

基于调相机与SVC协调的抑制高压直流送端 风机脱网的控制策略

朱丽萍¹, 刘文颖¹, 邵冲², 徐宏雷², 牛栓保³, 陈仕彬²

(1. 华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室, 北京 102206; 2. 国网甘肃省电力公司, 甘肃 兰州 730000;
3. 国家电网公司西北分部, 陕西 西安 710048)

摘要:在大规模风电接入的高压直流送端电网中, 针对发生直流故障后送端交流电压大幅波动导致的风机连锁脱网问题, 探讨了直流故障导致风机连锁脱网的内在机理, 分析了调相机和静止无功补偿器(SVC)在换相失败和闭锁过程中的动态无功响应特性; 在此基础上, 提出一种基于换流站侧调相机与风电场侧SVC协调的抑制高压直流送端风机脱网的控制策略: 在换相失败和直流闭锁的不同时期, 根据送端电压变化特点, 分时发挥调相机自发无功响应能力、励磁控制能力和SVC无功调节能力, 以抑制暂态压降或暂态压升的幅度超过风机脱网的保护阈值。最后, 通过对测试系统和实际电网的仿真, 验证了所提控制策略可有效抑制直流故障后送端暂态电压变化, 降低风机连锁脱网的风险。

关键词:换相失败; 直流闭锁; 送端电网; 风机连锁脱网; 调相机; SVC

中图分类号: TM 73; TM 721.1

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.202102006

0 引言

能源和负荷的逆向分布使跨区外送成为能源消纳的重要途径^[1]。目前我国已投运10回±800 kV特高压直流工程, 承担将西部、北部的能源输送到东部、中部负荷中心的任务。但随着长距离直流输电规模不断增长, “强直弱交”网架特征明显, 尤以无常规电源支撑且直流近区大量风电汇集的送端系统较为突出。发生直流故障后, 送端暂态电压变化与风电敏感性相互影响, 送端风机连锁脱网现象是值得研究的新问题, 也是制约风能大规模外送的瓶颈。

风电机组脱网方面的研究目前主要集中于交流短路、设备故障引起的事故过程分析^[2]以及相应的无功需求^[3]和紧急控制策略^[4]。而在实际运行和仿真计算中发现, 直流故障后送端暂态高低压交替^[5]也是导致风机连锁脱网的重要因素。在风电并网的高压直流送端电压控制方面, 已有学者从优化直流控制系统^[6]、合理控制直流功率^[7]等角度考虑, 但对于含高比例风电的薄弱送端电网, 仅依靠改变直流参数对缓解送端电压波动的效果有限。另有学者从确定送端调相机安装位置^[1]和容量^[8]、配置风电场静止无功补偿器SVC(Static Var Compensator)容量^[9], 局部解决了动态无功补偿装置的配置问题, 但未考虑装置的紧急控制。

本文详细分析了直流故障期间送端电压变化过程, 由此揭示了直流多次换相失败并闭锁后引发送

端风机低压和高压连锁脱网事故机理; 根据调相机和SVC的动态无功响应特性, 得到不同无功补偿设备对风电机组连锁脱网的影响; 在此基础上, 提出一种基于换流站侧调相机与风电场侧SVC协调的抑制高压直流送端风机脱网的控制策略, 并在测试系统和甘肃实际电网中验证了所提策略的有效性。

1 直流故障引发风机连锁脱网事故机理

1.1 多次换相失败并引起换流站闭锁期间送端电压变化过程

当受端出现严重电压跌落或直流电流过大时, 易导致直流系统发生多次换相失败^[10]。换相失败初期, 逆变侧短路, 直流电流和功率骤升, 换流器吸收的无功随之增大, 引起整流站出现暂态低电压现象; 换相失败后期, 电流控制环节快速动作, 持续拉大触发角使直流电流迅速减小至0, 换流器无功消耗也随之降为0, 又将引起整流站出现暂态过电压现象。

实际工程中, 发生3次换相失败后将引发直流系统闭锁^[11]。闭锁后送端无功盈余(直流稳态消耗无功)造成整流站出现暂态过电压现象, 延时200 ms^[12]后极控切除多余滤波器, 电压迅速回落。

图1为某高压直流输电系统发生3次换相失败至换流站闭锁后的电磁暂态波形, 图中直流系统消耗的无功 Q_d 、整流站交流母线电压 U_R 均为标幺值, 后同。由图可知: 直流系统消耗的无功在换相失败期间剧烈变化, 闭锁后为0; 一次换相失败过程的持续时间约为0.1~0.2 s, 期间整流站暂态压降和暂态压升快速交替, 暂态压降和暂态压升的持续时间分别约为0.02~0.04 s和0.03~0.06 s; 在直流闭锁后暂态过电压的持续时长约为0.2 s, 而后系统进入稳态。

收稿日期: 2020-09-26; 修回日期: 2020-12-04

基金项目: 国家电网公司科技项目(5100-201933004A-0-0-00)

Project supported by the Science and Technology Project of State Grid Corporation of China(5100-201933004A-0-0-00)

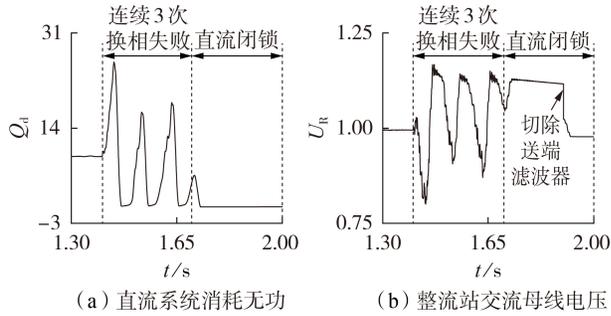


图1 某高压直流输电系统发生3次换相失败至换流站闭锁后波形

Fig.1 Waveforms of HVDC transmission system after three continuous commutation failures and converter blocking

1.2 直流故障引发风机连锁脱网的机理分析

风机连锁脱网是指系统受到某种扰动后,数台风机几乎同时脱网的现象^[3],本节探讨直流故障与风机连锁脱网的内在关联。

图2为不考虑无功补偿设备投入时,某直流落点近区风电场的发电功率经交流线路并网,最终通过直流跨区外送的系统等效电路图(忽略线路和变压器电阻)。图中, $U_w \angle \theta$ 为风电场并网点电压; $P_w + jQ_w$ 为风电场输出功率; Q_f 为整流站滤波器补偿无功; Q_c 为交流线路充电功率; X_L 为交流线路电抗; $P_1 = P_w$ 、 $Q_1 = Q_w + Q_c$ 分别为交流线路有功、无功功率; P_d 为外送直流功率。

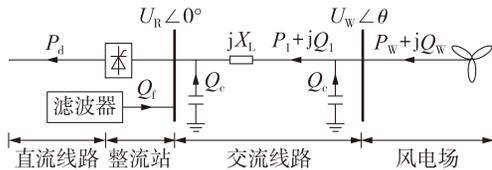


图2 风电直流外送系统等效电路

Fig.2 Equivalent circuit of HVDC transmission system with wind turbines

根据图2,可得:

$$P_1 + jQ_1 = U_w I^* = U_w \left[(U_w - U_R) / (jX_L) \right]^* = \left[U_R U_w \sin \theta + j(U_w^2 - U_R U_w \cos \theta) \right] / X_L \quad (1)$$

利用三角函数关系式消去式(1)中的 θ ,可得风电场并网点电压 U_w 与 U_R 、 P_1 、 Q_1 的关系如下:

$$U_w^2 = \left[2X_L Q_1 + U_R^2 + \sqrt{U_R^4 + 4X_L (U_R^2 Q_1 - X_L P_1^2)} \right] / 2 \quad (2)$$

由式(2)可知, U_w 与 U_R 、 Q_1 呈正相关而与 P_1 呈负相关。由1.1节的分析知, U_R 在直流故障期间发生大幅波动, U_w 也随之变化,引起风机发生低压脱网和高压脱网现象,该现象产生的机理分别如下。

(1) 风机低压连锁脱网机理。

换相失败初期 U_R 骤降,由式(2)可知暂态低电压将传递到直流近区风电场,引起 U_w 跌落,造成不

具备低电压穿越能力的风电场并网点电压低于切除阈值,触发保护动作将风机从系统中切除,引起第一批风机低压脱网或进入低电压穿越状态。

(2) 风机高压连锁脱网机理。

换相失败后期 U_R 骤升,暂态过电压同样传递到近区风电场。前期风电机组低压脱网或进入低电压穿越状态后,风电输出功率下降且恢复较慢,系统有功减少,导致交流线路潮流变轻。由于 U_R 骤升且 P_1 变小,结合式(2)可得 U_w 升高。当风电场并网点电压高于切除临界值时,保护装置动作切除机组,引起第二批风机高压脱网,交流线路负荷进一步减轻,恶化了直流近区电压升高的状况。

直流闭锁期间 U_R 持续过电压,造成风电机组脱网的原因与换相失败后期类似,但持续的时间更长,最终导致风电机组大规模连锁脱网。目前,由于多数风机耐低压能力较强,高压脱网的机组数量明显多于低压脱网。

2 无功补偿设备在故障期间的动态响应特性

新型调相机已被投产于祁连—韶山直流(祁韶直流)、柴达木—拉萨直流(柴拉直流)等送端新能源富集的换流站^[13],而SVC是风电场最为常见的无功补偿设备。因此以换流站侧调相机和风电场侧SVC为电压控制对象,研究其在直流故障期间的响应特性。

2.1 同步调相机的动态无功响应特性

实际上,同步调相机可认为是内电势可调的无功电压源,根据不同电气机理,调相机在直流故障后的动态无功响应可分为以下2个过程:①内电势不变,无功随接入的交流母线电压变化而发生变化的自发响应过程;②内电势受调相机励磁调节器控制的无功响应过程。

自发无功响应过程的无功分量 ΔQ_{sc1} 跟随整流站母线电压变化自然产生,主要由直轴次暂态电抗 X_d'' 决定其瞬时值^[14],即:

$$\Delta Q_{sc1} = -U_R \Delta U_R / (X_d'' + X_{tr}) + \Delta U_R i_{d0} \quad (3)$$

其中, $\Delta U_R = U_R - U_{R0}$, U_{R0} 为故障前整流站母线电压; X_{tr} 为调相机并网变压器短路电抗; i_{d0} 为调相机电流初值的 d 轴分量。 ΔQ_{sc1} 受直轴稳态电抗 X_d 的影响,随时间衰减至稳态值。

励磁调节器控制无功分量 ΔQ_{sc2} 需考虑励磁控制系统特性,实际工程中需考虑20 ms的响应时间^[13],则发生故障后 ΔQ_{sc2} 为^[15]:

$$\Delta Q_{sc2} = -U_R (f(t) * \Delta U_R) + \Delta U_R i_{d0} \quad (4)$$

$$f(t) = \frac{K_B (K_A + 1) - 1}{X_d' + X_{tr}} \left(1 - e^{-\frac{t}{K_B T_{d0}'}} \right) \quad (5)$$

$$K_B = (X_d' + X_{tr}) / (X_d + X_{tr} + K_A X_{tr}) \quad (6)$$

其中, K_A 为励磁放大倍数; T_{d0}' 为直轴暂态短路时间

常数初值; X_d' 为直轴暂态电抗;“*”为卷积符号。

根据式(3)、(4),由于 i_{d0} 很小, ΔQ_{sc1} 、 ΔQ_{sc2} 与 ΔU_R 均呈负相关,如整流站电压升高时 $\Delta U_R > 0$,此时 $\Delta Q_{sc1} < 0$, $\Delta Q_{sc2} < 0$,即调相机进相运行吸收无功;反之,调相机迟相运行发出无功。对于新一代隐极调相机而言,可在零励磁状态下仍保持同步稳定运行约1s^[13],此时调相机的内电势为0,相当于纯电抗器,进相无功将达到最大值。

附录A图A1为在直流故障过程中调相机的自发无功分量随整流站交流母线电压的电磁暂态变化曲线。由图可知,自发无功分量将跟随整流站母线电压快速变化,基本没有延时,能同时抑制换相失败过程中的暂态压降和暂态压升,有助于减少换相失败期间风机脱网。但在没有励磁控制的情况下,自发无功分量会随时间衰减至0,后期恢复系统稳态电压的能力不强。

附录A图A2为直流故障过程中调相机受励磁调节器控制的无功分量随整流站交流母线电压的电磁暂态变化曲线。由图可知,在暂态压降期间,励磁调节器控制调相机多发无功,但励磁控制不可避免存在延时,会在暂态压升后向系统注入无功,增加了风机高压脱网的风险。但对于直流闭锁后的过电压现象,励磁调节器可控制调相机进入深度进相运行状态,从而吸收过剩无功,有助于恢复系统正常电压。

图3为采用不同控制措施换相失败期间整流站母线的暂态过电压波形。由图可知,相较于未投入调相机的情况,调相机的无功调节特性可改善换相失败期间的暂态压升,且励磁调节器不动作的调相机调控效果更好。这是由于采用励磁调节器控制的无功分量变化有延时,可能对电压控制起反作用,而设定调相机中励磁调节器不动作,可将暂态过电压的幅值降到最低,降低风机高压脱网的风险。

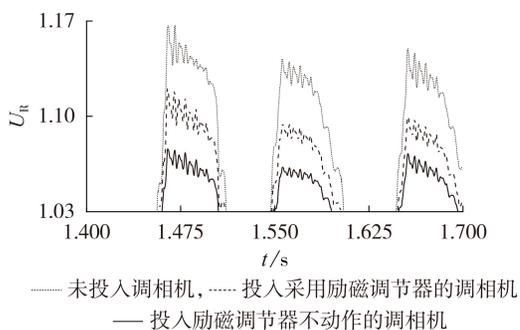


图3 换相失败期间整流站母线暂态过电压

Fig.3 Transient overvoltage in rectifier station during commutation failure

2.2 SVC的动态无功响应特性

以图4所示典型的晶闸管投切电容器(TSC)和晶闸管控制电抗器(TCR)型SVC(TSC+TCR型SVC)来介绍其无功响应特性。

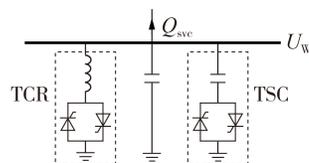


图4 典型TSC+TCR型SVC结构图

Fig.4 Structure diagram of typical TSC+TCR type SVC

SVC发出的无功 Q_{svc} 如式(7)所示^[4]。

$$Q_{svc} = \left[\omega C_{svc} - \frac{2(\pi - \alpha_{svc}) + \sin(2\alpha_{svc})}{\pi X_{svc}} \right] U_w^2 \quad (7)$$

其中, ω 为频率; C_{svc} 、 X_{svc} 分别为SVC内部电容值、电抗值; α_{svc} 为SVC内部晶闸管触发角。由式(7)可知,SVC发出的无功与风电场电压的平方呈正相关,当系统电压过低时,SVC向电网输出无功的能力也较弱,此时SVC会发出较大的电纳参考值,以发出较大的感性无功;当系统电压升高时则恰恰相反,SVC吸收较大的感性无功。无论是发出无功还是吸收无功,依靠的都是内部储能元件的无功响应能力和晶闸管的半控特性,而储能元件有时滞效应、晶闸管导通有限制条件,电纳参考值变化需要时间,均导致无功控制无法瞬时完成。

附录A图A3为直流故障过程中SVC输出无功随风电场并网点电压的电磁暂态变化曲线。根据典型SVC控制系统特性,SVC响应时间长达20ms^[14-15],由图A3可知,当发生换相失败后系统出现暂态压升现象时,此时SVC继续向系统注入过量无功,助增了 U_w 的上升,若不及时切除,将恶化风机高压脱网过程。但当发生直流闭锁后系统出现暂态压升现象时,适时投入SVC,可保证其无功吸收能力并为降低电压上升幅度做贡献。

3 基于调相机与SVC协调的抑制直流送端风机脱网的控制策略

根据上述分析,可在故障的不同阶段分别考虑调相机与SVC无功响应特性,以充分发挥其电压调节能力,基本控制思路如下。

首先计算换相失败临界电压^[16],当逆变侧换流母线小于临界电压时,判断直流系统发生换相失败;在熄弧角回落阶段,电压二次跌落至临界电压以下,且直流的有功和无功仍处于上升阶段,造成电压二次跌落进一步恶化,则判断直流系统发生多次换相失败。根据换相失败信息,在送端电压暂态波动期间,适时切除风电场侧的SVC,并设置整流站侧调相机的励磁调节器不动作;在直流闭锁后的暂态过电压期间,适时投入SVC和励磁调节器;在整流站滤波器切除后,重新调节无功补偿装置的参数,以恢复系统电压。综上,所提抑制直流送端风机脱网的电压控制策略总体框图和时间-动作横道图分别见图5、

6。图5中,TV为电压互感器; S_{break} 为SVC投切信号,其值为0,表示SVC投入,其值为1,表示SVC切出。图6中, t_1-t_5 分别为系统发生第1、2、3次换相失败和直流闭锁以及切除送端多余滤波器的时间。图6中调相机依次经历轻负荷运行、励磁调节器不动作、深度进相运行以及稳定运行阶段;SVC依次经历动态无功支撑、切除、重投以及重新调节阶段。

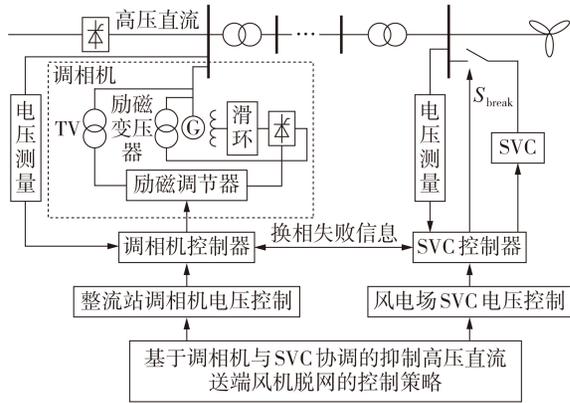


图5 基于调相机与SVC协调的抑制高压直流送端风机脱网的控制策略

Fig.5 Control strategy of suppressing wind turbines tripping based on coordination between synchronous condenser and SVC in sending-end network of HVDC

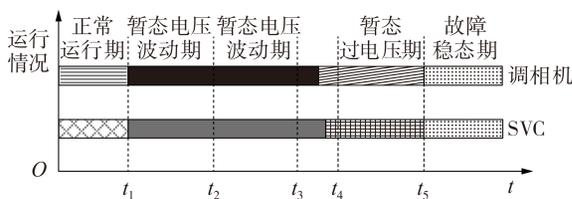


图6 电压控制策略时间-动作横道图

Fig.6 Time-action diagram of voltage control strategy

3.1 整流站调相机电压控制流程

根据2.1节分析,对于装设在整流站侧的调相机,其电压调控的基本思想为:在换相失败期间的暂态电压波动期,充分发挥调相机无延时自发的无功响应特性,同时抑制风机低压和高压连锁脱网;并在直流闭锁后的暂态过电压时期,发挥励磁调节器的控制作用,调动调相机深度进相能力吸收过剩无功;在暂态过程结束后,继续通过励磁控制无功输出,恢复系统正常电压。

附录B图B1为调相机电压控制策略流程图,具体步骤如下:①正常情况下调相机的励磁调节器有效,记励磁调节器信号 $S_{\text{AVR}}=1$,此时调相机运行于轻负荷状态,为后续调节备用无功容量;②当调相机控制器收到逆变站的第1次换相失败信号 S_{CF1} 时,设置调相机内部的励磁调节器无效,记 $S_{\text{AVR}}=0$,以防止励磁调节器的延时控制恶化暂态过电压;③当调相机控制器收到逆变站的第3次换相失败信号 S_{CF3} 时,延时 $t_{\text{re}}^{\text{AVR}}$ 投入励磁调节器,记 $S_{\text{AVR}}=1$ 并控制调相

机零励磁深度进相运行,与延时投入SVC类似, $t_{\text{re}}^{\text{AVR}}$ 需躲过换相失败后的暂态压降阶段;④在直流闭锁并切除整流站多余滤波器后,根据此时的整流站母线电压 U_{R} ,重新设定调相机参考内电势 $E_{\text{f}}^{\text{ref}}$,以稳定整流站的母线电压,完成调相机的电压控制。

3.2 风电场SVC电压控制流程

由2.2节的分析可知,对于在风电场并网点母线处装设的SVC,其电压调控的基本思想为:减少直流换相失败所引起系统出现暂态压升现象中的无功增量;并在闭锁后暂态过电压时期,吸收风电场过量无功,降低风机后续高压脱网的风险。

附录B图B2为SVC电压调控的流程图,具体步骤如下:①正常情况下投入SVC,记 $S_{\text{break}}=0$;②当SVC控制器收到第1次换相失败的信号 S_{CF1} 时,打开SVC的并网开关,记 $S_{\text{break}}=1$;③处于脱网状态的SVC根据并网点电压调整参考电纳 B_1^{ref} ;④当SVC控制器收到第3次换相失败的信号 S_{CF3} 后,延时 $t_{\text{re}}^{\text{SVC}}$ 闭合SVC的并网开关,记 $S_{\text{break}}=0$, $t_{\text{re}}^{\text{SVC}}$ 应当足够避开换相失败后短暂的电压骤降阶段,保证SVC在暂态过电压时安全投入运行,直接进入吸收系统无功的状态,抑制风电机组后续高压脱网;⑤在直流闭锁并切除整流站多余滤波器后,风电场电压有所回落,SVC根据此时接入母线电压,重新调整参考电纳 B_2^{ref} ,调节设备输出无功,以恢复风电场电压,完成SVC电压控制。

4 仿真分析

4.1 电磁暂态仿真

采用MATLAB/Simulink仿真软件,基于Silvano Casoria模型^[17]搭建风机并入直流送端电网的测试系统以进行电磁暂态仿真验证,分别在整流站和风电场投入调相机和SVC,具体运行参数见附录C表C1、C2。设1.4s时在逆变器母线处发生三相永久接地短路故障,直流系统发生多次换相失败并闭锁,根据故障后电压的时序变化,设 $t_{\text{re}}^{\text{SVC}}=100\text{ms}$, $B_1^{\text{ref}}=-0.2\text{p.u.}$, $B_2^{\text{ref}}=-0.1\text{p.u.}$, $t_{\text{re}}^{\text{AVR}}=30\text{ms}$, $E_{\text{f}}^{\text{ref}}=2\text{p.u.}$ 。

为了验证本文所提控制策略的有效性,将本文控制策略与单纯投入调相机和SVC而不对其进行紧急控制的常规控制策略相对比,电磁暂态仿真结果分别见图7和附录C图C1。图中, E_{f} 、 Q_{sc} 分别为调相机等效内电势及其无功输出,二者均为标么值。

由图7可知,本文所提控制策略抑制暂态过电压的效果较常规电压控制策略好。第3次换相失败并经过一段延时后,控制调相机进入零励磁运行状态,可直接以较高的进相水平运行,最大无功响应可达291Mvar,有效抑制闭锁期间的风机高压脱网。由附录C图C1可知,在换相失败导致的风电场并网点电压上升期间,SVC仍处于向系统注入无功的状态,若不及时切除,将增加风电机组高压脱网的风险。采用本文控制策略后,SVC将于电压上升前被

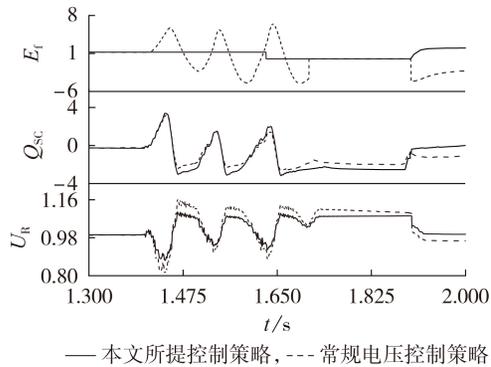


图7 整流站调相机的无功响应

Fig.7 Response of reactive power of synchronous condenser in converter station

切除,在系统闭锁后投入运行,有利于规避其对电压控制的反作用,并充分发挥其抑制电压上升、避免风机高压脱网的作用。

4.2 实际电网算例

采用PSASP仿真软件,以祁韶直流及其附近的敦煌地区风电场为研究对象搭建模型以进行机电暂态仿真验证,此处系统网架结构弱且无常规电源支撑,加大了电压控制难度。祁连换流站经由莫高变电站,与敦煌变电站相连,最终将电能通过直流输送到湖南。祁韶直流与敦煌地区风电场拓扑关系如附录D图D1所示,在祁连换流站安装2台300 Mvar新型调相机。风电场信息如附录D表D1所示,表中稳态有功、距换流站的电气距离以及稳态电压均为标么值。各风电场35 kV母线处均装设40 Mvar^[3]的SVC。

敦煌地区风电场采用定功率因数为1的控制方式,且具备《风电场接入电网技术规定》^[18](见附录D图D2)的故障电压穿越能力,此地区风电场低电压穿越能力较强而高电压穿越能力不足,并网点电压一旦超过1.2 p.u.,或并网点电压在1.15~1.2 p.u.时系统的持续运行时间超过200 ms,风机就会从电网中切除。

设距湖南株洲换流站交流线路的5%处发生三相永久短路故障,祁韶直流将发生3次换相失败并闭锁。在PSASP仿真软件中无法准确模拟换相失败过程,计算时将该过程等效为换流母线处“冲击无功负荷”^[19-20],仿真精度可满足本文的故障场景和分析需求。根据实际电网的电压时序变化,设 $t_{re}^{sync}=150\text{ ms}$, $B_1^{ref}=-0.4\text{ p.u.}$, $B_2^{ref}=-0.3\text{ p.u.}$, $t_{re}^{AVR}=50\text{ ms}$, $E_f^{ref}=2.0\text{ p.u.}$ 。

考虑敦煌地区风电场低电压穿越能力较强,且直流故障中系统低电压持续时间非常短,系统不会发生低压脱网,因此本文将主要分析高压脱网过程。桥西一和干东三风电场分别为距祁连换流站电气距离最近和最远的风电场。将本文所提控制策略与常规电压控制策略对比,图8为2种常规电压控制策略(风电场具备、不具备高电压穿越能力)与本文所提

控制策略下桥西一和干东三风电场的并网点电压(标么值)对比图。

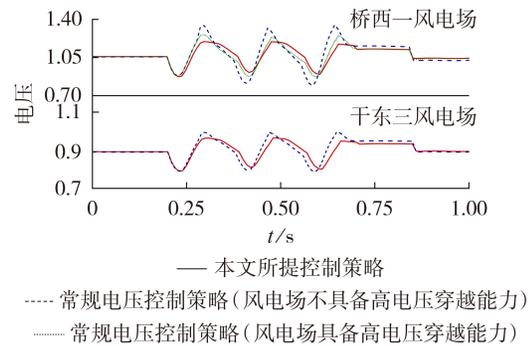


图8 不同控制策略下风电场并网点电压波形

Fig.8 Waveforms of voltage of grid-connected point of wind farms

由图8可知,采用常规电压控制策略时,故障期间桥西一和干东三风电场并网点的最大电压上升幅度分别为27.4%和15.9%,桥西一风电场的并网点电压在发生第一次换相失败后突增至1.2 p.u.以上,风机直接脱网,同时恶化系统电压骤升问题;干东三风电场由于距换流站电气距离较远,其并网点电压未越过高电压穿越轮廓线,不会发生脱网。采用本文所提控制策略后,故障期间桥西一和干东三风电场的最大电压上升幅度均有所降低,分别为12.7%和10.6%,相较于常规电压控制策略,最大电压上升幅度分别下降了14.7%和5.3%。

若风机具备足够的高电压穿越能力,将不会脱网,相较于目前脱网的情况,根据1.2节理论分析可知风电场并网点电压上升的幅度会减小。由图8所示桥西一风电场并网点电压可知,采用常规电压控制策略且风机具备高电压穿越能力后,故障期间最大电压上升幅度为19.1%,较常规电压控制策略的最大电压上升幅度(27.4%)有明显下降,但仍高于本文所提控制策略的最大电压上升幅度(12.6%)。

附录D表D2为直流故障过程中敦煌地区各风电场最大压升幅度和脱网情况对比。由表可知,采用本文所提控制策略和常规电压控制策略时风机脱网容量分别为167.5、1587.5 MW。分析表中数据:采用常规电压控制策略时,最大电压上升幅度较大,多数风机在发生第一次换相失败后直接脱网,拉升了近区电压,使得暂态过电压在送端传递,最终导致敦煌地区除干东三风电场外的风机全部脱网;采用本文控制策略后,仅桥西二风电场的风机发生高压脱网。这是因为虽然桥西一和桥西二风电场距换流站的电气距离均最近(0.107 p.u.),理论上容易发生脱网,但桥西一风电场的有功出力(2 p.u.)比桥西二风电场的有功出力(1 p.u.)高,由1.2节分析可知,有功出力在一定程度上缓解了电压升高的幅度,因此桥西一风电场并未脱网。地区内剩余风电场应用本

文控制策略后,风电场并网点电压均保持在高电压穿越轮廓线以下,避免引发风电机组连锁脱网事故。

无功补偿设备的机电暂态仿真结果见附录D图D3、D4。对照电磁和机电暂态仿真结果可知,虽然所设置的系统规模和控制参数不同造成二者波动幅度有所不同,但变化趋势和大小关系基本一致,均验证了常规电压控制策略下调相机和SVC的“反调压”特性,证明了本文理论分析和控制策略的有效性。

4.3 调相机和SVC的容量选取和配比

调相机容量的选取应综合考虑生产条件和故障情况,满足经济实用原则;SVC容量的选取则主要考虑所在风电场的实际接入情况^[18]和故障后电压的变化情况,一般风电场装机容量越大、故障后的电压骤升情况越严重,所需安装的SVC容量越大。而调相机和SVC的配比则需综合考虑上述因素。

由于本文的目的是抑制送端风机脱网,本节选取祁韶直流近区桥东三风电场为研究对象,观察不同无功补偿容量下采用本文所提控制策略后并网点电压的控制情况。在不同的调相机和SVC容量下,比较直流故障期间风电场并网点最大电压的上升和下降幅度;同时设相较于不投入设备时系统过电压降低值和低电压提高值与设备容量的比值为控制策略的贡献度,以此衡量设备容量的变化对系统电压的控制效果,如附录D表D3、D4所示。

由表D4可知,随着SVC容量的增大,故障期间最大电压上升幅度逐渐减小,但抑制过电压升高的控制策略贡献度也逐渐降低。这是由于随着设备容量的增大,风电场强度逐渐增大,单位设备容量对增加风电场强度的贡献也越来越有限。比较表D3、D4中控制策略贡献度指标,当SVC容量增加时,其贡献度远大于调相机容量增加时系统的贡献度,这说明SVC的控制效果贡献度远大于调相机。这是因为调相机距风电场的电气距离较远,集中接入在整流站的调相机无法全面解决送端风机脱网问题,但可以与分散接入风电场的SVC共同作用,最大限度降低风机脱网风险。

综上,兼顾控制效果和控制策略贡献度,确定以600 Mvar整流站调相机和40 Mvar风电场SVC作为祁韶直流送端无功补偿设备容量。

5 结论

目前,直流故障是造成送端风机连锁脱网的重要因素之一。在直流多次换相失败并闭锁的过程中,近区风电场并网点电压将呈现“先低、高电压相互交替,后暂态过电压”的特性。考虑目前风机的故障穿越能力,可能会出现风机连锁脱网现象通过合理控制无功补偿设备能够有效降低送端风机大规模脱网的风险。另外,整流站侧调相机2种无功分量特性不同,需要分时发挥各自优势;风电场侧SVC在暂态低电压情况下的无功支撑能力较弱,其无功响

应特性可能恶化后续暂态过电压。为此,本文提出一种基于调相机与SVC协调的抑制高压直流送端风机脱网的控制策略:在换相失败前期,主动切除部分SVC并控制调相机励磁调节器不动作,避免恶化暂态过电压;在直流闭锁后期,适时投入SVC和调相机励磁调节器,吸收电网盈余无功,最大限度降低过电压水平。

结合当前研究动态,后续研究工作将在完善当前风电场并网规定的同时,根据风电场高、低电压故障穿越要求,提高风电场抵御连锁故障的能力。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 索之闻,刘建琴,蒋维勇,等. 大规模新能源直流外送系统调相机配置研究[J]. 电力自动化设备,2019,39(9):124-129.
SUO Zhiwen, LIU Jianqin, JIANG Weiyong, et al. Research on synchronous condenser configuration of large-scale renewable energy DC transmission system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(9): 124-129.
- [2] 周红婷,谢欢,吴涛,等. 张北高电压脱网事故中风电场动态行为分析与仿真[J]. 电力自动化设备,2017,37(2):54-60.
ZHOU Hongting, XIE Huan, WU Tao, et al. Analysis and simulation of wind farm dynamic behavior in high-voltage trip-off accident of Zhangbei[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(2): 54-60.
- [3] 李亚龙,但扬清,朱艳伟,等. 防止风电机组连锁脱网事故的动态无功备用需求分析[J]. 可再生能源,2016,34(12):1792-1798.
LI Yalong, DAN Yangqing, ZHU Yanwei, et al. The analysis of dynamic reactive power reserve command to prevent cascading trip-off of wind turbine generators[J]. Renewable Energy, 2016, 34(12): 1792-1798.
- [4] 王伟,徐殿国,王琦,等. 大规模并网风电场的无功电压紧急控制策略[J]. 电力系统自动化,2013,37(22):8-14.
WANG Wei, XU Dianguo, WANG Qi, et al. Reactive voltage emergency control strategy for large-scale wind farm integration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(22): 8-14.
- [5] 吴萍,徐式蕴,赵兵,等. 面向风火打捆的特高压直流输电工程弱送端强直弱交耦合特性研究[J]. 电力自动化设备,2016,36(1):60-66.
WU Ping, XU Shiyun, ZHAO Bing, et al. Research of weak sending-end coupling characteristics for bundled wind-thermal power transmission of UHVDC project[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(1): 60-66.
- [6] 冀肖彤. 抑制HVDC送端交流暂态过电压的控制系统优化[J]. 电网技术,2017,41(3):721-728.
JI Xiaotong. Optimization of HVDC control system for mitigating AC transient overvoltage on rectifier station[J]. Power System Technology, 2017, 41(3): 721-728.
- [7] 贺静波,庄伟,许涛,等. 暂态过电压引起风电机组连锁脱网风险分析及对策[J]. 电网技术,2016,40(6):1844-1849.
HE Jingbo, ZHUANG Wei, XU Tao, et al. Study on cascading tripping risk of wind turbines caused by transient overvoltage and its countermeasures[J]. Power System Technology, 2016, 40(6): 1844-1849.
- [8] 赵学明,李永丽,孙广宇,等. 换相失败对含风电场的交直流混联系统送端过电压的影响[J]. 高电压技术,2019,45(11):3666-3673.
ZHAO Xueming, LI Yongli, SUN Guangyu, et al. Effect of commutation failure on the overvoltage on rectifier station in AC/

- DC hybrid power system with wind farms[J]. High Voltage Engineering, 2019, 45(11):3666-3673.
- [9] 袁珩迪. 风电基地特高压直流外送动态无功电压优化策略研究[D]. 华北电力大学, 2018.
YUAN Hengdi. Study on dynamic reactive voltage optimization strategy of UHVDC transmission in wind power base[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2018.
- [10] 浙江大学发电教研组直流输电科研组. 直流输电[M]. 北京: 水力电力工业出版社, 1985:180-184.
- [11] 刘建勋, 陆榛, 付俊波, 等. 抵御直流连续换相失败的同步调相机配置研究[C]//福建省电机工程学会2018年学术年会获奖论文集. 福建: 海峡出版发行集团, 2018:19-24.
- [12] 屠竞哲, 张健, 刘明松, 等. 风火打捆直流外送系统直流故障引发风机脱网的问题研究[J]. 电网技术, 2015, 39(12):3333-3338.
TU Jingzhe, ZHANG Jian, LIU Mingsong, et al. Study on wind turbine generators tripping caused by HVDC contingencies of wind-thermal-bundled HVDC transmission systems[J]. Power System Technology, 2015, 39(12):3333-3338.
- [13] 金一丁, 于钊, 李明节, 等. 新一代调相机与电力电子无功补偿装置在特高压交直流电网中应用的比较[J]. 电网技术, 2018, 42(7):2095-2102.
JIN Yiding, YU Zhao, LI Mingjie, et al. Comparison of new generation synchronous condenser and power electronic reactive-power compensation devices in application in UHVDC/AC grid[J]. Power System Technology, 2018, 42(7):2095-2102.
- [14] 李志, 韩颖, 李岩松, 等. 换相失败下直流送端SVC无功反调机理分析及控制策略研究[J/OL]. 电测与仪表. (2020-08-24) [2020-09-02]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20200824.1344.008.html>.
- [15] 李志强, 蒋维勇, 王彦滨, 等. 大容量新型调相机关键技术参数及其优化设计[J]. 大电机技术, 2017(4):15-22.
LI Zhiqiang, JIANG Weiyong, WANG Yanbin, et al. Key technical parameters and optimal design of new types of large capacity synchronous condenser[J]. Large Electric Machine and Hydraulic Turbine, 2017(4):15-22.
- [16] 汤奕, 郑晨一, 楼伯良, 等. 抑制连续换相失败的直流功率控制策略[J]. 电网技术, 2019, 43(10):3514-3522.
TANG Yi, ZHENG Chenyi, LOU Boliang, et al. Research on DC power control strategy for mitigating continuous commutation failure[J]. Power System Technology, 2019, 43(10):3514-3522.
- [17] CASORIA S, SYBILLE G, BRUNELLE P. Hysteresis modeling in the MATLAB/power system blockset[J]. Mathematics and Computers in Simulation, 2003, 63(3):237-248.
- [18] 国家电网公司. 风电场接入电网技术规定: Q/GDW 1392—2015[S]. 北京: 国家电网公司科技部, 2015.
- [19] 中国电力科学研究院. 电力系统分析综合程序7.5版动态元件模型库用户手册[Z]. 北京: 中国电力科学研究院, 2020: 115-126.
- [20] 屠竞哲, 张健, 曾兵, 等. 直流换相失败及恢复过程暂态无功特性及控制参数影响[J]. 高电压技术, 2017, 43(7):2131-2139.
TU Jingzhe, ZHANG Jian, ZENG Bing, et al. HVDC transient reactive power characteristics and impact of control system parameters during commutation failure and recovery[J]. High Voltage Engineering, 2017, 43(7):2131-2139.

作者简介:



朱丽萍

朱丽萍(1996—),女,山东潍坊人,硕士研究生,主要研究方向为新能源电力系统紧急控制(E-mail:sdmyzlp@126.com);

刘文颖(1955—),女,北京人,教授,博士研究生导师,研究方向为电力系统分析与控制、新能源电力系统特性与多能互补等(E-mail:liuwenyings@sina.com)。

(编辑 王欣竹)

Control strategy of suppressing wind turbine tripping based on coordination between synchronous condenser and SVC in sending-end network of HVDC

ZHU Liping¹, LIU Wenyong¹, SHAO Chong², XU Honglei², NIU Shuanbao³, CHEN Shibin²

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China; 2. State Grid Gansu Electric Power Company, Lanzhou 730000, China; 3. Northwest Branch of State Grid Corporation of China, Xi'an 710048, China)

Abstract: In the sending-end network of HVDC (High Voltage Direct Current) connected with large-scale wind power, aiming at the wind turbine cascading tripping caused by large fluctuation of AC voltage at the sending-end network after DC fault, the internal mechanism of wind turbine tripping caused by DC fault is discussed, and the dynamic reactive power response characteristics of synchronous condenser and SVC in the process of commutation failure and DC blocking are analyzed. On this basis, a control strategy of suppressing wind turbine tripping based on coordination between synchronous condenser at converter station side and SVC at wind farm side is proposed. In different periods of commutation failure and DC blocking, according to the characteristics of the voltage change of the sending-end network, the synchronous condenser abilities of spontaneous reactive power response and excitation control and the SVC ability of reactive power regulation are exerted in a time-sharing manner, so as to prevent the amplitude of transient overvoltage or transient undervoltage from exceeding the protection threshold of wind turbine tripping. Finally, through the simulation of the test system and the actual grid, it is verified that the proposed control strategy can effectively suppress the transient voltage change at the sending-end network after DC fault, and reduce the risk of wind turbine cascading tripping.

Key words: commutation failure; DC blocking; sending-end network; wind turbine cascading tripping; synchronous condenser; SVC

附录 A

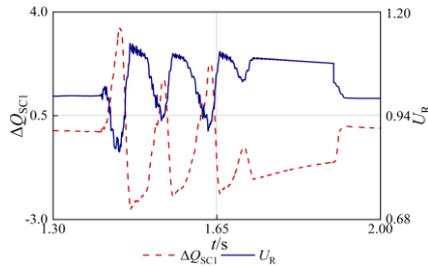


图 A1 调相机自发无功分量与整流站交流母线电压变化
Fig.A1 Variation of spontaneous reactive power of synchronous condenser and AC bus voltage in rectifier station

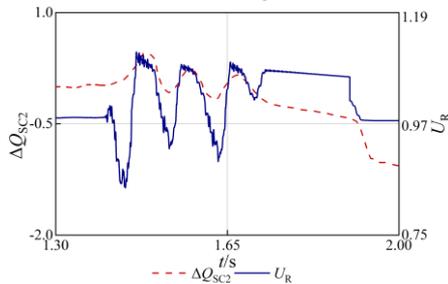


图 A2 调相机励磁控制无功分量与整流站交流母线电压变化
Fig.A2 Variation of excitation control reactive power of synchronous condenser and AC bus voltage in rectifier station

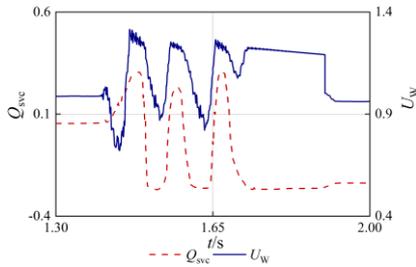


图 A3 SVC 输出无功与风电场并网点电压变化
Fig.A3 Variation of SVC output reactive power and voltage of point of connection of the wind farm

附录 B

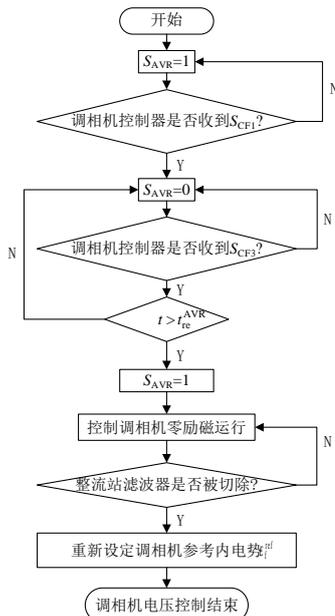


图 B1 换流站调相机电压控制流程图
Fig.B1 Flowchart of synchronous condenser voltage control in converter station

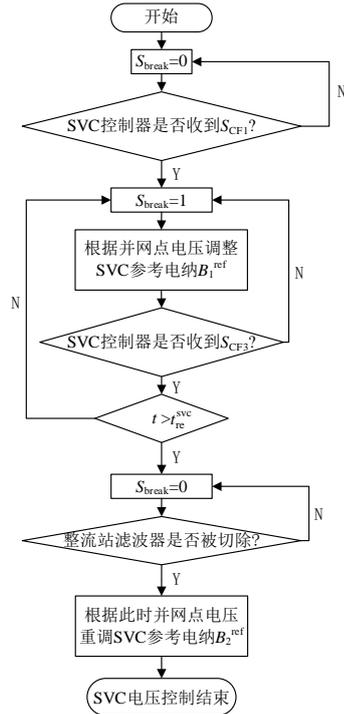


图 B2 风电场 SVC 电压控制流程图
Fig.B2 Flowchart of SVC voltage control in wind farm

附录 C

表 C1 高压直流及调相机主要参数

Table C1 Main parameters of HVDC and synchronous condenser

参数	数值
直流电压	±500 kV
直流额定容量	1 000 MW
整流侧变压器变比	450 kV/200 kV
逆变侧变压器变比	331.2 kV/200 kV
直流线阻抗	0.015Ω/km
调相机额定容量	300 Mvar
调相机额定线电压	20 kV

表 C2 风电场及 SVC 主要参数

Table C2 Main parameters of wind farm and SVC

系统参数	数值
风电场额定容量	90 MW
风电场并网点额定电压	25 kV
风电场距换流站电气距离	0.124
SVC 额定容量	20 Mvar

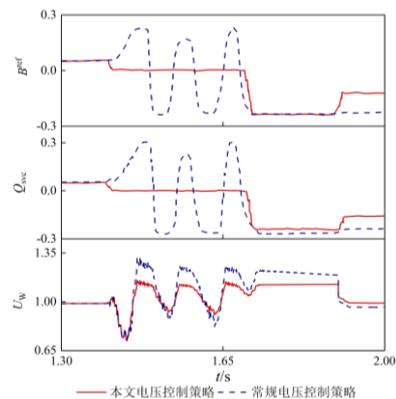


图 C1 风电场 SVC 的无功响应仿真比较
Fig.C1 Comparison of reactive power response of SVC in wind farm

附录 D

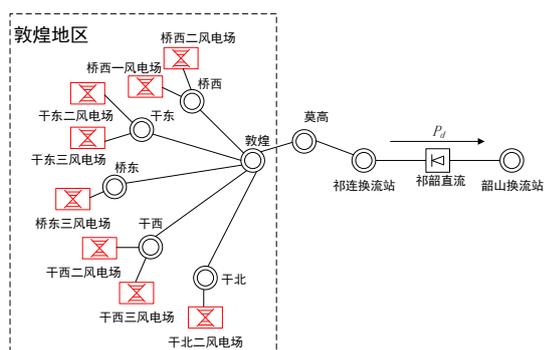


图 D1 祁韶直流与敦煌地区风电场接线示意图

Fig.D1 Wiring diagram of Qishao HVDC and Dunhuang wind farms

表 D1 敦煌地区风电场信息

Table D1 Wind farms information in Dunhuang

风电场	装机容量/MW	稳态有功	距换流站电气距离	稳态电压
桥西一	200.0	2.0	0.107	1.063
桥西二	167.5	1.0	0.107	1.076
桥东三	268.0	2.0	0.127	1.055
干东二	150.0	1.5	0.130	1.073
干西二	268.0	1.9	0.134	1.058
干西三	268.0	1.9	0.134	1.058
干北二	266.0	1.0	0.134	1.077
干东三	335.0	1.5	0.148	0.993

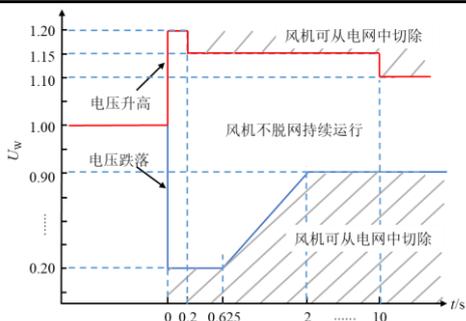


图 D2 风电场故障电压穿越曲线

Fig.D2 Fault voltage ride through capability of wind farm

表 D2 敦煌地区风机脱网情况对比

Table D2 Comparison of wind turbines tripping in Dunhuang

风电场	电压骤升幅度/%		是否脱网	
	常规电压控制策略	本文所提控制策略	常规电压控制策略	本文所提控制策略
桥西一	27.4	12.6	是	否
桥西二	26.4	14.7	是	是
桥东三	23.6	12.1	是	否
干东二	26.5	14.7	是	否
干西二	28.9	11.3	是	否
干西三	28.9	11.3	是	否
干北二	26.8	10.4	是	否
干东三	15.9	10.6	否	否

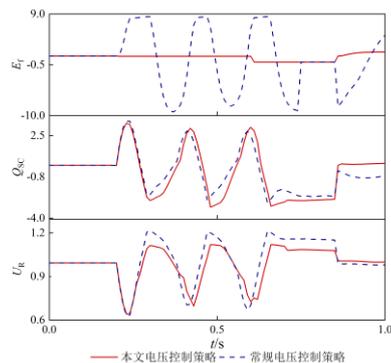


图 D3 祁连换流站调相机的无功响应仿真比较

Fig.D3 Comparison of reactive power response of synchronous condenser in Qilian converter station

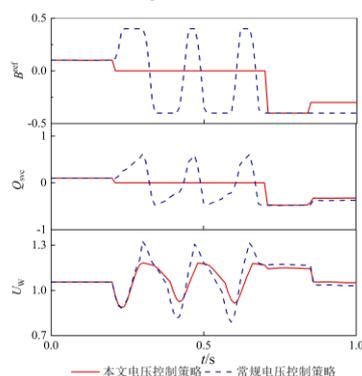


图 D4 桥东三风电场 SVC 的无功响应仿真比较

Fig.D4 Comparison of reactive power response of SVC in Qiaodong Third wind farm

表 D3 不同调相机容量下的电压控制效果

Table D3 Voltage control effect under different synchronous condenser capacity

调相机容量/Mvar	最大电压上升幅度	最大电压下降幅度	抑制过电压升高时控制策略	改善低电压降低时控制策略
	/%	/%	贡献度	贡献度
300	12.7	16.5	0.019 3	0.004 3
600	12.1	16.0	0.010 7	0.003 1
900	11.7	15.7	0.007 6	0.002 4
1200	11.6	15.5	0.005 8	0.002 0

表 D4 不同 SVC 容量下的电压控制效果

Table D4 Voltage control effect under different SVC capacity

SVC 容量 /Mvar	最大电压上升幅度/%	抑制过电压升高时控制策略贡献度
20	12.4	0.298
40	10.7	0.194
60	9.1	0.158