

Modelagem Dinâmica para Avaliação do Impacto de Fontes Alternativas no Sistema de Distribuição de Energia

Glauco N. Taranto, Djalma M. Falcão, Tatiana M. L. Assis, José M. T. Marinho, Karen C. O. Salim, Tálita M. Valentini, David R. Parrini, Alan P. F. Ferreira, Leander O. Rêgo, Oscar M. S. Silvero, Carlos E. Vizeu Pontes, Layse V. Honório

Resumo – Este artigo apresenta um resumo do projeto P&D “Modelagem Dinâmica para Avaliação do Impacto de Fontes Alternativas no Sistema de Distribuição de Energia” realizado pela COPPE/UFRJ para a Light S.E.S.A.. O foco principal do projeto é a modelagem da geração distribuída (GD) conectada à rede da distribuidora via inversores, para as análises estáticas e das dinâmicas eletromecânicas. Os modelos utilizam a representação fasorial na frequência fundamental, podendo ser empregados em redes de sequência positiva, ou em redes desbalanceadas trifásicas. Os modelos têm como objetivo principal a avaliação do impacto da proliferação da GD na rede. O artigo apresenta o impacto que a geração síncrona convencional e a geração conectada via inversores têm no sistema de proteção dos relés de sobrecorrente em um caso exemplo. São mostradas a descoordenação do esquema poupa-fusível, e a influência da ligação dos transformadores de acoplamento nos defeitos envolvendo a terra.

Palavras-chave – Geração distribuída; modelagem, proteção, redes desbalanceadas, simulação.

I. INTRODUÇÃO

Este artigo apresenta um resumo dos principais assuntos abordados no projeto de P&D 88/2015 “Modelagem Dinâmica para Avaliação do Impacto de Fontes Alternativas no Sistema de Distribuição de Energia” cujo proponente é a empresa Light S.E.S.A. e a executora é a COPPE/UFRJ. O projeto tem como tema principal os aspectos relacionados às chamadas Redes Ativas de Distribuição (RAD). As RADs são redes de distribuição de energia elétrica às quais estão conectados, normalmente via inversores, geradores de pequeno e médio porte, dispositivos armazenadores de energia e cargas gerenciáveis. As RADs, quando providas de dispositivos inteligentes de monitoração e controle, e rápidos sis-

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e consta dos Anais do IX Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (IX CITENEL), realizado na cidade de João Pessoa, PB, no período de 02 a 04 de agosto de 2017. Esse artigo é um resumo do projeto P&D “Modelagem dinâmica para avaliação do impacto de fontes alternativas no sistema de distribuição de energia” tendo como proponente a Light S.E.S.A. e executora a COPPE/UFRJ.

Os autores agradecem a Light S.E.S.A. pelo apoio ao projeto.

G. N. Taranto, D. M. Falcão, T. M. L. Assis, J. M. T. Marinho, K. C. O. Salim, T. M. Valentini, D. R. Parrini, A. P. F. Ferreira, L. O. Rêgo, O. M. S. Silvero são da Universidade Federal do Rio de Janeiro/COPPE (e-mails: tarang@coep.ufjr.br; falcao@nacad.ufjr.br; tatiana@dee.ufjr.br).

Carlos E. V. Pontes e Layse V. Honório são da Light S.E.S.A..

temas de comunicação entre estes dispositivos, são chamadas de Redes Elétricas Inteligentes (REI) [1]-[2].

Preocupações com a preservação do meio ambiente, com a confiabilidade do suprimento de energia, com a eficiência energética e redução de perdas técnicas e comerciais, têm motivado uma tendência mundial no sentido de modernizar as redes de distribuição através do conceito de redes inteligentes. Associada a essas preocupações, verifica-se uma crescente penetração da geração distribuída (GD) na forma de geradores de pequeno e médio porte conectados à rede de distribuição em alta e média tensão [3]. Mais recentemente, observa-se o surgimento de demanda para conexão de micro-geração (pequenos geradores fotovoltaicos e eólicos) à rede de baixa tensão [4]. No caso do Brasil, percebe-se claramente um incentivo governamental ao aumento da geração fotovoltaica provida por consumidores de baixa tensão, a chamada geração fotovoltaica de telhado (do inglês *rooftop PV*).

No Brasil, o conceito de redes inteligentes vem sendo difundido rapidamente e observa-se já intensa atividade em algumas empresas e órgãos governamentais no sentido de viabilizar a implantação dessa tecnologia [5]-[6]. Entretanto, a maior parte dessa atividade tem sido concentrada nas questões associadas à medição eletrônica e sistemas de comunicação para viabilizar a centralização de informações. Poucos estudos estão voltados para analisar o efeito dessas novas tecnologias no funcionamento da rede de distribuição de energia elétrica. O projeto resumido nesse artigo visou preencher essa lacuna focando sua atenção no desempenho técnico da rede elétrica, assumindo que as inovações tecnológicas acima citadas deverão estar implantadas em larga escala em um horizonte de poucos anos.

As RAD [1]-[2] caracterizam-se pela presença de geradores de pequeno (alguns kW) e médio (vários MW) porte. Desta forma, a rede de distribuição deixa de ter um caráter passivo, no qual o fluxo de potência é unidirecional, e passa a ter um caráter ativo, no qual a GD ao longo da rede participa do atendimento à demanda de forma não centralmente despachável. Além da geração de energia, os geradores distribuídos podem, também, participar do controle da tensão e influenciar no fluxo de potência reativa no alimentador.

Com a introdução do conceito de redes inteligentes, através do qual serão disponibilizados recursos de medição, atuação e comunicações ao longo da rede de distribuição, é possível incrementar fortemente a automação da operação

das redes de distribuição. Portanto, os geradores distribuídos ao longo da rede poderão exercer um papel importante na sua operação. Além dos geradores, as técnicas de redes inteligentes permitirão o gerenciamento das demandas através do envio de sinais que poderão reduzir temporariamente a demanda em situações de emergência. Em operação normal, sistemas de tarifação residencial dinâmicos poderão permitir uma melhor modulação da demanda através de um gerenciamento inteligente [3].

Este cenário representa uma oportunidade ímpar para a melhoria do desempenho e a modernização das redes de distribuição de energia elétrica. Entretanto, introduzem uma série de dúvidas e complexidade em relação ao seu desempenho do ponto de vista elétrico. Para dirimir essas dúvidas e orientar a implantação das novas tecnologias, é necessário que as empresas de distribuição desenvolvam qualificação técnica na análise dessa nova estrutura de rede que se avizinha. A modelagem dos novos equipamentos e as novas metodologias de análise, resumidamente descritas neste artigo, visam desbravar com profundidade os novos conhecimentos que serão exigidos das concessionárias de distribuição de energia elétrica no entendimento dessa nova rede de distribuição, previstos para implementação no médio e curto prazo.

O principal objetivo do projeto é a modelagem dinâmica das fontes alternativas de energia conectadas às RADs via inversores, levando-se em consideração a representação fasorial na frequência fundamental. Os modelos desenvolvidos e os estudos analisados foram implementados e realizados utilizando o software *Simulight* [7, 8].

A reboque dos modelos implementados, seguiram-se estudos de casos de impacto dessa geração distribuída (GD) nas redes de distribuição em alguns aspectos de proteção.

II. O *SIMULIGHT*

A. Visão geral do software *Simulight*.

O programa *Simulight* é um software para avaliação do desempenho dinâmico de sistemas de energia elétrica de grande porte compreendendo os segmentos de geração, transmissão, sub-transmissão e distribuição, com a presença de geração distribuída.

O usuário do programa *Simulight* pode utilizá-lo para resolver problemas de fluxo de potência e simulação das dinâmicas eletromecânicas nas modelagens monofásica e/ou trifásicas com representação fasorial na frequência fundamental.

Existe uma versão grátis para uso exclusivo acadêmico que pode ser baixada da URL:

<http://www.coep.ufrj.br/~tarang/Simulight/>

No mesmo site são encontradas diversas publicações que mostram desenvolvimentos realizados no *Simulight*, ou trabalhos que apenas utilizaram o *Simulight* como ferramenta de simulação tanto na UFRJ, como em outras instituições.

O site traz também arquivos de casos exemplos de pequeno porte a serem utilizados no *Simulight*, bem como o Manual do Usuário.

B. Breve histórico

Seguindo uma tendência mundial de uma maior utilização de geração distribuída por fontes renováveis, onde particularmente no Brasil o fato foi amplificado pelo racionamento de energia que assolou o país em 2001, a Light S.E.S.A. sentiu a necessidade de ferramentas computacionais que pudessem avaliar o impacto desse tipo de geração no seu sistema, com modelos adequados, de fácil utilização por seus engenheiros e com rápido tempo de análise.

Surge como fruto de uma parceria duradora entre a Light e a COPPE/UFRJ, o software *Simulight*, que ao longo de mais de uma década de desenvolvimento atingiu um nível de maturidade que o coloca hoje como um produto comercializável.

O programa *Simulight* é um software para avaliação do desempenho estático e dinâmico de sistemas de distribuição de energia elétrica nos níveis de alta, média e baixa tensão, com geração distribuída convencional ou conectada à rede via inversores. O programa *Simulight* pode ser utilizado com modelos monofásicos, trifásicos ou misto (parte da rede monofásica e parte trifásica). O *Simulight* possui uma interface gráfica amigável que pode ser customizada para acessar dados das redes corporativas das empresas.

As características existentes no *Simulight* o transformam em um produto único a nível nacional, que vem sendo utilizado pela Light S.E.S.A, Light Energia e universidades no Brasil e no exterior.

Desde de 2012 vem sendo ministrado por professores da COPPE/UFRJ um curso de extensão da CIGRÉ sobre aspectos de dinâmica, proteção e controle de sistemas de distribuição na presença de geração distribuída, para engenheiros de diversas empresas do setor elétrico. O *Simulight* é a ferramenta exclusiva de aprendizado utilizado neste curso, por onde mais de 50 profissionais de empresas do setor elétrico já passaram.

III. FONTES CONECTADAS VIA INVERSORES

Optou-se por seguir a linha de utilização de modelos genéricos para geração fotovoltaica e eólica propostos em [9, 10] que vêm sendo adotados pelo *Western Electric Coordinated Council (WECC)*, que é o órgão responsável pela regulação do setor elétrico na costa oeste dos Estados Unidos. Os modelos propostos são adequados para a geração solar fotovoltaica e para a geração eólica do Tipo IV, ou seja, quando a turbina eólica é conectada exclusivamente à rede elétrica via conversores. Porém, no projeto desenvolvido para a Light S.E.S.A. focou-se mais a geração solar fotovoltaica distribuída, ou seja, aquela normalmente alocada nos telhados dos estabelecimentos. Portanto, este artigo faz menção exclusiva à geração fotovoltaica.

A. Requisitos dos Modelos Genéricos

De acordo com [9], são requisitos dos modelos genéricos:

- Os modelos devem representar bem as dinâmicas do gerador fotovoltaico, ou da fazenda solar fotovoltaica, no impacto da rede, e não necessariamente dentro do gerador ou fazenda fotovoltaica;

- Os modelos devem ser adequados para estudos que envolvam a resposta do sistema para distúrbios elétricos, como curtos-circuitos, perdas de geração ou carga, e não para transitórios de irradiância solar que envolveria a atuação do controlador rastreador de máxima potência (do inglês, *Maximum Power Point Tracking – MPPT*);
- Os modelos devem ser flexíveis o suficiente para acomodarem especificidades de diferentes fabricantes, bastando para isso a simples mudança de uma variável *flag*;
- As simulações que utilizam estes modelos devem, tipicamente, ter uma duração de 10 a 30 segundos, com um passo de integração da ordem de 1 a 5 ms;
- Os modelos são válidos para analisar fenômenos elétricos na janela de frequência de 0 a 10 Hz;
- Os modelos devem incorporar funções de proteção de sub/sobretensão e sub/sobrefrequência que inibam a injeção de potência dos geradores fotovoltaicos;
- Os modelos devem ser inicializados automaticamente a partir da solução de um problema de fluxo de potência convencional;
- Os modelos devem ser utilizados preferencialmente na sua potência nominal, mas devem ser válidos com uma tolerância aceitável com potências até 25% do nominal;
- Os modelos devem ter uma boa acurácia quando associados a pontos de conexão de elevada potência de curto-circuito (SCR maior ou igual a 2).

Uma consequência direta das simplificações adotadas nos modelos WECC é que os conversores tipo fonte de tensão (VSC) são modelados como uma fonte de corrente controlada, e não se faz necessária a representação da impedância do filtro de acoplamento.

Os modelos WECC são apresentados em [9] somente para sequência positiva, mas foram adaptados para representação trifásica ao longo do projeto de P&D. Dois grupos de modelos são apresentados, um para sistemas concentrados (central de geração fotovoltaica de médio ou grande porte) e outro para sistemas distribuídos de pequeno e médio porte.

B. Geração Concentrada

O primeiro grupo de modelos é voltado para centrais de geração fotovoltaica concentrada, que são construídas de forma similar às centrais de geração eólica de grande porte, e tipicamente conectada no sistema elétrico na transmissão ou na distribuição em alta tensão. A Fig.1 mostra a estrutura geral do conjunto de modelos, que são interconectados em cascata para completar a funcionalidade do sistema.

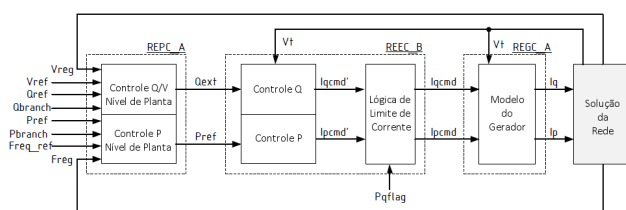


Figura 1. Estrutura geral dos modelos WECC para geração concentrada

[9]

O último bloco à direita da Fig.1, rotulado *Network Solution*, representa a interface do conversor com a rede elétrica. Ele recebe as parcelas de corrente proporcionais às potências ativa e reativa (decompostas nos eixos p e q , respectivamente) e efetua a transformação de referência angular para injeção na rede elétrica e posterior solução das equações de corrente na barra terminal do conversor. Com uma modelagem adequada para os efeitos da sequência negativa no conversor, este bloco pode ser estendido para uma representação trifásica da rede elétrica. Para a sequência zero, no entanto, nenhuma consideração adicional é necessária, pois usualmente os conversores são a três fios com conexão interna em estrela não aterrada, sendo abertos para sequência zero.

A Figura 2 mostra o modelo RECG_A, que inclui as funcionalidades de injeção de corrente na rede elétrica e funções de proteção intrínsecas do conversor de frequência. O gerenciamento de corrente reativa ocorre durante eventos externos que geram sobretensão na barra terminal do conversor de frequência, enquanto que o gerenciamento de corrente ativa atua para eventos de subtensão, aproximando a resposta dos circuitos de controle de sincronismo (PLL) do conversor. Há ainda uma lógica adicional de controle de potência ativa (LVPL), aproximando a resposta do conversor nos instantes seguintes a um afundamento de tensão. O modelo RECG_A não possui como entrada sinais de referência para as grandezas elétricas (tensões, correntes ou potências) e deve ser sempre utilizado em conjunto com pelo menos o modelo REEC_B.

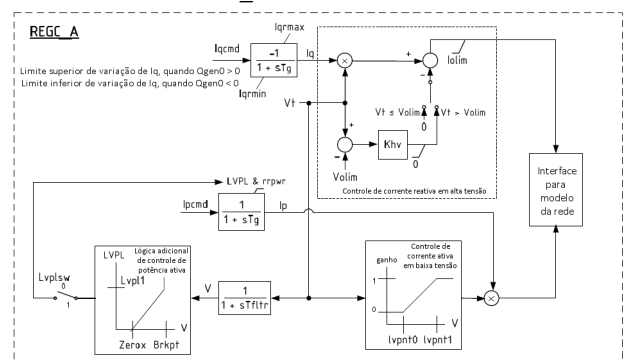


Figura 2. Modelo WECC RECG_A [9]: injeção de corrente elétrica e funções de proteção

A Figura 3 mostra o modelo REEC_B, que inclui as funcionalidades de controle local de potência ativa e reativa e do gerenciamento dos limites de corrente do conversor. Conforme escolha do usuário (parâmetro $Pqflag$), o limite de corrente do conversor pode ser priorizado para a parcela de corrente ativa ou reativa. Também conforme escolha do usuário, o conversor pode operar em modo de fator de potência constante (parâmetro $PfFlag = 1$), ou em modo de controle local de tensão (parâmetro $QFlag = 1$), ou ainda em modo de potência reativa constante ($PfFlag = QFlag = 0$).

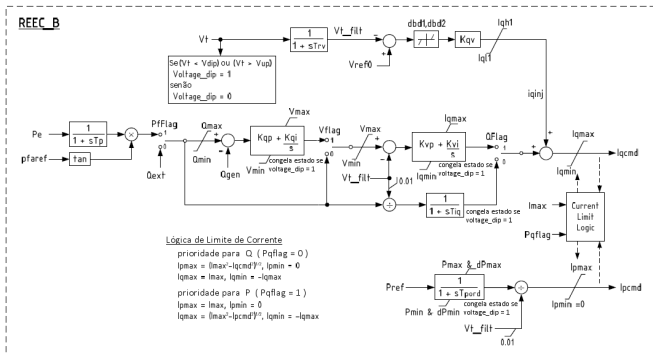


Figura 3. Modelo WECC REEC_B [9]: controle local de potência ativa e reativa

A Figura 4 mostra o modelo REPC_A, que inclui as funcionalidades de controle de potência ativa e reativa em nível de planta de geração. Com este modelo é possível regular a tensão em uma barra remota por meio de compensação reativa (*line drop compensation*), ou ainda participar da regulação de frequência em uma barra remota do sistema (*governor response*).

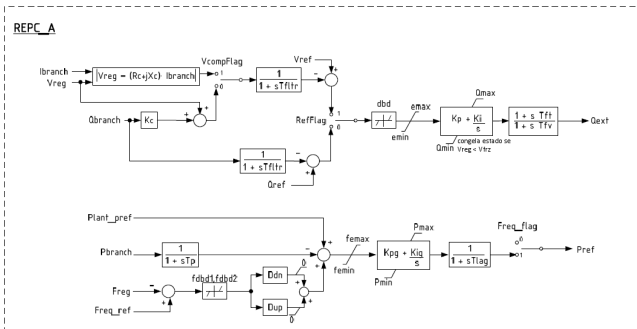


Figura 4. Modelo WECC REPC_A [9]: controle conjunto de potência ativa e reativa

C. Geração Distribuída

Ao contrário das centrais de geração fotovoltaicas, os sistemas distribuídos são de pequeno ou médio porte e tipicamente conectados em nível de distribuição, não participando da regulação de tensão de regime permanente segundo o WECC. Conforme padrões americanos em vigor (IEEE Standard 1547) por ocasião da elaboração dos modelos, eles operam nos modos de fator de potência constante ou potência reativa constante. Portanto, o modelo indicado pelo WECC é consideravelmente mais simples que os modelos para geração concentrada, sendo apresentado na Figura 5 como um modelo único denominado PVD1.

Este modelo praticamente não possui nenhuma dinâmica associada, somente aquela representada pelos blocos de atraso dos sinais de controle de corrente ativa e reativa, I_{pcmd} e I_{qcmd} , respectivamente. Tipicamente estes blocos têm constante de tempo de 20ms. As demais funcionalidades incluem o gerenciamento dos limites de corrente do conversor (a mesma adotada no modelo REEC_B), e as funções de proteção de tensão e frequência que desligam momentaneamente a injeção de corrente do conversor quando os valores saem de uma faixa limite de tolerância.

Não há neste modelo a possibilidade de representar regulação de tensão ou de fator de potência, somente a operação com potência ativa e reativa constante. No entanto, é possível

representar uma característica de regulação com estatismo (*droop*) nas parcelas ativa e reativa a partir do sinal de tensão e frequência numa barra remota.

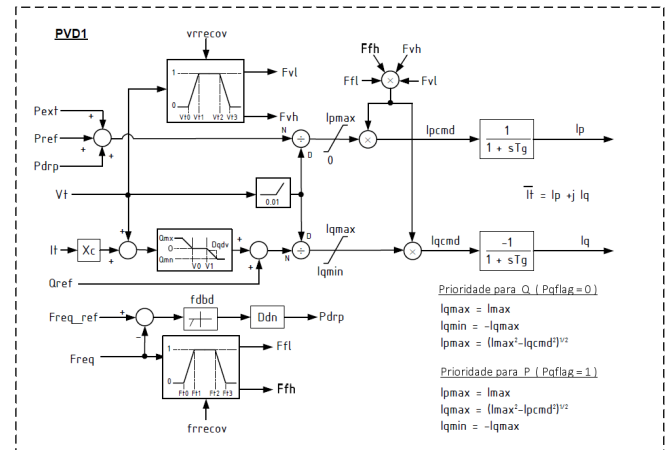


Figura 5. Modelo WECC PVD1 para geração distribuída [9]

D. Testes dos Modelos

Após a implementação dos modelos no *Simulink* [8], realizaram-se testes nos modelos de geração concentrada e distribuída. Devido à limitação de espaço, apenas resultados relativos ao modelo indicado para geração distribuída (PVD1) serão apresentados. O modelo PVD1 praticamente não possui dinâmica associada, exceto aquela representada pelos blocos de atraso dos sinais de controle de corrente ativa e reativa (I_{pcmd} e I_{qcmd} respectivamente). Em cada uma das simulações procurou-se verificar as principais características apresentadas no modelo, mostrados na Figura 5. São elas:

- Lógica de proteção de subtensão/sobretensão;
- Lógica de proteção de subfrequência/ sobrefrequência;
- Atuação das proteções;
- Estatismo (*droop*) de potência ativa;
- Estatismo (*droop*) de potência reativa;
- Lógica dos limites de corrente ativa e reativa.

Os testes foram realizados em um sistema simples de 3 barras, conforme mostrado na Figura 6, que contém um painel fotovoltaico (PV) e uma barra infinita (BINF).

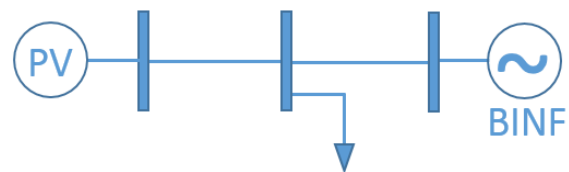


Figura 6. Sistema PV-BINF utilizado nos testes

Foram realizados dois testes preliminares, curto-circuito e variações de carga, com o intuito de observar o desempenho dinâmico do modelo de geração distribuída (PVD1). São indicadas algumas grandezas que auxiliam a observação das principais características, citadas anteriormente, do modelo em questão. Além disso, é possível observar a estabilidade do sistema frente a tais perturbações. Devido à limitação de espaço, apenas simulação que exploram dois aspectos do modelo PVD1 são apresentadas: 1) as lógicas de proteção de subtensão F_{vl} e de sobretensão F_{vh} ; 2) o estatismo de potência reativa.

A Tabela I apresenta os parâmetros do modelo PVD1 utilizados nas simulações. Esses parâmetros são vistos na Fig.5. Salienta-se que os valores dos limites I_{pmax} , I_{qmax} e I_{qmin} são variáveis e calculados a cada iteração da simulação, de acordo com a prioridade escolhida com $Pqflag$.

Tabela I. Parâmetros de entrada do modelo PVD1

Nome	Valor	Unidade
$Pqflag$	1,0	--
I_{max}	1,1	pu
X_c	0	pu
Q_{mx}	0,328	pu
Q_{mn}	-0,328	pu
V_0	0,97	pu
V_1	1,03	pu
$Dqdv$	33,3	--
f_{dbd}	0,002	pu
Ddn	33,3	--
V_{t0}	0,88	pu
V_{t1}	0,9	pu
V_{t2}	1,1	pu
V_{t3}	1,2	pu
ft_0	0,992	pu
ft_1	0,995	pu
ft_2	1,005	pu
ft_3	1,008	pu
T_g	20	ms

1) Lógicas de Proteção de Subtensão (“Fvl”) e Sobre-tensão (“Fvh”)

Primeiramente, foi considerado um curto-circuito permanente no mesmo barramento ao qual está conectada a fonte fotovoltaica, aplicado no instante $t = 1,0$ s. Além disso, o curto-circuito foi realizado através de uma resistência de 4,0 pu, de forma que a tensão terminal do painel fotovoltaico atingisse valores a ponto de provocar a atuação da proteção. Desta forma, a tensão terminal alcançou a faixa que vai de 0,88 a 0,90 pu (Figura 7), e pode ser observado na Figura 8 a atuação da proteção de subtensão, através do sinal “Fvl”. Já o sinal “Fvh” se manteve constante em 1 pu, uma vez que não houve sobretensão para o evento em questão.

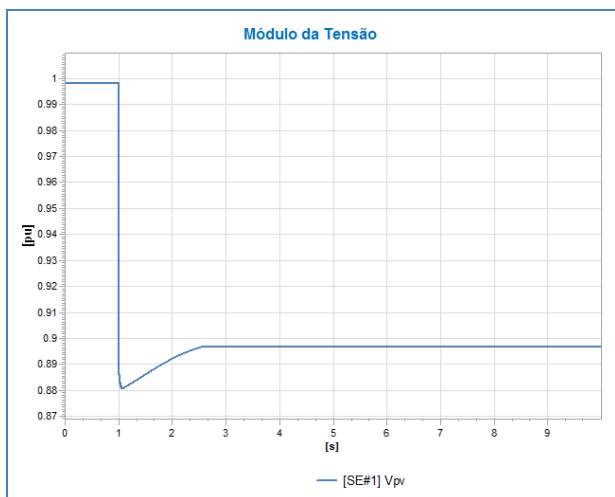


Figura 7. Tensão terminal da fonte fotovoltaica

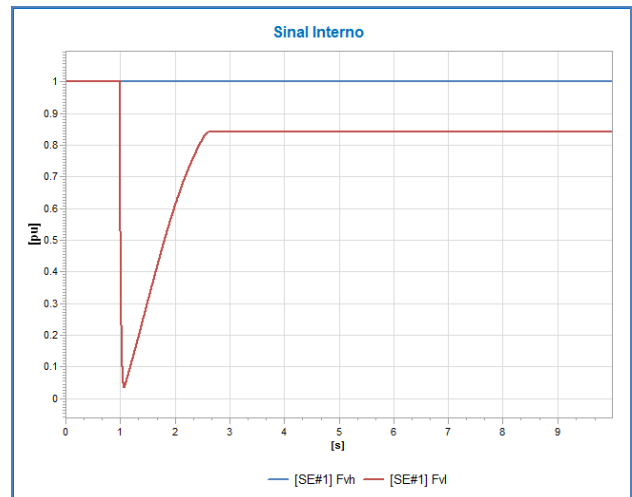


Figura 8. Sinais de proteção de sobretensão e subtensão

E. Estatismo de Potência Reativa

O estatismo de potência reativa presente no modelo PVD1 consiste em uma lógica de controle de potência reativa baseada em um sinal de entrada de tensão e um sinal de saída que se refere à malha de controle de corrente reativa. Desta maneira, como há um afundamento na tensão terminal do painel fotovoltaico (Figura 9), a lógica do estatismo de potência reativa envia um sinal “Qdrp” positivo à malha de controle de corrente reativa, conforme observado na Figura 10.

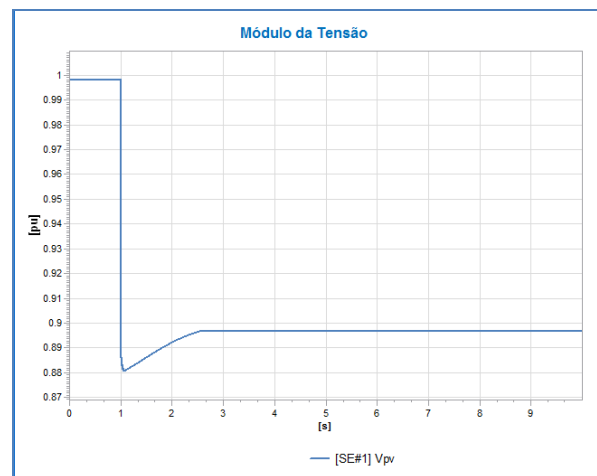


Figura 9. Tensão terminal da fonte fotovoltaica

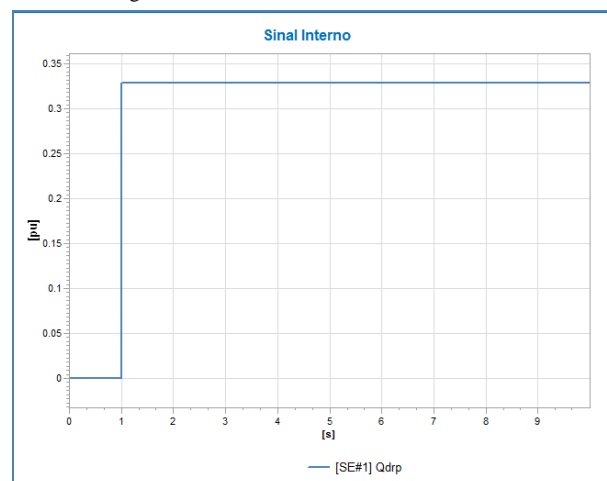


Figura 10. Sinal "Qdrp" - Controle de potência reativa

Foram feitas também simulações para avaliar as lógicas de proteção de subfrequência (Ffl) e sobrefrequência (Ffh); a atuação da proteção (Ffv) de efeito combinado tensão/frequência; o estatismo de potência ativa, e por fim, a lógica dos limites de corrente ativa e reativa. Os testes foram satisfatórios, validando o modelo PVD1 implementado no *Simulight*.

IV. ASPECTOS DA PROTEÇÃO EM REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO

A crescente inserção de GD nos sistemas de distribuição tem impactado diretamente na sua forma de operação. Concebidas para operarem de maneira radial, com o fluxo de potência fluindo sempre da subestação para as cargas, as redes de distribuição com elevada penetração de GD passam a apresentar uma operação similar às redes de transmissão, no sentido de haver várias fontes no sistema. As GDs instaladas nos alimentadores da rede de distribuição atendem a uma parte da carga do alimentador no qual estão inseridas, podendo inclusive, dependendo da relação *carga do alimentador/geração da GD*, chegar a provocar a inversão do fluxo de potência no alimentador.

A presença de geração nas redes de distribuição representa um novo paradigma e traz novos desafios para a operação dessas redes. Entre os principais desafios, está a concepção de um sistema de proteção que opere de forma adequada, independentemente da produção e características da GD. Na maioria dos casos, a concessionária de distribuição não tem gerência sobre a operação da GD, que pode modificar sua geração de acordo com a disponibilidade da fonte primária e do preço da energia. Assim, os níveis de curto-circuito do sistema, a direção do fluxo de potência e o perfil de tensão da rede podem sofrer modificações significativas ao longo do dia.

O projeto adequado da proteção de sistemas de distribuição não é uma tarefa trivial. Tradicionalmente, a proteção de redes de distribuição é realizada através da medição local de corrente e, a partir dessa medição, dispositivos de proteção devem ser capazes de diferenciar condições normais e anormais de operação, sendo essas últimas essencialmente curtos-circuitos que levarão ao desligamento de parte do sistema. Cada dispositivo de proteção deve ser ainda capaz de distinguir a localização da falta, considerando os diferentes tipos de defeitos, as diversas condições de carga e todas as configurações normais e de contingência, onde seja adotada, por exemplo, uma rota alternativa de alimentação da carga, usualmente conhecida como *recurso*.

A presença da GD dificulta ainda mais a proteção do sistema, trazendo impacto sobre diferentes aspectos. Em alguns casos, o impacto está no aumento da corrente de defeito em função da presença do gerador. Em outros, o impacto está nas baixas correntes de contribuição da GD na ocorrência de curtos-circuitos. Assim, o tamanho e o tipo de interface que o gerador tem com a rede influenciam fortemente nas consequências que a presença da GD trará à proteção. Geradores síncronos, utilizados em pequenas centrais hidrelétricas, contribuem continuamente para as correntes de curto-

circuito; geradores de indução, utilizados em algumas unidades eólicas, contribuem durante alguns ciclos; geradores conectados à rede via inversores não contribuem ou têm contribuição limitada na corrente de defeito [11].

A proteção das redes de distribuição, na grande maioria dos casos, é baseada na proteção de sobrecorrente, que pode ser de tempo definido ou tempo inverso. O ajuste da proteção deve ser tal que o defeito seja eliminado o mais rápido possível, com mínimo impacto nos consumidores, mesmo quando houver falha de algum dispositivo. A definição desse ajuste é complexa porque deve levar em conta todos os possíveis estados operativos e também porque os dispositivos de proteção recebem uma quantidade limitada de informações.

A inserção da GD provoca mudança nas correntes de defeito, aumentando o risco de falha da proteção, que pode se dar de duas formas: operação indevida, ou seja, levar ao desligamento de um circuito sem que haja efetivamente um defeito; ou a não operação ou operação tardia, em caso de falta. A seguir são comentadas algumas falhas de proteção que podem ser observadas em sistemas com a presença de geração distribuída [12]:

- A contribuição do gerador para a corrente de falta pode resultar em uma corrente total que exceda o limite de suportabilidade de algum equipamento da rede;
- Para defeitos a jusante do gerador, a presença de geração ao longo do alimentador reduz a corrente de falta no início do alimentador, conforme ilustra a Figura 11. A corrente que circula no disjuntor #1 diminui com a presença da GD. Em certas situações, a corrente pode ficar abaixo do ajuste, levando a uma falha de operação. Esse problema é mais severo em alimentadores longos, onde a corrente de falta para defeitos remotos já é naturalmente baixa. No caso de proteções de sobrecorrente de tempo definido, a proteção pode simplesmente não atuar. No caso de proteções de tempo inverso, pode ocorrer um atraso inaceitável no tempo de operação;



Figura 11. Falha a jusante da GD

- Uma falha em um alimentador adjacente pode levar à atuação indevida da proteção de um alimentador com GD, devido à sua contribuição para o defeito. Em redes de distribuição, raramente os relés de sobrecorrente são equipados com unidades direcionais, ou seja, a atuação é função apenas da magnitude da corrente. Esse problema está ilustrado na Figura 12, onde o sistema de proteção pode provocar a abertura indevida do disjuntor #1 devido à corrente injetada pela GD durante a falha no alimentador protegido pelo disjuntor #2;

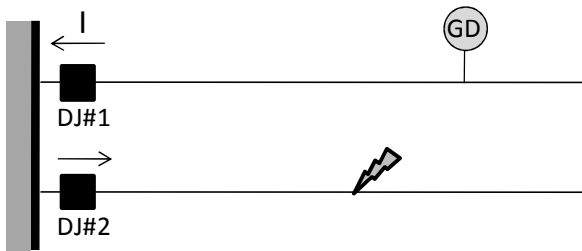


Figura 12. Atuação indevida para falha em alimentador adjacente

- Quando a concessionária utiliza tempos baixos de religamento para evitar a queima desnecessária de fusíveis em defeitos transitórios (poupa-fusível), a coordenação entre o fusível e o religador pode ser afetada pela presença da GD. Sem a GD (Figura 13), as correntes que passam pelo religador e pelo fusível são iguais. Neste caso, a coordenação é tal que o religador opera antes que o fusível queime, interrompendo a corrente de falta. Se o defeito for transitório, o sistema é religado com sucesso e retoma a operação normal, preservando o fusível. Por outro lado, com a presença da GD (Figura 14), a corrente que passa pelo religador é menor do que a corrente que percorre o fusível, devido à contribuição da geração distribuída. Como consequência, a coordenação pode ser perdida, levando à queima do fusível antes que o religador abra. Neste caso, haveria interrupção do fornecimento aos consumidores conectados no ramal protegido pelo fusível, mesmo se o defeito fosse transitório;

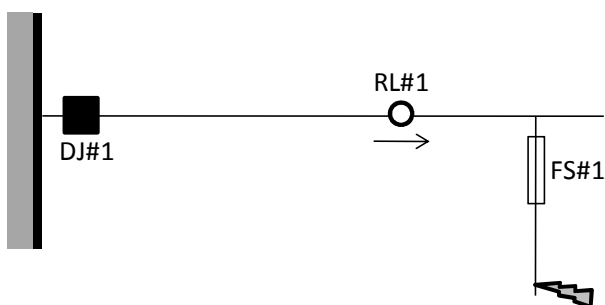


Figura 13. Coordenação fusível x religador: sem GD

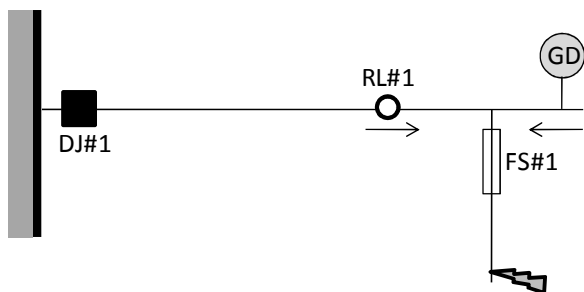


Figura 14. Coordenação fusível x religador: com GD

- A contribuição de alguns geradores para a corrente de falta pode não ser suficientemente grande para permitir a detecção do defeito. Esse problema é especialmente preocupante no caso de geradores de pequeno porte e no caso de qualquer gerador conectado à rede via inversores. A não detecção da falta pode acarretar no ilhamento não intencional da GD,

interferindo nos esquemas de religamento automaticamente utilizados pelas distribuidoras. Além da possibilidade de religamento mal sucedido em função da contribuição da GD para a falta, impedindo a extinção do arco, o religamento pode provocar danos ao gerador devido à diferença de fase no momento do chaveamento.

Os exemplos acima relatados mostram que a conexão de GD na rede de distribuição requer uma reavaliação completa dos sistemas de proteção. Dentre os principais aspectos a serem avaliados estão a necessidade de mudança dos ajustes (níveis de corrente e coordenação), a instalação de novos disjuntores (especialmente em alimentadores longos onde a corrente de carga pode ser confundida com a corrente de falta para defeitos remotos), a introdução da proteção direcional [13] e a incorporação de novos conceitos, tais como a utilização de sistemas de comunicação (teleproteção) e o uso de proteção adaptativa.

A. Sistemas-Teste para Estudos Preliminares da Proteção Adaptativa em RAD

Com o objetivo de dar início aos estudos dos sistemas de proteção na presença de GD, utilizou-se um sistema teste de características de um sistema rural. A referência [14] propôs dois sistemas padrão com características comumente observadas em redes de distribuição aéreas. Tais sistemas, denominados *rural* e *urbano*, foram propostos como sistemas *benchmark* para diversos estudos de análise do impacto da GD. Os sistemas contêm elementos tipicamente encontrados nas redes de distribuição rural e urbana, tais como alimentadores de diferentes tamanhos, concentração de carga e existência de reguladores de tensão. No sistema padrão rural, foca-se a conexão de pequenos produtores independentes de energia com geração típica de uma pequena central hidrelétrica (PCH), em um alimentador com baixo carregamento e de longa extensão. Por outro lado, no sistema padrão urbano, foca-se a conexão de um co-gerador em um alimentador densamente carregado e de extensões pequenas e médias. O projeto relatado resumidamente neste artigo utilizou ambos os sistemas, porém devido à limitação de espaço, este artigo apresenta apenas alguns resultados para o sistema rural.

1) Características Principais do Sistema Rural

Trata-se de uma rede de distribuição de 13,8kV constituída de três alimentadores ligados a uma subestação equipada com transformador abaixador de 12,5/15MVA e um banco de capacitores de 4,8Mvar, conforme mostrado na Fig.15.

Os alimentadores apresentam comprimentos diferentes, representativos das categorias médio, longo e muito longo e incluem bancos de capacitores e reguladores de tensão para o controle de tensão. Suas cargas foram consideradas idênticas e concentradas com 30% a 1/3 do comprimento, 20% a 2/3 do comprimento e 50% no final de cada alimentador.

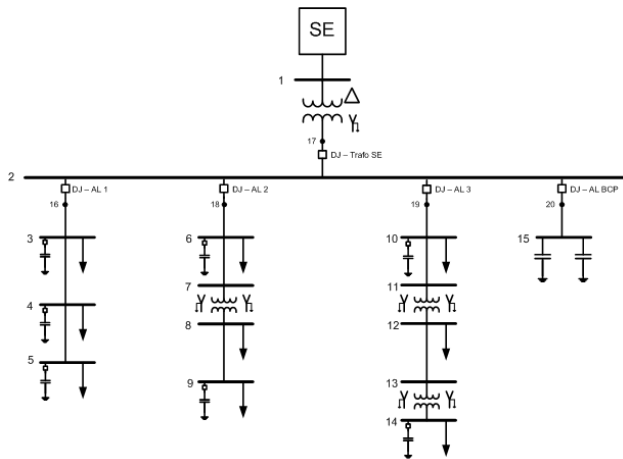


Figura 15. Sistema teste – alimentador rural

O sistema elétrico externo, por apresentar potência equivalente bastante superior ao sistema estudado, é modelado como uma barra infinita. O produtor independente consiste, inicialmente, de uma PCH equipada com geração total de 2,5MW. Assim, sua modelagem é baseada em geradores síncronos do tipo polos salientes acionados por turbina hidráulica. As características das cargas do sistema, assim como os comprimentos e tipos de cabos considerados em cada trecho dos alimentadores podem ser obtidas em [14].

Os sistemas-teste [14] foram desenvolvidos com representação monofásica equivalente de sequência positiva. Esta representação é adequada para sistemas de transmissão em AT e EAT, onde geralmente há considerável equilíbrio entre as fases. Alimentadores de sistemas de distribuição, diferentemente, são muitas vezes desequilibrados, uma vez que há pontos cuja alimentação se dá por duas ou até mesmo uma única fase, como é o caso de alguns consumidores residenciais e áreas rurais. Além disso, a proximidade com o consumidor final traz naturalmente um desequilíbrio entre as fases, mesmo em instalações trifásicas. Deve-se citar ainda a questão da inserção de geração distribuída de pequeno e médio porte, a qual também pode se dar de forma desbalanceada.

Diante desse cenário, optou-se por converter os sistemas-teste com modelagem monofásica para a representação trifásica, o que permite analisar o desempenho da proteção em sistemas desequilibrados. Outros fatores motivadores para representação trifásica são a possibilidade de analisar dinamicamente o comportamento de relés que operam sob condição desbalanceada, assim como analisar eventos que envolvam apenas uma ou duas fases do sistema, como é o caso do religamento monopolar.

A mudança automática de um caso monofásico para trifásico foi incorporada no *Simulight* com o objetivo de dar maior agilidade ao usuário. Assim, para automação desse processo, foram utilizadas as seguintes premissas:

- As cargas do sistema são consideradas balanceadas e com conexão estrela;
- Assume-se que os transformadores têm conexão estrela aterrada em ambos os lados;
- Os capacitores e reatores são considerados balanceados e com conexão estrela aterrada;

- As linhas de transmissão são consideradas balanceadas, com impedâncias longitudinais de sequência zero igual ao triplo da impedância de sequência positiva, e com admitâncias transversais de sequência zero iguais à metade da de sequência positiva;
- Assume-se que os geradores têm conexão estrela aterrada, potência nominal de valor 10% maior que o carregamento de potência aparente informado, e valores típicos de impedâncias de sequência zero e negativa.

Naturalmente, após a conversão automática de um caso monofásico para um caso trifásico, o usuário poderá modificar os dados gerados a partir das premissas acima descritas.

Nos sistemas *Rural* e *Urbano* as considerações acima foram utilizadas, exceto a consideração referente às ligações dos transformadores, uma vez que foram usadas as ligações originais do sistema, que incluem conexões delta-estrela aterrada para os transformadores que interligam as fontes ao sistema. Nessa representação trifásica fica explícito o defasamento de 30° ocasionado por este tipo de ligação utilizada nos transformadores.

B. Proteção de Alimentadores

Uma vez obtida a modelagem trifásica dos sistemas-teste, é importante também incluir a proteção dos alimentadores. Assim, inicialmente, foi projetado o sistema de proteção sem a presença da GD para, posteriormente, avaliar o impacto da inserção da GD.

Como relatado em [12], a proteção em sistemas de distribuição é realizada principalmente por relés de sobrecorrente não direcionais de tempo inverso (RTI), função 51, nas entradas dos alimentadores, religadores ao longo de cada alimentador e fusíveis em cada derivação, como ilustra a Figura 16.

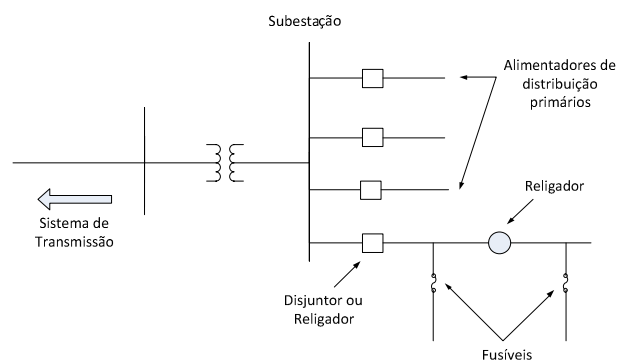


Figura 16. Proteção em sistemas de distribuição

C. Inserção de Geração Distribuída

Para ilustrar o problema da perda de sensibilidade da proteção com a inserção da GD, foram simulados defeitos trifásicos e monofásicos no final do alimentador (Barra 14) no qual a GD está conectada, em dois patamares de carga. Ou seja, esta situação corresponde ao caso onde se tem a GD conectada a um alimentador longo com a ocorrência de faltas a jusante deste gerador. No caso do *Sistema Rural*, a GD, que consiste de uma PCH com capacidade total de 3,125

MVA, foi conectada à Barra 12, o que representa uma distância de cerca de 60% da subestação de distribuição ao longo do Alimentador 3.

Observa-se na Tabela 1 que a inserção da GD ocasiona um atraso no tempo de atuação do relé da subestação (função 51), sendo o caso mais crítico na ocorrência de curto-circuito monofásico no patamar de carga leve.

Tabela 1 Tempo de atuação dos relés [s]

Defeito	Carga Leve			Carga Pesada		
	Sem GD	Com GD	Atraso	Sem GD	Com GD	Atraso
Trifásico	1,27	2,53	1,26	1,26	2,415	1,155
Monofásico	4,28	12,88	8,60	3,51	4,765	1,255

A Figura 17 ilustra a corrente vista pelo relé 51 da fase A do alimentador no qual houve a falta, considerando o defeito monofásico em carga leve com a presença da GD.

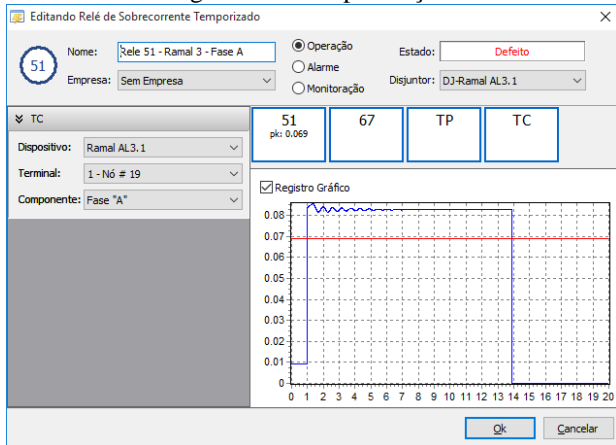


Figura 17. Corrente vista pelo relé 51 para um defeito monofásico em carga leve no Sistema Rural

D. Coordenação de Dispositivos de Proteção na Presença de GD conectada via Inversores

Conforme observado na seção anterior, a presença de GDs do tipo máquina síncrona pode descoordenar ou retardar a atuação da proteção. Por falta de espaço neste artigo, não puderam ser relatadas as simulações que mostraram ser impossível manter a correta coordenação da proteção (religadores e fusíveis) com a estratégia poupa-fusível com um único ajuste. A solução só foi possível com a utilização de grupos de ajustes da proteção.

Nesta seção, a GD composta por máquina síncrona foi substituída por uma geração fotovoltaica (PV) e o comportamento da proteção da rede na presença desta geração é analisado. Os estudos realizados tiveram foco no Alimentador 1 do sistema Rural, utilizando a definição dos estágios de proteção ilustrada na Figura 18, que é uma reprodução do Alimentador 1 com mudança na numeração das barras. Vale lembrar que o ajuste do sistema de proteção foi concebido sob a ótica do esquema poupa-fusível, ou seja, a curva rápida do religador deve sempre proteger o fusível diante da ocorrência de um defeito transitório.

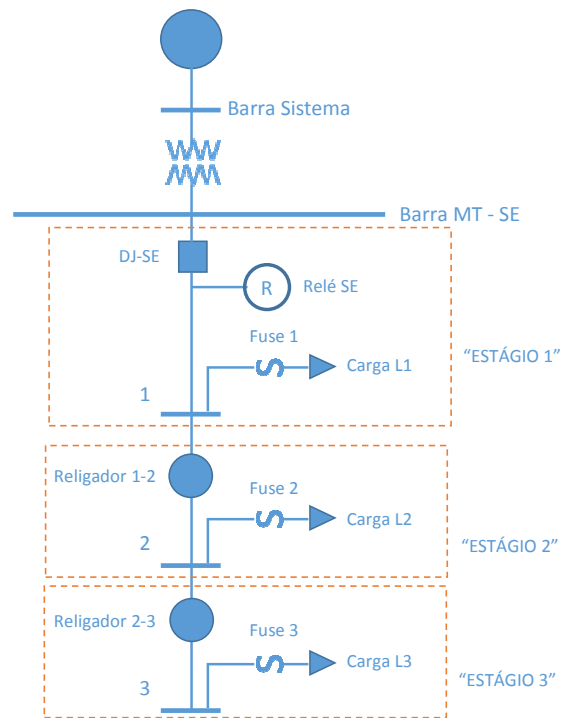


Figura 18. Alimentador 1 – Sistema Rural

Com o intuito de verificar a influência da PV durante defeitos no sistema, foi feito o estudo de curto-circuito monofásico na Carga L3, considerando agora que a GD é composta por uma unidade de geração fotovoltaica com o modelo PVD1 mostrado na Figura 5. As figuras a seguir mostram os resultados obtidos com o Simulight.

Na Figura 19 percebe-se que durante o intervalo de curto-circuito o gerador fotovoltaico (PV) corta a injeção de corrente no ponto de conexão. Isso ocorre devido ao sistema de proteção interno do gerador do modelo PVD1 que atua, nesse caso, devido a uma tensão no ponto de conexão abaixo de 0,88 pu (Tabela I). Percebe-se a partir da Figura 20 que, durante o defeito, a tensão de sequência positiva (+) no gerador PV permanece abaixo de 0,6 pu. Com isso, ocorre a atuação da proteção do gerador PV por subtensão.

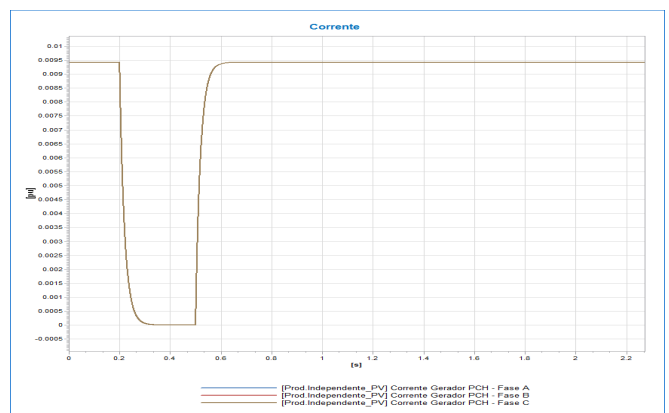


Figura 19. - Correntes Injetadas pelo gerador PV

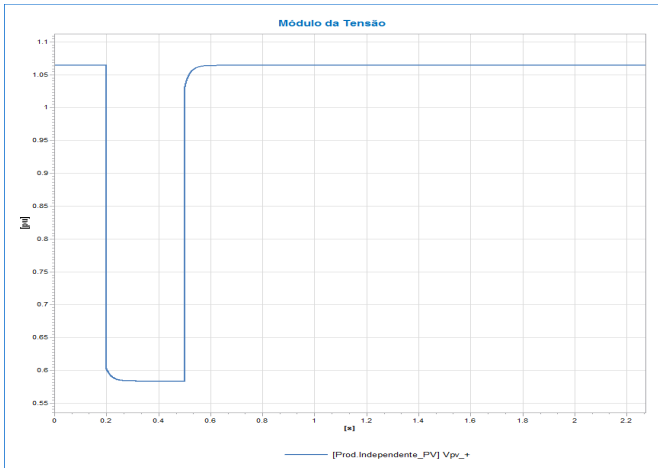


Figura 20. - Tensão no Gerador PV - Sequência (+)

Devido à ausência de contribuição de corrente por parte do gerador PV durante o defeito, intuitivamente, se imaginou que nesse intervalo de curto-circuito o sistema se comportaria como um sistema sem GD. Resultados não mostrados neste artigo comprovaram que o sistema de proteção funcionou adequadamente no sistema sem GD. No entanto, conforme o relatório de eventos a seguir (Figura 21), para este caso com geração PV, ocorreu descoordenação do sistema de proteção, pois o fusível passou a atuar antes da curva rápida do relíngador.

Tempo	Subestação	Equipamento	Nome	Mensagem
0.0000				Simulação iniciada.
0.2000	SE_Rural	NO	49	APLICADO CURTO-CIRCUITO EM BARRA
0.2005	SE_Rural	RL51	Rele 51 - Ramal 1 - Fase A	SENSIBILIZOU RELÉ DE PROTEÇÃO
0.2005	SE_Rural	RL51	Rele 51 - Ramal 1 - Fase C	SENSIBILIZOU RELÉ DE PROTEÇÃO
0.2005	SE_Rural	RL51	Fusivel - Carga 1.3 - Fase A	SENSIBILIZOU RELÉ DE PROTEÇÃO
0.2005	SE_Rural	RL51	Relíngador - Carga 1.2R - Fase A	SENSIBILIZOU RELÉ DE PROTEÇÃO
0.2005	SE_Rural	RL51	Relíngador - Carga 1.2R - Fase B	SENSIBILIZOU RELÉ DE PROTEÇÃO
0.2005	SE_Rural	RL51	Relíngador - Carga 1.2R - Fase C	SENSIBILIZOU RELÉ DE PROTEÇÃO
0.2005	SE_Rural	RL51	Relíngador - Carga 1.2L - Fase A	SENSIBILIZOU RELÉ DE PROTEÇÃO
0.2005	SE_Rural	RL51	Relíngador - Carga 1.2L - Fase B	SENSIBILIZOU RELÉ DE PROTEÇÃO
0.2005	SE_Rural	RL51	Relíngador - Carga 1.2L - Fase C	SENSIBILIZOU RELÉ DE PROTEÇÃO
0.2005	SE_Rural	RL51	Relíngador - Carga 1.3R - Fase A	SENSIBILIZOU RELÉ DE PROTEÇÃO
0.2005	SE_Rural	RL51	Relíngador - Carga 1.3R - Fase B	SENSIBILIZOU RELÉ DE PROTEÇÃO
0.2005	SE_Rural	RL51	Relíngador - Carga 1.3R - Fase C	SENSIBILIZOU RELÉ DE PROTEÇÃO
0.2005	SE_Rural	RL51	Relíngador - Carga 1.3L - Fase A	SENSIBILIZOU RELÉ DE PROTEÇÃO
0.2005	SE_Rural	RL51	Relíngador - Carga 1.3L - Fase B	SENSIBILIZOU RELÉ DE PROTEÇÃO
0.2005	SE_Rural	RL51	Relíngador - Carga 1.3L - Fase C	SENSIBILIZOU RELÉ DE PROTEÇÃO
0.3480	SE_Rural	RL51	Fusivel - Carga 1.3 - Fase A	TERIA OPERADO RELÉ DE PROTEÇÃO (MONIT.)
0.3670	SE_Rural	RL51	Relíngador - Carga 1.3R - Fase A	TERIA OPERADO RELÉ DE PROTEÇÃO (MONIT.)
0.0000				REMOVEDOR DE CURTO-CIRCUITO EM BARRA

Figura 21. - Relatório de Eventos Sistema com GD PV para um Curto-circuito Monofásico

Realizando uma comparação entre as correntes de curto-circuito monofásico com GD e sem GD fotovoltaica, respectivamente na Figura 22 e na Figura 23, percebe-se que as correntes de defeito em ambos os casos são diferentes.

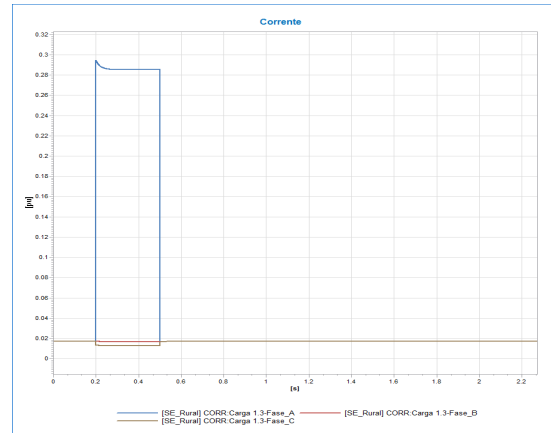


Figura 22. - Corrente de Curto-Circuito Monofásico na carga L3 – Com PV

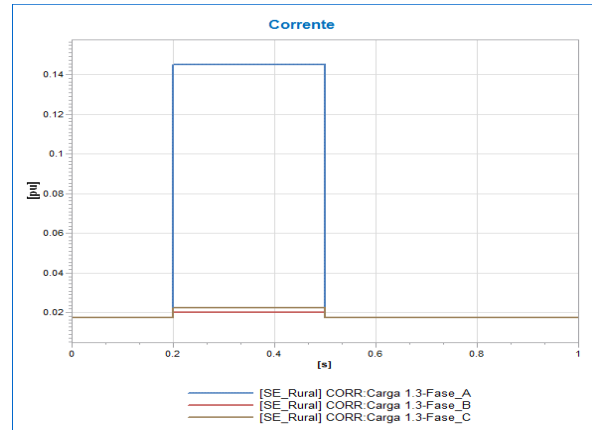


Figura 23. - Corrente de Curto-Circuito Monofásico na carga L3 – Sem PV

No caso com PV, Figura 22, a corrente de defeito quase atinge 0,3 pu, enquanto que a corrente para o caso sem GD, Figura 23, é de aproximadamente 0,14 pu. Diante dessa evidência foi aberta uma investigação para identificar a justificativa para esse aumento de corrente, uma vez que não ocorre contribuição por parte do gerador distribuído, como está mostrado na Figura 19. Assim, foram avaliados os seguintes pontos:

- Influência da tensão pré-falta no valor da corrente de curto-circuito;
- Influência das ligações dos transformadores na corrente de curto-circuito.

1) Influência da Tensão Pré-Falta no Valor da Corrente de Curto-Circuito

A primeira suspeita levantada foi que a diferença encontrada estaria relacionada com a tensão pré-falta, pois foi verificado que nos dois casos (com e sem GD) as tensões de regime permanente na Barra 3 são distintas. No caso sem GD a tensão na Barra 3 é de 1,0224 pu, enquanto que a tensão na Barra 3 no caso com GD é de 1,0639 pu.

Diante dessa primeira suspeita foi realizada simulação utilizando os dados do *Sistema Rural*, considerando curto-circuito monofásico no ponto de interesse. Nessa simulação foi feita variação da tensão pré-falta entre 0,95 pu até 1,1 pu, e, além disso, foi realizada variação da posição da GD ao longo do Alimentador 1. A Figura 24 mostra o resultado alcançado, indicando a corrente no Relé SE.

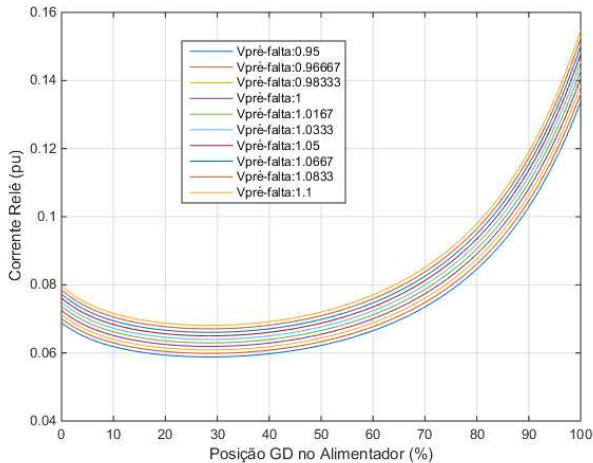


Figura 24. Corrente no Relé em Função da Posição da GD no Alimentador

Para o caso que foi simulado no *Simulight*, o curto-circuito ocorreu no final do alimentador, que corresponde à GD estar em 100% na Figura 24. Pode-se verificar que embora exista alguma influência da tensão pré-falta na corrente de defeito, a mesma não se mostrou muito significativa. Portanto, tal diferença de corrente para os casos sem e com GD fotovoltaica não foi atrelada à tensão pré-falta.

2) Influência da Ligação do Transformador da GD na Corrente de Defeito

Uma segunda linha de investigação para as diferenças observadas entre as correntes de curto-circuito nos casos sem e com GD está relacionada com a ligação do transformador da GD, pois como se trata de um defeito envolvendo a terra, pode haver corrente de contribuição circulando pelos neutros. As ligações Delta-Estrela aterrada e Estrela aterrada-Delta foram avaliadas.

a) Caso 1: Transformador da GD com Ligação Delta – Estrela Aterrada

Quando o transformador possuía conexão Delta – Estrela aterrada, sendo a ligação em estrela do lado do sistema de distribuição, se estabelece um caminho para a corrente pela terra o que altera a corrente de defeito vista pelos equipamentos e, assim, ocasiona a descoordenação da proteção.

O que ocorre é que devido ao defeito ser do tipo desbalanceado (Fase-Terra) a soma fasorial $I_A + I_B + I_C$ passa a ser diferente do valor zero, indicando a circulação de corrente pelo neutro. Na Figura 25 encontra-se o diagrama de Seq (0) do sistema em análise.

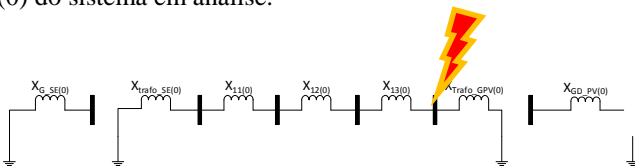


Figura 25. Rede de Sequência (0) do Sistema Rural, considerando somente o Alimentador 1 e com GD do tipo PV – Trafo GD em Delta-Estrela Aterrada

OBS.: Como o gerador PV é considerado um circuito conectado em Estrela sem aterramento, não existe conexão entre a reatância de Seq (0) da GD e a referência da Seq (0).

Assim, mesmo que a GD PV não contribua diretamente

no momento do curto-circuito, a corrente de defeito torna-se maior que a corrente observada no início do alimentador, pois uma parte dela sobe pelo transformador da GD. Este fato influencia na coordenação da proteção do alimentador, pois o fusível da carga irá enxergar uma corrente maior que aquela vista pelo religador. Como estes dispositivos possuem curvas de atuação do tipo tempo inverso, o fusível fica sujeito a atuar antes do religador, como ocorreu nesse caso em análise, desfazendo, portanto, o esquema poupa-fusível.

b) Caso 2: Transformador da GD Ligação como Estrela Aterrada – Delta

Outra opção de conexão do transformador da GD comumente utilizada em redes de distribuição é a Estrela aterrada – Delta, com o delta do lado da rede. Neste caso, não há conflitos no sistema de proteção devido à entrada na GD PV, pois não existe um caminho possível para a corrente pela terra. Isto pode ser verificado na Figura 26.

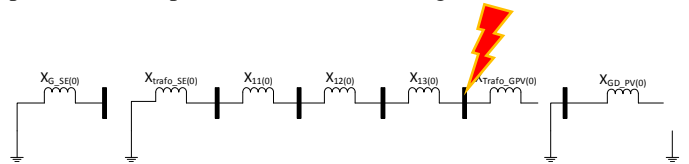


Figura 26. Rede de Sequência (0) do Sistema Rural, considerando somente o Alimentador 1 e com GD do tipo PV – Trafo GD em Estrela Aterrada-Delta

V. CONCLUSÕES

Este artigo descreveu de forma muito sucinta os trabalhos que foram desenvolvidos no projeto de P&D “Modelagem Dinâmica para Avaliação do Impacto de Fontes Alternativas no Sistema de Distribuição de Energia”.

Focou-se nos modelos de fontes conectadas à rede via inversores na representação fasorial à frequência fundamental de sequência positiva e trifásica. Como premissa fundamental do projeto, os modelos adotados deveriam ser de viável implementação no software *Simulight* [8]. Para isso, optou-se em se utilizar os modelos genéricos desenvolvidos pelo WECC [9], que foram desenvolvidos para serem implementados em programas convencionais de estabilidade eletromecânica. Entretanto, os modelos desenvolvidos em [9] são adequados somente para sistemas balanceados representados pela sequência positiva das correntes e tensões. O trabalho desenvolvido neste projeto estendeu, de forma inédita, os modelos WECC para a representação trifásica, podendo, portanto, serem acomodados na estrutura trifásica pré-existente do software *Simulight*.

Os modelos WECC são subdivididos em modelos concentrado e distribuído. Por falta de espaço, este artigo mostrou resultados de simulação apenas do modelo distribuído (PVD1), que é aquele adequado para a representação da geração fotovoltaica, normalmente localizada no telhado dos estabelecimentos. As principais características do modelo PVD1 são as lógicas de proteção de subtensão/sobretensão e subfrequência/ sobrefrequência, os estatismos de potência ativa e reativa e as lógicas dos limites de corrente ativa e reativa. Essas características mostram que durante grandes

perturbações na rede elétrica, a injeção de corrente (potência) dos geradores fotovoltaicos é temporariamente inibida. Esta característica mostrou-se fundamental nos estudos de ajuste e coordenação da proteção. O modelo PVD1 tem pouca dinâmica, e a pouca dinâmica representada é da ordem de 20 ms. Ou seja, a influência do modelo PVD1 nas questões de estabilidade é secundária.

O modelo WECC de geração fotovoltaica concentrada (“*Central Station PV System*”) tem como objetivo representar as principais características dinâmicas de centrais fotovoltaicas de larga escala no nível do ponto de conexão com o sistema. Sendo assim, o modelo é adequado para estudos dos efeitos sistêmicos causados por perturbações em redes considerando a inserção de centrais fotovoltaicas.

Um ponto importante que vale destacar é a utilização dos modelos apresentados em cascata, sendo cada um deles responsável por determinada característica do painel fotovoltaico, conforme apresentado nas seções anteriores. A utilização em cascata é de fundamental importância e necessária, uma vez que cada modelo é inicializado a partir de entradas provenientes dos demais modelos.

O modelo conta com diversas lógicas de limites, controles e proteção – possibilitando diversos modos de operação. Em cada um desses modos, é adotada uma combinação de ajustes de chaves (“*flags*”) que possibilitam a operação adequada do modelo de geração fotovoltaica. Tais ajustes são de fundamental importância, uma vez que um ajuste inadequado pode inviabilizar totalmente o funcionamento da modelagem no *Simulight*.

Novamente, vale destacar que, o modelo REGC_A é o único que apresenta uma versão trifásica (*3ph*), uma vez que representa a interface do modelo da central fotovoltaica com o sistema. Os demais submodelos apresentados são modelos genéricos de controle e podem ser utilizados tanto em simulações de sequência positiva quanto em simulações trifásicas.

O modelo REPC_A por se tratar de um modelo de controle no nível da planta, torna-se opcional a sua utilização. Desta forma, caso este modelo não seja considerado, faz-se necessária a inicialização de uma referência externa no *Simulight*, que servirá de entrada para o modelo de geração fotovoltaica.

Nos aspectos de proteção observou-se que, diferentemente do que ocorre com GDs compostas por máquinas síncronas, as conectadas via inversores, como a PV, não contribuem diretamente para a corrente de curto-circuito de um defeito, pois são dotadas de um sistema de proteção interno que corta suas injeções para ocasiões de desbalanço de tensão e/ou frequência, fenômenos comuns em defeitos na rede.

Entretanto, como é passível de ocorrer para qualquer GD, o tipo de ligação do transformador de acoplamento pode influenciar nos valores observados para as correntes de defeitos desbalanceados e, conseqüentemente, na atuação do sistema de proteção da rede de distribuição.

Para o caso onde o transformador da GD tem ligação Delta-Estrela aterrado, ocorreu influência para a corrente de curto-circuito, pois sua conexão possibilita um caminho alternativo para circulação da corrente de neutro. Deste modo,

o esquema de proteção poupa-fusível passa a não operar da forma esperada.

Para o caso em que o transformador da GD tem a ligação Estrela Aterrado – Delta, o caminho alternativo deixa de existir. Como consequência, o esquema poupa-fusível é preservado, ou seja, a GD e seu transformador não tiveram nenhuma influência na corrente de defeito.

VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. McDonald, “Adaptive Intelligent Power Systems: Active Distribution Networks”, *Energy Policy*, no. 36, pp. 4346-4351, 2008.
- [2] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury, P. Crossley, “*Microgrids and Active Distribution Networks*”, The Institution of Engineering Technology – IET, London, 2009.
- [3] A. Ipakchi, F. Albuyeh, “Grid of the Future”, *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 52-62, March/April 2009.
- [4] D. Infield, F. Li, “Integrating Micro-Generation into Distribution Systems – A Review of Recent Research”, *Proceedings of the IEEE General Meeting*, Pittsburgh, PA, July 2008.
- [5] ANEEL, Chamada no. 011/2010, Projeto Estratégico: “Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente”, Julho 2010.
- [6] ANEEL, Consulta Pública no. 015/2010, “...incentivar a geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis de energia, conectada na rede de distribuição...”, Setembro 2010.
- [7] C. E. V. Pontes, G. N. Taranto, A. Manzoni, D. M. Falcão, T. M. L. Assis, “Desempenho Dinâmico da Geração Distribuída Frente a Perturbações no SIN e de Manobras na Rede de Distribuição”, *V Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (CITENEL)*, Belém, PA, Junho 2009.
- [8] Simulight, “Simulador para Redes Elétricas com Geração Distribuída”, COPPE/UF RJ & Light S.E.S.A., versão acadêmica disponível em www.coep.ufrj.br/~tarang/Simulight/
- [9] WECC Renewable Energy Modeling Task Force, “WECC PV Power Plant Dynamic Modeling Guide”, USA, April 2014.
- [10] WECC Renewable Energy Modeling Task Force, “WECC Wind Power Plant Dynamic Modeling Guide”, USA, April 2014.
- [11] S. Sharkh, M. Abu-Sara, G. Orfanoudakis, B. Hussain, “Microgrid Protection”, in *Power Electronic Converters for Microgrids*, Wiley-IEEE Press eBook Chapters, 2014.
- [12] M. Bollen and F. Hassan, “Protection”, in *Integration of Distributed Generation in the Power System*, pp. 299-366, Wiley-IEEE Press eBook Chapters, 2011.
- [13] D. Jones, D. and J. J. Kumm, “Future Distribution Feeder Protection Using Directional Overcurrent Elements,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol.50, no.2, pp.1385,1390, March-April 2014.
- [14] G. N. Taranto et.al., “Planejamento e Operação de Microrredes Formadas pelo Elevado Grau de Penetração da Geração Distribuída (GD): Análise Estática e Dinâmica”, *Projeto Coppetec PEE-13315 P&D AMPLA*, Relatório Final, Agosto de 2012.