contribuindo, assim, para uma melhor qualidade da energia suprida aos consumidores instalados no final do alimentador. Não obstante, a redução do carregamento do alimentador alerta aos operadores da distribuição quanto a necessidade de se continuar os reforços de rede, uma vez que a possibilidade da perda da geração distribuída poderá originar sobrecargas ao alimentador. Tal fato poderá originar uma interrupção sustentada se a proteção do alimentador for sensibilizada, ou mesmo, sub tensões indesejadas. Por outro lado, pode-se ter uma sobre elevação de tensão diante de um alto grau de penetração do DG e uma rejeição de carga, o que torna a operação da rede ainda mais complexa. No que tange ao ponto cego de proteção, evidencia-se que o mesmo não ocorrerá para o sistema elétrico aqui analisado. Os resultados obtidos apontam para a necessidade de estudos prévios de carregamento da rede (fluxo de carga), qualidade da energia, dinâmica de sistemas elétricos, proteção e coordenação da proteção, para uma conexão segura e eficaz com o DG.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao suporte financeiro da FAPEMIG e também o apoio fornecido pela UFTM.

REFERÊNCIAS

- [1] Famecos. *Wind energy is Option for Distributed Generation*. 2013. PUC R Grande do Sul. Accessed in June 10, 2014, in <http://eusoufamecos.net/editorialj/eolica>. {In Portuguese}
- [2] ANEEL National Electric Energy Agency (2013). Normative Resolution nº 482. Accessed in June 10, 2014, in <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=757&idPerfil=2>. {In Portuguese}
- [3] National Institute for Energy Efficiency. What is Distributed Generation? Accessed in June 10, 2014, in http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=gd. {In Portuguese}
- [4] W. Freitas, A. M. França, J. C. M. Vieira Jr., L. C. P. da Silva, "Comparative Analysis Between Synchronous and Squirrel Cage Induction Generators for Distributed Generation Applications". IEEE Trans. Power Systems, vol. 21, NO.1, FEBRUARY 2006.
- [5] E. J. Coster, J. M. A. Myrzik, B. Kruimer, W. L. Kling, "Grid Issues of Distributed Generation in Distribution Grids". IEEE Proceedings, vol. 99, NO. 1, JANUARY 2011.
- [6] ANEEL National Electric Energy Agency . Generation agent. Accessed in October 27, 2015, in <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/05-Biomassa%282%29.pdf>. {In Portuguese}
- [7] M. Resener, R. H. Salim, A. S. Bretas, "Impacts of Excitation Control Modes of Distributed Generators on Distribution Systems Transient Stability: A Case Study", in IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012.
- [8] J. R. C. Almeida, M. J. B. Davi, C. B. Santos, F. A. M. Moura, J. R. Camacho, "Review of Technical Requirements for Brazilian Distribution Companies for the Integration of Distributed Generators – A Comparative Analysis on The Perspective of IEEE - STD 1547-2", International Conference on Renewable Energies and Power Quality Journal, v.13, 2015.
- [9] M. J. B. B. Davi, C. B. Santos, J. R. C. Almeida, F. A. M. Moura, M. V. B. Mendonça, J. R. Camacho, "Analysis of the Influences of Changes in Gains and Time Constants in Power Factor Regulator Using ATP-EMTP", International Conference on Renewable Energies and Power Quality Journal, v.13, 2015.
- [10] C. J. Mozina, "Impact of Green Power Distributed Generation". IEEE Industry Application Magazine, vol. 16, NO.4, JULY 2010.
- [11] Brazilian Ministry of Science and Technology, Report prepared for the Ministry of Science and Technology, Project Bra/95/G31. Control nº 99/117. United Nations Program for Development Program - PNUD. Accessed in June 10, 2014, in <http://www.winrock.org>. {In Portuguese}
- [12] ANEEL - National Electric Energy Agency - "Atlas of electricity in Brazil". Accessed in June 10, 2014, in <http://www.aneel.gov.br>. {In Portuguese}
- [13] J. O. Rezende, L. M. Peres, G. C. Guimarães, A. J. de Moraes, M. A. Tamashiro, "Evaluation of Medium Voltage Distribution Network with/without Distributed Generation using ATP Software", International Conference on Renewable Energies and Power Quality Journal, v.12, 2014.
- [14] PRODIST – Procedures for Electricity Distribution in the National Electric System, Module 8, Quality of Electricity, 2012. Available at: <http://tinyurl.com/m3974dg> . Accessed in May 6, 2014. {In Portuguese}
- [15] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santese, H. W. Beaty, "Electrical Power Systems Quality", McGraw-Hill, New York, 2002.