

DOI: 10.7667/PSPC161070

# 光伏电站经柔性直流集电送出系统的 低电压穿越协调控制策略

王岩<sup>1</sup>, 魏林君<sup>2</sup>, 高峰<sup>1</sup>, 刘超<sup>2</sup>, 郝全睿<sup>1</sup>, 李琰<sup>2</sup>

(1. 山东大学电网智能化调度与控制教育部重点实验室, 山东 济南 250061;

2. 中国电力科学研究院新能源与储能运行控制国家重点实验室, 北京 100192)

**摘要:** 光伏电站经柔性直流集电送出系统在交流电网发生故障扰动时应该具备低电压穿越的能力。针对受端和送端交流电网发生故障扰动的情况, 提出了一种不依靠通信的光伏电站与 VSC-HVDC 的低电压穿越协调控制策略。交流电网故障情况下, VSC-HVDC 送、受端换流器可依据直流电压的变化量切换控制模式。送端换流器根据 VSC-HVDC 直流电压的变化量调节光伏电站出口的电压幅值, 使光伏电站感受到电压变化并减小有功功率输出, 从而迅速维持 VSC-HVDC 系统的功率传输平衡, 提升系统故障穿越能力, 而且可以实现直流电压的稳态无差控制。应用 Matlab/Simulink 仿真软件搭建了 1000 MW 光伏电站与 VSC-HVDC 系统的仿真模型, 验证了所提协调控制策略的有效性。

**关键词:** 柔性直流输电; 光伏发电; 故障穿越; 协调控制策略; 功率平衡

## Coordinated control strategy between large-scale photovoltaic power station and VSC-HVDC for low voltage ride-through operation

WANG Yan<sup>1</sup>, WEI Linjun<sup>2</sup>, GAO Feng<sup>1</sup>, LIU Chao<sup>2</sup>, HAO Quanrui<sup>1</sup>, LI Yan<sup>2</sup>

(1. Key Lab of Power System Intelligent Dispatch and Control (Shandong University), Ministry of Education,

Jinan 250061, China; 2. State Key Laboratory of Operation and Control of Renewable Energy &

Storage Systems, China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

**Abstract:** Large-scale PV stations integrated with VSC-HVDC should equip with the fault ride-through capability when the AC grid trips. A novel coordinated low voltage ride-through control strategy is proposed between VSC-HVDC and PV stations, which does not rely on communications and can maintain the balance of active power transmission quickly. In case of grid fault, the control modes of HVDC converters can be switched according to the DC voltage variation level. The sending end converter can lower down its output voltage, which will cause the PV stations decrease their output power. Hence the proposed method can stabilize the DC voltage and improve the fault ride through capability of the whole system even when the AC fault occurs in the sending grid. Simulation model with 1000 MW PV stations and VSC-HVDC is developed in Matlab/Simulink to prove the validity of the proposed control strategy.

**Key words:** VSC-HVDC; photovoltaic generation; fault ride-through; coordinate control strategy; power balance

## 0 引言

目前, 大规模光伏发电已经成为我国太阳能利用的主要方式。我国西部地区光资源集中、光伏电站装机容量大、安装位置集中, 光伏发电进一步开

发的潜力巨大<sup>[1]</sup>。但是交流输电的输送距离短, 输电能力弱, 且大规模光伏电站经交流线路远距离送电的稳定性问题都制约了光伏电站的开发利用, 比如多个逆变器并联接入交流电网与电网阻抗耦合而产生谐振等问题<sup>[2-3]</sup>严重影响电网电能质量、威胁设备安全。因为直流输电线路没有电抗, 并且可以实现交流系统的非同期联网<sup>[4-5]</sup>, 所以可以采用柔性直流输电系统对多个大规模光伏电站集电送出, 有效

基金项目: 国家电网公司科技项目“青藏高原太阳能集中开发与送出技术经济可行性研究”

解决大规模光伏电站交流集电送出受到的制约。但是当采用光伏电站经柔性直流系统送出时,由于送端负荷小,受端系统的电压波动,尤其是电网故障将严重影响送端光伏电站和柔性直流系统的稳定运行,难以实现柔性直流系统的低电压穿越运行。

柔性直流输电系统的低电压穿越控制方法有以下几种:一种方法是利用通信<sup>[6]</sup>,当交流电网电压跌落时,将 VSC-HVDC 直流电压反馈到送端光伏电站,从而根据直流电压的变化减小出力,实现有功平衡。但是,长距离通信线路增加了系统造价,且通信可靠性和通信延时也可能造成低电压穿越失败。另一种方法是附加直流泄放电阻<sup>[7]</sup>,所选择的泄放电阻的容量要与系统传输容量相同,而且要快速投切才可以保证直流电压稳定在安全范围内,虽然此方法可靠性高,但是泄放电阻和其配备的冷却装置的造价使得输电成本显著增加。还有一种无通信的控制方法,通过控制 VSC-HVDC 送端换流器端口电压或频率使受端电网故障期间减小送端电站的输出功率,即升频法<sup>[8]</sup>和降压法<sup>[8-9]</sup>。然而传统的升频法或降压法依靠 VSC-HVDC 直流电压的偏差来改变交流电网的频率或电压,是一种有差调节,考虑到系统绝缘以及稳定性,直流电压的上升幅度有限,直流电压的变化范围限制了系统的功率平衡能力。而且上述方法都只是分析了受端电网发生故障的情况,并没有考虑送端电网发生故障时的应对策略。

本文针对光伏电站经 VSC-HVDC 集电送出系统在送/受端交流电网发生故障时,提出了一种新的无通信低电压穿越协调控制策略。该方法能够维持柔性直流系统的送受端有功功率平衡,保证光伏电站可靠并网,为受端系统提供无功支撑。而且当受端换流器能够输出有功功率时可实现直流电压的无差控制,使直流电压在故障穿越期间稳定在额定值。

## 1 光伏电站经 VSC-HVDC 集电的控制策略

大规模光伏电站经柔性直流输电系统集电送出的示意图如图 1。其中,多个光伏电站连接到柔性直流送端交流母线,集电后有功功率经柔性直流系统输送到受端电网。正常运行工况下,VSC-HVDC 送端换流站为光伏电站和送端电网提供稳定的交流电压,光伏电站按照传统控制方式并网发电。各部分的主要控制策略简述如下。

### 1.1 光伏电站内逆变器控制方式

光伏电站内的逆变器在该系统中可以采用传统并网方式输出电能<sup>[10]</sup>,其基本控制结构如图 2 所示,其中并网电流参考幅值  $I_{ref}$  可由最大功率追踪模块

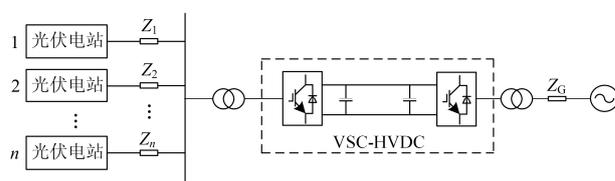


图 1 大规模光伏电站经 VSC-HVDC 输送系统结构

Fig. 1 System structure of large-scale photovoltaic power stations integrated with VSC-HVDC

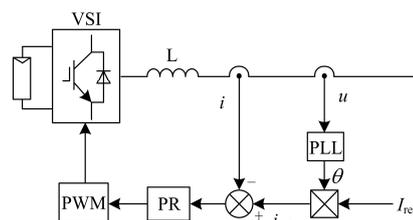


图 2 光伏逆变器控制

Fig. 2 Controller of grid-tied PV inverter

得到。首先对交流电压用锁相环锁相,将锁相所得相位与交流电流参考幅值合成三相交流电流参考信号,再分别与测量电流进行比较,将所得误差送入电流控制器。由于 PR 控制器在其谐振频率  $\omega_0$  上具有较大增益<sup>[11]</sup>,可在静止坐标系下选择使用 PR 控制器。然后将 PR 控制器输出量送入 PWM 调制环节。在交流电压一定的情况下,控制输出电流实际上控制了光伏电站的输出功率。

光伏电站并网运行时应具备低电压穿越能力。光伏电站低电压穿越是指在光伏电站并网点电压跌落的时候,保持光伏电站继续并网运行一段时间,当电网故障短时无法恢复时才允许脱网,同时光伏电站向电网提供无功支撑,支持电网电压恢复。

我国在 2013 年开始执行的新版国标 GB/T 19964—2012<sup>[12]</sup>升级了对低电压穿越技术的要求。光伏电站并网点电压跌至 0 时,光伏电站应能不脱网连续运行 0.15 s;当并网点电压跌落至图 3 所示的曲线 1 以下时,光伏电站可以从电网切出。新国标规定电网故障时光伏电站需要对电网提供无功支撑,并且动态无功电流响应时间不大于 30 ms。光伏逆变器电流环控制器需要根据电网电压大小计算注入电网的无功电流,其关系如图 4 所示。光伏电站输出的无功电流的计算公式如式(1)所示。

$$\begin{cases} I_T \geq 1.5 \times (0.9 - U_T) I_N & (0.2 < U_T \leq 0.9) \\ I_T \geq 1.05 \times I_N & (U_T \leq 0.2) \\ I_T = 0 & (U_T > 0.9) \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $U_T$  为光伏电站并网点电压标幺值;  $I_N$  为额定电流。当电网发生三相短路故障及两相短路故障时,



电压升高,送端换流器判断交流电网发生故障,送端换流器根据直流电压的变化减小送端电网电压的幅值,光伏电站检测交流电压幅值变化,并相应减小光伏电站的输出功率,直到系统功率平衡。当受端电网电压恢复后,受端换流器恢复功率输送能力,VSC-HVDC系统的直流电压下降,送端换流器判断交流电网电压恢复正常,切换回稳态运行模式,系统恢复正常。在该运行方式下,光伏电站与送端换流器之间以送端电网电压幅值为纽带实现了光伏电站与VSC-HVDC系统的无通信协调控制。

当送端交流系统故障时,送端换流器可根据直流潮流方向及大小判断是否发生送端交流电网故障,在准确判断后可控制送端交流电压下降,避免向故障点注入大电流;此外,发生严重交流故障导致换流器过流时,送端换流器可紧急闭锁。在送端交流电网故障时,受端换流器维持其控制方式不变;光伏电站可依据交流电压幅值调整其输出有功功率。该协调控制策略可以保持整个集电系统的功率平衡。送端交流故障清除后,整个集电系统可恢复正常供电。

各工况下的系统协调控制策略如表1所示。

表1 各工况下系统协调控制策略

Table 1 Coordinated control strategies under different conditions

	稳态运行	受端电网故障	送端电网故障
光伏电站控制	最大功率输出	变有功功率控制:依据送端电网交流电压幅值大小决定输出功率。	变有功功率控制:依据送端电网交流电压幅值大小决定输出功率。
送端换流器控制	定交流电压控制	直流电压控制:直流电压变化时相应调节交流电压幅值大小维持系统功率平衡。	定交流电压控制或闭锁换流器。
受端换流器控制	定直流电压控制	并网功率控制:根据低电压穿越标准为受端电网提供无功支撑。	定直流电压控制

故障穿越模式下光伏电站与VSC-HVDC具体控制方式如下所述。

## 2.2 改进的光伏电站逆变器控制方式

故障穿越模式下,VSC-HVDC受端换流器切换为低电压穿越控制,并为受端电网提供无功支撑。改进光伏电站的控制特性与传统的光伏电站低电压穿越控制特性的不同之处在于受端电网故障时根据送端电网电压幅值的变化相应地改变光伏电站的有功出力,从而维持系统功率传输平衡,同时不向电

网输出无功功率。这种方法不依靠通信便能让光伏电站根据系统功率平衡的需要改变有功出力。光伏电站逆变器检测送端电网交流电压,并且根据交流电压幅值设定光伏电站逆变器输出电流幅值。其关系曲线如图7所示。改进后的光伏电站逆变器控制结构如图8所示。设定光伏电站逆变器输出电流幅值的给定值与送端电网交流电压幅值的数学关系如式(2)所示。

$$\begin{cases} I_{\text{ref}} = I_N & (0.9U_N \leq U < U_N) \\ I_{\text{ref}} = 2.5I_N \times \frac{U}{U_N} - 1.25I_N & (0.5U_N \leq U < 0.9U_N) \\ I_{\text{ref}} = 0 & (U < 0.5U_N) \end{cases} \quad (2)$$

式中: $I_N$ 为光伏逆变器输出电流额定值; $U_N$ 为送端电网交流电压额定值。当检测到交流电压在90%额定值以上时,光伏电站不响应电压幅值的变化,输出最大的有功电流;当检测到交流电压在50%到90%额定值之间时,光伏电站输出的有功电流幅值与送端电网交流电压幅值呈正比例关系;检测到交流电压低于50%额定值时,光伏电站输出的有功电流为零。

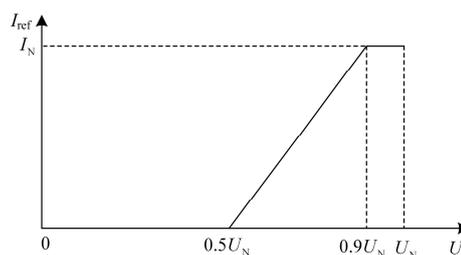


图7 电压电流幅值关系图

Fig. 7 Amplitude relationship between AC voltage and current

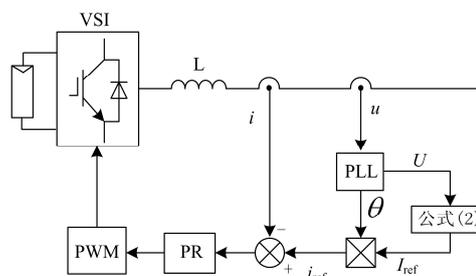


图8 电网故障时的光伏逆变器控制

Fig. 8 Controller of grid-tied PV inverter under grid fault

## 2.3 改进的VSC-HVDC送端换流器控制方式

受端交流电网故障穿越模式下,VSC-HVDC送端换流器需要增加定直流电压控制环节。具体实现方式如下:柔性直流系统送受端有功功率不平衡时,

直流电压将上升并触发送端换流器切换为定直流电压控制方式, 其将控制直流电压的 PI 控制器的输出量添加到送端交流电压幅值给定值中。由于定直流电压补偿控制的存在, 直流电压升高时送端换流器控制的交流电压幅值会下降, 同时光伏电站按照 2.2 节所述控制方式运行时, 其输出有功功率会下降, VSC-HVDC 可以维持输入、输出有功功率平衡, 直流电压稳定运行, 具体控制框图如图 9 所示。

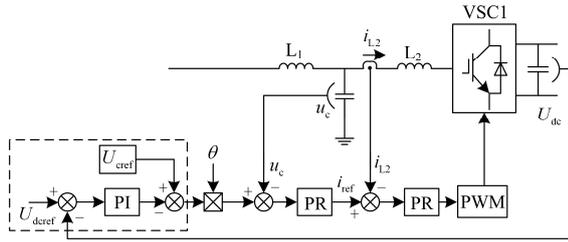


图 9 电网故障时送端换流器控制

Fig. 9 Controller of sending end converter under grid fault

当受端交流电网故障切除后, 受端换流器需恢复到故障前运行状态, 此时 VSC-HVDC 系统的输入有功功率小于输出有功功率, 直流电压下降并触发控制模式切换, 送端换流器切换回定交流电压的稳态运行模式(如图 5)。

当送端交流电网发生故障时, 只要送端换流器电流不超限, 送端换流器将维持其定交流电压的控制方式不变; 当电流越限时, 送端换流器闭锁。

#### 2.4 改进的 VSC-HVDC 受端换流器控制方式

受端电网故障时, VSC-HVDC 受端换流器需要迅速检测交流电压的幅值和相角。电网电压发生对称故障时, 普通的 dq 锁相环能够对电网电压精确地锁相; 当电网发生不对称故障时, 由于电网电压存在负序分量, 普通 dq 锁相环无法实现锁相。可采用二阶广义积分器的锁相环, 提取正序分量并锁相<sup>[14]</sup>。交流电压幅值的快速、准确检测可采用文献[15]所述的点追踪方法。

VSC-HVDC 受端换流器检测到电网电压幅值跌落后, 根据式(1)计算输出的无功电流。通过电流限幅环节, 受端换流器能够输出的最大有功电流计算公式为

$$i_d = \sqrt{i_{\max}^2 - i_q^2} \quad (3)$$

式中:  $i_{\max}$  为受端换流器额定电流幅值;  $i_q$  为无功电流。

VSC-HVDC 直流侧电容动态方程为

$$C_{dc} \frac{dU_{dc}}{dt} \cdot U_{dc} = P_{in} - P_{out} = P_{in} - u_g \cdot i_d \quad (4)$$

式中:  $P_{in}$ ,  $P_{out}$  分别为柔性直流系统输入、输出的有功功率;  $u_g$  为受端电网电压。

由式(4)可知, 只要受端换流器输出的有功电流不为零, 所提协调控制策略就能实现低电压穿越过程中柔性直流系统直流电压无差运行。

电网发生不对称故障时, 电压的负序分量会造成直流线路电压的二次波动, 负序电压的存在也会造成逆变器输出的无功功率增加, 使得无功输出难以控制, 可以采用负序电压前馈<sup>[16]</sup>的方法消除电压负序分量的影响, 其控制结构如图 10 所示。此外, 为避免直流电压的二次波动影响送、受端换流器的控制模式切换, 控制模式切换的触发值需设定为大于直流电压的二次波动量。

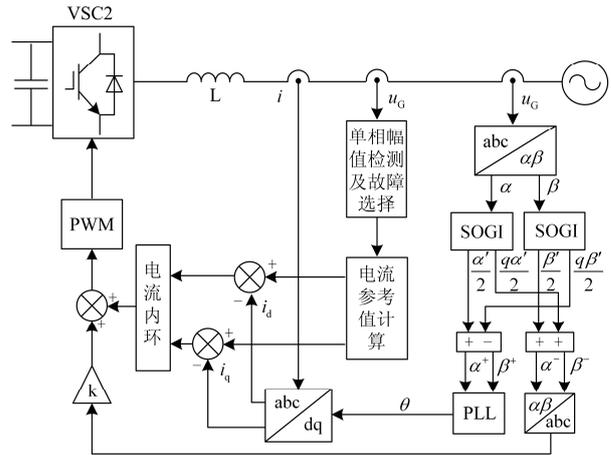


图 10 电网故障时的受端换流器控制

Fig. 10 Controller of receiving end converter under grid fault

当送端交流电网故障时, 受端换流器会吸收有功功率, 此时需限制注入受端换流器的电流不超限, 且当直流电压低于最小值时, 受端换流器需闭锁。

#### 2.5 所提控制策略和传统控制策略的比较

以直流裕度控制<sup>[17]</sup>为基础的降压法或升频法在检测到直流电压超过设定范围以后, 根据直流电压偏差, 通过送端换流器改变送端电网交流电压幅值或频率, 让发电厂感应到受端电网故障, 从而调整输出功率。但是传统的控制方法实现的是 VSC-HVDC 直流电压的有差调节。本文所提功率平衡控制策略在送端采用 PI 调节器控制直流电压, PI 调节器特性决定了该控制策略可以实现直流电压的无差调节, 更有利于系统稳定运行。送端换流器控制特性对比如图 11 所示。图中,  $U_{dcnom}$  为 VSC-HVDC 系统稳态运行时的直流电压;  $U_{dcmax}$  为设定的直流电压最大值, 即正裕度值;  $U_{dcmin}$  为设定的直流电压最小值, 即负裕度值;  $P_{innom}$  为稳态运行时 VSC-HVDC 送端换流器输入有功功率;

$P_{inmin}$  为受端电网故障过程中 VSC-HVDC 功率传输平衡时送端换流器输入的有功功率。由图 11 可以看出: 受端电网故障, 采用传统降压法控制时直流电压在达到正裕度值后继续升高, 直到 VSC-HVDC 功率传输平衡时直流电压停止升高; 而采用本文所提的控制策略时, 直流电压在达到正裕度值后经历一个暂态会最终稳定在  $U_{dcnom}$ , 受端电网故障清除后, 直流电压下降到负裕度值后, 迅速恢复稳态运行。

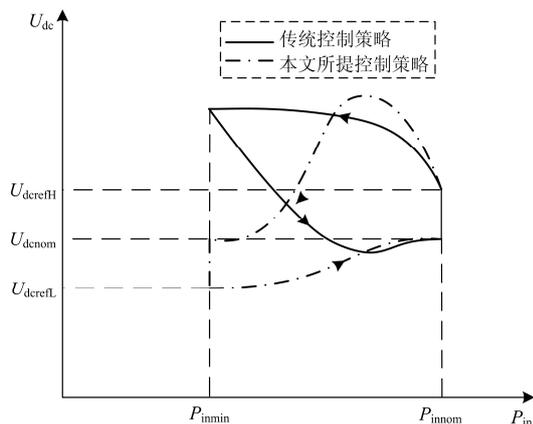


图 11 送端换流器控制特性比较

Fig. 11 Comparison of control characteristics in sending end converter

### 3 仿真验证

为了验证本文提出的电网故障时有功功率平衡协调控制策略的有效性, 在 Matlab/Simulink 中建立了如图 1 所示的光伏电站经 VSC-HVDC 并网的仿真模型, 光伏电站容量为 100 MW, 个数为 10 个, 光伏电站经 500 kV 交流母线汇集, 柔性直流输送容量为 1000 MW。仿真系统参数如表 2 所示。由于只是验证该协调控制策略的有效性, 仿真所用为两电平 VSC-HVDC。在系统发生不同故障时对光伏电站经柔性直流集电送出系统的运行情况进行了仿真和分析。

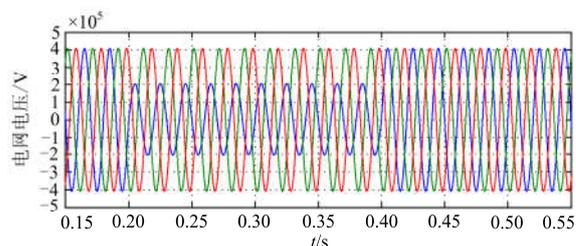
表 2 光伏电站经 VSC-HVDC 并网系统参数

Table 2 Parameters of PV stations integrated with VSC-HVDC system

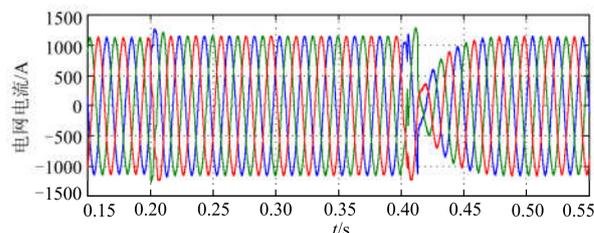
直流母线电压 $U_{dc}/kV$	$\pm 320$
送受端网侧电压 $e/kV$	500
送受端换流站滤波电感 $L/\mu H$	150
送端换流站交流滤波电容 $C/\mu F$	30
VSC-HVDC 直流电容 $C_{dc}/mF$	8

首先验证受端电网电压不对称跌落故障运行情况, 设定受端电网电压在 0.2 s 时单相跌落至 50%

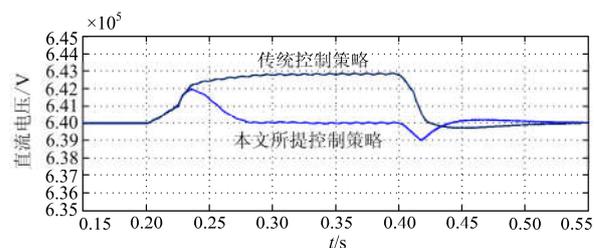
额定电压, 持续时间为 0.2 s, 系统仿真结果如图 12 所示。当受端电网发生故障时, VSC-HVDC 直流电压上升, 当直流电压超过额定电压 1000 V 时系统启动功率平衡协调控制, 其中 VSC-HVDC 送端换流器控制直流电压稳定, 降低了交流侧电压幅值, 同时光伏电站检测到交流电压幅值下降后相应地减小有功功率输出, 使得 VSC-HVDC 系统输入、输出功率平衡, 直流电压稳定。电网故障切除以后, VSC-HVDC 受端换流器有功功率输出能力恢复, 而送端换流器输入功率小于受端换流器输出功率, 直流电压下降, 系统检测到直流电压低于额定电压 1000 V 以后重新切换为稳态情况下的控制策略, 送端换流器交流侧电压恢复至额定值, 光伏电站输出功率随之增加, VSC-HVDC 系统输入功率和输出功率平衡, 直流电压恢复稳定。



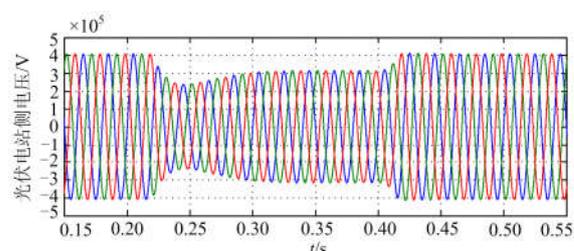
(a) 受端电网电压



(b) 受端换流器输出电流



(c) VSC-HVDC 的直流电压



(d) 送端电网电压

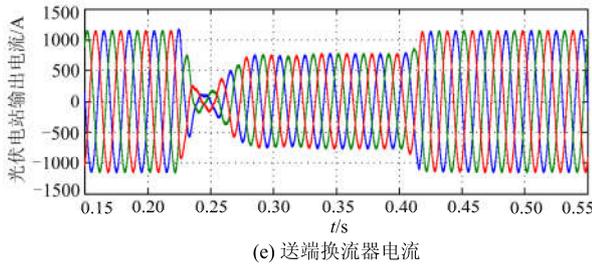


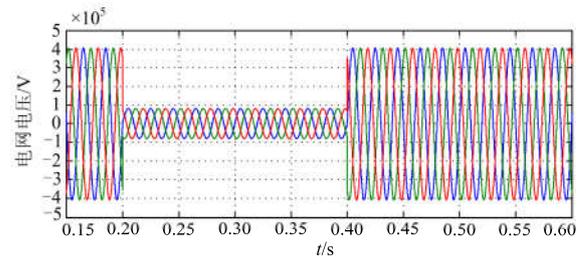
图 12 受端电网电压单相跌落时的仿真波形

Fig. 12 Simulated waveforms under unbalance voltage sags

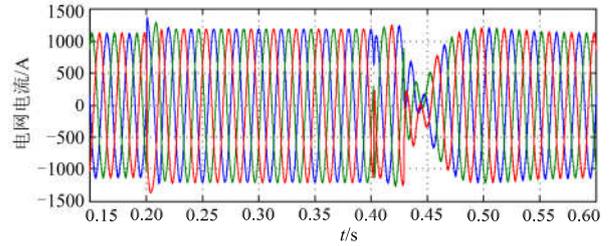
同时 VSC-HVDC 受端换流器在系统故障时发出一定的无功功率支持电网电压恢复, 剩余的容量用于输送有功功率。在换流器协调控制方式下其输出电流没有迅速增大, 基本稳定在额定值。由于采用负序电压前馈法, 所以换流器的输出电流三相对称。但是电压负序分量造成了直流电压的二倍频波动。

由图 12(c)可以看出: 在受端电网故障过程中, 采用传统控制策略时, 直流电压超过额定值 1000 V 后, 又继续升高了约 2000 V, 偏离额定值运行; 而采用本文所提控制策略时, 在直流电压超过额定值 1000 V 后控制模式切换, 直流电压经过一个暂态过程稳定在额定值运行, 实现了无差调节, 仿真结果与 2.5 节分析的一致。

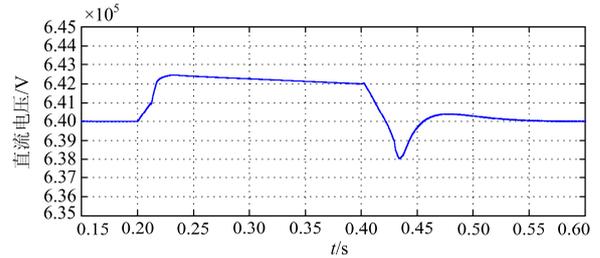
当受端电网电压在 0.2 s 时发生跌落深度为 80% 的对称跌落, 并在 0.4 s 恢复正常时, 其仿真结果如图 13 所示。由于电压跌落达到 80%, 所以受端换流器按照公式(1)发出 105% 的无功支持电压恢复, 有功功率的输出为零。同样, 当直流电压超过额定电压 1000 V 时系统启动功率平衡协调控制, 但由于受端换流器不再输出有功功率, 使得 VSC-HVDC 系统只能在送端输入的有功功率为零时达到输入、输出功率平衡, 直流电压在高于额定值的地方达到稳定。由于 VSC-HVDC 直流电压不能稳定在额定值, 所以送端换流器定直流电压环的 PI 控制器输出持续减小, 限制 PI 控制器的输出幅值以后, 送端换流器电网电压稳定在 50% 额定值。电网故障切除以后, 直流电压下降, 系统检测到直流电压低于额定电压 1000 V 以后重新切换为稳态情况下的控制策略, VSC-HVDC 系统输入功率和输出功率平衡, 直流电压恢复稳定。本文提出的无通信协调控制策略能够实现 VSC-HVDC 输入和输出的有功功率平衡, 从而保持直流电压稳定运行。



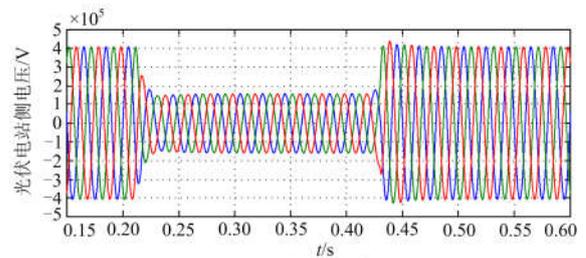
(a) 受端电网电压



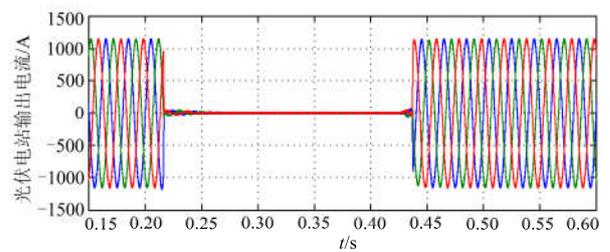
(b) 受端电网电流



(c) VSC-HVDC 直流电压



(d) 送端电网电压



(e) 送端换流器电流

图 13 受端电网电压平衡跌落时的仿真波形

Fig. 13 Simulated waveforms under balanced voltage sags

当送端交流系统在 0.2 s 发生三相短路故障, 并在 0.4 s 时恢复, 仿真结果如图 14 所示。为验证本文提出的协调控制策略的有效性, 该仿真结果忽略了换流站启动的过程。

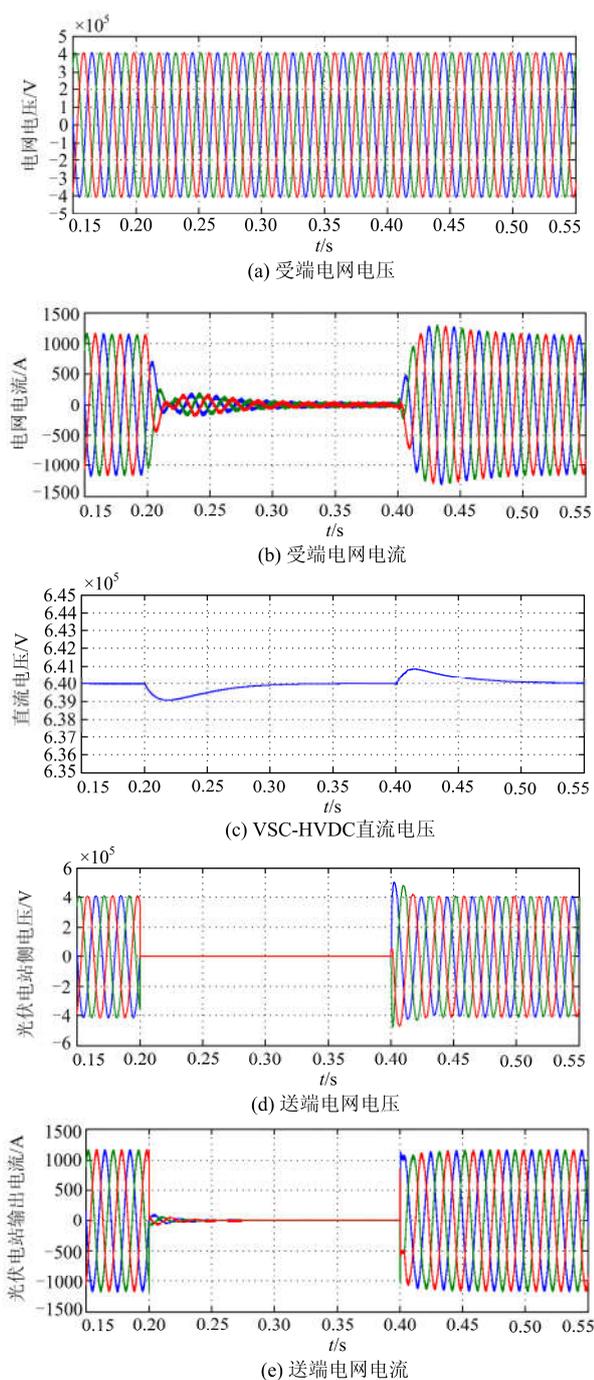


图 14 送端交流系统三相短路时的仿真波形

Fig. 14 Simulated waveforms under three-phase shortage in AC system of sending end

可以看到在送端交流线路发生短路故障时, 光伏电站停止发送功率, VSC-HVDC 送端换流器退出运行, VSC-HVDC 输入的功率减小到零而输出功率不为零, 直流电压会在故障发生时下降, 受端换流器仍然保持运行, 维持直流电压稳定, 由图 14(b) 可以看出: 为了维持直流电压稳定, 受端换流器从

电网吸收了一部分有功功率。当故障结束后, 光伏电站和送端换流器恢复运行, 系统重新回到稳定运行状态。

## 4 结论

光伏电站经柔性直流集电送出系统的故障穿越能力对系统的安全稳定运行意义重大。本文分析了 VSC-HVDC 系统故障穿越方法, 针对 VSC-HVDC 送端及受端交流系统发生故障扰动情况, 提出了一种新的无通信联络的功率平衡协调控制策略。当电网发生故障时, 通过切换换流器的控制目标并改变光伏逆变器的低电压穿越运行方法, 实现了光伏电站经柔性直流集电系统的快速功率平衡, 能够稳定直流电压并满足故障穿越的各项要求。该控制策略可以有效提升系统故障穿越能力。最后, 利用 Matlab/ Simulink 进行仿真验证, 证明了该协调控制策略的有效性。

## 参考文献

- [1] 许洪华. 中国光伏发电技术发展研究[J]. 电网技术, 2007, 31(20): 77-81.  
XU Honghua. The study on development of PV technology in China[J]. Power System Technology, 2007, 31(20): 77-81.
- [2] 田鹏, 宣文华, 牛益国. 基于陷波控制的 LCL 型光伏并网逆变器谐波谐振抑制研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(14): 82-88.  
TIAN Peng, XUAN Wenhua, NIU Yiguo. Suppression of harmonic resonance for photovoltaic grid-connected inverter with LCL filter based on notch filter control[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(14): 82-88.
- [3] 丁明, 王伟胜, 王秀丽, 等. 大规模光伏发电对电力系统影响综述[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(1): 1-14.  
DING Ming, WANG Weisheng, WANG Xiuli, et al. A review on the effect of large-scale PV generation on power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(1): 1-14.
- [4] 王磊, 李兴源, 李宽, 等. 伪双极 LCC-VSC 型混合高压直流输电系统向无源网络供电的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(21): 27-33.  
WANG Lei, LI Xingyuan, LI Kuan, et al. Research of pseudo bipolar LCC-VSC hybrid HVDC system supplying passive network[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(21): 27-33.
- [5] YAO Zhiqing, ZHANG Qun, CHEN Peng, et al. Research on fault diagnosis for MMC-HVDC Systems[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2016,

- 1:7 pp.  
DOI 10.1186/s41601-016-0022-0
- [6] 边晓燕, 王本利, 陈建平, 等. 改进的 DFIG 与 VSC-HVDC 协调控制改善风电场低电压穿越能力[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(1): 9-16.  
BIAN Xiaoyan, WANG Benli, CHEN Jianping, et al. Improvement of low voltage ride through capability of wind farm using coordinated control of the improved DFIG and VSC-HVDC[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(1): 9-16.
- [7] CHAUDHARY S K, TEODORESCU R, RODRIGUEZ P, et al. Chopper controlled resistors in VSC-HVDC transmission for WPP with full-scale converters[C] // Proceedings of IEEE PES/IAS Conference on Sustainable Alternative Energy. Valencia, Spain: IEEE, 2009: 1-8.
- [8] 王毅, 付媛, 苏小晴, 等. 基于 VSC-HVDC 联网的风电场故障穿越控制策略研究[J]. 电工技术学报, 2013, 28(12): 150-159.  
WANG Yi, FU Yuan, SU Xiaoqing, et al. Fault ride-through control strategy of wind farm integrated with VSC-HVDC[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(12): 150-159.
- [9] 李琦, 宋强, 刘文华, 等. 基于柔性直流输电的风电场并网故障穿越协调控制策略[J]. 电网技术, 2014, 38(7): 1739-1745.  
LI Qi, SONG Qiang, LIU Wenhua, et al. A coordinated control strategy for fault ride-through of wind farm integration based on VSC-HVDC[J]. Power System Technology, 2014, 38(7): 1739-1745.
- [10] 张兴, 曹仁贤. 太阳能光伏并网发电及其逆变器控制[M]. 北京: 机械工业出版社, 2011: 127-190.
- [11] 李泽斌, 罗安, 田园, 等. LCL 型光伏并网逆变器电流内环控制方法[J]. 电网技术, 2014, 38(10): 2772-2778.  
LI Zebin, LUO An, TIAN Yuan, et al. Inner current loop control method for photovoltaic grid-connected inverter with LCL filter[J]. Power System Technology, 2014, 38(10): 2772-2778.
- [12] 中国国家标准化管理委员会. 光伏发电站接入电力系统技术规定: GB/T 19964—2012[S]. 北京: 中国标准出版社, 2012.  
Standardization Administration of the Peoples Republic of China. Technical requirements for connecting photovoltaic power station to power system: GB/T 19964—2012[S]. Beijing: Standards Press of China, 2012.
- [13] 黄亚峰, 李龙, 严干贵, 等. 大容量光伏逆变器 LCL 滤波器参数优化设计[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(2): 148-154.  
HUANG Yafeng, LI Long, YAN Gangui, et al. Parameter optimization design for LCL filter of large capacity PV inverter[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(2): 148-154.
- [14] RODRIGUEZ P, TIMBUS A V, TEODORESCU R. Flexible active power control of distributed power generation systems during grid faults[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2007, 54(5): 2583-2592.
- [15] MA Cong, GAO Feng, HE Guoqing, et al. A voltage detection method for the voltage ride-through operation of renewable energy generation systems under grid voltage distortion conditions[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(3): 1131-1139.
- [16] 韦微, 王俊辉, 茹心芹, 等. 基于电网电压前馈补偿的光伏并网逆变器零电压穿越控制[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(4): 78-84.  
WEI Zheng, WANG Junhui, RU Xinqin, et al. Zero voltage ride-through control strategy of photovoltaic grid-connected inverter based on compensation for phase of feed-forward grid voltage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(4): 78-84.
- [17] 唐庚, 徐政, 刘昇, 等. 适用于多端柔性直流输电系统的新型直流电压控制策略[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(15): 125-132.  
TANG Geng, XU Zheng, LIU Sheng, et al. A novel DC voltage control strategy for VSC-MTDC systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(15): 125-132.

收稿日期: 2016-07-14; 修回日期: 2016-10-18

作者简介:

王岩(1993—), 男, 硕士研究生, 研究方向为柔性直流输电; E-mail: wangyan\_zero@126.com

魏林君(1983—), 男, 硕士, 工程师, 主要研究方向为新能源并网技术及电力系统稳定;

高峰(1979—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为可再生能源并网. E-mail: fgao@sdu.edu.cn

(编辑 张爱琴)