DOI: 10.48011/asba.v2i1.1027

CASE STUDY ON THE APPLICATION OF STATCOM TO IMPROVE THE VOLTAGE CONTROL AND STABILITY IN WIND POWER PLANTS

Matheus V. Branco*, Bruno S. Dupczak*, Daniel Tenfen*

*Instituto Federal de Santa Catarina - IFSC
Av. Mauro Ramos, 950 - Centro
Florianópolis, SC, Brasil

Emails: matheus.vb@aluno.ifsc.edu.br, bruno.dupczak@ifsc.edu.br, daniel.tenfen@ifsc.edu.br

Abstract— Wind power generation in Brazil has shown exponential growth in recent years. However, there are reactive power supply limitation from wind turbines, which compromises the voltage control managed by the Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Therefore, it is necessary additional reactive compensation tools, aiming at the stability of the National Interconnected System (SIN). Seeking to meet the grid codes imposed by ONS, this work presents the operation analysis in steady state and electromechanical transients with the application of Static Synchronous Compensator at wind power plant Ventos da Bahia II. Thereby, the paper verifies the system technical implantation feasibility, highlighting the advantages for voltage control in normal operation situations and under contingencies.

Keywords— STATCOM, Wind power, Power quality, Reactive power compensation.

Resumo— A geração de energia eólica no Brasil apresenta um crescimento exponencial nos últimos anos. Contudo, existem limitações quanto ao fornecimento de potência reativa pelos aerogeradores, o que pode comprometer o controle de tensão coordenado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Para tanto, são necessárias ferramentas adicionais de compensação de reativos, visando a estabilidade da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Buscando atender os requisitos técnicos impostos pelo ONS, este trabalho apresenta análises de operação em regime permanente e de transitórios eletromecânicos de um Compensador Síncrono Estático no complexo eólico Ventos da Bahia II. O trabalho verifica a viabilidade técnica de implantação deste sistema, destacando as vantagens para o controle de tensão em situações de operação normal e sob contingências.

Palavras-chave— STATCOM, Energia eólica, Qualidade da energia, Compensação de potência reativa.

1 INTRODUÇÃO

A expansão das fontes renováveis na matriz de energia elétrica mundial é notável. Dentre elas, a energia eólica têm atraído o interesse do mercado, devido aos avanços tecnológicos dos aerogeradores, aliado ao aumento nos custos dos combustíveis fósseis e as políticas sustentáveis (Lipnicki, 2010).

No Brasil, a geração eólica possui presença significativa na matriz atual (ANEEL, 2019b), sendo que deve permanecer aumentando o nível de penetração nos próximos anos (EPE, 2019), ampliando assim, os desafios na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Tais desafios, relacionam-se ao escoamento da produção, variabilidade e previsão da fonte primária, capacidade de manter-se conectado a rede elétrica após perturbações e estabilidade transitória (Leão, 2009; R.Custódio, 2009). Dentre estes, destaca-se o controle e estabilidade de tensão após perturbações, um quesito relacionado a qualidade da energia e assoaciado a disponibilidade de potência reativa.

As regiões geográficas com melhor aproveitamento da fonte eólica, em sua maioria, encontram-se em regiões elétricas pouco interligadas. Nestes casos, para a segurança e confiabilidade do SIN, os complexos eólicos precisam operar de maneira similar as fontes convencionais, com controle rápido de potência e o fornecimento de serviços ancilares (Rather, 2015). Assim, os estudos elétricos são essenciais, avaliando os possíveis pontos de conexão, o atendimento aos requisitos técnicos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e consequentemente a atratividade do projeto (R.Custódio, 2009).

Na atualidade, os aerogeradores à velocidade variável possuem conversores eletrônicos, acoplados a geradores síncronos ou assíncronos, tornando o controle de potência mais rápido e independente (Leão, 2009). Dentre eles, o gerador de indução duplamente alimentado (DFIG), vem sendo amplamente aplicado no SIN. Contudo, o DFIG apresenta limitações no controle de tensão em seus terminais, pois são empregados conversores dimensionados para processarem cerca de 30% da potência nominal. Isso promove um suporte inadequado às correntes de falta, fato este que torna essa tecnologia mais susceptível a desconexão da rede elétrica, exigindo uma ferramenta adicional de compensação de reativos (Patil, 2013; Lipnicki, 2010).

Neste aspecto, o compensador síncrono estático (STATCOM) representa o estado da arte na compensação de reativos, proporcionando o atendimento aos requisitos técnicos do ONS, a redução de custos de manutenção, o aumento da confiabilidade e da vida útil do sistema ao qual estão conectados (Lipnicki, 2010).

O presente trabalho tem como objetivo a aplicação do STATCOM em um complexo eólico co-

nectado ao SIN, efetivando avaliações estáticas e dinâmicas sobre o desempenho do mesmo diante de cenários de geração e carga, considerando a operação normal e contingências (critério N-1) na região elétrica sob análise.

2 CENTRAL GERADORA EÓLICA

Instalações com potência superior a 5 MW, destinadas à produção de energia elétrica a partir da energia cinética dos ventos, são chamadas de Centrais Geradoras Eólicas (CGEs) (ANEEL, 2018). No Brasil, atualmente todas as CGEs em operação comercial encontram-se na região continental (*onshore*).

Na Figura 1 apresenta-se o diagrama unifilar simplificado de uma CGE *onshore*. Estas instalações são constituídas pelos aerogeradores ($G_{n,i}$), que operam em baixa tensão (690 V), com potência nominal variando entre 1,5 MW a 5 MW. Cada aerogerador conecta-se à um transformador ($T_{n,i}$) responsável por elevar a tensão de 690 V para 34,5 kV, dando início a rede coletora de média tensão. Esta rede (subterrânea ou aérea) envolve um conjunto de alimentadores (A_i), cada qual com um número definido de aerogeradores e transformadores elevadores. Os alimentadores possuem interligações (S_j), que permitem a conexão deles ao barramento comum da subestação elevadora. Por sua vez, a subestação elevadora proporciona os níveis de tensão adequados para a transmissão, além de contar com estruturas adicionais como filtros harmônicos e compensadores de reativos.

Este conjunto de estruturas permite a geração e a transmissão da energia ao Sistema Elétrico de Potência (SEP). O conjunto de CGEs denomina-se complexo eólico, em que diversos circuitos alimentadores de diferentes CGEs compartilham a estrutura da subestação elevadora e da linha de transmissão (LT) (Muljadi, 2006; Burton, 2001).

Considerando que os aerogeradores e os transformadores que compõem a rede coletora são tecnicamente similares, é possível aplicar o modelo agregado de aerogerador único. Este método é proposto em (Muljadi, 2006), e visa representar a CGE para estudos da influência dela no SEP e vice-versa (Ackermann, 2005).

2.1 Requisitos Técnicos de Conexão de uma CGE no SIN

O submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede (PR) do ONS, tem por objetivo definir os requisitos técnicos mínimos para a conexão de uma CGE no SIN (ONS, 2016c). Segundo estes PR, os aspectos relacionados ao controle e estabilidade de tensão são: *i*) Geração e absorção de potência reativa; *ii*) Modos de controle de potência (tensão, potência reativa e fator de potência); *iii*) Operação em regime de tensão não nominal; *iv*) Atendimento ao

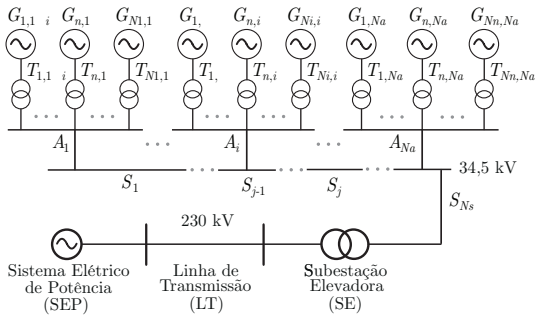

Figura 1: Diagrama unifilar simplificado de uma Central Geradora Eólica (CGE).

fator de potência em tensão não nominal.

Aliado a isso, o aumento da inserção da fonte eólica demanda maior capacidade disponível de geração de fontes convencionais, visando suprir a demanda de energia elétrica em períodos de intermitência dos ventos. Dessa forma, obtém-se maior robustez e estabilidade de tensão diante de situações de curto-circuito, sem provocar desligamentos no SEP (Söder, 2017).

Nota-se portanto que o ONS possui grande preocupação com controle efetivo de potência, auxílio na margem de estabilidade de tensão por meio de injeção de reativo e controle de tensão para os mais variados tipos de condições operativas. Com os presentes requisitos técnicos, o ONS visa prevenir e reduzir desligamentos de CGEs, melhorando a confiabilidade do SIN. Por outro lado, devido a tecnologia do aerogerador aplicada ou a demanda de reativos entre a CGE e o ponto de conexão com o SIN, existe a necessidade de implantação de ferramenta adicional para a compensação de reativos.

3 COMPENSADOR SÍNCRONO ESTÁTICO

A estabilidade de tensão está ligada ao atendimento da demanda de potência reativa, sob condição normal e após perturbações. Através de estudos de planejamento e operação é possível detectar a necessidade de implantação de reservas de potência reativa, visando evitar fenômenos de instabilidade de tensão e desligamentos em massa no SEP (Kundur, 1993).

Uma solução para compensação de reativos ou reserva de potência reativa é o STATCOM. Este sistema comporta-se de modo dinâmico no SEP, uma vez que sob perturbações é capaz de atuar em poucos ciclos da rede elétrica. A aplicação do STATCOM em complexos eólicos tem sido uma realidade (ABB, 2019), uma vez que promove maior flexibilidade operativa aos aerogeradores e permite maior segurança diante de perturbações.

Conforme representado na Figura 2(a), o STATCOM é um tipo de compensador de potência que atua em paralelo com o SEP. É composto basi-

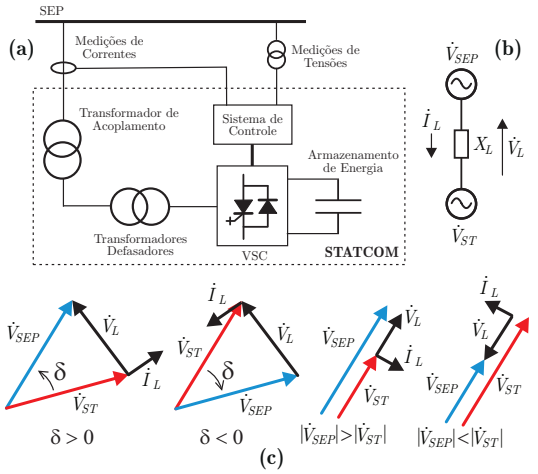

Figura 2: (a) Representação simplificada dos principais elementos do STATCOM; (b) Modelo idealizado, (c) Diagramas fasoriais para a interpretação do fluxo de potência ativa ou reativa.

camente por um conversor fonte de tensão (VSC), um armazenador de energia e uma impedância de acoplamento (Zhang, 2006; Cavaliere, 2001; Hingorani, 1999). O princípio operativo básico do STATCOM é explicado a partir de (1) e (2), que presentam as equações clássicas de fluxo de potência. Associa-se a elas o modelo idealizado visto na Figura 2(b) e a representação fasorial da Figura 2(c). A partir da defasagem (δ) entre as tensões do sistema de potência ($\dot{V}_{SEP}$) e do STATCOM ($\dot{V}_{ST}$), controla-se o fluxo de potência ativa (P). Esse modo de operação é utilizado para suprir as perdas no funcionamento do STATCOM, devido a dissipação de potência nos interruptores, capacitores e conexões (Hingorani, 1999). Para o controle da potência reativa (Q), atua-se no módulo de $\dot{V}_{ST}$, onde o STATCOM absorve Q quando a amplitude de $\dot{V}_{ST}$ é inferior a de $\dot{V}_{SEP}$. Quando $\dot{V}_{ST}$ é superior a tensão da rede, o STATCOM fornece potência reativa (Lipnicki, 2010).

$$P = \frac{V_{SEP} \cdot V_{ST}}{X_L} \sin(\delta) \tag{1}$$

$$Q = \frac{V_{SEP}^2}{X_L} - \frac{V_{SEP} \cdot V_{ST}}{X_L} \cos(\delta) \tag{2}$$

A grande vantagem do STATCOM é o fato de ser menos dependente da tensão do SEP, uma vez que apresenta comportamento físico de fonte de tensão. Mesmo com tensões baixas no SEP, considerando um determinado espaço de tempo, é possível injetar corrente nominal capacitiva ou indutiva. Isso coloca o STATCOM em vantagem em relação ao compensador estático de reativos (SVC), o qual está se tornando obsoleto, devido à dependência da tensão do SEP, conteúdo harmônico significativo e elevado tempo de resposta (Hingorani, 1999).

4 ESTUDO DE CASO

No Brasil, o estado da Bahia apresenta destaque em potência instalada na geração eólica, com previsão de aumento significativo nos próximos anos (ANEEL, 2019a). Neste estado, destaca-se o complexo eólico Ventos da Bahia II (VB2), que está localizado na cidade Mulungu do Morro (Ministério do Planejamento, 2019) e corresponde a instalação escolhida para o estudo de caso. Na Figura 3 apresenta-se a região elétrica do SIN que será avaliada. Para a elaboração dos modelos de simulação utilizam-se dados do Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN (SINDAT) (ONS, 2019), envolvendo diagramas unifilares e parâmetros técnicos dos equipamentos.

O objetivo principal do estudo de caso será a análise comparativa entre a disposição dos compensadores de reativos no complexo eólico VB2 e no SIN, dividindo-se em duas fases. A Fase 1 corresponde a atual condição operativa, onde são utilizados bancos de capacitores e reatores comutados. A Fase 2 representa a substituição dos atuais compensadores do complexo eólico VB2 por um STATCOM. Na geração eólica, consideram-se geradores duplamente alimentados (DFIG) para todos os complexos eólicos, atendendo aos requisitos técnicos do ONS para oferta de potência reativa.

A modelagem da rede de média tensão utiliza o modelo agregado, conforme apresentado na Seção II. Os circuitos alimentadores são caracterizados por meio de dados dos cabos atualmente empregados, envolvendo oito circuitos divididos entre Tipo 1 (13,2 MVA) e Tipo 2 (15,4 MVA). A extensão média de cada circuito é de 6 km e vão médio de 400 m entre aerogeradores (Secco, 2003). Os transformadores elevadores de cada aerogerador possuem potência nominal de 2,3 MVA, cerca de 5% superior à dos aerogeradores, com reatância típica de 10%.

A subestação Morro do Chapéu (MCP) caracteriza-se como a barra de maior importância, pelo fato de conectar-se a todos os complexos eólicos da região, possuir o maior serviço ancilar (SVC 01Q1) e integrar os setores de 230 kV e 500 kV. Ademais, em diversas barras da região delimitada estão instalados bancos de capacitores e reatores e um compensador síncrono (CS).

Nas barras Sapeaçu (SPU), Irecê (IRE), as cargas representam as capacidades de transformação das distribuidoras. Na barra Ourolândia (OUR) representam o limite de transmissão do SIN. A barra infinida é definida em SPU, pela presença significativa de geração térmica na região.

5 ANÁLISE ESTÁTICA

A análise estática consiste na simulação em regime permanente, envolvendo a criação dos cenários de operação, o despacho da geração eólica e a ava-

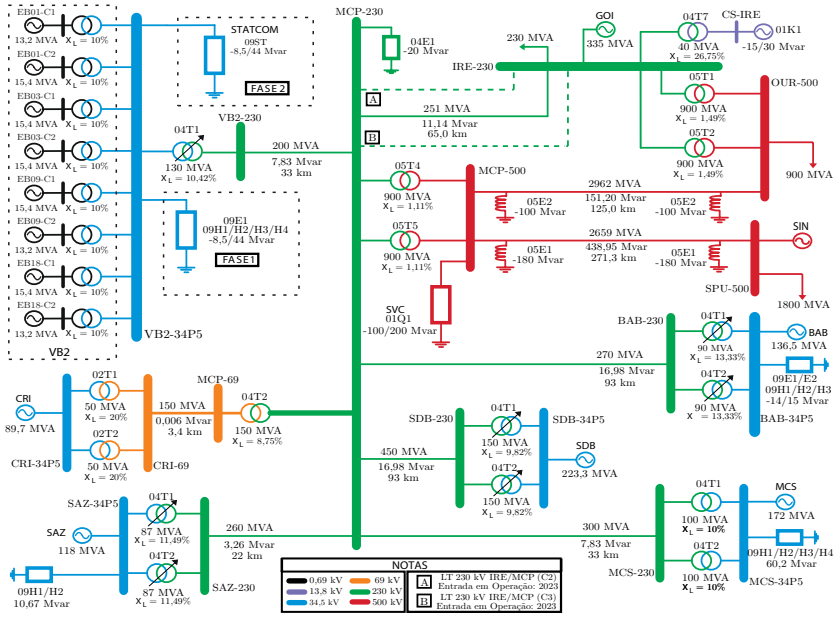

Figura 3: Diagrama unifilar do sistema elétrico delimitado para o estudo de caso, destacando complexo eólico Ventos da Bahia II (VB2), onde são avaliadas duas situações distintas (Fases 1 e 2).

Tabela 1: Cenários de Operação

Carga	Fator de Carga	Cenário	Geração	Fator de Geração
Leve	10%	C1	Máxima	100%
		C2	Média	50%
		C3	Mínima	0%
Média	50%	C4	Máxima	100%
		C5	Média	50%
		C6	Mínima	0%
Pesada	100%	C7	Máxima	100%
		C8	Média	50%
		C9	Mínima	0%

liação de contingências simples, em consonância com os PR do ONS (ONS, 2016b). Nesta análise, utiliza-se o simulador ANAREDE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), sendo uma das ferramentas aceitas pelos PR (ONS, 2016a). As principais variáveis em análise são o máximo fluxo de potência nas linhas de transmissão e em transformadores, estabelecidos pela capacidade nominal, e os limites de tensão estabelecidos nos PR do ONS para cada classe de tensão (ONS, 2016b).

5.1 Cenários de Operação do SIN

Os casos de referência para operação da região delimitada do SIN, constituem-se por meio de três casos típicos de geração eólica e três de carga. Dessa forma, são obtidos nove cenários de operação, representando percentuais do valor nominal para carga e geração, conforme a Tabela 1.

O despacho da geração eólica considera os complexos eólicos operando no modo controle de fator de potência (FP), com valor númerico 0.95 e característica capacitiva. As cargas são consideradas com este mesmo valor numérico, mas característica indutiva. Toda geração eólica é considerada prioritária, buscando despachar o máximo, mesmo que seja necessário cortar carga. Tal corte, representa a necessidade em operação real de restringir potência de complexos eólicos.

A aplicação do fator de potência da geração fixo, provocou uma limitação no cenário C1, que foi agrupado com C2, despachando apenas 50% da potência em praticamente todos os complexos eólicos, com excessão de SDB. A LT de conexão de SDB ao SIN possui uma susceptância relativamente alta, e como não há ferramenta de controle de reativos em SDB, limita-se a geração em 15%.

Os cenários C3, C6 e C9 representam situações de geração mínima, em que a velocidade dos ventos da região é superior ou inferior a faixa de operação dos aerogeradores. Dentre os três, apenas o cenário C9 opera com aerogeradores como compensadores de reativos. Em C9, observa-se uma restrição de carga em 65% do valor nominal das barras IRE e OUR, por violação de tensão em IRE e de fluxo de potência na LT MCP-IRE.

Os cenários C4 e C7 completam os casos com geração máxima, com novas restrições em SDB. Em C4, há restrição de geração em VB2 (90%), SDB (20%) e BAB (80%). Em C7, restrição de carga em OUR (75%) e de geração em SDB (30%). Nos casos de nível médio de geração, existe a necessidade de restrição de geração em SDB (35%) para o cenário C5, e de geração em SDB (45%) e de carga em OUR (65%) para o cenário C8.

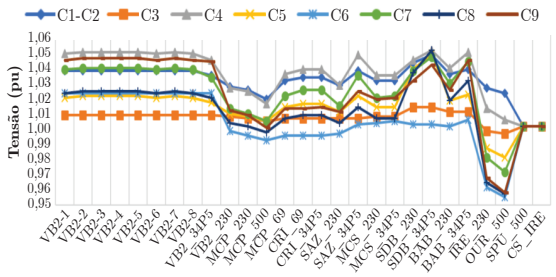

Figura 4: Comportamento da tensão em regime permanente nas barras do sistema em estudo, considerando os nove cenários de operação.

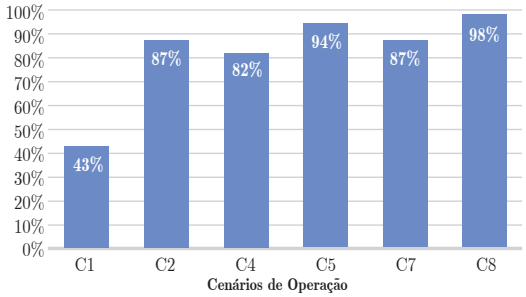

Figura 5: Percentual de aproveitamento da fonte eólica, considerando os cenários da Tabela 1.

Frente aos cenários avaliados, tem-se que as principais restrições elétricas do despacho da geração eólica são a susceptância da LT de conexão do complexo eólico SDB e o limite de fluxo de potência da LT 230 kV MCP-IRE.

Na Figura 4, apresenta-se o comportamento das tensões nas barras em todos os cenários. O comportamento demonstra que o aumento de carga da região torna o processo de controle de tensão nos complexos eólicos mais simples. Em contrapartida, o aumento de carga reflete na necessidade de restrição de carga por controle de tensão nas barras de IRE e OUR, que são as barras críticas da região avaliada. Sobre o aproveitamento da fonte eólica disponível, apresenta-se na Figura 5 que os melhores desempenhos ocorrem nas situações de geração e/ou carga média, destacando-se cenários C5 e C8.

5.2 Análise de Contingências no SIN

Na operação do SIN, a condição de segurança propõe que não podem ocorrer violações dos critérios dos estudos elétricos e necessidade de cortes de carga na ocorrência e contingências simples (critério N-1). É permitido cortes de cargas para contingências duplas ou superiores (ONS, 2016b).

A análise de contingências verifica em quais cenários os limites de tensão de operação normal e de fluxo de potências nas LTs e nos transformadores são violados. Aplicando contingências simples, envolvendo a desconexão de complexos eólicos, transformadores ou a abertura de qualquer LT, obtém-se 16 contingências possíveis.

Após as simulações no ANAREDE, identificam-se as contingências críticas, sendo elas: abertura das LTs 230 kV MCS-MCP, 500 kV MCP-OUR e 230 kV MCP-IRE, desconexão dos transformadores 05T4 e 05T5 e as desconexões do complexo eólico GOI e do SVC 01Q1. Estas contingências críticas aplicam-se a todos os cenários de operação previstos na Tabela 1, e representam os eventos avaliados na análise dinâmica apresentada na seção seguinte. Como no despacho da geração eólica, a análise de contingências de maneira estática apresentou resultados similares para as Fases 1 e 2.

6 ANÁLISE DINÂMICA

A análise dinâmica consiste na análise de estabilidade eletromecânica dos cenários críticos de operação. É verificado o comportamento sistema na ocorrência de perturbações (contingências), considerando as Fases 1 e 2. O simulador utilizado é o ANATEM, desenvolvido pelo CEPEL, o qual é aceito pelos PR para estudos de transitórios eletromecânicos (ONS, 2016a).

Para as simulações, consideram-se os modelos dinâmicos do ANATEM, aplicados aos aerogeradores, barra infinita, compensadores síncronos e compensadores estáticos, inclusive o STATCOM. A limitação da licença educacional do ANATEM, não permite utilizar o modelo de controle completo dos aerogeradores, disponibilizado pelo fabricante. Assim, aplica-se o controlador de gerador síncrono, limitado pela injeção e consumo de reativo, como previsto nos PR (ONS, 2016b). A Tabela 2 apresenta os dados do gerador DFIG empregados no controle dos aerogeradores, os quais foram extraídos de um caso exemplo do ANATEM (ANDESA, 2010). Nos compensadores estáticos SVC (01Q1) e STATCOM (09ST), inseriu-se os dados nominais de operação, armazenamento de energia e estatismo (3%), aplicando tais valores aos modelos predefinidos do ANATEM.

A avaliação do comportamento dinâmico do SIN envolve os tempos de eliminação de distúrbios, previstos no PR (ONS, 2016b) para cada nível de tensão, e contemplam a soma do tempo de atuação do sistema de proteção e a abertura efetiva do disjuntor. As perturbações analisadas em cada caso possuem duração conforme previsto no

Tabela 2: Dados do Gerador DFIG.

Resistência do Estator (pu)	0,73
Constante de Inércia (s)	3,50
Indutância de Eixo Direto (pu)	0,033
Constante de Amortecimento	3,00

PR (ONS, 2016b), considerando o tempo máximo para eliminação do distúrbio sem falha do disjuntor. As perturbações ocorrem após cinco segundos do início das simulações. Nas situações de curtos-circuitos, todos são trifásicos, visando níveis baixos de tensão e aumento repentino na demanda de potência reativa do SIN. Ocorrendo violações de tensão ou fluxo de potência, aplica-se em conjunto com a perturbação o devido corte de carga, não alterando o nível de geração eólica.

Para melhor identificar, nas formas de onda apresentadas na sequência, os níveis de operação normal são indicados por linhas em azul, os níveis de operação de emergência por linhas em vermelho e os pontos máximos e mínimos alcançados por linhas em verde. A análise dinâmica por completo consiste em seis casos de distúrbios, com verificação de perturbações nos setores de 230 kV, 500 kV e no ponto de conexão do complexo eólico VB2.

6.1 Análise nos Setores de 230 kV e 500 kV

O primeiro caso de análise diâmica (Caso 1), considera o cenário de operação C4 e o desligamento do transformador 05T4 pela atuação de uma proteção intrínseca, interrompendo 280 MVA. Neste caso, como não há curto-circuito, a demanda de potência reativa é pouco alterada. Como o mesmo conecta o setor 230 kV e 500 kV da subestação MCP, caracteriza-se como um elo importante no intercâmbio de potência com o SIN.

No Caso 1, todas as tensões permaneceram dentro dos limites de operação normal sem violação de fluxo de potência. Em VB2, os compensadores de reativos comportaram-se de maneira similar nas Fases 1 e 2. No entanto, em diversas barras as tensões estão próximas do limite máximo de operação normal, indicando que outra alteração no SIN pode prejudicar a geração eólica.

O segundo caso (Caso 2), envolve o cenário de operação C5 e o desligamento da LT 500 kV MCP-OUR, devido à ocorrência de um curto-circuito de 100 ms de duração, interrompendo 211 MVA. Esta LT caracteriza-se como rota essencial para o escoamento de geração eólica e suprimento de cargas locais em momentos de baixa geração eólica.

No Caso 2, verifica-se uma variação brusca na tensão da barra de 230 kV em MCP, refletindo em redução ao nível de emergência na barra 34,5 kV em VB2. Com o término, ambas retornam aos valores normais. A LT 230 kV MCP-IRE viola o limite de fluxo de potência, provocando corte de carga de 20% em OUR. Os compensadores estáticos (01Q1-09ST) fornecem potência nominal capacitiva para a recomposição. Na Figura 6 mostra-se o comparativo entre as tensões na barra de 34,5 kV de VB2 para as Fases 1 e 2, evidenciando a tensão mais elevada com o STATCOM.

O terceiro caso (Caso 3) avalia a contingência do Caso 2, mas com o nível mais elevado de

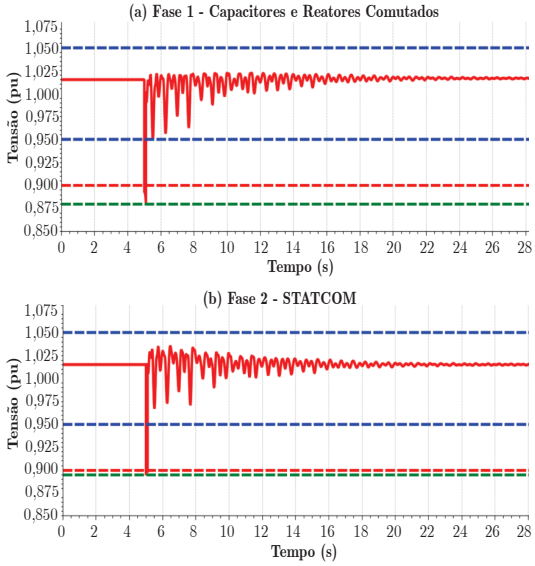

Figura 6: Comportamento transitório da tensão na barra VB2 (34,5 kV) para o Caso 2. As formas de onda consideram: (a) o uso de capacitores e reatores comutados; (b) o uso de um STATCOM.

carga do cenário de operação C7, interrompendo 288 MVA. A tensão na barra de 230 kV em MCP apresenta variação brusca, refletindo na Fase 1 em um valor inferior ao limite mínimo de operação de emergência. Com o término, nas Fases 1 e 2 as tensões retornam aos limites de operção normal, devido ao corte de carga de 35% na barra de OUR.

Os compensadores estáticos (01Q1-09ST) ofereceram auxílio na recomposição da perturbação, fornecendo potência nominal capacitiva. Na Figura 7 apresenta o comparativo entre as tensões na barra de 34,5 kV de VB2 para as Fases 1 e 2. A atuação dinâmica do STATCOM não expôs VB2 a valores fora dos limites de emergência.

O quarto caso (Caso 4), consiste no desligamento da LT 230 kV MCP-IRE, devido à um curto-circuito de 150 ms, no cenário de operação C9, interrompendo 190 MVA. Neste cenário, os aerogadores atuam compensadores de reativos.

A tensão na barra 230 kV de MCP apresenta variação brusca, mas a tensão na barra de 34,5 kV de VB2 não viola os limite de emergência. Na Fase 1 a recomposição é mais rápida, por conta da condição operativa dos aerogeradores e os bancos de capacitores conectados (09H1/H2). Para todas as tensões retornarem aos níveis de operação normal, efetuou-se o corte de carga de 30% nas barras de IRE e OUR.

6.2 Análise no Ponto de Conexão Comum

O ponto de conexão comum (PCC) do complexo eólico VB2 com o SIN é a barra de 230 kV de MCP. Neste local, os casos em análise visam verificar a robustez das Fases 1 e 2 para operação em regime de tensão não nominal, conforme os PR

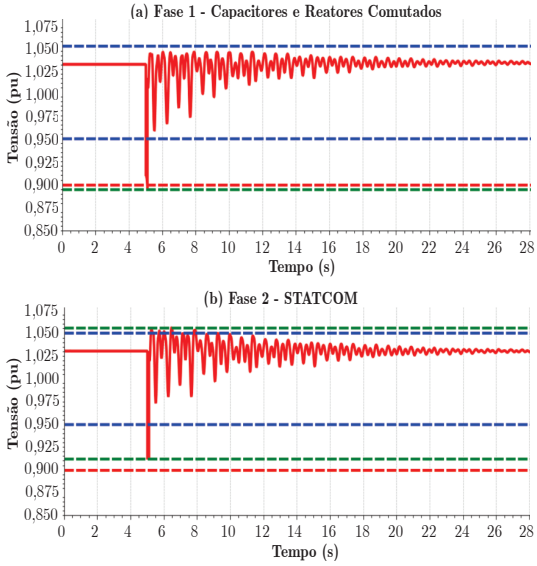

Figura 7: Comportamento transitório da tensão na barra VB2 (34,5 kV) para o Caso 3. As formas de onda consideram: (a) o uso de capacitores e reatores comutados; (b) o uso de um STATCOM.

do ONS (ONS, 2016c). Para tanto, no Caso 5, considera-se o cenário de operação C8 e a ocorrência de uma sobretensão sistêmica de 1,2 pu na barra infinita de SPU, com duração de 2,5 s.

É verificado que as tensões nas barras não alteram-se significativamente nas Fases 1 e 2, por conta da atuação dinâmica do SVC 01Q1, injentando potência nominal indutiva e controlando a tensão da região. O resultado é apenas um corte de 5% nas cargas de IRE e OUR. Na Figura 8 é mostrado o nível de potência reativa processada, sendo praticamente idêntica para as Fases 1 e 2.

No Caso 6, consideram-se os cenários de operação C1-C2 e uma subtensão na barra de 230 kV de MCP, devido a um curto-circuito trifásico. Neste caso, a tensão atinge o valor de 0,55 pu durante 0,77 s, conforme (ONS, 2016c).

A tensão na barra de 34,5 kV em VB2 atinge o limite mínimo de emergência apenas na Fase 1, com banco de reatores conectado. Para tal, reflete no setor 0,69 kV de VB2, superando o limite mínimo de operação normal apenas na Fase 1. O comportamento da tensão da barra 0,69 kV

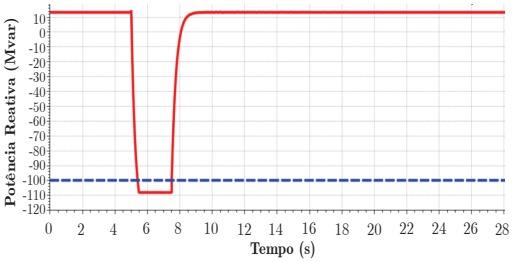

Figura 8: Comportamento transitório da potência reativa no SVC 01Q1 para o Caso 5.

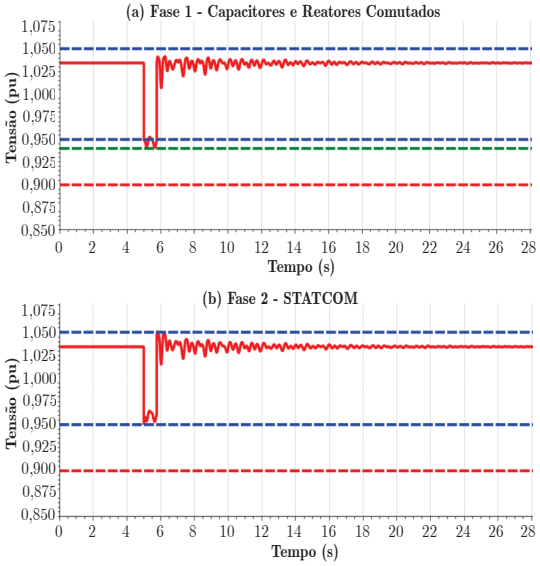

Figura 9: Comportamento transitório da tensão na barra EB01-C1 (0,69 kV) para o Caso 6. As formas de onda consideram: (a) o uso de capacitores e reatores comutados; (b) o uso de um STATCOM.

(EB01-C1) é mostrado na Figura 9.

6.3 Análise Geral dos Casos

Do ponto de vista sistêmico (SIN), a implantação do STATCOM (Fase 2) não traria prejuízos, pois assemelha-se a Fase 1. Para o complexo eólico VB2, fica claro que auxilia nas recomposições, ameniza oscilações de tensão nos aerogeradores, nos transformadores e equipamentos de manobra.

Os Casos 2 e 3 evidenciaram o prejuízo ao aproveimamento da geração eólica, por conta da violação do limite de fluxo de potência entre MCP e IRE. Para tal, em 2023 (ONS, 2019) está prevista a entrada em operação de dois novos circuitos de 230 kV entre MCP e IRE, adicionando 1250 MVA de capacidade de transmissão (conforme indicado em A e B na Figura 3).

Com relação aos serviços ancilares da região, evidencia-se o SVC (01Q1), o qual permite maior robustez a operação do SIN, atenuando os efeitos das perturbações para os complexos eólicos em todos os casos.

7 CONCLUSÕES

A região escolhida do SIN, apresenta alto nível de penetração da geração eólica, cerca de 40,6%. O fator entre potência instalada de geração eólica e de compensadores de reativos é de cerca de 2,3 MW/Mvar, ressaltando a extrema importância destas ferramentas no aproveitamento do potencial eólico.

Com relação a proposta de alteração, fica claro que a Fase 2 oferece vantagens na opera-

ção do complexo eólico VB2 e do SIN. As análises estática e dinâmica identificaram que a Fase 2 proporciona uma redução de exposição dos aerogeradores à níveis de tensão fora da condição operativa normal. Além disso, o uso do STATCOM auxilia na recomposição de perturbações externas e na redução no número de comutações do transformador 04T1, resultando em maior disponibilidade e aumento de vida útil dos equipamentos do complexo eólico VB2. Do ponto de vista sistêmico, as ferramentas dinâmicas evitam o excessivo chaveamento de bancos de capacitores e reatores (CIGRÉ, 2016).

Em síntese, o problema qualidade da energia elétrica no sistema de transmissão exige ferramentas dinâmicas e rápidas como STATCOM. Dessa forma, é possível atender os requisitos técnicos do ONS, e ao mesmo tempo, aproveitar o máximo possível da fonte eólica disponível.

Referências

ABB (2019). Static compensator (statcom), [Online]. Disponível: www.new.abb.com.

Ackermann, T. (2005). *Wind Power in Power Systems*, 1ª edn, John Wiley & Sons, Inglaterra.

ANDESA (2010). Modelagem de aerogeradores vestas para transitórios eletromecânicos, *Technical report*, Recife.

ANEEL (2018). Resolução normativa nº 391, de 15 de dezembro de 2009, [Online]. Disponível: www.aneel.gov.br.

ANEEL (2019a). Banco de informações de geração: Capacidade de geração, [Online]. Disponível: www.aneel.gov.br.

ANEEL (2019b). Banco de informações de geração: Capacidade de geração do brasil, [Online]. Disponível: www.aneel.gov.br.

Burton, T. (2001). *Wind Energy Handbook*, 1ª edn, John Wiley & Sons, Inglaterra.

Cavaliere, C. A. C. (2001). *Análise de statcom operando em sistemas desbalanceados*, Master's thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

CIGRÉ (2016). Connection of wind farms to weak ac networks. Working Group B4.62.

EPE (2019). Plano decenal de expansão de energia 2020, [Online]. Disponível: www.epe.gov.br.

Hingorani, N. G. (1999). *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*, 1ª edn, IEEE Press, Nova Iorque.

Kundur, P. (1993). *Power System Stability and Control*, 1ª edn, McGraw-Hill, Nova Iorque.

Leão, R. P. S. (2009). A comprehensive overview on wind power integration to the power grid, *IEEE Latin America Transactions* **7**(6): 620–629.

Lipnicki, P. (2010). *Reactive power control for wind power plant with statcom*, Master's thesis, Universidade de Aalborg, Dinamarca.

Ministério do Planejamento (2019). Usina eólica - ventos da bahia ii, [Online]. Disponível: www.pac.gov.br.

Muljadi, E. (2006). Equivalencing the collector system of a large wind power plant, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Vol. 1, pp. 1–9.

ONS (2016a). Submódulo 18.2: Relação dos sistemas e modelos computacionais, [Online]. Disponível: www.ons.org.br.

ONS (2016b). Submódulo 23.3: Diretrizes e critérios para estudos elétricos, [Online]. Disponível: www.ons.org.br.

ONS (2016c). Submódulo 3.6: Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão, *Technical report*, ONS.

ONS (2019). Sistema de informações geográficas cadastrais do sin, [Online]. Disponível: www.sindat.ons.org.br.

Patil, N. S. (2013). A review on wind turbine generator topologies, *International Conference on Power, Energy and Control*, Vol. 1, pp. 625–629.

Rather, Z. H. (2015). Dynamic reactive power compensation of large-scale wind integrated power system, *IEEE Transactions on Power Systems* **30**(5): 2516–2526.

R.Custódio (2009). *Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica*, 1ª edn, Eletrobrás, Rio de Janeiro.

Söder, L. (2017). Experience from wind integration in some high penetration areas, *IEEE Transactions on Energy Conversion* **22**(1): 4–12.

Secco, G. P. (2003). *Procedimento para estudos de coordenação das proteções elétricas em centrais de geração eólica*, Master's thesis, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá.

Zhang, X. P. (2006). *Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control*, 1ª edn, Springer, Berlin.