



**GRUPO - X**

**GRUPO DE ESTUDO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GDS**

**REPRESENTAÇÃO COMPUTACIONAL DE PARQUES EÓLICOS PARA ESTUDOS DINÂMICOS:  
COMPARATIVO ENTRE MODELOS DE PRIMEIRA E SEGUNDA GERAÇÃO**

**Rafael Tavares Motta (\*)**  
**DSE - UNICAMP**

**Daniel Dotta**  
**DSE - UNICAMP**

**RESUMO**

Neste trabalho, são comparados modelos computacionais de primeira e segunda geração de parques eólicos para estudos dinâmicos desenvolvidos pelos autores a partir de referências encontradas na literatura. São apresentadas as características gerais, aplicações e limitações de tais modelos, bem como uma descrição dos elementos que os compõem. Além disso, são realizados estudos de estabilidade angular transitória com o objetivo de comparar o desempenho dinâmico de Sistemas de Energia Elétrica empregando tais modelos. Busca-se contribuir positivamente com a difusão de modelos simplificados de parques eólicos, essenciais para operação e planejamento confiáveis de Sistemas de Energia Elétrica.

**PALAVRAS-CHAVE**

Parques Eólicos, Modelos Computacionais, Simulações Numéricas, Estudos Dinâmicos, Turbinas Eólicas

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Os estudos de operação e planejamento de sistemas interligados de grande porte utilizam simulações computacionais com o objetivo de avaliar o impacto de distúrbios nos Sistemas de Energia Elétricos (SEE) (1). Caso um evento simulado resulte em uma condição de operação inaceitável, decisões podem ser tomadas com o objetivo de mitigar efeitos indesejáveis associados ao evento. Portanto, a disponibilidade de modelos computacionais de alta confiabilidade é essencial para a realização de estudos de fluxo de potência, curto-circuito e estabilidade a fim de garantir a segurança operativa dos SEEs (1). Com a crescente incorporação de geração eólica de grande porte aos SEEs, intensos esforços vem sendo conduzidos no desenvolvimento de modelos genéricos de turbinas e parques eólicos para estudos de estabilidade, tema deste artigo.

Uma das primeiras iniciativas foi tomada pela Força Tarefa para Modelagem de Fontes Renováveis (REMTF), divisão do Conselho Coordenador de Eletricidade Oeste (WECC), primeiro grupo de desenvolvimento de modelos genéricos para estudos dinâmicos para os quatro tipos de turbinas eólicas (2) e (3). Em (4), define-se modelo genérico como aquele possível de ser utilizado por diferentes programas de simulação, de domínio público, independente de fabricantes e que devem emular o comportamento dinâmico de uma grande variedade de equipamentos. Estes modelos foram então implementados em *softwares* comerciais, resultando na primeira geração de modelos de parques eólicos para estudos de estabilidade. Em (1), apresenta-se um estudo de validação de tais modelos quando aplicados ao sistema de transmissão da Hydro-Québec, validando a abordagem. Em (5) apresenta-se o resultado da implementação deste modelo na plataforma Power System Toolbox (PST), onde foram realizados estudos de controle de frequência. No entanto, conforme (1) e (6), estes modelos requerem parâmetros de entrada, considerados privados, ou são liberados mediante Acordos de Não Divulgação (NDA) entre o usuário e o fabricante, o que limita a difusão de informações. Também são relatados casos de incompatibilidade

entre modelos de diferentes fabricantes quando integrados em uma única plataforma, resultando em problemas numéricos. Em (7) descrevem-se as limitações dos modelos vigentes para inclusão de novas tecnologias.

Devido à limitação no acesso de informações, dificuldades de integração e expansão existentes na primeira geração de modelos, novas Forças Tarefas foram organizadas. Criou-se o Comitê Técnico (TC) 88, Grupo de Trabalho (WG) 27, pela Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC), cujo objetivo é definir modelos padrões de turbinas e parques eólicos para estudos dinâmicos, incluindo faltas, perda de geração e carga (3). Em 2010, um relatório (1) foi preparado pela Força Tarefa para Integração de Geração Variável (IVGTF), organizada pela Corporação de Confiabilidade Elétrica Norte Americana (NERC), identificando questões técnicas para integração de fontes intermitentes nos sistemas de energia, como por exemplo a necessidade de modelos genéricos para estudos de estabilidade. Além disso, o Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) estabeleceu o Grupo de Trabalho em Desempenho Dinâmico da Geração Eólica (DPWPG), o qual atua principalmente na definição de especificações de projeto para facilitar a implementação de modelos genéricos em diferentes programas (6). Em 2012, o WECC-REMTF apresentou a versão final de um novo modelo genérico de parques eólicos para estudos de estabilidade (3), caracterizado por ser independente de especificações de fabricantes, de domínio público e organizado em módulos, facilitando a implementação de inovações tecnológicas. Tal modelo corresponde à segunda geração de modelos genéricos de parques eólicos. Em (4) são apresentados estudos de validação, nos quais são comparados com simulação usando modelos de primeira geração e medições em campo. Apresenta-se, também, em (4), um caso teste, no qual foram feitas 180 simulações com o objetivo de testar diferentes configurações de modelos e distúrbios.

A primeira e segunda geração de modelos genéricos consistem na representação do parque eólico como um gerador equivalente de sequência positiva, cuja capacidade de potência corresponde à soma das potências de cada turbina que o compõe (8). Neste trabalho, considera-se que todos os aerogeradores são Geradores de Indução Duplamente Alimentados (DFIG) devido à presença expressiva destes equipamentos nos SEE. Conforme (12), o tempo de comutação dos inversores é muito inferior ao intervalo de duração dos fenômenos eletromecânicos, o que permite considerar os modelos como invariantes no tempo, realizar simplificações nas malhas de controle e modelar o gerador equivalente como uma fonte de corrente controlada representada somente por equações algébricas (10). Por conta das simplificações realizadas, estes modelos não são adequados para análise de transitórios eletromagnéticos, fenômenos no interior do parque eólico e análise de desequilíbrios na rede.

Neste artigo, são descritos pelos autores os modelos genéricos de primeira e segunda geração implementados em MATLAB-Simulink a partir de referências encontradas na literatura, bem como resultados de estudos comparativos. Este trabalho está organizado da seguinte forma: na Seção 2, são descritos os modelos, com ênfase nos modelos de segunda geração devido à carência de referências na literatura e ao crescente interesse em se difundir modelos de domínio público (6). Na Seção 3, são descritas as simulações executadas e apresentados os resultados. Na Seção 4, são apresentados os comentários finais e a conclusão do trabalho.

## 2.0 - DESCRIÇÃO DOS MODELOS DE PRIMEIRA E SEGUNDA GERAÇÃO

### 2.1 Primeira Geração de Modelos

Um diagrama de blocos simplificado do modelo de primeira geração implementado pelos autores é apresentado na Figura 1. Tal modelo teve por base o modelo documentado nas referências (5) e (10).

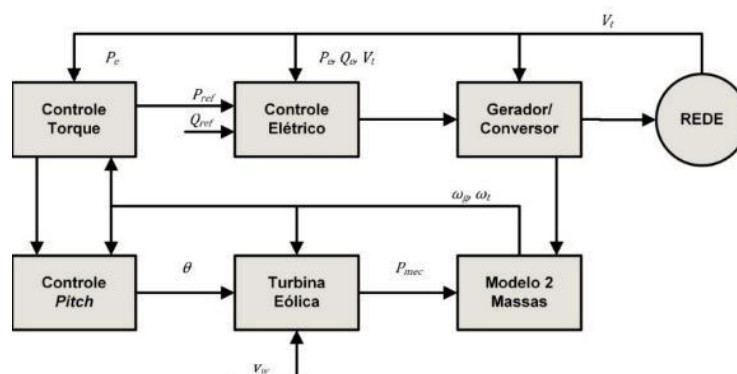


Figura 1 - Diagrama de blocos do modelo de primeira geração implementado pelos autores

- Turbina Eólica: Representa a conversão da energia cinética contida no vento em energia mecânica com o objetivo de se obter torque mecânico no gerador de indução. A Equação (1), abaixo, descreve a potência mecânica extraída do vento.

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho_{ar} \cdot v_w^3 \cdot A_{rotor} \cdot C_p(\lambda, \theta) \quad (1)$$

Onde  $\lambda$  corresponde à razão entre a velocidade na ponta da pá da turbina e a velocidade do vento (*tip speed ratio*) e  $C_p$  corresponde ao coeficiente de potência, que expressa a relação entre a potência disponível no vento e a parcela efetivamente convertida em potência mecânica no eixo da turbina. A equação para o cálculo de  $C_p$  é fornecida pelo fabricante.

- Modelo duas Massas: Modelagem do acoplamento mecânico entre turbina eólica e gerador de indução como um sistema composto de eixo mecânico e duas massas girantes. As equações são dadas por:

$$\Delta \dot{\omega}_g = \frac{1}{2H_g} \left( \frac{-P_e}{\omega_0 + \Delta\omega_g} - D_{tg}(\Delta\omega_g - \Delta\omega_t) - K_{tg}(\delta_{gt} + \delta_{g0}) \right) \quad (2)$$

$$\Delta \dot{\omega}_t = \frac{1}{2H_t} \left( \frac{P_{mec}}{\omega_0 + \Delta\omega_t} + D_{tg}(\Delta\omega_g - \Delta\omega_t) + K_{tg}(\delta_{gt} + \delta_{g0}) \right) \quad (3)$$

$$\dot{\delta}_{gt} = 2\pi f_{base}(\Delta\omega_g - \Delta\omega_t) \quad (4)$$

Onde  $K_{tg}$  corresponde à rigidez mecânica do eixo,  $D_{tg}$  corresponde ao amortecimento mecânico e  $H_t$  e  $H_g$  consistem respectivamente nos momentos de inércia da turbina e do gerador.

- Controle do Ângulo de Passo (*Pitch*): Modelagem do controle de ângulo das pás com o objetivo de limitar a potência transferida do vento para o eixo mecânico. Atuação no ângulo *pitch* a partir do erro de velocidade do gerador (Controle *Pitch*) e do erro de potência ativa (Compensação *Pitch*).

- Controle de Torque: Malha de controle responsável pela determinação da referência de velocidade do gerador e referência de torque eletromagnético. A potência elétrica e a velocidade de referência se relacionam através de (11).

- Controle Elétrico de Potência Ativa e Reativa: Síntese das correntes de controle de potência ativa e reativa a partir de valores de referência e valores medidos de potência ativa, reativa e tensão terminal. São implementadas três estratégias de controle de potência reativa: regulação de tensão (barra local ou remota), potência reativa constante e regulação de fator de potência. O diagrama de blocos referente ao controle de potência reativa é apresentado na Figura 2.

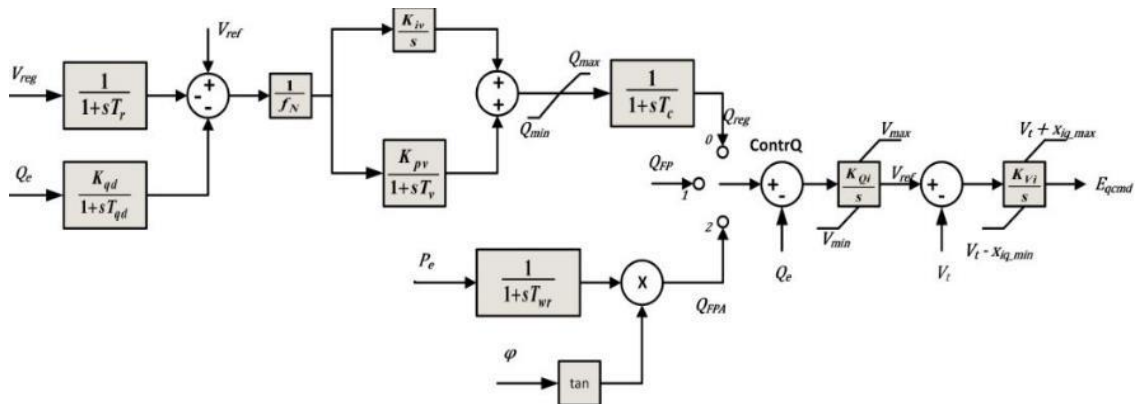


Figura 2 - Diagrama de blocos: controle de potência reativa

- Gerador/Conversor: Modelagem da interface entre parque eólico e rede elétrica, tendo como saída a corrente injetada na rede. Modelagem simplificada da ação do *Phase Locked Loop* (PLL); gerenciamento de corrente ativa frente a subtensões, que limita a injeção de corrente ativa durante subtensões; e a limitação da variação de potência ativa durante subtensões (LVPL).

Embora disponíveis, não foram implementados neste modelo de primeira geração, funções para resposta inercial e resposta primária do parque eólico, uma vez que a análise do controle de frequência não faz parte do escopo deste trabalho.

## 2.2 Segunda Geração de Modelos

O modelo de segunda geração implementado pelos autores teve por base as referências (4),(12),(13). Um diagrama de blocos simplificado é apresentado na Figura 3. Blocos, flags e funções não existentes ou modificados no modelo de primeira geração foram desenhados em linha tracejada.

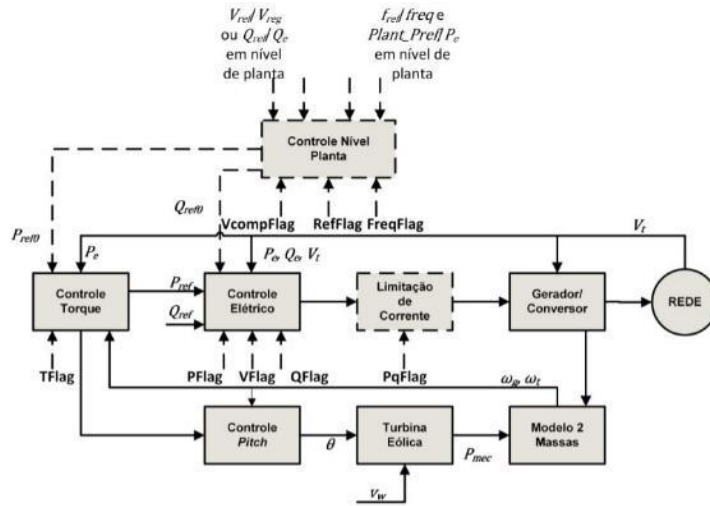


Figura 3 - Diagrama de blocos do modelo de segunda geração

Comparando a Figura 1 com a Figura 3, observa-se que são propostas modificações na turbina eólica, no controle de torque, controle elétrico, controle de ângulo de passo e o modelo de interface com a rede gerador/conversor; são incluídos os modelos de limitação de corrente, controle a nível de planta e flags de controle, cujas diferentes combinações resultam em estratégias de controle distintas. A seguir, são descritos as modificações e inclusões feitas nos modelos de segunda geração.

- Controle de Ângulo de Passo: Implementação de acoplamento da atuação do “Controle Pitch” ao erro de potência ativa através do ganho  $K_{cc}$ , implicando em maior ajuste do ângulo das pás com aumento no desvio de potência ativa. Demais funcionalidades são idênticas ao modelo de primeira geração. O diagrama de blocos é apresentado na Figura 4.

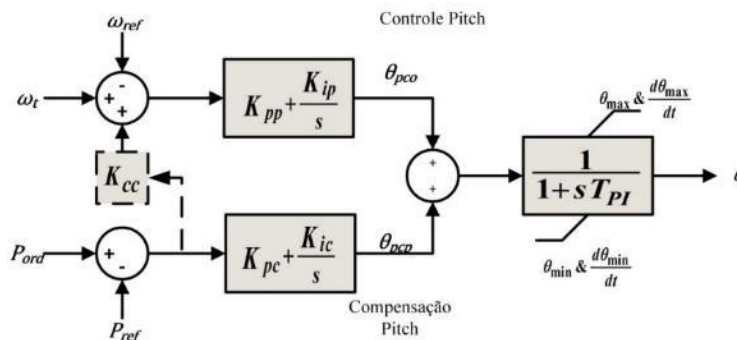


Figura 4 - Controle do ângulo de passo

- Controle de Torque: Inclusão de uma malha de controle para referência de torque a partir do erro de potência ativa, sendo a referência  $P_{ref0}$  obtida da malha de controle externo (planta). Mantém-se a geração de referência de torque a partir do desvio de velocidade do gerador implementada na primeira geração e a escolha da estratégia de controle é realizada pela flag  $TFlag$ . O diagrama de blocos é apresentado na Figura 5.

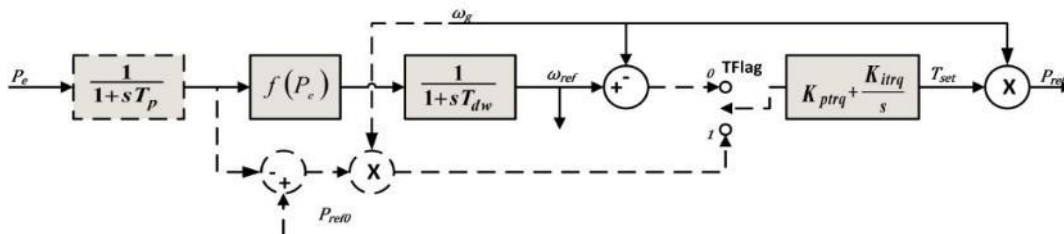


Figura 5 - Malha de controle de torque

- Controle Elétrico de Potência Ativa: São incluídas a opção de desabilitar a emulação de oscilação no torque mecânico, o congelamento do estado correspondente à medição da referência de potência caso seja detectado afundamento ou sobre elevação de tensão (voltage\_dip = 1) e uma lógica para limitação do valor máximo de corrente ativa sintetizada. O atraso correspondente à medição da tensão terminal é modelado no controle de potência reativa. Mantém-se a emulação de oscilação no torque mecânico implementado na primeira geração. O diagrama de blocos do controle de potência ativa é mostrado na Figura 6.

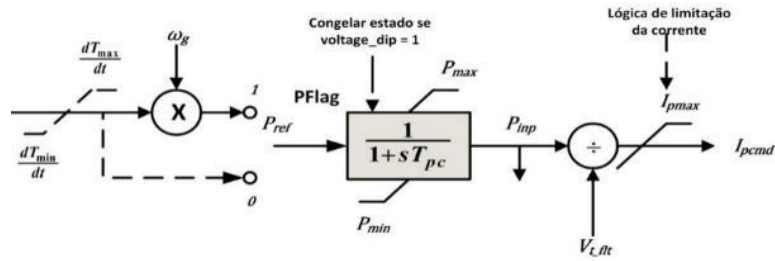


Figura 6 - Controle elétrico de potência ativa

- Controle Elétrico de Potência Reativa: Observa-se que o sinal de saída passa a ser em corrente e não mais em tensão. É incluído o controle remoto de potência reativa e além da opção de síntese de corrente reativa a partir do controle coordenado de potência reativa e tensão, implementado na primeira geração, têm-se as opções de síntese por controle de tensão e diretamente pela referência de potência reativa. É feita a inclusão de ação proporcional nos controladores e é considerado o efeito do atraso devido à medição da tensão terminal. Outra inclusão de interesse é a habilitação de injeção de corrente reativa adicional  $I_{qinj}$  quando ocorre violação dos limites normais de tensão. Para esses casos, fixam-se as dinâmicas associadas aos controladores de potência reativa e tensão e injeta-se corrente reativa proporcional ao desvio de tensão terminal. Além disso, injeta-se uma corrente reativa  $I_{qfrz}$  durante um intervalo de tempo de  $T_{hld}$  segundos após a normalização da tensão. Um diagrama de blocos do controle de potência reativa é apresentado na Figura 7.

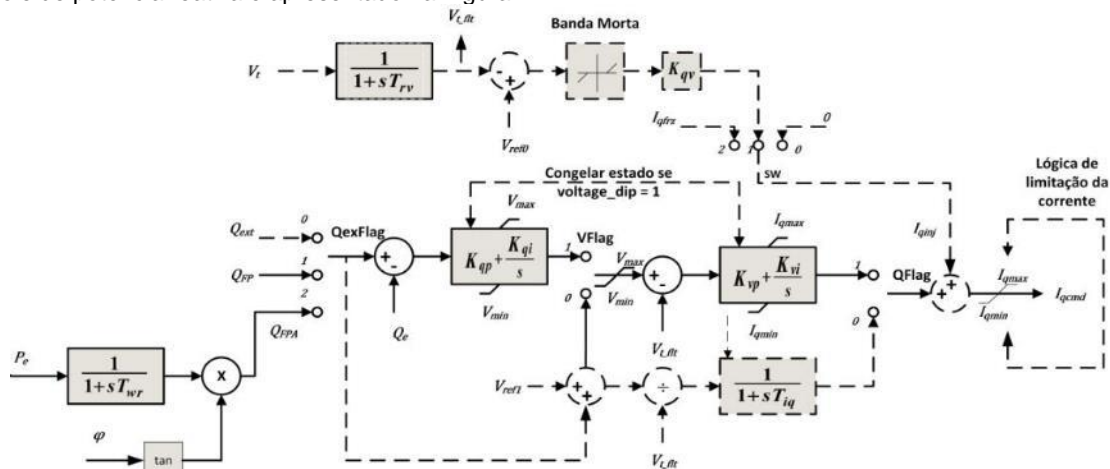


Figura 7 - Controle elétrico de potência reativa

- Modelo Gerador/Conversor: É incluído um limitante na taxa de variação da potência reativa após a eliminação de faltas. Habilita-se o limitante superior  $I_{qrmax}$  para os casos em que o parque injeta potência reativa na rede, e habilita-se o limitante mínimo  $I_{qrmin}$  para os casos em que o parque absorve potência reativa da rede (4) (12). A entrada é em corrente reativa, não mais em tensão reativa. Demais funcionalidades permanecem idênticas ao modelo de primeira geração. O diagrama de blocos é apresentado na Figura 8.

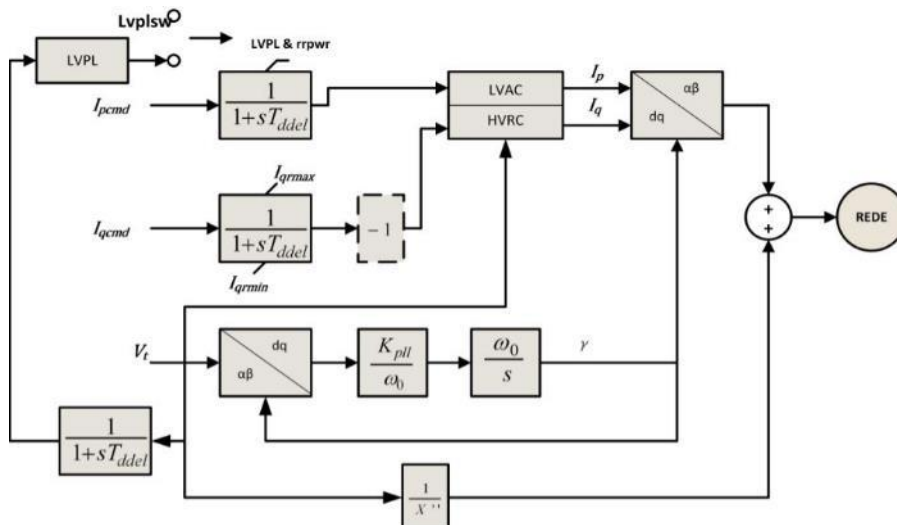


Figura 8 - Modelo Gerador/Conversor

- Controle Nível Planta: Módulo opcional de controle supervisorio de potência ativa e reativa, existente apenas na segunda geração de modelos de parques eólicos para estudos dinâmicos. O controle de potência ativa permite a regulação primária de frequência, a partir do desvio de frequência. De acordo com (13), este modelo está sujeito a revalidações, pois não foi largamente testado. Um diagrama de blocos da malha de controle é fornecido na Figura 9a. controle supervisorio de potência reativa fornece referência desta grandeza para o controle local a partir de regulação de tensão ou regulação de potência reativa, conforme o valor da flag *RefFlag*. Caso seja habilitada a primeira opção, estão disponíveis os controles de tensão por compensação de linha (LDC), com monitoração da tensão terminal a ser regulada  $V_{reg}$  e da corrente  $I_{branch}$  que flui no correspondente ramo do sistema ou estatismo (*droop*), com monitoração de  $V_{reg}$  e da potência reativa no dado ramo do sistema. Um diagrama de blocos da malha de controle é apresentado na Figura 9b.

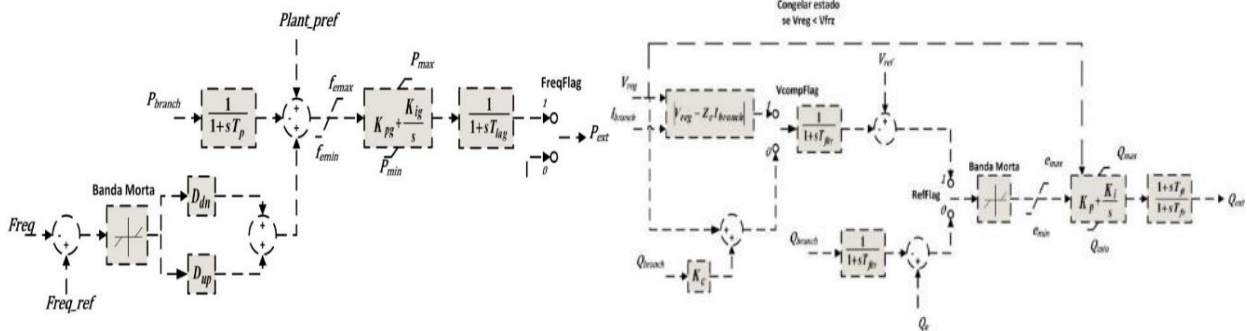


Figura 9a - Controle externo de potência

Figura 9b - Controle externo de potência

### 3.0 - DESCRIÇÃO DAS SIMULAÇÕES

Neste trabalho, os modelos de primeira e segunda geração desenvolvidos pelos autores são simulados em uma rede fictícia de topologia radial do tipo Gerador-Barra Infinita formada por 6 barras, apresentada na Figura 10. Além do diagrama da topologia, são apresentados os tipos das barras e os parâmetros do sistema na base 100MVA.

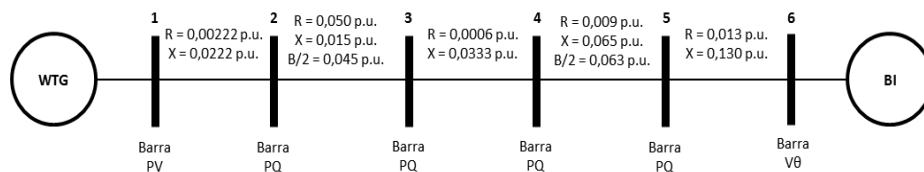


Figura 10 - Rede de topologia radial simulada

Deseja-se comparar os desempenhos dos modelos de primeira e segunda geração, bem como as diferentes estratégias de controle implementadas no modelo de segunda geração. Aplica-se um curto-circuito trifásico equilibrado no instante  $t = 100ms$  na barra 5, eliminado após 100ms pelo sistema de proteção. Na Tabela 1, são apresentadas as estratégias de controle implementadas neste estudo.

Tabela 1 - Estratégias de controle implementadas

Estratégia	QexFlag	TFlag	PFlag	VFlag	QFlag	VcompFlag	RefFlag	FreqFlag	PqFlag	Descrição
1	1	0	1	1	1	-	-	-	0	Controle coordenado local Q/V com emulação de torque mecânico
2	1	0	1	0	1	-	-	-	0	Controle local de V com emulação de torque
3	1	0	0	1	1	-	-	1	0	Controle coordenado local Q/V sem emulação de torque
4	0	0	1	1	1	1	1	-	0	Controle remoto V + Controle coordenado local Q/V com emulação de torque
5	0	0	1	1	1	0	1	-	0	Controle remoto V (droop) + Controle coordenado local Q/V com torque emulado
6	0	0	1	1	1	-	0	-	0	Controle remoto Q + Controle coordenado local Q/V com emulação de torque
7	1	1	1	1	1	0	-	1	0	Controle coordenado local Q/V sem emulação de torque

Na Figura 11, são exibidos durante 0,5s o comportamento da potência reativa despachada de acordo com modelos de primeira e segunda geração. Em ambos os casos, empregam-se as estratégias de regulação de tensão e regulação de potência reativa com o objetivo de manter a tensão terminal do parque eólico em 1,03p.u. Na Figura

12, são exibidos durante 3,0s o comportamento da velocidade da turbina, do gerador (grandezas mecânicas) e da potência ativa despachada (grandeza elétrica), de acordo com estratégias que emulam torque mecânico.

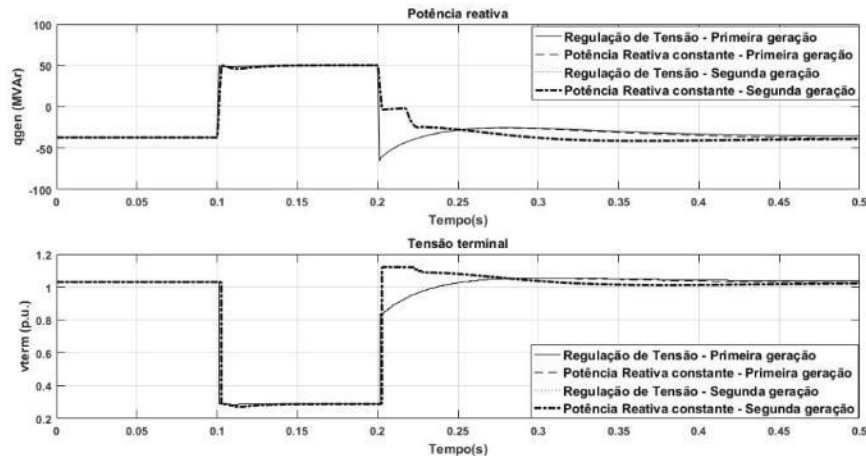


Figura 11 - Comparativo de potência reativa e tensão terminal entre modelos de primeira e segunda geração

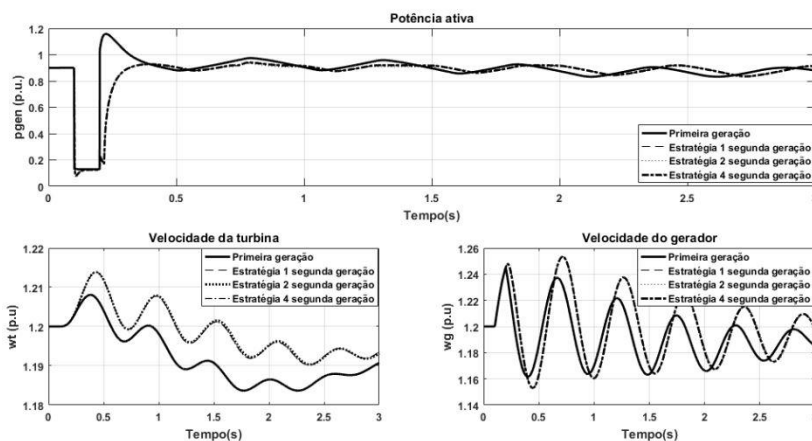


Figura 12 - Comparativo de potência ativa e velocidades entre os modelos de primeira e segunda geração

Para a Figura 11, observa-se que para o modelo de primeira geração ocorre um afundamento de potência reativa nos primeiros instantes após a eliminação da falta, causado pela absorção de potência reativa pelo parque eólico para que se restabeleça a condição normal de operação. No modelo de segunda geração, verifica-se que após a eliminação da falta, a potência reativa assume um valor intermediário antes de decair, o que se deve à injeção adicional de reativos pela corrente de controle  $I_{qinj}$  a partir do instante em que se detecta que a tensão terminal volta à faixa normal de operação (0,9 p.u. a 1,1p.u.) , evitando o afundamento observado no modelo de primeira geração. Devido ao suporte mais eficiente de reativos promovido pelo modelo de segunda geração, a tensão terminal atinge e mantém um valor de 1,12p.u. imediatamente após a eliminação da falta, 33% maior do que aquele observado para o modelo de primeira geração no mesmo instante, e converge para o valor especificado de 1,03p.u.

Para a Figura 12, como esperado, verifica-se que as grandezas mecânicas apresentam dinâmica mais lenta do que a potência elétrica. Pode ser observado que imediatamente após a eliminação da falta, a potência ativa simulada no modelo de primeira geração atinge um valor máximo aproximadamente 25% superior do que o maior valor atingido na simulação dos modelos de segunda geração. Verifica-se que o transitório de convergência da potência ativa para a nova condição de regime é menos severo. Isso se deve ao fato de as estratégias implementadas no modelo de segunda geração contemplarem prioridade na síntese de corrente reativa de controle, ( $Pqflag = 0$ ), de maneira que a parcela de corrente disponível para controle de potência ativa diminui. Devido ao maior pico de potência ativa, o afundamento na velocidade da turbina para o modelo de primeira geração é maior do que aquele para o modelo de primeira geração (Equação de *Swing* da Máquina). Além disso, em ambas as classes de modelo, a amplitude de oscilação da velocidade do gerador é maior do que aquela da velocidade da turbina, pois a constante de inércia da segunda é menor.

Na Figura 13, é exibido durante 10s o comportamento da potência reativa para todas as estratégias do modelo de segunda geração, enquanto que na Figura 14 é exibido durante 5s o comportamento da potência reativa. A simulação de potência ativa foi iniciada a partir do instante de eliminação da falta porque é a partir deste instante que são observadas variações no comportamento desta grandeza para os casos abordados. Não se representou a

variação de potência reativa durante o intervalo de falta, porque não foram verificadas variações expressivas no comportamento desta grandeza.

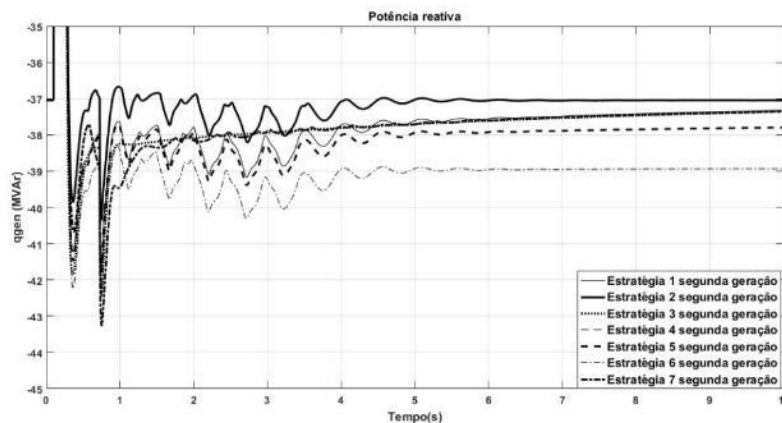


Figura 13 - Desempenho de diferentes estratégias do modelo de segunda geração: potência reativa

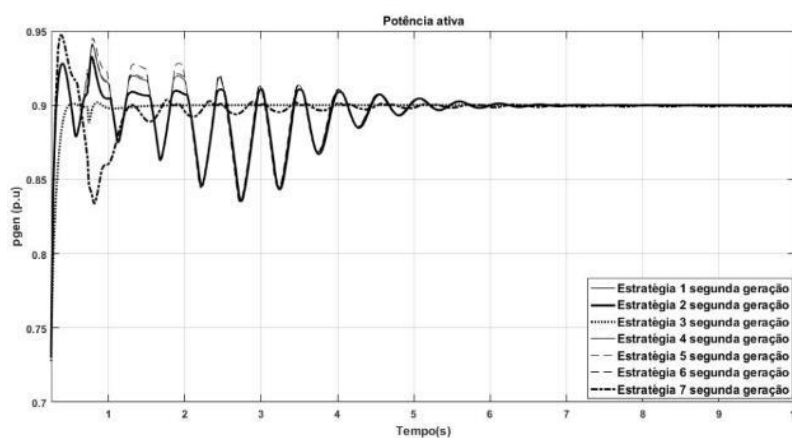


Figura 14 - Desempenho de diferentes estratégias do modelo de segunda geração: potência ativa

A potência ativa despachada apresenta um padrão bem definido de oscilação quando o controle é feito através das Estratégias 1,2,4,5 e 6, que empregam emulação de torque mecânico. Para estes casos, as discrepâncias mais significativas são observadas nos primeiros instantes após a eliminação da falta, em que predominam modos de frequência mais elevados, provenientes da modelagem das diferentes malhas de controle implementadas. Estes modos são atenuados após um certo intervalo de tempo, a partir do qual predomina a oscilação de baixa frequência dos geradores do parque eólico. Observa-se que o comportamento da potência ativa é praticamente idêntico para as Estratégias 1 e 2, de forma que a potência ativa apresenta pouca sensibilidade à referência quando o controle de potência reativa é feito localmente. O controle pelas Estratégias 4 e 5 também resulta em comportamentos muito parecidos de potência ativa. Nestes casos se observa uma sobre-elevação máxima de cerca de 1,5% em comparação ao controle pelas Estratégias 1 e 2, o que pode ser explicado pelo tempo adicional de resposta imposto pelas malhas de controle remoto de tensão. Para o controle feito através da Estratégia 6, pode ser observada uma sobre-elevação máxima de cerca de 2,3%, em comparação às Estratégias 1 e 2, em função da dinâmica adicional da malha de controle remoto de potência reativa. É interessante observar que o comportamento da potência ativa não sofre modificações expressivas com variações nas estratégias abordadas, destinadas principalmente ao controle de potência reativa, implicando em desacoplamento destas grandezas. As Estratégias 3 e 7, que não contemplam emulação de torque, apresentam oscilações mais amortecidas e levam mais tempo para atingir o regime permanente. Na primeira, não se observa sobre-elevação de potência ativa despachada pelo parque, pois não se considera a dinâmica da velocidade do gerador e não são incluídos novos controladores. Para a Estratégia 7, a referência de potência ativa provém da malha de controle supervisorio (planta), cuja dinâmica resulta em sobre-elevações de potência imediatamente após a eliminação da falta.

Comparando as Estratégias 1 e 2, nas quais se implementa somente controle local de potência reativa, na primeira o parque eólico absorve mais potência reativa após a eliminação da falta e converge mais lentamente para a condição de regime. Tal comportamento é esperado, pois na Estratégia 1 a tensão de referência é determinada por uma malha externa lenta, cuja dinâmica impõe atrasos na determinação da referência, enquanto que na Estratégia 2 esta é determinada na inicialização. Quando o controle é feito através das Estratégias 3 e 7, observa-se que as oscilações iniciais de potência reativa, provenientes da dinâmica dos controladores, são rapidamente atenuadas após a eliminação da falta, fato não observado nos demais casos. Este fenômeno pode estar relacionado à não emulação do torque mecânico. Com a implementação da Estratégia 5 (estatismo de tensão), a potência reativa



não converge para o valor pré-falta, pois o parque eólico absorve potência reativa adicional, com o objetivo de limitar o afundamento de tensão provocado pela falta.

#### 4.0 - CONCLUSÃO

Neste trabalho, foram descritos a primeira e segunda geração de modelos genéricos de representação de parques eólicos como geradores equivalentes. Foram realizadas simulações comparando os modelos de primeira e segunda geração e, também, o desempenho de diferentes estratégias de controle implementadas no modelo de segunda geração. Embora o sistema sobre o qual foram feitos os estudos seja fictício, obtém-se uma primeira aproximação referente ao comportamento de parques eólicos conectados aos SEEs.

Na comparação dos modelos de primeira e segunda geração, observou-se que o suporte de reativos é mais eficiente no segundo, o que se deve às modificações implementadas no controle de potência reativa. Verificou-se, também, que, com a lógica de prioridade no atendimento à potência reativa, a sobre-elevação de potência ativa e o afundamento na velocidade da turbina foram reduzidos. Isso implica em menor esforço sobre os equipamentos do parque eólico.

As diferentes estratégias de controle implementadas no modelo de segunda geração não causaram alterações significativas no despacho de potência na operação em regime permanente após o distúrbio. As alterações mais expressivas foram observadas nos primeiros ciclos após a eliminação da falta, em que predominam modos de alta frequência provenientes da modelagem das diversas malhas de controle, os quais são rapidamente atenuados. A convergência para a condição de regime é mais lenta para estratégias que contemplam controle em cascata, uma vez que nestes casos a referência é determinada por uma malha de controle adicional. Estratégias nas quais se emulou torque mecânico apresentaram padrões similares de oscilação de baixa frequência após a atenuação dos modos de alta frequência, convergindo mais rapidamente para a situação de regime.

#### 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) NERC. *Standard Models for Variable Generation*. Disponível em:

<http://www.nerc.com/files/Standards%20Models%20for%20Variable%20Generation.pdf>

(2) Yi-Liang, Hu; Yuang-Kang, Wu. *Comparative Analysis of Generic and Complex Models of the Type-3 Wind Turbine*. In: 2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Conference – Xi'an – China. 2016

(3) Pourbeik, P. et al. *Generic Stability Models for Type 3 & 4 Wind Turbine Generators for WECC*. In: Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE. 2013

(4) Pourbeik, P. *WECC Technical Update – Generic Models and Model Validation for Wind Turbine Generators and Photovoltaic Generation*, 2013. Disponível em:

<http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=00000003002001002&Mode=download>

(5) Wilches-Bernal, F. *Applications of Wind Generation for Power System Frequency Control, Inter-Area Oscillations Damping and Parameter Identification*. 2015. 145 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Instituto Politécnico Rensselaer, Troy, Nova Iorque. 2015.

(6) Sanchez-Gasca, J. J. et al. *Description and Technical Specifications for Generic WTG Models – A Status Report*. In: Power Systems Conference and Exposition (PSCE), 2011 IEEE/PES

(7) Pourbeik, P. et al. *Generic Dynamic Models for Modeling Wind Power Plants and other Renewable Technologies in Large Scale Power System Studies*. IEEE Transactions on Energy Conversion 2016. Este artigo foi aceito para publicação em uma futura edição do jornal, mas não foi completamente editado.

(8) Akhmatov, V. *Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power*. 2003. 254 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Técnica da Dinamarca, Kongens Lyngby. 2003.

(9) Hiskens, I. A. *Dynamics of Type-3 Wind Turbine Generator Models*. IEEE Transactions on Power Systems, v. 27, n. 1, Fevereiro 2012

(10) Clark, K.; Miller, Nicholas J.; Sanchez-Gasca, Juan J. *Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies*. Versão 4.4. Setembro 2009

(11) Vitaal, V.; Aynnar, R. *Grid Integration and Dynamic Impact of Wind Energy*. Nova Iorque: Springer New York Heidelberg Dordrecht London, 2013. 148 f.

- (12) Pourbeik, P. *WECC Second Generation Wind Turbine Models: Specification of the Second Generation Generic Models for Wind Turbine Generators*. Disponível em:  
<https://www.wecc.biz/Reliability/WECC%20Second%20Generation%20Wind%20Turbine%20Models%20012314.pdf>
- (13) Sanchez-Gasca, J. J. et al. *Generic Wind Turbine Generator Models for WECC – A Second Status Report*. In: Power & Energy Society General Meeting, 2015 IEEE. 2015
- (14) Said, S. M.; Ally, M. M.; Abdel-Arkher, M. *Capacity and Location Effects of Wind Turbine Energy Systems on Power Systems Stability*. International Journal on Power Engineering and Energy, v. 4, n. 1, Janeiro 2013

#### 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

**Daniel Dotta** possui doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2009). Atualmente é professor assistente da Faculdade de Engenharia Elétrica da UNICAMP

**Rafael Tavares Motta** possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (2012). Atualmente é aluno de Mestrado em Engenharia Elétrica na Universidade Estadual de Campinas. É associado ao CIGRÉ-Brasil