0

含风电孤立中压微电网暂态电压稳定协同控制策略

赵卓立^{1,2},杨 苹^{1,3,4},蔡泽祥¹,周少雄^{3,4},Timothy C. Green² (1. 华南理工大学 电力学院,广东 广州 510641;2. 帝国理工学院,英国 伦敦 SW7 2AZ; 3. 华南理工大学 风电控制与并网技术国家地方联合工程实验室,广东 广州 511458;

4. 华南理工大学 广东省绿色能源技术重点实验室,广东 广州 511458)

摘要:分析了孤立中压微电网中双馈异步风力发电机组(DFIG)与动态负荷的暂态运行特性。为改善含 DFIG 微电网的暂态电压稳定性,提出了基于就地层储能稳定控制、DFIG 快速变桨控制和甩动态负荷的暂态电压稳 定协同控制策略。基于 PSCAD/EMTDC 建立了东溴岛中压微电网系统和稳定控制策略模型,研究结果表明, 微电网暂态电压稳定性与微电网中风电渗透率和负荷特性密切相关;在大扰动下,提出的暂态电压稳定协同 控制策略能有效增强微电网的电压稳定性。

关键词:风电;微电网;双馈异步风力发电机组;储能;暂态电压稳定;协同控制策略

中图分类号: TM 712; TM 614 文献标识码: A

0 引言

可再生和绿色分布式发电系统渗透率的不断提高,将促进发电方式、输配电方式和电能使用方式出现新的变革。作为实现智能电网中主动配电网的有效方式,微电网有利于引入大量可再生能源发电,减少太阳能、风能等强波动性/间歇性能源的接入对大电网造成冲击,在中低压层面上有效解决分布式电源高渗透率运行时的问题,同时降低电网脆弱性,使电力系统更可靠、安全、清洁和经济^[1-5]。

当微电网由于外部电网故障或应用于偏远地区 和海岛供电时,需孤岛运行。孤立微电网是由分布 式电源 DG(Distributed Generation)、储能装置、能量 转换装置、相关负荷,联合协调控制保护装置和智能 调度系统组成的小型发配电系统,是一个能够实现 自我控制、保护和管理的自治系统^[6-10]。

与定速异步风电机组相比,双馈异步风力发电机 组 DFIG(Doubly-Fed Induction Generator)能通过转 子绕组的交流励磁控制来实现有功、无功功率的解耦 控制,改善风电机组的功率因数^[11]。在孤立微电网中 引入 DFIG,能提高微电网的电压和频率稳定性^[12]。 与传统电力系统不同,微电网系统惯性较小,在 大扰动下,可再生能源高渗透率微电网表现出包含 连续和离散事件驱动的更为频繁与复杂的混合动态 特性^[13]。同时,在短路故障下,DFIG 在大电网中能 够在强网架支持下实现低电压穿越,而作为弱电网, 微电网自身的无功控制不足以支持系统电压恢复, 短路故障可能会使微电网电压崩溃失稳^[14-15]。DFIG 对微电网稳定性的影响和改善措施成为微电网研究 面临的重要课题。

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2015.10.001

文献[16-18]较早研究了风速波动对微电网动态特性的影响。文献[16]在 DFIG 中通过引入旋转质量块和超级电容的方式实现虚拟惯量,以提高风速波动情况下微电网的静态稳定性;文献[17]分别引入超级电容和蓄电池储能控制策略以减缓由于风功率波动引起的微电网频率波动;文献[18]对含定速异步风电机组微电网稳定性进行了分析,并基于蓄电池储能控制策略改善微电网在阵风扰动时的稳定性。文献[12]建立了微电网中 DFIG 的动态模型,并提出增加额外的电压控制环和频率控制环,以提高并网和计划/非计划孤岛切换稳定性。然而,目前这些文献均没有涉及含风电微电网暂态稳定性的研究,因此含风电微电网暂态稳定机理还需进一步探讨。

与此同时,微电网作为弱电网,容量较小,负荷 特性对微电网系统的稳定有不可忽视的影响,负荷形 式对微电网稳定性具有重要影响。目前研究微电网 稳定性的论文中,微电网中所有负荷都用恒定阻抗或 恒定功率负荷仿真模拟^[19-20],但在配电网负荷中,大 体上 60% 的负荷由直接连接感应电动机组成^[21-22], 因此使用恒定阻抗或恒定功率负荷进行仿真会降低 仿真结果的可信度。

针对上述问题,本文以主从控制模式微电网为

收稿日期:2015-01-05:修回日期:2015-08-18

基金项目:国家自然科学基金资助项目(61273172);广东省科 技计划项目(2012B040303005);广州市南沙区科技计划项目 (2013P005);南方电网科学研究院科技项目(SEPRI-K143003); 国家留学基金管理委员会资助联合培养博士研究生项目 (201406150017)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(61273172), Science and Technology Planning Project of Guangdong Province(2012B040303005), Science and Technology Planning Project of Nansha District, Guangzhou (2013-P005), Science and Technology Project of China Southern Power Grid Electric Power Research Institute(SEPRI-K143003), Joint Ph.D. Scholarship of China Scholarship Council (2014-06150017)

研究对象,在研究微电网中 DFIG 与动态负荷暂态特性的基础上,提出基于就地层储能稳定控制、DFIG 快速变桨控制和甩动态负荷的电压稳定协同控制策略,以改善微电网的暂态电压稳定性。在 PSCAD/EMTDC 中建立了中压海岛微电网系统以及微电网稳定控制策略模型,微电网系统包含柴油发电机、双馈风力发电机组、储能系统以及由静态负荷和动态负荷组成的综合负荷模型。最后对微电网暂态电压稳定性影响因素进行了定量分析,研究结果验证了提出的电压稳定协同控制策略的有效性。

1 研究系统描述

研究系统为珠海万山海岛新能源微电网示范项 目东澳岛智能微电网。东澳岛微电网为10kV中压 海岛微电网,系统规划单线图如图1所示。系统由 10kV等级的3条辐射状配电馈线组成,并通过静态 开关SS(Static Switch)、变压器后经35kV海底电缆 连接至桂山海上升压站、大万山岛微电网以及桂山岛 微电网。馈线2与馈线3接有感应电动机动态负荷、 静态负荷 1 与静态负荷 2。系统包括 3 个分布式发 电单元:馈线 1 上的柴油发电机组(1.275 MV·A)、馈 线 3 上的 DFIG(0.9 MV·A)和储能系统(0.8 MV·A)。 其中,柴油发电机组装备有固态电子调速器和数字式 自动励磁调整装置。储能系统配置 2 台 500 kW 变 流器,直流侧分别接一组 2 000 A·h 阀控式铅酸蓄电 池组(电池组出口电压 600 V),交流侧经 1 台 380 V/ 10 kV 升压变压器接入 10 kV 母线。东澳岛微电网 中远期主要考虑以海岛联网为主的孤岛运行方式, 为海岛用户供电。

2 微电网暂态运行特性分析

2.1 微电网中 DFIG 暂态电压稳定性分析

DFIG 接入微电网的等效电路如图 2 所示,所有 转子侧分量已折算到定子侧,其中 R_s 为定子电阻, R_r 为转子电阻, X_{ls} 为定子漏抗, X_{lr} 为转子漏抗, X_m 为 定转子之间互抗, Z_{eq} 为转子侧变流器的等效阻抗,s为发电机转差率。DFIG 通过等值线路(阻抗 $Z_{grid} = R_{grid} + jX_{grid}$)连接微电网。



图 1 东澳岛中压海岛微电网系统单线图 Fig.1 Single-line diagram of medium-voltage microgrid of Dongao Island



图 2 DFIG 接入微电网的等效电路图 Fig.2 Equivalent circuit of microgridconnected DFIG

DFIG 转子侧变流器等效阻抗 Z_{eq} 随转差与定子 电压变化。由图 2 可知,当 DFIG 机端电压 U 一定 时,DFIG 的电磁转矩 T_e 满足^[23]:

$$T_{e} = \frac{P_{f}}{\omega_{s}} \cdot \frac{3U^{2}}{(R_{s} + R_{r}/s + R_{eq}/s)^{2} + (X_{ls} + X_{lr} + X_{eq}/s)^{2}} \times \frac{R_{r} + R_{eq}}{s}$$
(1)

其中, P_f 为极数; $\omega_s=2\pi f$ 为同步角速度。

在采用最大功率点跟踪控制的风力发电系统中, 机械转矩和发电机转速的二次方成正比 $(T_{m} \propto \omega_{r}^{2})$, 机械转矩的表达式为^[24]:

$$T_{\rm m}^{\rm OPT} = \frac{1}{2} \pi \rho_{\rm AIR} R^5 \frac{C_{\rm P}^{\rm OPT}}{\lambda_{\rm OPT}^3} \frac{\omega_{\rm r}^2}{N^3} = K_{\rm w} \omega_{\rm r}^2$$
(2)

其中, ρ_{AR} 为空气密度;R为风轮半径, C_P^{OPT} 为最优风能利用系数; λ_{OPT} 为最优叶尖速比;N为齿轮箱变比。

基于式(1)和(2)可以绘制出 DFIG 的转矩--转差特性曲线,如图 3 所示(转矩为标幺值)。在不同的 R_{eq} 和 X_{eq} 数值下,可以获得不同的转矩--转差率特性曲线。曲线 T_{e1} 和 T_{e2} 分别对应 DFIG 运行在超同步模式和次同步模式下的电磁转矩--转差特性曲线。如图 3 中所示,假设微电网在线路严重短路故障下 DFIG 机端电压骤降至 0.5 p.u. 且持续较长时间^[25],此时 DFIG 电磁转矩曲线 T_{e1} 位于机械转矩曲线 (100% T_{m})下方,电磁转矩始终小于机械转矩而导致 DFIG 转子不断加速直至超速,DFIG 机端电压崩溃且无法重新建立,DFIG 由于超速或低压保护脱网,从而破坏微电网稳定性。



图 3 双馈风力发电系统转矩--转差特性曲线 Fig.3 Torque-slip characteristic curve of DFIG

因此,微电网在线路严重短路故障时,若能通过 快速调整桨距角主动降低 DFIG 机械转矩至 50% T_m, 使 DFIG 机械转矩曲线与电磁转矩曲线重新相交,从 等面积定则角度分析,相当于增加了故障时发电机的 减速面积。在发电机电磁转矩和机械转矩的综合作 用下,DFIG 最终过渡到新的稳定运行状态。降低机 械转矩从而增加微电网中 DFIG 暂态电压稳定性,是 本论文采用桨距角控制来增加微电网暂态电压稳定 性的机理。

2.2 动态负荷对微电网暂态电压稳定性的影响

a. 电压骤降过程。如图 4 所示,假设由于微电 网线路短路故障产生感应电机负荷母线电压骤降。 电压骤降将导致电机定子磁链快速下降,电磁转矩 将产生冲击,同时感应电机转速从电压骤降瞬间开 始以指数曲线衰减,对应时间常数为 *a*₁^[26]。若故障在 *t*=*t*₁时开始,*t*=*t*₂时清除,则在电压骤降条件下感应 电机转速可表示为:

$$\omega_{\rm mdursag} = \frac{b_1}{a_1} + \left(\omega_{\rm mnom} - \frac{b_1}{a_1}\right) \times e^{-a_1(t_2 - t_1)}$$
(3)

$$a_{1} = \frac{K_{\text{pos}}U_{\text{pdursag}}^{2} + K_{\text{neg}}U_{\text{ndursag}}^{2}}{J_{\text{IMagg}}\omega_{\text{s}}}$$
(4)

$$b_1 = \frac{K_{\text{pos}} U_{\text{pdursag}}^2 - K_{\text{neg}} U_{\text{ndursag}}^2 - T_{\text{IMLagg}}}{J_{\text{IMagg}}}$$
(5)

$$K_{\rm pos} = \frac{3}{R'_{\rm IMr}\omega_{\rm s}} \tag{6}$$

$$K_{\rm neg} = \frac{3R_{\rm IMr}}{\omega_{\rm s} \left[(2R_{\rm IMs} + R_{\rm IMr}')^2 + 4(X_{\rm IMs} + X_{\rm IMr}')^2 \right]}$$
(7)

其中, ω_s 为同步速度; ω_{mnom} 为故障前电机转速; $U_{pdursag}$ 与 $U_{ndursag}$ 分别为电压骤降过程中感应电机负荷母线 正序和负序电压; T_{IMagg} 为感应电机机械转矩; J_{IMagg} 为 感应电机聚合等值的转动惯量; R'_{IM} 、 X'_{IM} 、 R_{IMs} 、 X_{IMs} 分 别为感应电机转子电阻、转子电抗、定子电阻和定子 电抗。



图 4 电压骤降过程感应电机转速变化图 Fig.4 Speed variation of induction motor during voltage sag

由式(3)可知,感应电机在运行时吸收无功功率 是转差 s 的函数,转差越大,吸收无功越多。由于电 压骤降引起转子转差急速增加,电机吸收无功也相 应增加,微电网系统中无功不足将引起一次更严重的 电压骤降过程。

4

b.故障清除后。一旦故障清除后,由于感应电 机转速仍然低于故障前转速,感应电机将重新加速。 因此将从微电网中瞬间吸收更大电流,从而减缓微 电网电压恢复过程。感应电机从电压骤降结束时的 转速 ω_{mend} 恢复到故障前转速 ω_{mono} 所需时间为:

$$\Delta t = K_{\rm acc} \ln \left[\frac{\omega_{\rm mnom} - \omega_{\rm s} \left(1 - \frac{T_{\rm IMLagg}}{K_{\rm pos} U_{\rm paftsag}^2} \right)}{\omega_{\rm mend} - \omega_{\rm s} \left(1 - \frac{T_{\rm IMLagg}}{K_{\rm pos} U_{\rm paftsag}^2} \right)} \right]$$
(8)

其中, $K_{acc} = -J_{IMagg} \omega_s / (K_{pos} U_{paffsag}^2), U_{paffsag}$ 为感应电机转 速恢复过程中的正序电压。

将 $\omega_{\text{mnom}} = \omega_{\text{s}}(1 - s_{\text{mnom}}) 与 \omega_{\text{mend}} = \omega_{\text{s}}(1 - s_{\text{mend}}) 代人式$ (8)可得:

$$\Delta t = K_{\rm acc} \ln \left(\frac{\frac{T_{\rm IM_{acg}}}{K_{\rm pos} U_{\rm paffsag}^2} - s_{\rm mnom}}{\frac{T_{\rm IM_{acg}}}{K_{\rm pos} U_{\rm paffsag}^2} - s_{\rm mend}} \right)$$
(9)

由式(9)可见,电压骤降结束时电机转差 s_{mead} 越大,所需的加速时间 Δt 越长。进一步说,电压骤降结束时严重的电机转速下降(转差 s_{mead} 增加),将导致式(9)中加速时间 Δt 趋向于无穷大或产生虚部,这也意味着电机转速和机端电压将无法恢复。因此,对于含感应电机动态负荷的微电网,为防止电压骤降条件下电机速度的进一步衰减,以及相应地促进电机转速和电压恢复过程,快速故障清除响应是必要的。

3 微电网暂态电压稳定协同控制策略

3.1 大扰动电压稳定增强控制策略

根据东澳岛智能微电网的系统规划,系统通信采 用高实时性的 IEC61850 国际标准规约,实现装置与 装置之间、装置与主站之间的互联互通。就地控制 层与集中控制层间采用 PTN 光纤环网构建高速数 据通道,快速传递广域量测采样值(SV)数据、基于 GOOSE 网的设备事件数据以及基于 IEEE1588 的同 步时钟数据,实现三网融合。GPS 装置为系统各级 装置提供统一对时服务。其中,就地控制层负责该 层单元运行状态的识别,并以5ms传输间隔向集中 控制层传输广域量测数据。大扰动下,电压稳定增 强控制策略结构如图 5 所示。集中控制层中微电网 中央控制器 MGCC(MicroGrid Central Controller)通 过 GOOSE/SV 实时量测数据监测微电网的运行状 态,进行微电网故障的快速判断,并向就地控制层传 输暂态电压稳定协同控制策略信号,在故障时提供 紧急电压支撑。

由图 5 可见,暂态电压稳定协同控制策略根据 实时量测的母线 4 电压 U_{BUS4} 以及 DFIG 转子转速 ω_{means} 确定执行的控制方案。



图 5 大扰动电压稳定增强控制策略 Fig.5 Control strategy for voltage stability enhancement under large disturbance

a. 控制策略根据电压特性将其划分为 3 个区域。U_N为母线 4 额定电压值;U_{BL}、U_{CL} 与 U_{CL}为划分的电压区域边界。各区域对应的控制策略如下。

A-区:电压稳定区(U_N~U_{BL}),电压在中压微电网 电压波动允许范围内,系统不需要进行任何额外控制。

B-区:电压预警区(U_{BL}~U_{CL}),U_{BUS4}偏离电压稳 定区,MGCC结合微电网故障识别结果,当中压微电 网发生故障时,就地层储能稳定控制(S2)执行动作。

C-区:电压紧急区(U_{CL1}~U_{CL4}),当系统电压骤降 进入紧急区,MGCC将根据电压紧急水平(U_{CL1}、U_{CL2}、 U_{CL3}和U_{CL4})按制定的动态负荷切除轮次表依此切除 相应的动态负荷(S3)。由于微电网容量较小,动态 负荷轮次切除可避免一次性减载带来的电压/频率 的剧烈波动。

b. 根据 DFIG 转速特性,当 MGCC 识别到微电网 发生故障或 DFIG 转子转速偏离正常变速运行范围 (+30% 同步转速,对应图 3 中转差为-0.3 运行点), MGCC 将执行就地层 DFIG 快速变桨控制(S1)功能, 以防止转子由于不断加速而超过 DFIG 超速保护定 值。图 5 中 ω_{DNar}为 DFIG 正常工况下的最优转速;ω_{Pl} 和 ω_{P2} 对应 DFIG 两级超速保护定值。

需要指出的是,就地层控制手段作为微电网暂态

电压稳定协同控制策略的重要组成部分,协同作用 主要体现在:DFIG 快速变桨控制(S1)可防止风电机 组故障过程中超速运行,此控制手段受传统电力系 统中同步发电机组汽轮机快关汽门以提高大扰动下 暂态稳定性所启发^[21];储能稳定控制(S2)提供动态 无功支撑,参与暂态电压控制;甩动态负荷控制(S3) 可降低动态负荷暂态特性对微电网电压稳定的负面 影响;S1、S2 与 S3 统一协同以增强含 DFIG 微电网 的暂态电压稳定性。下面具体描述就地控制层各执 行单元的控制方式。

3.2 就地层储能稳定控制

储能系统配置在 DFIG 并网点附近,与 DFIG 联 合运行。图 6 所示为储能系统的结构及控制策略,蓄 电池组通过三相并网逆变器和 LC 滤波器并入 DFIG 附近母线。大扰动下 MGCC 下达指令切换储能控制 策略,储能系统由 P/Q 恒功率控制策略切换为有功 电压 P/V 控制策略。有功功率控制器参与平抑 DFIG 由于风速变化或外部扰动而产生的功率波动;电压 控制器作用是在微电网电压骤降过程中通过控制储 能系统提供快速无功支撑,参与微电网系统暂态稳 定控制,加快微电网电压的重建过程,实现微电网中 DFIG 低电压穿越,以改善微电网系统电压稳定性。

有功功率控制器以 MGCC 设定的稳态有功参考 值与 DFIG 输出的有功功率之差 P_{ref}-P_{DFIC} 作为控制 器的输入参考信号,从微电网系统侧看,风速波动或 外部扰动时储能系统与 DFIG 共同向微电网注入的 功率 P_{ref} 保持恒定。额定电压参考值 U_{ref} 与骤降过程 中电压值 U_{BUS4} 之差反馈到电压控制器,生成储能系 统响应的无功参考值 Q_{ref}。P_{ref} 和 Q_{ref} 经过功率与电流 控制器生成储能变流器 PWM 驱动信号,从而调整储 能系统输出有功和无功给定的参考值。通过平滑 DFIG 的有功功率波动和参与故障过程中的电压调整,从而保持微电网系统电压稳定性。

3.3 就地层 DFIG 快速变桨控制

由 2.1 节分析可知,微电网在线路严重短路故障时,DFIG 除投入 Crowbar 外,还需通过参与微电网暂态稳定控制的桨距角控制策略以防止 DFIG 转子超速^[25],其控制策略如图 7 所示。



图 7 DFIG 快速变桨控制 Fig.7 Fast pitch angle control for DFIG

MGCC 下达桨距角参考值 β_{ref} 通道选择信号。 正常工况下 DFIG 通过通道 1 响应 MGCC 调度信号 P_{ref} ;短路故障时,MGCC 切换桨距角参考值生成信号 至通道 2。由于微电网电压失稳与 DFIG 转子超速 密切相关,因此将 DFIG 正常工况下的最优转速 ω_{DNor} ($\omega_{DNor} = \lambda_{OPT} v_w / R$)与微电网故障扰动下 DFIG 转子实际转速 ω_{means} 的差值作为暂态稳定桨距角控制器的 反馈信号,从而在故障时 DFIG 转子转速过高的情 况下,通过快速变桨控制以降低风电机组吸收的机 械转矩,提高微电网中 DFIG 的低电压穿越能力。为 反映真实的变桨控制系统伺服机构的动态响应特 性,桨距角控制系统模型中采用伺服时间常数 T_{SERVO} , 桨距角调节的限值 β_{MAX} 、 β_{MIN} 描述。考虑电伺服变桨执行机构



图 6 储能系统的结构及控制策略 Fig.6 Structure of energy storage system and control strategy

实际特性的约束,本文采用桨距角控制变化速率限制 在每秒 ±10° 以内。

3.4 就地层甩动态负荷控制

由 2.2 节分析可见,为避免故障过程中感应电机 负荷与暂态电压骤降条件的负面交互作用,当检测到 故障引起微电网系统电压骤降时,选择快速切除部分 感应电机负荷有利于促进故障清除后的电压恢复。

如图 5 所示,对于含多台感应电动机负荷的中压 微电网,MGCC需按照负荷等级制定动态负荷切除 轮次表;当电压骤降至紧急区时,MGCC将根据电压 紧急状态(U_{CL1}、U_{CL2}、U_{CL3}和 U_{CL4})先切除部分非重要 动态负荷再切重要动态负荷。需要说明的是,由于感 应电机重连加速过程需从微电网中吸收大量的无功 功率,因此动态负荷重新投入电网时刻需选择故障 清除后微电网系统电压恢复至正常范围(-5%以内) 时。为简化起见,本文甩动态负荷控制为当检测到电 压骤降时,依序切除 2 组 50% 感应电机负荷;2 组感 应电机负荷分别在 1 s 与 2 s 后重新投入微电网。

4 系统仿真及算例分析

4.1 研究系统建模

在 PSCAD/EMTDC 中建立了图 1 所示东澳岛微 电网系统和稳定控制策略仿真模型,以验证微电网 电压协同控制策略对于改善电压稳定性的有效性。 其中,高压柴油发电机组模型由调速器、励磁调节器 及原动机模型组成,同步发电机采用 6 阶模型;储能 系统由蓄电池模型与双向变流器组成,蓄电池模型 采用考虑动态电容和时变内阻的戴维南一阶模型等 效,可模拟充放电动态过程;DFIG 包含直流 Crowbar 模块。每条馈线用三相架空线或电缆表示,等效为 *RL*集总参数模型。仿真系统中采用的负荷模型为静 态负荷并联感应电动机动态负荷的综合负荷模型, 综合负荷模型含 40% 静态负荷和 60% 动态负荷。 微电网系统具体参数如下。

柴油发电机组技术参数为:额定功率为1020 kW/ 1275 kV·A,备用功率为1100 kW/1375 kV·A,额定 电压为10.5 kV,2.0 倍额定功率过载运行时间为 3 min,稳态电压调整率为±1%,瞬态电压调整率为 -15%~+20%,电压稳定时间为4s,直轴同步电抗 X_d = 1.758 p.u.,直轴暂态电抗 X'_d =0.213 p.u.,直轴次暂态 电抗 X''_a =0.139 p.u.,负序电抗 X_2 =0.15 p.u.,零序电 抗 X_0 =0.051 p.u.。

DFIG 技术参数如下:额定功率为 800 kW/900 kV·A,定子线电压额定值为 0.69 kV,定子绕组电阻 R_s =0.0054 p.u.,定子漏感 L_{ls} =0.1 p.u.,转子绕组电阻 R_r =0.006 07 p.u.,转子漏感 L_{lr} =0.11 p.u.,励磁电感 L_m =4.5 p.u.。

综合负荷技术参数如下:静态负荷 1 为 0.2 MW; 静态负荷 2 为 0.36 MW;动态负荷(等值感应电动 机)的额定功率为 600 hp(447.4 kV·A),电压等级为 6 kV,数量为 2 台。

如图 1 所示,微电网系统扰动为馈线 3 的 A 点 三相短路故障;假设短路在仿真时间 t=1 s 时发生, 故障发生后 0.12 s 清除。

4.2 故障扰动仿真分析

算例 1:MGCC 不下达任何稳定控制策略,就地 层储能系统采用文献[18]提出的 P/Q 恒功率控制策 略,系统动态响应如图 8 所示。图中,U_{BUS2} 为母线 2 电压有效值;P_{DFIC} 与 Q_{DFIC} 分别为 DFIG 输出的有功 功率和无功功率;ω_r 为 DFIG 发电机转速;Q_{DESEL} 为 柴油发电机输出无功功率;Q_{ES} 为储能系统输出无功 功率;各变量均为标幺值,后同。



Fig.8 Simulation results of case 1

由图 8 中 U_{BUS2}、P_{DFIC}、Q_{DFIC} 波形可知,故障期间主 电源柴油发电机机端母线电压跌落幅度较大,DFIG 的电磁功率输出受限;受不平衡转矩影响,风电机组 不断加速,在 1.36 s 时风电机组超速保护动作,DFIG 将从微电网中切除,无法实现低电压穿越,微电网由 于不能维持功率平衡,出现电压崩溃。此算例说明了 文献[18]提出的恒功率稳定控制策略在大扰动下已 经失效。由此可见,在 DFIG 运行时,微电网系统需要 采取相应的动态无功功率补偿措施和稳定控制策略。

算例 2:MGCC 下达 S1(DFIG 快速变桨控制), 仿 真结果见图 9。图中, U_{BUS4} 为母线 4 电压有效值; T_m 与 T_e 分别为 DFIG 的输入机械转矩与输出电磁转 矩; β 为 DFIG 桨距角测量值;其余变量含义同图 8。

由图 9 中 T_m,T_e,ω_r 波形可知故障过程中 DFIG

6

快速变桨控制使风电机组主动降低机械转矩 T_m达 20.1%,有效地降低了故障期间风电机组的不平衡转 矩,限制了双馈感应电机的转子速度;风电机组成功 实现故障穿越。然而,故障清除后,由于系统无功支 撑不足,微电网电压恢复时间较长,达 0.63 s;同时 DFIG 与动态负荷交互作用,引起故障过后风电机组 的功率输出波动幅值较大,DFIG 出现了另一次短暂 的电磁功率输出受限过程。



Fig.9 Simulation results of case 2

算例 3:MGCC 下达储能和 DFIG 快速变桨控制 结合的稳定控制策略,仿真结果如图 10 所示。由图 10 中 U_{RUS4} 波形可知,在储能稳定控制器的暂态电压 控制支持下,微电网电压经过 0.3 s 即恢复正常;由于 储能系统提供动态无功支撑,感应电机负荷对故障后 DFIG 运行影响降低,DFIG 经过 3.9 s 即过渡到稳定 运行状态。储能和 DFIG 快速变桨控制相结合的稳定 控制策略改善微电网暂态电压稳定性作用十分明显。

算例 4:MGCC 下达 S1+S2+S3 电压稳定协同控制策略,系统响应如图 11 所示。由图可知,微电网电压经过 0.065 s 即恢复正常;2 组感应电机负荷分别在 t=2 s 与 t=3 s 时重新投入微电网,引起轻度的电压降落动态过程。

4.3 微电网暂态电压稳定性影响因素分析

本文采用故障极限清除时间 t_{cet} 指标评估微电 网暂态电压稳定性,t_{cet} 反映微电网承受故障扰动而 不失去稳定的能力。

4.3.1 微电网中风电渗透率

当微电网中负荷类型配置为典型配电网中负荷



类型(60% 感应电动机(动态负荷)&40% R-L-C(静态负荷))时,MGCC 中采用 3 种稳定性增强控制策略组合,微电网中风电渗透率分别为 28.5% 与 44.5%时对应的故障极限清除时间如表 1 所示。需要指出的是,28.5% 与 44.5% 渗透率分别对应微电网中 1 台柴油发电机组与 2 台柴油发电机组并联的电源配置。由表 1 对比分析可知,微电网风电渗透率越高, 其暂态电压稳定性越差。

表 1 微电网中不同风电渗透率及不同动态负荷 比例下对应的故障极限清除时间

Table 1 Critical fault clearing time for different wind power penetration rates and different dynamic load ratios of microgrid

	$t_{ m cct}/ m ms$			
稳定性增强 控制策略	微电网中风电渗透率		负荷类型	
	28.5%	44.5%	R-L-C	60% 感应电动机 & 40% <i>R-L-C</i>
S1	156	110	258	156
S1+S2	227	175	483	227
S1+S2+S3	425	374	—	425

4.3.2 负荷特性

当微电网风电渗透率为 28.5% 时,讨论研究负

荷特性对微电网暂态稳定性的影响。由表 1 可见, 当微电网内负荷为 *R-L-C* 类型时,*t*_{eet} 较长,而 60% 感应电动机&40% *R-L-C* 的负荷类型将显著降低相 同稳定控制策略下的 *t*_{eet},由此证明微电网暂态电压 稳定性与负荷类型紧密相关。

此外,由表1可知,就地层储能稳定控制和甩动 态负荷控制能有效延长微电网中故障极限清除时 间;本文提出的S1+S2+S3暂态电压稳定协同控制策 略能有效增强微电网的电压稳定性。

5 结论

a. 本文首先分析了中压孤岛微电网的暂态运行 特性,分析表明降低故障过程中 DFIG 机械转矩可 增强其暂态电压稳定性;动态负荷在电压骤降过程 和故障清除后的暂态特性显著降低微电网暂态电压 稳定性。

b. 为改善含 DFIG 微电网暂态电压稳定性,提 出了基于就地层储能稳定控制、DFIG 快速变桨控制 和甩动态负荷的暂态电压稳定协同控制策略。在 PSCAD/EMTDC 中建立了东澳岛微电网系统和稳定 控制策略仿真模型,仿真验证了稳定控制策略对于改 善电压稳定性的有效性。研究结果表明,当微电网 出现三相短路故障时,大扰动电压稳定增强控制策略 协调就地控制层微电源及负荷,储能稳定控制能在 故障过程中发出无功功率参与系统的暂态电压控 制,有效地支持了微电网电压:快速变桨控制有效地 减小了故障期间风电机组的不平衡转矩,限制了发电 机的转子速度,提高了风电机组的故障穿越能力:甩 动态负荷控制有利于故障清除后微电网电压恢复。 本文提出的暂态电压稳定协同控制策略根据系统电 压及微电源特性,综合就地层3种控制手段,可以有 效加强含双馈风力发电机组孤立中压海岛微电网稳 定运行总体解决方案的鲁棒性。

c. 微电网暂态电压稳定性影响因素分析表明, 研究微电网稳定性时,系统中所有负荷采用恒定阻抗 或恒定功率负荷仿真模拟将降低仿真结果的可信度。

d. 本文提出的微电网电压协同控制策略可为基 于高实时性的 IEC61850 通信规约及分层控制架构 的孤立中压微电网稳定控制策略的研究提供一定的 基础。

参考文献:

- [1] LASSETER R H, PAIGI P. Microgrid: a conceptual solution[C]// Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual. Aachen, Germany: IEEE, 2004:4285-4290.
- [2] GUERRERO J M, LOH P C, CHANDORKAR M, et al. Advanced control architectures for intelligent microgrids, part I: decentralized

and hierarchical control [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2013, 60(4): 1254-1262.

- [3] 杨占刚,徐玉磊,王成山,等.光储微电网运行特性及影响因素分析[J].电力自动化设备,2014,34(10):15-20.
 YANG Zhangang,XU Yulei,WANG Chengshan, et al. Operating characteristics and influencing factors of photovoltaic-storage micro-grid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34 (10):15-20.
- [4] 苗轶群,江全元,曹一家.考虑电动汽车随机接入的微网优化调度[J].电力自动化设备,2013,33(12):1-7.
 MIAO Yiqun,JIANG Quanyuan,CAO Yijia. Optimal microgrid dispatch considering stochastic integration of electric vehicles
 [J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(12):1-7.
- [5] 洪博文,郭力,王成山,等. 微电网多目标动态优化调度模型与方法[J]. 电力自动化设备,2013,33(3):100-107.
 HONG Bowen,GUO Li,WANG Chengshan, et al. Model and method of dynamic multi-objective optimal dispatch for microgrid [J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(3):100-107.
- [6] 马艺玮,杨苹,王月武,等. 微电网典型特征及关键技术[J]. 电力系统自动化,2015,39(8):168-175.
 MA Yiwei,YANG Ping,WANG Yuewu,et al. Typical characteristics and key technologies of microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(8):168-175.
- [7] 吴雄,王秀丽,刘世民,等. 微电网能量管理系统研究综述[J]. 电力自动化设备,2014,34(10):7-12.
 WU Xiong,WANG Xiuli,LIU Shimin,et al. Summary of research on microgrid energy management system[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(10):7-12.
 [8] 王成山,高菲,李鹏,等. 低压微网控制策略研究[J]. 中国电机工.
- [8] 土成山,局非,李鹏,等. 做压做网控制策略研究[J]. 甲国电机工 程学报,2012,32(25):2-8.
 WANG Chengshan,GAO Fei,LI Peng,et al. Control strategy research on low voltage microgrid[J]. Proceedings of the CSEE, 2012,32(25):2-8.
- [9] 孟强,牟龙华,许旭锋,等. 孤立微电网的黑启动策略[J]. 电力自动化设备,2014,34(3):59-64.
 MENG Qiang, MU Longhua, XU Xufeng, et al. Black-start strategy of isolated microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014,34(3):59-64.
- [10] 卫志农,余爽,孙国强,等. 虚拟电厂的概念与发展[J]. 电力系 统自动化,2013,37(13):1-9.
 WEI Zhinong,YU Shuang,SUN Guoqiang,et al. Concept and development of virtual power plant[J]. Automation of Electric Power Systems,2013,37(13):1-9.
- [11] 迟永宁,王伟胜,戴慧珠.改善基于双馈感应发电机的并网风电场暂态电压稳定性研究[J].中国电机工程学报,2007,27(25):25-31.

CHI Yongning, WANG Weisheng, DAI Huizhu. Study on transient voltage stability enhancement of grid-connected wind farm with doubly fed induction generator installations [J]. Proceedings of the CSEE, 2007, 27(25):25-31.

- [12] SHAHABI M, HAGHIFAM M R, MOHAMADIAN M, et al. Microgrid dynamic performance improvement using a doubly fed induction wind generator[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2009, 24(1):137-145.
- [13] DOU C, LIU B. Hierarchical management and control based on MAS for distribution grid via intelligent mode switching [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems,

8

2014,54:352-366.

- [14] SONI N,DOOLLA S,CHANDORKAR M C. Improvement of transient response in microgrids using virtual inertia[J]. IEEE Transactions on Power Delivery,2013,28(3):1830-1838.
- [15] KATIRAEI F, IRAVANI M R, LEHN P W. Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2005, 20(1):248-257.
- [16] ARANI M F M,EL-SAADANY E F. Implementing virtual inertia in DFIG-based wind power generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2):1373-1384.
- [17] KAMEL R M,CHAOUACHI A,NAGASAKA K. Three control strategies to improve the microgrid transient dynamic response during isolated mode: a comparative study[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics,2013,60(4):1314-1322.
- [18] 邓卫,唐西胜,齐智平.异步风力发电机对微网稳定性的影响与 对策[J].中国电机工程学报,2011,31(1):32-38.
 DENG Wei,TANG Xisheng,QI Zhiping. Impact of asynchronous wind turbine on microgrid stability and the solution[J]. Proceedings of the CSEE,2011,31(1):32-38.
- [19] MAJUMDER R,CHAUDHURI B,GHOSH A, et al. Improvement of stability and load sharing in an autonomous microgrid using supplementary droop control loop[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(2):796-808.
- [20] TANG X, DENG W, QI Z. Investigation of the dynamic stability of microgrid[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29 (2):698-706.
- [21] KUNDUR P. Power system stability and control[M]. New York, USA:McGraw-hill, 1994:274, 1110-1111.
- [22] KASEM ALABOUDY A H,ZEINELDIN H H,KIRTLEY J L. Microgrid stability characterization subsequent to fault-triggered islanding incdents[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2012,27(2);658-669.
- [23] WU B,LANG Y,ZARGARI N,et al. Power conversion and control of wind energy systems [M]. Hoboken,USA:John Wiley

& Sons, 2011:204.

[24] NERIS A S, VOVOS N A, GIANNAKOPOULOS G B. A variable speed wind energy conversion scheme for connection to weak AC sytems[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 1999, 14(1):122-127.

[25] 迟永宁. 大型风电场接入电网的稳定性问题研究[D]. 北京:中国电力科学研究院,2006.
 CHI Yongning. Studies on the stability issues about large scale wind farm grid integration[D]. Beijing; China Electric Power

Research Institute,2006.
[26] MILANOVIC J V,AUNG M T,VEGUNTA S C. The influence of induction motors on voltage sag propagation-part I:accounting for the change in sag characteristics[J]. IEEE Transactions on Power Delivery,2008,23(2):1063-1071.

作者简介:



赵卓立(1988—),男,广东江门人,博 士研究生,主要研究方向为微电网协调控制 与稳定性分析、新能源发电并网与控制技术 (E-mail;zhuoliscut@gmail.com);

杨 苹(1967—), 女, 广西钦州人, 教 授,博士研究生导师, 主要研究方向为新能源 发电并网与控制技术、分布式发电与微电网 技术、复杂系统建模与分析(**E-mail**:eppyang@

赵早立

scut.edu.cn);

蔡泽祥(1960—),男,江苏南京人,教授,博士研究生导师,主要研究方向为电力系统稳定分析与控制、电力系统继电保护(E-mail;epzxcai@scut.edu.cn);

周少雄(1985—),男,福建莆田人,工程师,硕士,主要研 究方向为新能源电力系统中建模与控制技术:

Timothy C. Green(1963 —), 男,英国人,教授,博士研究 生导师,主要研究方向为智能电网控制与稳定性分析。

Cooperative control of transient voltage stability for islanded medium-voltage microgrid with wind power

ZHAO Zhuoli^{1,2}, YANG Ping^{1,3,4}, CAI Zexiang¹, ZHOU Shaoxiong^{3,4}, Timothy C. Green²

(1. School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510641, China; 2. Imperial College London, London SW7 2AZ, U.K.; 3. National-Local Joint Engineering Laboratory for Wind Power Control and Integration Technology, South China University of Technology, Guangzhou 511458, China; 4. Guangdong Key Laboratory of Clean Energy Technology, South China University of Technology, Guangzhou 511458, China; 6.

Abstract: The transient operating characteristics of DFIG (Doubly-Fed Induction Generator) and dynamic loads are analyzed for islanded medium-voltage microgrid. A locally coordinative control strategy based on the energy storage stability control, fast wind turbine pitch angle control and dynamic load shedding is proposed to improve the transient voltage stability of microgrid with DFIG. The medium-voltage microgrid system of Dongao Island and the corresponding stability control strategy model are established based on PSCAD/EMTDC. Research results indicate that, the transient voltage stability of microgrid is closely related to the penetration rate of wind power and the load characteristic; the proposed control strategy can effectively enhance the voltage stability of microgrid under serious disturbance.

Key words: wind power; microgrid; doubly-fed induction generator; energy storage; transient voltage stability; cooperative control strategy