

计及电流限制的水光互补发电经柔性直流送出系统暂态同步稳定性分析

蔡东晓¹, 赵仕兴², 李桂源¹, 张阳², 黄伟煌¹, 李佳朋², 李宇骏²

(1. 南方电网科学研究院, 广州 510663; 2. 西安交通大学电气工程学院, 西安 710049)

摘要: 针对计及电流限制的水光互补发电经柔性直流送出系统暂态同步稳定性问题开展了研究。首先, 考虑故障期间光伏逆变器与柔直整流器的限电流控制策略, 基于戴维南定理推导出故障切除前水电机组送出有功功率的数学表达式。其次, 依托等面积定则推导出送出系统临界切除角的解析公式, 并将该临界切除角作为衡量送出系统暂态同步稳定极限的核心指标, 系统评估了光伏与柔直整流器饱和电流角参数取值、水光发电比例对送出系统暂态稳定性的影响规律, 进而提出了一种能够提升系统暂态同步稳定性的最优控制参数整定方案。最后, 通过时域仿真验证了送出系统暂态同步稳定性影响因素分析的准确性, 以及所提最优控制参数整定方法的有效性。

关键词: 戴维南定理; 水光互补发电系统; 柔性直流输电; 暂态同步稳定性; 等面积定则

Transient Synchronous Stability Analysis of Hydropower and Photovoltaic Integration System via VSC-HVDC Considering Current Limiting

CAI Dongxiao¹, ZHAO Shixing², LI Guiyuan¹, ZHANG Yang², HUANG Weihuang¹, LI Jiapeng²,
LI Yujun²

(1. Electric Power Research Institute, CSG, Guangzhou 510663; 2. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: A study is conducted on the transient synchronization stability of a hydropower and photovoltaic power generation system transmitted via voltage source converter high voltage direct current (VSC-HVDC) considering current limitations. Firstly, accounting for the current-limiting control strategies of photovoltaic inverters and flexible rectifiers during faults, a mathematical expression for the active power output of hydro-generating units before fault clearance is derived based on Thévenin's theorem. Secondly, leveraging the equal area criterion, an analytical formula for the critical clearing angle of the transmission system is deduced. This critical clearing angle served as a key indicator for evaluating the transient synchronization stability limit of the system. The influence of parameters such as the saturation current angle of photovoltaic and flexible converter stations, as well as the hydro-photovoltaic power ratio, on the transient stability of the transmission system is systematically assessed. Subsequently, an optimal control parameter tuning scheme is proposed to enhance the system's transient synchronization stability. Finally, time-domain simulations verify the accuracy of the analysis on factors affecting transient synchronization stability and the effectiveness of the proposed optimal control parameter tuning method.

Key words: Thevenin's theorem; hydropower and photovoltaic integration system; VSC-HVDC transmission; transient synchronous stability; equal area criteria

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(U23B20112); 南方电网科学研究院科技项目(SEPRI-K22B053)。

Foundation item: Supported by the National Natural Science Foundation of China (U23B20112); the Science and Technology Project of Electric Power Research Institute, CSG (SEPRI-K22B053).

0 引言

近年来,可再生能源的大规模开发利用已成为破解化石能源危机与生态环境问题的核心举措^[1-5]。在各类可再生能源中太阳能发电具有显著的波动性与间歇性特征,且其通过换流器并网的运行方式会削弱电力系统的惯性与阻尼特性,对系统安全稳定运行构成威胁^[6-9]。为化解这一难题,多能互补发电技术成为提升太阳能消纳能力的有效路径^[10-11]。其中,水力发电凭借启停速度快、出力调节灵活的优势,使水光互补发电成为消除太阳能发电间歇性与波动性负面影响的重要方案^[12]。

水光互补发电系统形成了换流器接口型电源(converter interfaced generation, CIG)与同步发电机(synchronous generator, SG)并联运行的送出结构。水电机组的功角特性与光伏换流器的控制策略均会对送出系统的稳定性产生影响。针对 CIG 与 SG 并联系统的暂态同步稳定性问题,文献[13]指出, CIG 的接入会使 SG 的功角曲线呈现非正弦形态,降低其功率传输能力,进而缩小系统的同步稳定域。然而,在多能互补发电系统中, CIG 出力提升往往伴随 SG 出力下降,文献[14]表明风火打捆外送系统的同步稳定性会随风电占比的提高而增强。文献[15-16]基于等面积定则(equal area criterion, EAC)验证了 CIG 接入对 SG 主导系统中机组间同步稳定性的改善作用,揭示了 SG 主导系统的同步稳定性与 CIG 投入比例、并网位置等因素的关联,并指出当 CIG 占比提升至主导地位时系统暂态响应速度更快、故障恢复时间更短,不再表现出 SG 的功角特性。此外,文献[17]研究了 CIG 与柔直系统的动态交互机制及新能源柔直送出系统振荡失稳的原因。文献[18-19]探讨了虚拟同步发电控制的构网型换流器对同步机并网系统机电振荡模式的影响机理。文献[20]提出了配置构网机组以改善次同步振荡问题的方案。还有研究建立了光伏发电系统与 SG 的动态交互分析模型,定量评估了光伏渗透率与控制参数对稳定性的作用。文献[21]推导了基于模糊模型的李雅普诺夫函数。文献[22]量化了 CIG 与 SG 并联系统的暂态稳定裕度。文献[23]详细分析了低惯性特性与网络阻抗导致的 CIG 和 SG 功率耦合对系统稳定性的影响,并提出新能源逆变器切换控制策略,以提升系统对 CIG 与 SG

不同出力工况的适应能力。

然而,上述研究均未考虑 CIG 中限流控制环节对系统稳定性的影响。实际上,当送出系统发生故障时, CIG 通常会快速启动电流限制机制以保护换流器免受过流损坏,这使得 CIG 与 SG 并联系统的暂态特性与 SG 主导系统存在显著差异^[24]。文献[25-26]指出限流控制对柔直功率送出特性的影响,分析了其对 CIG 单机并网系统同步稳定性的作用,并通过 EAC 法揭示了限流控制对减速面积与系统平衡点的影响。文献[27]进一步推导了计及限流的构网型光伏单机并网系统临界清除时间表达式,并确定了增强暂态稳定性的最优电流参考角度。

现有研究主要聚焦于计及限流的换流器单机并网系统,尚未揭示多能互补系统中 CIG 控制模式切换至限流状态时对并联运行 SG 暂态同步稳定性的影响。本文针对计及限流的水光互补发电柔直送出系统暂态同步稳定性展开研究:基于戴维南定理推导故障期间换流器切换至限流模式时的送出系统传输功率方程,进一步得到送出系统临界切除角的解析表达式;在此基础上定量评估了饱和电流角参数与水光发电比例对系统暂态同步稳定性的影响,并提出了一种用于改善系统暂态同步稳定性的限流控制参数整定方法。

1 水光互补发电经柔性直流送出系统

水光互补发电经柔直送出系统的拓扑结构如图 1 所示。柔直送端整流站通过 V/F 控制调节送出系统的电压与频率;光伏逆变器则基于 PLL 实现与送出系统的同步。光伏发电与水力发电的电能汇集点((point of common coupling, PCC)经交流输电线路连接至柔直送端整流站。本文对水电机组采用同步发电机的经典模型展开分析,且认为光伏发电基地与水轮机组距 PCC 点较近。

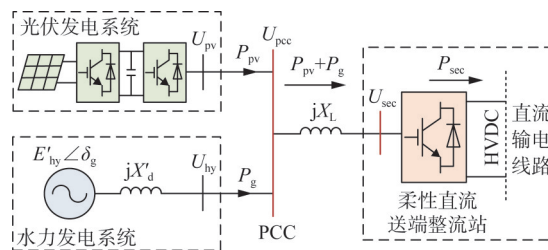


图1 水光互补发电经柔直送出系统送端拓扑结构

Fig. 1 Sending-end topology of the hydropower and photovoltaic complementary

图1中 E'_{hy} 和 X'_d 分别为水电同步机的暂态电动势和暂态电抗; X_L 为交流输电线路的电抗; U_{pv} 、 U_{pcc} 和 U_{sec} 分别为光伏逆变器交流母线、PCC母线和柔直整流器交流母线的电压幅值; P_{pv} 、 P_g 和 P_{sec} 分别为光伏输出功率、水电输出功率和输入直流输电系统的有功功率。以柔直整流器交流母线为参考母线,即柔直整流器的交流电压矢量为 $U_{sec}\angle 0$ 。为得到稳定性分析的一般规律,作如下设定:1)交流输电线路电抗远大于同步发电机的次暂态电抗;2)稳态时系统各节点电压幅值恒定;3)忽略换流器的功率损耗。

1.1 暂态同步稳定性分析数学模型

水电机组由水力涡轮机与同步发电机组成,水力涡轮机将水头机械能转换成涡轮转子动能,通过轴系为同步发电机提供机械转矩,由于电力系统暂态时间尺度中水力涡轮机输出的机械转矩变化很小,认为故障期间输入同步发电机的机械功率不变。因此同步发电机的功角和角频率与输出电磁功率的关系可由转子运动方程表示。

$$\begin{cases} \frac{d\delta_g}{dt} = \omega_g - \omega_n \\ T_J \frac{d\omega_g}{dt} = \frac{P_m}{\omega_g} - \frac{P_g}{\omega_g} - D_{hy} \omega_g \end{cases} \quad (1)$$

式中: δ_g 和 ω_g 分别为同步发电机功角和角频率; P_g 为同步机输出功率; P_m 为同步机输入机械功率; T_J 为同步机惯性时间常数; D_{hy} 为同步机阻尼; ω_n 为额定角频率。

光伏发电系统整体控制结构如图2所示,其采用最大功率跟踪(maximum power point tracking, MPPT)控制,前级DC-DC换流器通过调节光伏阵列端口直流电压维持系统输出的有功功率跟踪最大功率 P_{mppt} ,后级逆变器维持两级换流器间直流母线电压恒定并调节系统输出的无功功率,逆变器通过PLL实现与送出系统的同步。若忽略光伏换流器的功率损耗,则稳态下光伏发电系统输出的有功功率满足 $P_{pv}=P_{mppt}$ 。

由于换流器耐过电流能力弱,图2所示光伏逆变器在功率控制外环和电流控制内环间应嵌入基于电流饱和算法的限流控制环,限流环输出的电流参考信号如式(2)所示。

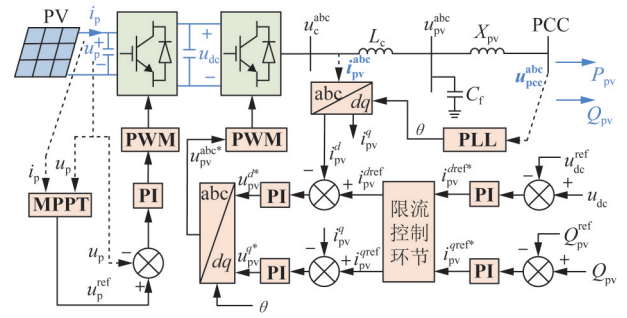


图2 光伏发电系统控制结构

Fig. 2 Control structure of photovoltaic power generation system

$$\begin{cases} i_{dref}^{pv} = I_{max}^{pv} \cos \varphi_{pv}, \sqrt{(i_d^{pv})^2 + (i_q^{pv})^2} \geq I_{max}^{pv} \\ i_{qref}^{pv} = I_{max}^{pv} \sin \varphi_{pv} \\ i_{dref}^{pv} = i_{dref}^{pv*}, \sqrt{(i_d^{pv})^2 + (i_q^{pv})^2} < I_{max}^{pv} \\ i_{qref}^{pv} = i_{qref}^{pv*} \end{cases} \quad (2)$$

式中: i_d^{pv} 和 i_q^{pv} 分别为光伏逆变器输出电流的 dq 分量; i_{dref}^{pv} 和 i_{qref}^{pv} 为限流环输出的电流 dq 分量参考值; i_{dref}^{pv*} 和 i_{qref}^{pv*} 为功率控制外环输出信号; I_{max}^{pv} 为逆变器输出电流最大幅值; φ_{pv} 为限流控制环节饱和电流角参数整定值。当流过光伏逆变器的电流达到饱和时,光伏逆变器切换至限流控制模式,此时光伏发电系统对外表现为电流源特性,其输出电流幅值为 I_{max}^{pv} ,相角为 $\varphi_{pv} = \angle I_{max}^{pv}$,表示 I_{max}^{pv} 与 x 轴的夹角。

柔直整流站采用经典的VF控制,稳态下柔直整流站角频率为 ω_n ,电压幅值 U_{sec} 等于额定值 U_n 。与光伏逆变器相似,当流过柔直整流站的电流达到限定值 I_{sec}^{max} 时,柔直整流站对外表现为电流源特性,其输出电流幅值为 I_{sec}^{max} ,相角为 $\varphi_{sec} = \angle I_{sec}^{max}$,表示 I_{sec}^{max} 与 x 轴的夹角。

1.2 送出系统暂态期间传输功率特性分析

送出系统稳态时流过各换流器的电流幅值通常小于限定值,换流器控制光伏发电系统输出有功功率恒定,根据送出系统交流输电线路特性,由柔直整流器输入直流系统的有功功率可表示为:

$$P_{sec} = P_g + P_{pv} = \frac{U_{pcc} U_{sec}}{X_L} \sin \delta_{pcc} \quad (3)$$

式中: P_{sec} 、 P_g 、 P_{pv} 分别为输入直流系统的有功功率、水电输出功率和光伏输出功率; U_{pcc} 、 U_{sec} 分别为PCC母线和柔直整流器交流母线的电压幅值; X_L 为交流输电线路电抗; δ_{pcc} 为PCC点功角。

根据1.1节所述,稳态下光伏发电系统输出有功功率等于光伏阵列最大捕获功率,即 $P_{pv}=P_{mppt}$ 。

由于PCC点距离光伏发电基地和水轮机组较近且水电机组次暂态电抗较小,因此认为水电同步机功角 δ_g 与PCC点功角 δ_{pcc} 近似相等,即 $\delta_g \approx \delta_{pcc}$,则稳态下水电机组输出有功功率 P_g 可由式(4)表示。

$$P_g = \frac{E'_{hy} U_{sec}}{X'_d + X_L} \sin \delta_g - P_{pv} \quad (4)$$

式中: E'_{hy} 为水电同步机暂态电动势; X'_d 为水电同步机暂态电抗。

将式(4)代入同步发电机转子运动方程式(1),稳态下同步机角频率在 ω_n 附近,且忽略阻尼项,整理得到稳态下水电机组关于 δ_g 的二阶动态方程。

$$T_j \omega_n \frac{d\omega_g}{dt} = T_j \omega_n \frac{d^2 \delta_g}{dt^2} = P_m + P_{pv} - \frac{E'_{hy} U_{sec}}{X'_d + X_L} \sin \delta_g \quad (5)$$

式中: T_j 为同步机惯性时间常数; ω_n 为系统角频率; P_m 为同步机输入机械功率; ω_g 为同步发电机角频率; δ_g 为同步发电机功角。

根据式(5),稳态下水电机组输出功率 P_g 和同步机功角 δ_g 的关系可表示为图3所示曲线。

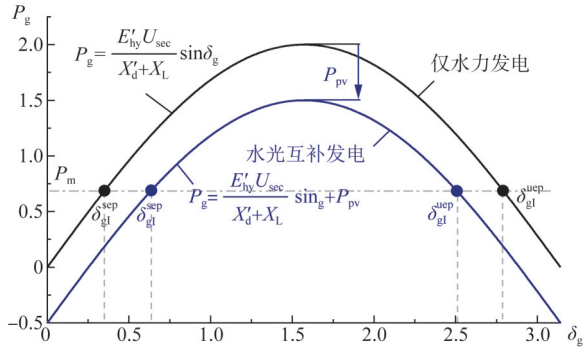


图3 稳态下水电机组输出功率特性曲线

Fig. 3 Output power characteristic curves of hydropower units under steady-state conditions

图3中 δ_{gl}^{sep} 和 δ_{gl}^{uep} 分别为光伏逆变器和柔直整流器电流未饱和时送出系统稳定平衡点和不稳定平衡点对应的同步机功角。当送出系统发生三相交流短路故障时流过光伏逆变器和柔直整流器的电流达到饱和,换流器均切换至限流控制模式,光伏逆变器输出电流矢量为 $\dot{I}_{Fpv} = I_{pv}^{max} \angle \varphi_{pv}$,柔直整流器输出电流矢量为 $\dot{I}_{Fsec} = I_{sec}^{max} \angle \varphi_{sec}$,因此故障期间送出系统等效电路如图4所示。图中 α 为故障点距离PCC母线的距离占交流传输距离的比例; X_F 为故障期间正序等效电路附加电抗。

故障期间PCC母线和柔直整流器交流母线电压通常偏离额定值,送出系统满足式(6)所示关系。

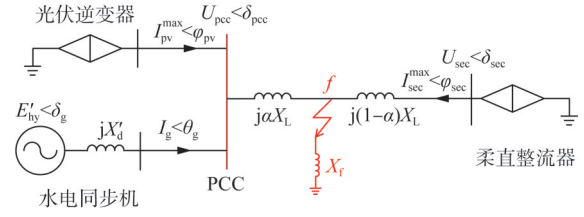


图4 故障期间送出系统等效电路图

Fig. 4 Equivalent circuit diagram of the outgoing system during fault

$$\begin{cases} \dot{U}_F = (\dot{I}_g + \dot{I}_{Fpv} + \dot{I}_{Fsec}) j X_F \\ \dot{U}_F = E'_{hy} \angle \delta_g - j X'_d \dot{I}_g - j \alpha X_L (\dot{I}_g + \dot{I}_{Fpv}) \end{cases} \quad (6)$$

式中: $\dot{U}_F$ 为故障点电压矢量; $\dot{I}_g$ 为水电同步机电流矢量; α 为故障点距离PCC母线的距离占交流传输距离的比例; X_F 为故障期间正序等效电路附加电抗。

整理式(6),得到水电同步机端电压与同步机输出电流、光伏逆变器输出电流和柔直整流器输出电流满足式(7)所示平衡关系。

$$E'_{hy} \angle \delta_g = \dot{I}_{Fpv} \cdot j \alpha X_L + (\dot{I}_{Fpv} + \dot{I}_{Fsec}) \cdot j X_F + j (X'_d + \alpha X_L + X_F) \dot{I}_g \quad (7)$$

式(7)右侧为戴维南等效电路的方程形式,定义故障等效电势 $\dot{U}_{eF} = j \alpha X_L \dot{I}_{Fpv} + j X_F (\dot{I}_{Fpv} + \dot{I}_{Fsec})$,则式(7)表示的故障期间水电同步机端电压由等效电势 $\dot{U}_{eF}$ 以及阻抗 $j(X'_d + \alpha X_L + X_F)$ 和电流 $\dot{I}_g$ 造成的电压降两部分组成,因此在送出系统故障期间水电同步机所连接的交流系统可由图5所示等效电路表示。

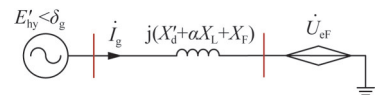


图5 故障期间同步机出口戴维南等效电路

Fig. 5 Thevenin equivalent circuit at the synchronous machine outlet during a fault

设定送出系统中光伏逆变器和柔直整流器的饱和电流幅值均为 I_{vsc}^{max} ,饱和电流角均为 φ_{vsc} ,则故障等效电势矢量 $\dot{U}_{eF}$ 可推导为幅角形式,如式(8)所示。

$$\begin{aligned} \dot{U}_{eF} &= (j \alpha X_L + j 2 X_F) \cdot I_{vsc}^{max} \angle \varphi_{vsc} \\ &= U_{eF} \angle (\varphi_{vsc} + \pi/2) \end{aligned} \quad (8)$$

式中: U_{eF} 为等效电势幅值, $U_{eF} = I_{vsc}^{max} (\alpha X_L + 2 X_F)$,其与故障点距离PCC距离以及故障类型有关;等效电势相角 φ_{vsc} 与换流器限流环节饱和电流角参数设定值有关。

根据式(6)–(7)求得故障期间水电机组输出有功功率 P_{Fg} 如式(9)所示。

$$P_{Fg} = P_{FM}^{\alpha} \sin\left(\delta_g - \varphi_{vsc} - \frac{\pi}{2}\right) \quad (9)$$

式中 P_{FM}^{α} 为故障点与PCC距离为 α 时故障期间水电机组输出的最大功率,其值如式(10)所示。

$$P_{FM}^{\alpha} = \frac{E'_{hy} U_{eF}}{X'_d + \alpha X_L + X_F} \quad (10)$$

2 送出系统暂态同步稳定判据

由式(4)和式(9)可得水电机组在故障切除前后输出有功功率 P_g 关于同步机功角 δ_g 的特性曲线如图6所示,根据EAC,图6中 δ_g^c 和 $\delta_g^{\max}$ 分别为送出系统故障切除后水电机组临界同步稳定的故障切除角和首摆功角峰值; S_a 和 S_d 分别为故障期间与故障切除后水电输出功率特性曲线与机械功率围成的加速面积和减速面积。

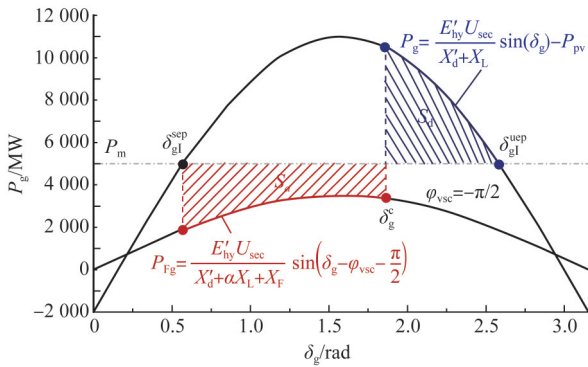


图6 水电机组输出功率特性曲线

Fig. 6 Output power characteristic curves of hydropower unit

根据EAC,系统存在如式(11)所示平衡关系:

$$\int_{\delta_g^{\max}}^{\delta_g^c} [P_m - P_g(\delta_g)] d\delta_g = S_a + S_d = 0 \quad (11)$$

式中: $\delta_g^{\max}$ 为送出系统故障切除后水电机组临界同步稳定的首摆功角峰值; $\delta_g^{\max}$ 为不稳定平衡点对应的同步机功角。

$$\begin{cases} S_a = \int_{\delta_g^c}^{\delta_g^{\max}} \left(P_m - \frac{E'_{hy} U_{eF}}{X'_d + \alpha X_L + X_F} \sin\left(\delta_g - \varphi_{vsc} - \frac{\pi}{2}\right) \right) d\delta_g \\ S_d = \int_{\delta_g^c}^{\delta_g^{\max}} \left(P_m + P_{pv} - \frac{E'_{hy} U_{sec}}{X'_d + X_L} \sin\delta_g \right) d\delta_g \end{cases} \quad (12)$$

送出系统暂态同步稳定条件为首摆期间同步机功角峰值不越过首摆稳定边界,即 $\delta_g^{\max}$ 不大于 $\delta_{gl}^{\max}$,

如式(13)所示。

$$\delta_g^{\max} \leq \delta_{gl}^{\max} = \pi - \sin^{-1} \frac{X'_d + X_L}{E'_{hy} U_{sec}} (P_m + P_{pv}) \quad (13)$$

若送出系统加减速面积之和为0时 $\delta_g^{\max}$ 与 $\delta_{gl}^{\max}$ 相等,则系统临界同步稳定,定义此时故障切除角 δ_g^c 为临界切除角 δ_g^{cc} 。根据式(11)–(12),可得 δ_g^{cc} 满足式(14)。

$$\begin{aligned} f(\delta_g^{cc}) &= -A \cos(\delta_g^{cc} - \beta) - P_{pv} \delta_g^{cc} \\ &= g(\varphi_{vsc}, \delta_{gl}^{sep}) = (2P_m + P_{pv}) \delta_{gl}^{sep} - \\ &\quad (P_m + P_{pv}) \pi + \frac{E'_{hy} U_{eF}}{X'_d + \alpha X_L + X_F} \sin(\delta_{gl}^{sep} - \varphi_{vsc}) + \\ &\quad \frac{E'_{hy} U_{sec}}{X'_d + X_L} \cos \delta_{gl}^{sep} \end{aligned} \quad (14)$$

式中 A 和 β 为常数,取值如式(15)所示。

$$\begin{cases} A = \frac{E'_{hy} \sqrt{U_{eF}^2 + U_{sec}^2} + 2U_{eF} U_{sec} (X'_d + X_L) (X'_d + \alpha X_L) \sin \varphi_{vsc}}{(X'_d + X_L) (X'_d + \alpha X_L)} \\ \beta = \tan^{-1} \left[\frac{E'_{hy} U_{eF} (X'_d + X_L) \cos \varphi_{vsc}}{E'_{hy} U_{sec} (X'_d + \alpha X_L) + E'_{hy} U_{eF} (X'_d + X_L) \sin \varphi_{vsc}} \right] \end{cases} \quad (15)$$

式(14)中 f 为关于送出系统临界切除角 δ_g^{cc} 的单调函数,则 δ_g^{cc} 如式(16)所示。

$$\delta_g^{cc} = f^{-1} [g(\varphi_{vsc}, \delta_{gl}^{sep})] \quad (16)$$

式中 $g(\cdot)$ 为等效电势相角与稳定平衡点对应的同步机功角的函数。

从式(16)可以看出,临界切除角与初始稳态功角、电流限制控制参数以及故障位置有关,而初始稳态功角受水光发电比例的影响。

3 送出系统暂态同步稳定性影响因素分析

根据 δ_g^{cc} 的表达式,换流器限流控制环节中饱和电流角控制参数取值和水光发电比例是影响送出系统暂态同步稳定性的主要因素。

3.1 控制参数对系统稳定性的影响

根据式(9),调节 φ_{vsc} 会改变送出系统故障期间传输有功功率特性曲线,如图7所示。

在送出系统发生短路故障后的首摆区间内,功率特性曲线的改变会影响系统故障期间的加速面积,进而影响系统的暂态稳定极限。结合EAC,根据式(16)可求解送出系统在不同参数 φ_{vsc} 取值下的

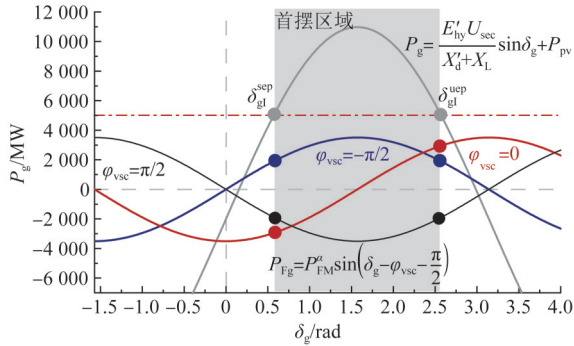
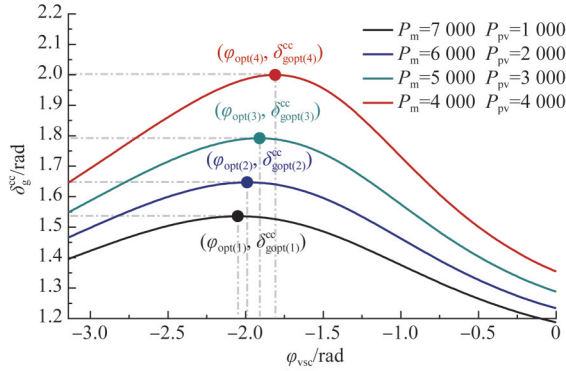


图7 故障期间不同限流控制器参数取值的功角曲线

Fig. 7 Power angle curves of different parameter values of current-limiting controllers during faults

临界切除角, 如图8所示。从图8可以看出, 对于特定水光出力比例的系统, 存在换流器饱和电流角 φ_{vsc} 的参数取值 φ_{opt} 使得系统的临界切除角达到最大, 因此 φ_{vsc} 整定为最优值 φ_{opt} 时系统暂态同步稳定性最强。

图8 临界切除角随 φ_{vsc} 变化的曲线Fig. 8 Critical clearing angles under different φ_{vsc}

3.2 最优控制参数的求解方法

根据式(16)及送出系统运行条件可求解送出系统中换流器饱和电流角最优参数值以及送出系统在最优化参数下的临界切除角。

$$\begin{cases} \delta_{gopt}^{cc} = \max \delta_g^{cc} \\ P_m = P_s - P_{pv} \\ \cos(\delta_g^{cc} - \beta) + \frac{P_{pv}}{A} \delta_g^{cc} - g(\varphi_{vsc}, \delta_{gl}^{sep}) = 0 \quad (17) \\ -\pi < \varphi_{vsc} \leq \pi \\ \delta_{gl}^{sep} < \delta_g^{cc} \leq \delta_{gl}^{sep} \end{cases}$$

式中: δ_{gopt}^{cc} 为出系统在最优化参数 φ_{opt} 下的临界切除角; P_s 为水光互补发电总功率的额定值。

求解式(17), 得到不同水光出力比例下送出系

统的最优参数 φ_{opt} 以及临界切除角 δ_{gopt}^{cc} 如表1所示。

表1 系统饱和电流角最优参数值和临界切除角

Tab. 1 Optimal parameter values of system saturation current angle and critical clearing angle

P_m /MW	P_{pv} /MW	φ_{opt} /rad	δ_{gopt}^{cc} /rad
7 000	1 000	-2.04	1.54
6 000	2 000	-1.99	1.65
5 000	3 000	-1.91	1.79
4 000	4 000	-1.81	1.99
3 000	5 000	(-2.07, -1.27)	故障切除前系统 达到稳定状态
2 000	6 000	($-\pi$, -0.75)	
1 000	7 000	($-\pi$, -0.39)	

3.3 水光发电比例对系统暂态同步稳定性的影响

定义水光互补发电系统在稳态下的水力发电和光伏发电之比为 γ 。根据式(5), 光伏发电系统与水电机组的功率耦合作用使得稳态下同步机有功功率特性曲线向下偏移, 系统不稳定平衡点对应的同步机功角 δ_{gl}^{sep} 减小, 送出系统首摆同步稳定边界缩小, 对于水电机组机械功率恒定的系统, 随着光伏发电功率的增加(γ 减小), δ_{gl}^{sep} 的值持续减小, 送出系统暂态同步稳定性逐渐恶化, 在最优化参数下送出系统临界切除角如图9黑色曲线所示。

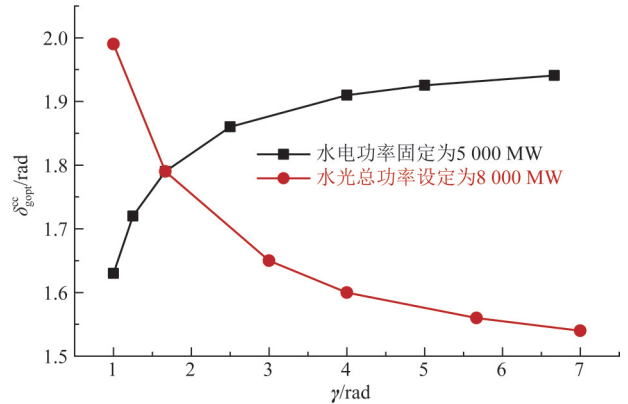


图9 临界切除角随水光发电比例变化的曲线

Fig. 9 Curves of critical resection angle varying with the proportion of hydro-photovoltaic power generation

而对于水光互补发电总功率恒定的系统, 根据表1, 当光伏发电功率较小、水力发电功率较大时, 采用3.2所述最优控制参数整定方法的送出系统的临界切除角随 γ 的升高而降低, 如图9红色曲线所示。当光伏发电功率增加时, 根据水光互补发电系统日短期调度原则, 减小水电机组出力可以增强系统的暂态同步稳定性。当系统中水电功率降低到一

定值时,如表 1 后 3 行所示,存在使得任意故障切除时间下送出系统均不存在同步失稳问题的换流器饱和电流角调节范围,即故障期间系统存在稳定平衡点,平衡点对应的水电同步机功角为 δ_{gl}^{sep} ,如图 10 所示。根据式(9),送出系统在故障期间存在稳定平衡点的条件为:

$$\gamma = \frac{P_m}{P_{pv}} < \frac{E'_{hy} I_{vsc}^{\max} \alpha X_L}{X'_d P_{pv} + \alpha X_L P_{pv}} = \gamma_1 \quad (18)$$

式中: γ_1 为系统故障期间存在稳定平衡点的最大水光发电比例; $I_{vsc}^{\max}$ 为换流器电流限定值。从表 1 可以看出,当水光发电比例满足式(18)时,保证任意故障切除时间下系统同步稳定的饱和电流角调节范围随 γ 的降低而增大。

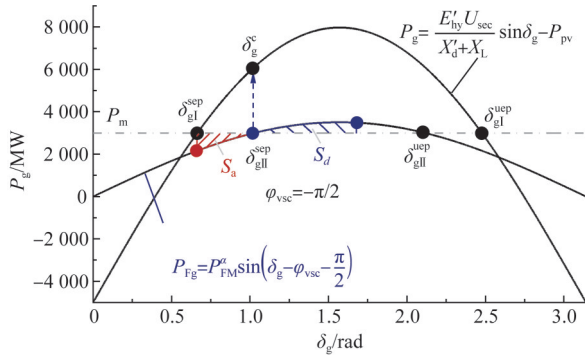


图 10 水电机组机械功率较低时功率特性曲线

Fig. 10 Power characteristic curves when the mechanical power of the hydroelectric unit is low

4 仿真研究

在 MATLAB/simulink 中搭建了图 1 所示水光互补发电经柔直送出系统的仿真模型,在交流输电线路终端母线处设置三相短路故障,本节对比了不同控制参数和水光发电比例下送出系统的暂态同步稳定性,以验证理论分析结论的准确性。仿真模型主要参数已列于表 2 中。

4.1 换流器控制参数对系统的影响

本算例设置仿真系统中水电机组出力为 5 000 MW,光伏发电出力为 3 000 MW。短路故障切除角为 1.70 rad,图 11 对比了光伏逆变器和柔直整流器限流控制环节中饱和电流角参数整定值不同的仿真系统的动态响应。从图中可以看出,调节换流器饱和电流角从 $\varphi_{vsc}=-1.7$ 减小至 $\varphi_{vsc}=-2.1$,相同故障切除角的系统故障切除时水电同步机的角频率以及首摆期间同步机功角峰值随 φ_{vsc} 整定值的减小先

表 2 仿真系统的主要参数

Tab. 2 Main parameters of the simulation system

参数	数值
送出系统角频率额定值 $\omega_n/(\text{rad}\cdot\text{s}^{-1})$	100π
柔直整流器交流电压额定值 U_{secl}/kV	500
柔直直流电压额定值 U_{dc}/kV	± 800
水光互补系统交流电压额定值 U_{pn}/kV	525
送出系统交流输电线路电抗 X_L/Ω	19.292 2
水光互补发电总功率额定值 P_s/MW	8 000
水电同步机次暂态电抗 X'_d/Ω	0.551 2
换流器电流限定值 $I_{vsc}^{\max}/\text{p. u.}$	1.05
水电同步机惯性时间常数 T_J/s	5

降低后升高,当 $\varphi_{vsc}=-1.91$ 时同步机首摆功角峰值最低,距离不稳定平衡点对应的同步机功角 δ_{gl}^{sep} 最远,送出系统暂态同步稳定性最优。

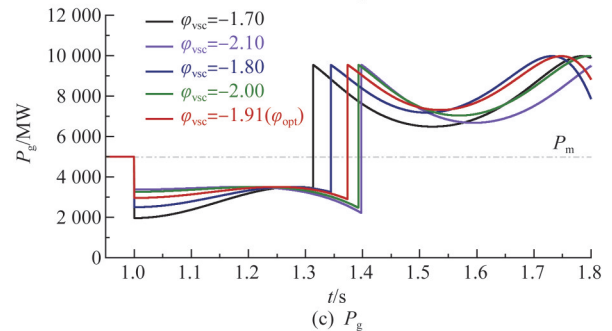
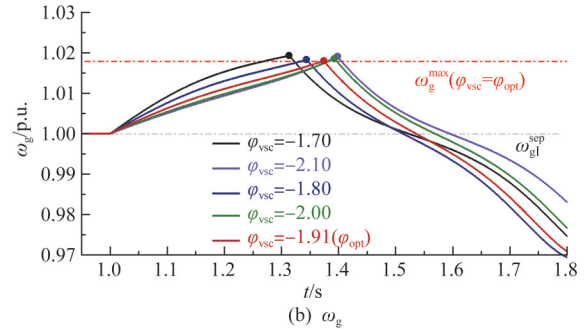
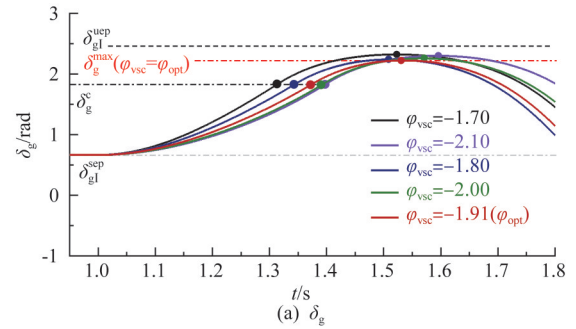


图 11 不同饱和电流角参数取值下系统动态

Fig. 11 System dynamics under different saturation current angle parameter values

4.2 换流器饱和电流角最优参数整定方法对送出系统临界切除角的提升作用

本算例中水光伏发电比例与 4.1 相同, 故障切除角为 1.79 rad, 图 12 对比了换流器饱和电流角设定为最优值的系统和偏离最优控制参数的仿真系统动态。从图 12 中可以看出, 切除故障后 $\varphi_{\text{vsc}} = \varphi_{\text{opt}} = -1.91$ 的系统临界同步稳定, 水电同步机的功角在首摆期间的峰值 $\delta_{\text{g}}^{\text{max}}$ 略小于不稳定平衡点对应的功角 $\delta_{\text{gl}}^{\text{sep}}$, 首摆结束时水电机组输出功率接近机械功率, 角频率在额定值附近, 而 φ_{vsc} 略大于和略小于 φ_{opt} 的系统在水电同步机功角达到不稳定平衡点对应的功角 $\delta_{\text{gl}}^{\text{sep}}$ 时, 水电机组输出功率与机械功率相等, 而角频率仍大于 0, 功角 δ_{g} 继续增大, 送出系统同步失稳。

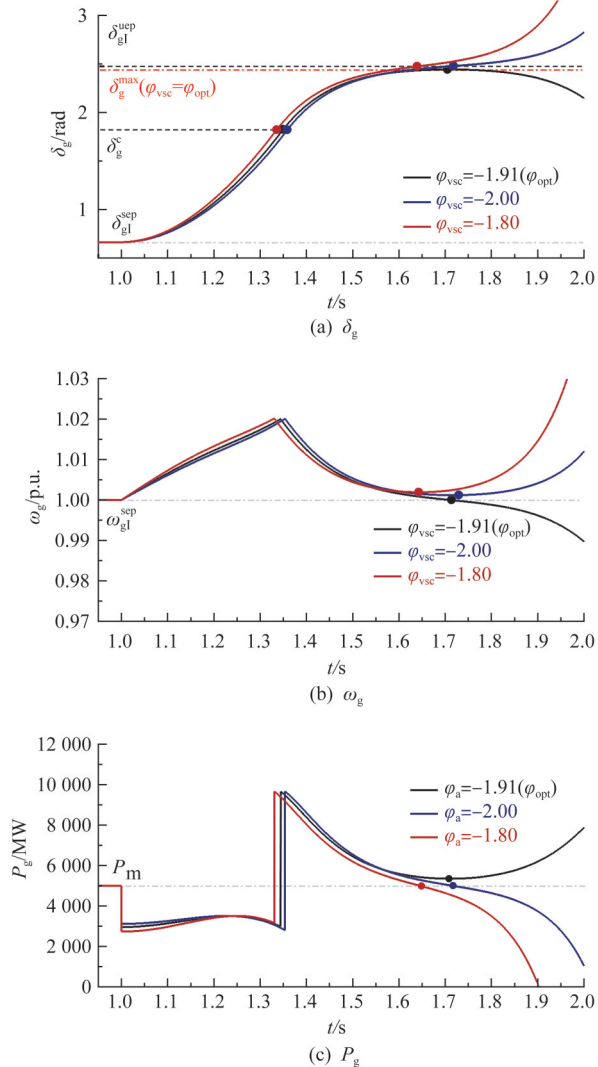


图 12 饱和电流角取最优值和偏离最优值时系统动态
Fig. 12 System dynamics under optimal and non-optimal saturation current angles

4.3 水光伏发电比例对系统的影响

本算例研究水光伏发电比例对系统暂态同步稳定性的影响, 考虑与 4.1 节相同类型的故障, 仿真系统中换流器饱和电流角设定为最优参数值, 根据表 1, 水光伏发电比例 γ 为 5/3、6/4、7/1 时系统在最优参数下的临界切除角分别为 $\delta_{\text{gl}}^{\text{cc}}$ 、 $\delta_{\text{g2}}^{\text{cc}}$ 和 $\delta_{\text{g3}}^{\text{cc}}$ 。图 13 中实线表示将故障切除角设定为接近临界切除角时仿真系统的动态, 系统在不同水光伏发电比例下均接近临界稳定, 随着光伏发电功率升高、水力发电功率降低, 系统的临界切除角增大, 暂态同步稳定性增强。图 13 中虚线表示 γ 为 6/4 的系统在同步机功角为 $\delta_{\text{g2}}^{\text{cc}}$ 时切除故障以及 γ 为 7/1 的系统在同步机功角为 $\delta_{\text{g3}}^{\text{cc}}$ 处切除故障的情况, 此时系统同步失稳。因此水光伏发电比例增大会对系统暂态同步稳定性产生不利影响。

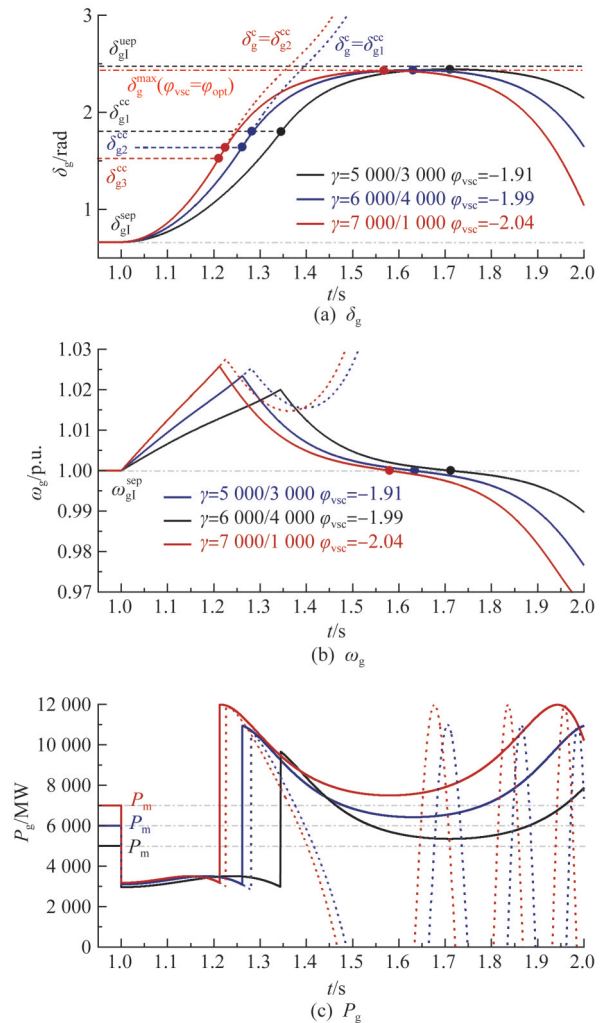


图 13 不同水光伏发电比例的系统动态

Fig. 13 System dynamics with varying proportions of hydropower and photovoltaic generation

将换流器限流控制环中饱和电流角参数整定为 -1.2 。图14对比了仿真系统在水光发电比例 γ 为3/5、2/6、1/7时的动态,为了观察仿真系统在故障期间的完整动态响应,故障切除时间设为3s。从图14中可以看出,由于系统在故障期间存在稳定平衡点,故障切除前水电同步机的角频率已降为额定值,同步机功角稳定在系统故障期间稳定平衡点对应的功角,此时水电机组输出功率与机械功率相等,故障切除后水电机组输出功率重新偏离机械功率,角频率降低,同步机功角减小,系统逐渐稳定在故障前运行点。对于换流器饱和电流角为 -1.2 的系统,水光发电比例越小,故障期间同步机功角摆动越小,故障期间稳定平衡点对应的功角也较小,但系统均可保持暂态同步稳定。在任意故障切除时间下水电出力较低系统暂态同步稳定的条件则是换流器饱和电流角整定为表1所示取值范围内,若饱和电流角为 -1.1 ,故障切除时间为3s的系统在水光发电比例 γ 为3/5时暂态同步失稳,如图14中灰色曲线所示。

5 结论

本文研究了计及电流限制的水光互补发电经柔性直流送出系统暂态同步稳定性。基于戴维南定理导出了故障期间送出系统的传输功率方程,进而推导了系统临界切除角,定量分析了控制参数和水光发电比例对系统暂态同步稳定性的影响,最后提出了提升系统暂态同步稳定性的限流控制参数整定方案。结论如下。

1)稳态时光伏发电接入使得水电机组的功角曲线向下偏移;故障期间光伏和柔直换流器运行在限流控制模式,基于戴维南定理可导出故障期间水电机组输出功率的表达式。调节换流器限流控制环中的饱和电流角参数值会改变故障期间水电机组的功角曲线,增大系统加速面积。

2)基于等面积定则导出了系统的临界切除角的数学表达式,以此刻画了送出系统暂态同步稳定极限。水光发电比例对系统暂态同步稳定性有较大影响,当光伏发电功率增加、水电功率降低时,系统暂态同步稳定性增强。

3)当系统中水电占比较高时存在特定的换流器饱和电流角使系统的临界切除角最大;而当光伏发电占比较高时存在一定的饱和电流角参数范围使系统在任意故障切除时间下均能保持暂态同步稳定。

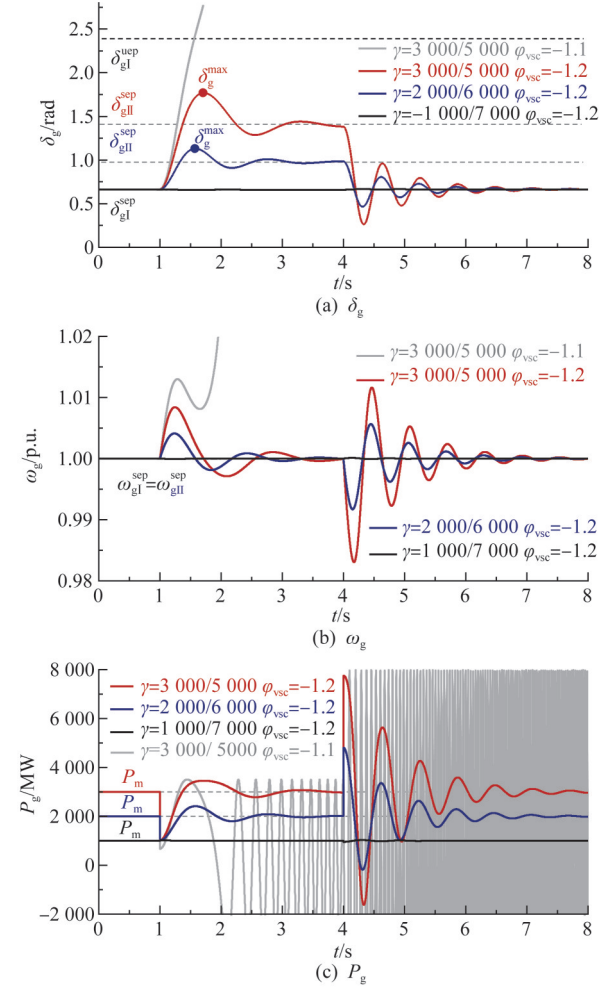


图14 不同水光发电比例的系统动态

Fig. 14 System dynamics with varying proportions of hydropower and photovoltaic power generation

参考文献

- [1] 卓振宇, 张宁, 谢小荣, 等. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(9): 171-191.
ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, XIE Xiaorong, et al. Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(9): 171-191.
- [2] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Renewables 2022 Global Status Report [R]. Paris: REN21 Secretariat, 2022.
- [3] 和萍, 刘鑫, 宫智杰, 等. 高比例可再生能源电力系统源荷储联合调峰分层优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(18): 112-122.
HE Ping, LIU Xin, GONG Zhijie, et al. Hierarchical optimization operation model for joint peak-load regulation of source-load-storage in a high proportion of renewable energy power system [J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(18): 112-122.

- [4] 卢有飞, 邹时容, 刘璐豪, 等. 基于知识共享的高比例可再生能源系统发电控制[J]. 高压电器, 2024, 60(10): 33–45.
LU Youfei, ZOU Shirong, LIU Luhao, et al. Generation control of high percentage renewable energy systems based on knowledge sharing[J]. High Voltage Apparatus, 2024, 60(10): 33–45.
- [5] 燕兵, 杨志林, 张岩, 等. 含海上风电制氢和多重响应的综合能源系统源-荷多时间尺度优化调度[J]. 南方电网技术, 2025, 19(6): 107–120.
YAN Bing, YANG Zhilin, ZHANG Yan, et al. Optimization of source-load multi-time scale for hydrogen integrated energy system including hydrogen production from offshore wind power and multiple responses [J]. Southern Power System Technology, 2025, 19(6): 107–120.
- [6] 徐政. 高比例非同步机电源电网面临的三大技术挑战[J]. 南方电网技术, 2020, 14(2): 1–9.
XU Zheng. Three technical challenges faced by power grids with high proportion of non-synchronous machine sources[J]. Southern Power System Technology, 2020, 33(1): 1–9.
- [7] 徐政, 陈海荣. 电压源换流器型直流输电技术综述[J]. 高压电器, 2007, 33(1): 1–10.
XU Zheng, CHEN Hairong. Review and applications of VSC-HVDC[J]. High Voltage Engineering, 2007, 33(1): 1–10.
- [8] 栗世玮, 吴仕龙, 李咸善, 等. 考虑生物质-太阳能耦合的综合能源系统冷热电优化调度[J/OL]. 南方电网技术 1–14 [2024–10–10]. <https://link.cnki.net/urlid/44.1643.tk.20250604.0927.004>.
SU Shiwei, WU Shilong, LI Xianshan, et al. Optimal scheduling of cooling, heating and power in an integrated energy system considering biomass-solar coupling [J]. Southern Power System Technology 1–14 [2024–10–10]. <https://link.cnki.net/urlid/44.1643.tk.20250604.0927.004>.
- [9] 龚梓威, 王海风, 陈珏, 等. 直流电压时间尺度下光伏并网控制系统稳定性分析[J]. 电力工程技术, 2023, 42(6): 2–13.
GONG Ziwei, WANG Haifeng, CHEN Jue, et al. Stability analysis of grid-connected photovoltaic generation control system under DC voltage timescale [J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(6): 2–13.
- [10] 申建建, 王月, 程春田, 等. 水风光多能互补发电调度问题研究现状及展望[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(11): 3871–3885.
SHEN Jianjian, WANG Yue, CHENG Chuntian, et al. Research status and prospect of generation scheduling for hydropower-wind-solar energy complementary system [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(11): 3871–3885.
- [11] 叶林, 屈晓旭, 么艳香, 等. 风光水多能互补发电系统日内时间尺度运行特性分析[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 158–164.
YE Lin, QU Xiaoxu, ME Yanxiang, et al. Analysis on Intraday operation characteristics of hybrid wind-solar-hydro power generation system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 158–164.
- [12] 韩晓言, 丁理杰, 陈刚, 等. 梯级水光蓄互补联合发电关键技术与研究展望[J]. 电工技术学报, 2020, 35(13): 2711–2722.
HAN Xiaoyan, DING Lijie, CHEN Gang, et al. Key technologies and research prospects for cascaded hydro-photovoltaic-pumped storage hybrid power generation system [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(13): 2711–2722.
- [13] 耿华, 何长军, 刘浴霜, 等. 新能源电力系统的暂态同步稳定研究综述[J]. 高压电器, 2022, 48(9): 3367–3383.
GENG Hua, HE Changjun, LIU Yushuang, et al. Overview on transient synchronization stability of renewable-rich power systems [J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(9): 3367–3383.
- [14] 郭小江, 赵丽莉, 汤奕, 等. 风火打捆交直流外送系统功角暂态稳定研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(22): 19–25, 6.
GUO Xiaojiang, ZHAO Lili, TANG Yi, et al. Study on angle transient stability for wind-thermal-bundled power transmitted by AC/DC system [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(22): 19–25, 6.
- [15] 喻哲扬, 张君黎, 徐政. 非同步机电源渗透率对同步机之间功角稳定性影响的简化模型分析[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(9): 88–97.
YU Zheyang, ZHANG Junli, XU Zheng, et al. Simplified model analysis of influence of penetration rate of non-synchronous generator source on angle stability of synchronous generators [J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 88–97.
- [16] 李晓栋, 徐政, 张哲任. 含非同步机电源交流电网暂态稳定性的电磁暂态仿真研究[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(9): 57–68.
LI Xiaodong, XU Zheng, ZHANG Zheren. Electromagnetic transient simulation study on transient stability of AC power grid with nonsynchronous machine sources [J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 57–68.
- [17] 杜文娟, 郝向坤, 陈珏. 光伏场经柔直并网振荡稳定性分析与抑制方法研究[J]. 电力工程技术, 2024, 43(3): 2–11, 51.
DU Wenjuan, HAO Xiangkun, CHEN Jue. Oscillation stability analysis and mitigation method of photovoltaic field connected to the grid via VSC-HVDC [J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(3): 2–11, 51.
- [18] 马燕峰, 郑力文, 霍亚欣, 等. 虚拟同步发电机接入电力系统的阻尼转矩分析[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(4): 166–171.
MA Yanfeng, ZHENG Liwen, HUO Yaxin, et al. Damping torque analysis of virtual synchronous generator connected to power system [J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(4): 166–171.
- [19] 罗澍忻, 韩应生, 余浩, 等. 构网型控制在提升高比例新能源并网系统振荡稳定性中的应用[J]. 南方电网技术, 2023, 17(5): 39–48.
LUO Shuxin, HAN Yingsheng, YU Hao, et al. Application of grid-forming control in improving the oscillation stability of power systems with high proportion renewable energy integration [J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(5): 39–48.
- [20] 黄世楼, 王彤, 金铭鑫, 等. 多光储虚拟同步发电机接入多机电力系统的动态交互作用机理分析[J]. 高压电器, 2022, 48(9): 3710–3722.
HUANG Shilou, WANG Tong, JIN Mingxin, et al. Dynamic interaction mechanism analysis of multi-machine power system integrated with multiple photovoltaic-battery virtual synchronous generators [J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(9): 3710–3722.

(下转第 22 页 Continued on Page 22)