

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.250626

面向电压主动支撑和抗扰能力提升的光伏场站 两阶段协同优化控制

黄蕾¹, 王辉¹, 张鑫灏², 肖碧涛¹, 刘元¹, 姚伟², 文劲宇²

(1. 国电南京自动化股份有限公司, 江苏 南京 210032; 2. 强电磁技术全国重点实验室
(华中科技大学电气与电子工程学院), 湖北 武汉 430074)

摘要: 光伏场站内不同类型无功源在补偿容量和响应速度等方面存在明显差异, 如何协调无功源提升场站主动电压支撑与抵抗电压扰动能力成为关键问题。为此, 提出了一种面向电压主动支撑和抗扰能力提升的光伏场站两阶段协同优化控制。首先, 在电压主动支撑阶段, 提出动态无功需求校正策略, 基于无功-电压关系式动态校正无功需求值, 并协调动态无功源快速支撑并网点电压。然后, 在抗扰能力提升阶段, 提出渐进式电容器组优化投切策略, 逐步替代静止无功发生器出力, 提升其无功裕度, 增强场站抵抗电压扰动的能力。最后, 基于并网光伏场站的仿真分析表明, 所提控制相较于自适应下垂控制与多无功源控制, 具有更优的电压支撑、抗扰效果和经济效益。
关键词: 光伏场站; 电压支撑; 抗扰能力; 两阶段控制; 动态无功源; 电容器组

Two-stage coordinated optimization control for active voltage support and disturbance rejection enhancement in PV power plants

HUANG Lei¹, WANG Hui¹, ZHANG Xinhao², XIAO Bitao¹, LIU Yuan¹, YAO Wei², WEN Jinyu²

(1. Guodian Nanjing Automation Co., Ltd., Nanjing 210032, China; 2. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Technology (School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology), Wuhan 430074, China)

Abstract: In photovoltaic (PV) power plants, different types of reactive power sources exhibit significant differences in compensation capacity and response speed. How to coordinate these reactive sources to enhance the plant's active voltage support and resistance to voltage disturbances has become a key issue. To address this, a two-stage coordinated optimization control strategy is proposed for PV power plants, aimed at improving active voltage support and disturbance rejection capability. First, during the active voltage support stage, a dynamic reactive power demand correction method is introduced, which dynamically adjusts the reactive power demand based on the Q-V relationship and coordinates dynamic reactive power sources to rapidly support the voltage at the point of common coupling. Then, during the disturbance rejection enhancement stage, a progressive capacitor bank switching strategy is proposed to gradually replace the output of the static var generators, thereby improving its reactive power reserve and enhancing the plant's ability to withstand voltage disturbances. Finally, simulation results based on a grid-connected PV power plant demonstrate its superior voltage support, disturbance rejection, and economic performance compared to adaptive droop control and multi-reactive-source control methods.

This work is supported by the National Key Research and Development of China (No. 2022YFB4202304).

Key words: PV power plant; voltage support; disturbance rejection capability; two-stage control; dynamic reactive source; capacitor bank

0 引言

随着光伏(photovoltaics, PV)渗透率不断升高,

基金项目: 国家重点研发计划项目资助(2022YFB4202304);
中国华电集团有限公司科技项目资助(CHDKJ24-04-02-270)

电力系统中传统同步机占比持续下降, 导致系统电压调节能力弱化, 并网点(point of common coupling, PCC)电压安全稳定问题愈发突出^[1-3]。为此, 国内外相继出台新能源并网技术标准, 明确要求光伏并网系统需具备主动支撑电压的能力^[4-5], 实际光伏场站中普遍配置了多种无功源, 旨在提升电压主动支

撑能力^[6]。此外, 由于光伏场站并网电压扰动频发, 如何协调利用多种无功源提升电压抗扰能力, 逐渐成为关键问题^[7]。

当前国内外研究聚焦于光伏并网系统的主动电压支撑方法。文献[8]基于无功容量评估提出了一种自适应无功下垂控制策略。然而, 下垂控制属于有差调节方式, 难以实现并网点电压目标值的精确跟踪。文献[9-10]提出动态无功支撑策略, 提升了场站无功输出, 然而上述研究主要依赖光伏逆变器的无功支撑能力。为此, 文献[11]建立了无功补偿装置优先无功支撑机制, 其剩余无功功率需求基于电压灵敏度最优原则在光伏发电单元间进行分配。此外, 文献[12-13]提出一种多时间尺度无功源协调方法, 通过电容器组(capacitor banks, CBs)的慢速调节与静止无功发生器(static var generator, SVG)的快速调节相结合, 实现了无功源不同时间尺度互补优化。然而, 由于该方法中 CBs 与 SVG 的时间尺度差异较大且调节目标不一致, 致使 CBs 未能参与抵抗电压扰动的过程, 制约了场站抵抗电压扰动的能力。

当前研究多聚焦于电压扰动发生时的动态电压支撑与多无功源协调控制, 而对协调利用多种无功源提升电压抗扰能力的研究较少。例如, 若支撑电压的无功需求超出动态无功源容量, 且静态无功源未输出无功时, 将引发并网点电压越限^[14], 威胁光伏场站并网安全运行。为此, 文献[15-16]提出一种静态-动态无功协同优化方法, 在稳态时通过 CBs 对 SVG 的无功替代, 提升 SVG 的无功裕度, 进而提高场站抵抗电压扰动的能力。其中, 文献[16]进一步分析不同 CBs 的无功容量的影响, 分工况详细讨论了用于替代 SVG 的 CBs 选取策略, 从而优化 SVG 无功裕度。然而, 这些研究未充分讨论 CBs 合适的无功容量配置以及投切次数, 制约了 SVG 无功裕度的优化提升。

本文针对上述问题, 以含 CBs 和 SVG 的光伏场站作为研究对象, 提出了面向电压主动支撑和抗扰能力提升的光伏场站两阶段协同优化控制。在电压主动支撑阶段, 提出动态无功需求校正策略, 基于无功-电压关系式动态校正无功需求值, 并协调场站内动态无功源, 实现并网点电压的快速精确支撑, 维持电压安全; 在电压抗扰能力提升阶段, 提出渐进式电容器组优化投切策略, 根据实际约束优化单次投切容量, 通过渐进投切逐步替代 SVG 无功出力, 从而在满足场站运行约束条件下实现 SVG 无功裕度的优化提升, 增强光伏场站抵抗后续电压扰动的能力。基于实际并网光伏场站算例的仿真分析表明, 所提控制策略相较于自适应下垂控制与多

无功源控制, 具有更优的电压支撑、抗扰效果和经济效益, 有效保障了光伏并网场站的安全运行。

1 光伏场站并网点电压调节与无功源特性

1.1 光伏场站并网点电压调节特性分析

本文所研究的光伏场站并网系统如图 1 所示, 主要由光伏发电单元集群、SVG 及 CBs 构成。光伏发电单元采用模块化设计^[7], 光伏阵列经 DC/AC 逆变器实现功率转换, 通过本地变压器升压后汇入升压站母线; SVG/CBs 作为连续/离散无功补偿设备, 直接接入升压站主变压器低压侧母线。电网侧采用戴维南等效模型表征, 包含等效电压源和输电线路阻抗。

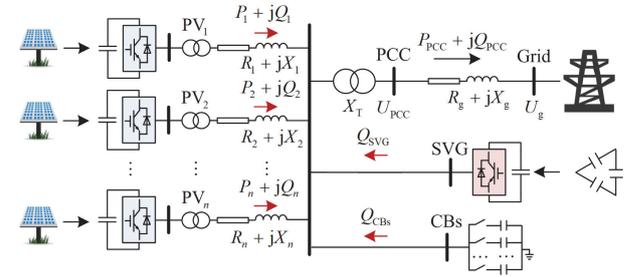


图 1 光伏场站拓扑图

Fig. 1 Topology of a PV station

图 1 中: U_g 为电网电压; U_{pcc} 为并网点电压; P_{pcc} 、 Q_{pcc} 分别为场站向外输送的有功功率、无功功率; P_n 、 Q_n 分别为第 n 个光伏发电单元经第 n 条馈线向汇流母线输送的有功功率、无功功率; Q_{SVG} 、 Q_{CBs} 分别为 SVG 及 CBs 向汇流母线输送的无功功率; $R_g + jX_g$ 为远距离输电线路的阻抗; X_T 为主变压器电抗; $R_n + jX_n$ 为第 n 条馈线线路阻抗。

光伏场站通常通过高压输电线路与外部电网相连。通过分析图 1 所示的系统拓扑结构, 并网点电压与场站向外输送的有功功率、无功功率以及远距离输电线路的阻抗有关。并网点电压与电网电压的关系可表示为^[17]

$$\dot{U}_{pcc} - \dot{U}_g = (R_g + jX_g) \frac{P_{pcc} - jQ_{pcc}}{U_{pcc}^*} \quad (1)$$

式中: \dot{U}_g 为电网电压相量; \dot{U}_{pcc} 为并网点电压相量; U_{pcc}^* 为并网点电压相量的共轭。本模型将电网等效为平衡节点, 其电压相角基准设为 0° 。基于此, 对式 (1) 进行推导, 得到并网点电压幅值解析表达式为

$$U_{pcc} = \sqrt{\frac{1}{4} U_g^2 + U_g \sqrt{A - B^2} + A} \quad (2)$$

$$\begin{cases} A = \frac{1}{4}U_g^2 + P_{PCC}R_g + Q_{PCC}X_g \\ B = (P_{PCC}X_g - Q_{PCC}R_g)/U_g \end{cases} \quad (3)$$

式中： A 、 B 为表征解析表达式的中间状态量。由上述公式可知，当光伏场站向外输送的感性无功功率增大时（ $Q_{PCC} \geq 0$ ），中间状态量 A 与 Q_{PCC} 呈现正相关增长，而 B 则呈现负相关衰减，从而抬升并网节点电压。理论推导证实，当外界电网电压发生扰动时，通过调整场站内无功源的无功输出，便能实现对并网节点电压的主动支撑。

1.2 光伏场站无功源调节特性

本文研究涉及光伏场站内多类型无功源协同控制问题，场站内无功源涵盖光伏逆变器、SVG和CBs。为实现场站无功源的协调控制，需对其调节特性进行差异化分析。

1.2.1 光伏逆变器无功调节特性

光伏逆变器的无功容量受到视在功率的限制。在电压扰动工况下，逆变器的最大视在功率是额定容量的1.1倍^[18]。因此，以第 i 个光伏逆变器单元为例，其无功功率输出范围可表示为

$$-\sqrt{(1.1S_i)^2 - P_i^2} \leq Q_i \leq \sqrt{(1.1S_i)^2 - P_i^2} \quad (4)$$

式中： S_i 为第 i 个光伏逆变器单元的额定容量； P_i 、 Q_i 分别为第 i 个光伏逆变器单元的有功、无功功率。

根据GB/T 19964-2024，光伏并网逆变器在正常运行条件下，有功功率高于额定容量的50%时，功率因数应不小于0.98；有功功率在额定容量的20%~50%之间时，功率因数应不小于0.95^[19]。根据功率因数与有功-无功功率关系式进行数学推导，光伏逆变器单元的无功功率约束为

$$-\frac{P_i\sqrt{1-\lambda^2}}{\lambda} \leq Q_i \leq \frac{P_i\sqrt{1-\lambda^2}}{\lambda} \quad (5)$$

式中： λ 为光伏逆变器的功率因数限制值。

结合式(4)和式(5)，可得光伏逆变器单元的无功容量可表示为

$$Q_{\text{cap}_i} = \min\left(\frac{P_i\sqrt{1-\lambda^2}}{\lambda}, \sqrt{(1.1S_i)^2 - P_i^2}\right) \quad (6)$$

式中： Q_{cap_i} 为第 i 个光伏逆变器单元的无功容量。

当前光伏场站并网逆变器普遍采用跟网型控制模式，通过锁相环对并网点电压锁相实现同步并网。在此基础上，采用基于前馈解耦的直流电压与无功的双闭环控制策略^[20]，形成包含直流电压外环、无功功率外环和电流内环的级联结构，其控制框架如图2所示。

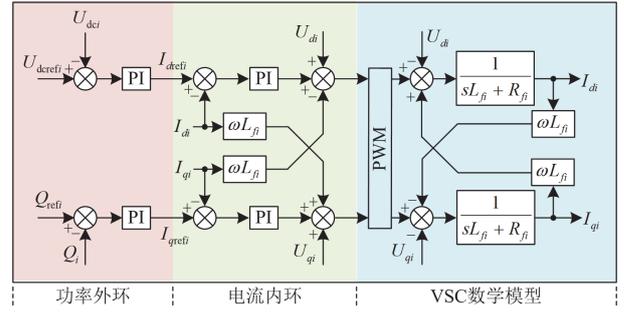


图2 并网逆变器双环解耦控制框架

Fig. 2 Double-loop decoupling control framework for grid-connected inverter

图2为并网逆变器双环解耦控制框架，以第 i 个光伏逆变器单元为例，图中： I_{di} 、 I_{qi} 分别为第 i 个光伏逆变器单元 d 、 q 轴输出电流实际值； U_{di} 、 U_{qi} 分别为第 i 个光伏逆变器单元 d 、 q 轴输出电压实际值； L_{fi} 、 R_{fi} 分别为第 i 个光伏逆变器单元的滤波电感与电阻，交流控制环控制直流电压 U_{dci} 和无功功率 Q_i ，通过比例-积分(proportional integral, PI)控制跟踪到参考值。

$$\begin{cases} I_{drefi} = k_p(U_{dcrefi} - U_{dci}) + k_i \int (U_{dcrefi} - U_{dci}) dt \\ I_{qrefi} = k_p(Q_{refi} - Q_i) + k_i \int (Q_{refi} - Q_i) dt \end{cases} \quad (7)$$

式中： I_{drefi} 、 I_{qrefi} 分别为逆变器 d 、 q 轴输出电流参考值； U_{dcrefi} 为逆变器直流侧电压参考值； Q_{refi} 为逆变器交流侧无功功率参考值； k_p 和 k_i 为PI控制参数，在电压支撑过程中，无功给定参考值经无功控制环输出无功电流参考值，经电流控制环输出脉冲宽度调制(pulse width modulation, PWM)信号至电压源换流器(voltage source converter, VSC)中，实现光伏逆变器对无功功率指令的快速精确跟踪，其无功响应时间可达毫秒级。

1.2.2 SVG无功调节特性

基于全控型功率半导体器件构建SVG，采用VSC拓扑结构，具备快速连续调节无功功率的能力。SVG的无功容量受制于最大容量，在新能源场站中其容量配置比例为10%~30%^[21]，无功输出约束可表示为

$$-Q_{\text{SVG,max}} \leq Q_{\text{SVG}} \leq Q_{\text{SVG,max}} \quad (8)$$

式中： $Q_{\text{SVG,max}}$ 为SVG的最大无功容量。

SVG并网控制系统^[7]与光伏逆变器具有类似的控制结构，均采用双闭环解耦控制，包含直流电压外环、无功功率外环及电流内环。当SVG接收无功

功率参考指令 Q_{SVGref} 时, 通过闭环控制结构, 可实现毫秒级动态无功响应。

1.2.3 CBs 无功调节特性

区别于连续型无功补偿设备 SVG, CBs 仅能逐级提供感性无功功率 ($Q_{\text{CBs}} \geq 0$)。在场站无功功率过剩工况下, 需通过分步切除部分 CBs 来降低无功输出。由于 CBs 提供的无功功率与节点电压的平方成正比, 且投切次数具有一定限制, 因此 CBs 提供的无功功率可表示为

$$\begin{cases} Q_{\text{CB0}} = U_{\text{CB}}^2 / X_{\text{CB}} \\ Q_{\text{CBs}} = k_{\text{CBs}} Q_{\text{CB0}} \\ k_{\text{CBs}} \in \{0, 1, \dots, N_{\text{CBs}}\} \end{cases} \quad (9)$$

式中: Q_{CB0} 为单组 CBs 的无功容量; U_{CB} 为 CBs 端口电压; X_{CB} 为单组 CBs 等效容抗; Q_{CBs} 为 CBs 总无功功率; k_{CBs} 和 N_{CBs} 分别为 CBs 实际投入数量与最大允许投入数量, 均为离散整数变量。

研究表明不同 CBs 连续投切操作需保持 5 s 以

上的时间间隔^[16]。受制于调节特性约束, CBs 无法频繁启动和投切以快速响应场站动态无功支撑需求, 其典型应用为静态无功源。

2 光伏场站电压主动支撑和抗扰能力提升两阶段协同优化控制

2.1 两阶段控制框架

在电网电压扰动工况下, 光伏场站不仅需进行主动电压支撑, 还应在并网点电压稳定后及时将动态无功源中的无功功率转移至静态无功源, 从而提升场站抵抗后续电压扰动的能力^[15]。如 1.2 节所述, 不同类型无功源在无功补偿容量和响应速度等方面存在差异, 因而不合适的协调策略将导致场站无功源未得到充分利用, 阻碍提升场站抵抗电压扰动的能力。为解决以上问题, 本文提出“电压主动支撑和抗扰能力提升两阶段控制”, 旨在提高光伏场站的电压支撑能力和电压抗扰能力, 控制框架如图 3 所示。

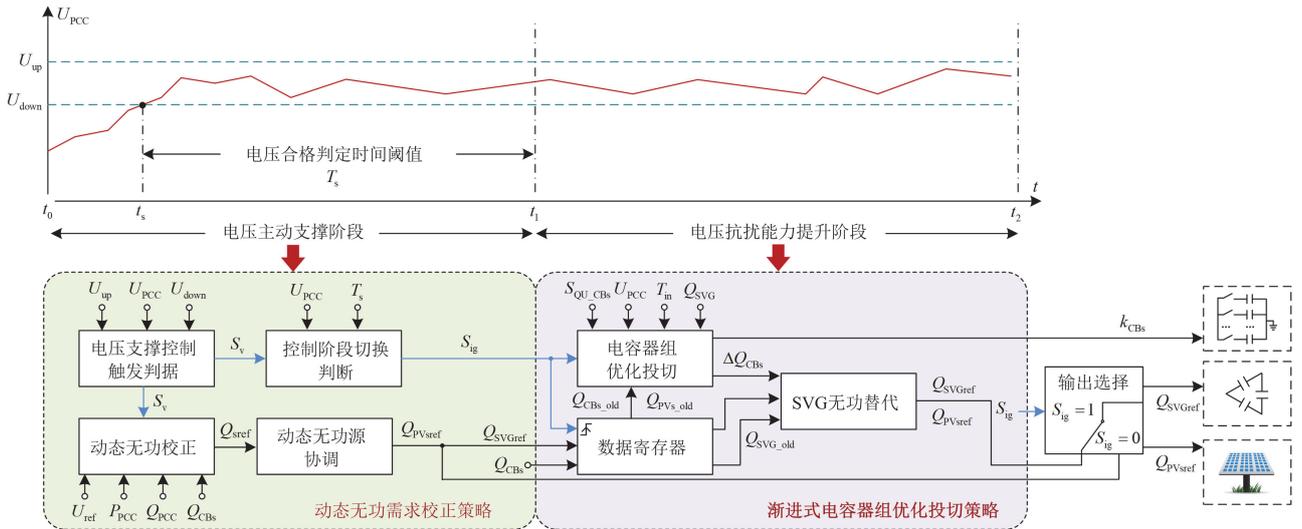


图 3 光伏场站电压主动支撑和抗扰能力提升两阶段控制框架

Fig. 3 Two-phase control framework for active voltage support and enhancing disturbance rejection capability in PV station

图 3 中: U_{up} 、 U_{down} 分别为并网点电压合格上、下限; $t_0 - t_1$ 时段为电压支撑阶段, $t_1 - t_2$ 时段为电压抗扰能力提升阶段, 其中 $t_s - t_1$ 为电压支撑阶段内电压合格判定时间阈值 T_s ; S_v 为触发主动电压支撑的信号; S_{ig} 为触发阶段切换的信号; Q_{SVGref} 、 Q_{PVsref} 分别为 SVG、所有光伏逆变器的无功功率参考值; $Q_{\text{SVG_old}}$ 、 $Q_{\text{PVs_old}}$ 、 $Q_{\text{CBs_old}}$ 分别为寄存器存储的进入电压抗扰能力提升阶段瞬间的 SVG 初始无功参考值、所有光伏逆变器初始总无功参考值以及 CBs 初始无功功率; ΔQ_{CBs} 为 CBs 电压抗扰能力提

升阶段 CBs 投切总容量。

该控制策略按时间序列划分为电压主动支撑阶段和电压抗扰能力提升阶段。当电压越限时, 信号 S_v 将触发场站进入电压主动支撑阶段。此阶段采用动态无功需求校正策略, 通过无功-电压关系式动态校正无功需求值, 并协调场站内动态无功源的无功功率, 实现并网点电压的快速精确支撑, 维持电压安全。在电压主动支撑阶段, 若并网点电压合格且持续超过 T_s 时, 信号 S_{ig} 将触发场站进入电压抗扰能力提升阶段。此阶段采用渐进式电容器组优化投切策略, 触发式数据寄存器记录切换时刻动态无功

源的初始无功参考值，继而根据实际约束优化电容器组单次投切容量，通过渐进投切逐渐提升投切容量，实现 CBs 对 SVG 的无功替代，从而在满足场站运行约束条件下实现 SVG 无功裕度的优化提升，增强光伏场站抵抗后续电压扰动的能力。

2.2 电压主动支撑阶段

2.1 节介绍了两阶段总体控制框架，本节将详细阐述电压主动支撑阶段的动态无功需求校正策略具

体控制方案，包括电压支撑控制触发判据、动态无功校正、动态无功源协调和控制阶段切换判断 4 个环节。

2.2.1 电压支撑控制触发判据

当电网发生扰动导致并网点电压偏离电压合格运行允许区间 $[U_{\text{down}}, U_{\text{up}}]$ 时，光伏并网系统自动启动电压支撑控制，其具体触发判据及流程如图 4 所示。

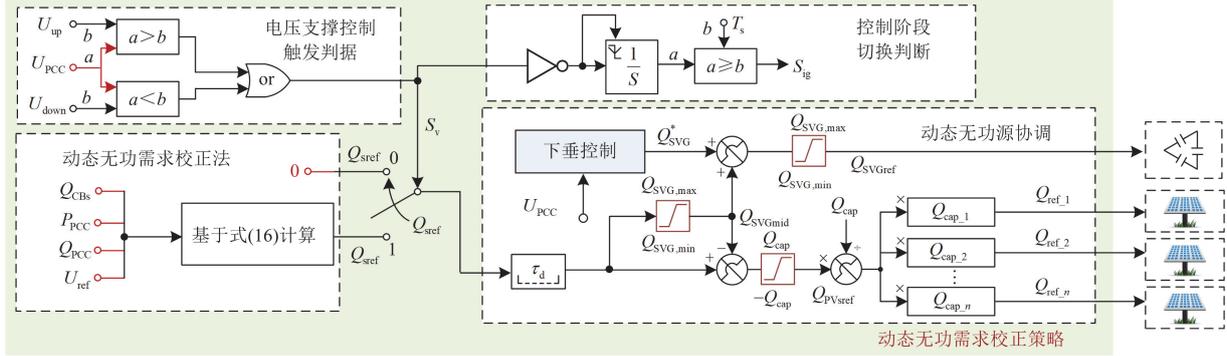


图 4 动态无功需求校正策略框架

Fig. 4 Framework for dynamic reactive power demand correction method

为精确、快速地检测电压扰动，本文采用均方根法^[22](root mean square, RMS)检测电压，当主控站接收到 $S_v = 1$ 时，动态无功校正启动。

2.2.2 动态无功校正

当光伏场站进入电压支撑阶段时，核心问题在于确定无功功率需求值。式(1)虽然表征了节点间无功-电压耦合关系，但其表达式解析难度较大。对此，本文忽略节点之间的纵向电压降，可将式(1)简化为

$$U_g = U_{\text{PCC}} - \frac{P_{\text{PCC}} R_g + Q_{\text{PCC}} X_g}{U_{\text{PCC}}} \quad (10)$$

假设并网点电压的参考值为 U_{ref} ，PCC 点的无功功率参考值为 Q_{ref} ，有

$$U_g = U_{\text{ref}} - \frac{P_{\text{PCC}} R_g + Q_{\text{ref}} X_g}{U_{\text{PCC}}} \quad (11)$$

由于 U_g 测量难度较大^[23]，联立式(10)和式(11)消去 U_g ，由此可推导出 Q_{ref} 的表达式为

$$Q_{\text{ref}} = \frac{U_{\text{ref}}}{X_g} (U_{\text{ref}} - U_{\text{PCC}}) \left(1 + \frac{P_{\text{PCC}} R_g}{U_{\text{PCC}} U_{\text{ref}}} \right) + \frac{U_{\text{ref}} Q_{\text{PCC}}}{U_{\text{PCC}}} \quad (12)$$

分析式(12)可得，在 U_{PCC} 逐渐趋近参考值 U_{ref} 的动态过程中， Q_{PCC} 与 Q_{ref} 的偏差量逐渐减小，当 $Q_{\text{PCC}} = Q_{\text{ref}}$ 时， U_{PCC} 与 U_{ref} 相等，由此达成并网点电压精准跟踪控制目标。

然而，由于光伏场站内汇集线路和变压器中会

出现功率损耗，场站并网点的输出功率并不等同于光伏发电单元、SVG 和 CBs 的总输出功率。因此，考虑功率损耗，并网点的输出功率可表示为

$$\begin{cases} P_{\text{PCC}} = \sum_{i=1}^n (P_i - \Delta P_{i,\text{loss}}) \\ Q_{\text{PCC}} = \sum_{i=1}^n (Q_i - \Delta Q_{i,\text{loss}}) + Q_{\text{SVG}} + Q_{\text{CBs}} - \Delta Q_{\text{T}} \end{cases} \quad (13)$$

$$\begin{cases} \Delta P_{i,\text{loss}} = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} R_i \\ \Delta Q_{i,\text{loss}} = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} (X_i + X_{T_i}) \\ \Delta Q_{\text{T}} = \frac{P_{\text{PCC}}^2 + Q_{\text{PCC}}^2}{U_{\text{PCC}}^2} X_{\text{T}} \end{cases} \quad (14)$$

式中： $\Delta P_{i,\text{loss}}$ 和 $\Delta Q_{i,\text{loss}}$ 分别表示第 i 个光伏逆变器单元本地变压器和汇集线路产生的有功功率和无功功率损耗； ΔQ_{T} 表示光伏场站中升压变压器产生的无功损耗； U_i 表示第 i 个光伏逆变器单元的端口电压； R_i 和 X_i 分别为汇集线路的电阻和电抗； X_{T_i} 为第 i 个光伏逆变器单元本地变压器的电抗。

当光伏场站中光伏逆变器单元较多时，并网点聚合的有功功率显著高于各逆变器单元的有功功率分量。结合式(14)的功率损耗分析表明，场站无功损耗主要来源于升压变压器。因此，光伏场站并网点的无功功率近似等于场站内无功源无功总输出减

去场站升压变压器无功损耗, 其关系式可表示为

$$Q_{PCC} \approx \sum_{i=1}^n Q_i + Q_{SVG} + Q_{CBs} - \Delta Q_T \quad (15)$$

因此, 光伏场站动态无功源的无功功率需求值 Q_{sref} 可表示为

$$Q_{sref} = Q_{ref} + \Delta Q_T - Q_{CBs} \quad (16)$$

2.2.3 动态无功源协调

在确定场站无功功率需求后, 控制核心在于实现光伏逆变器单元与 SVG 间的无功功率分配, 其协调机制如图 4 所示。当主控站下发无功功率调控指令至无功补偿设备时, 控制回路存在控制延时 τ_d , 一般为 25 ms, 由通信时延(20 ms)和计算处理时延(5 ms)组成^[24]。

在无功协调过程中, SVG 优先进行无功补偿。从经济性层面分析, SVG 通常配置在升压站, 优先补偿策略可降低无功损耗。从调节能力层面分析, 光伏逆变器的无功功率容量受天气因素影响显著, 调节稳定性不如 SVG。基于上述判断, 当 Q_{sref} 在 SVG 的无功容量区间时, 完全由 SVG 补偿。

为提高电压支撑的响应速度, 由于 SVG 靠近并网点, 可以采用本地无功-电压下垂控制作为前馈。一方面缩短控制延时, 加快响应速度; 另一方面能在通信链路中断期间维持无功电压支撑能力。所述下垂控制的表达式为

$$\begin{cases} Q_{SVG}^* = \frac{Q_{SVG,max}}{1.07 - U_{up}} (U_{up} - U_{PCC}) & U_{PCC} \geq U_{up} \\ Q_{SVG}^* = 0 & U_{down} \leq U_{PCC} < U_{up} \\ Q_{SVG}^* = \frac{Q_{SVG,max}}{U_{down} - 0.97} (U_{down} - U_{PCC}) & U_{PCC} < U_{down} \end{cases} \quad (17)$$

GB/T 19964-2024 规定的光伏场站稳态运行工况下并网点电压区间的上下限(标幺值)分别为 1.07 p.u. 和 0.97 p.u.。SVG 的无功参考值 Q_{SVGref} 由主控站分配的无功参考值 Q_{SVGmid} 与本地下垂控制无功参考值 Q_{SVG}^* 叠加构成。

当 SVG 的无功容量无法满足 Q_{sref} 时, 光伏逆变器单元按等裕度分配原则承担剩余无功补偿量, 然而不能超出 Q_{cap} , 即光伏逆变器单元的无功容量总和。以第 i 个光伏逆变器单元为例, 其无功功率参考值 $Q_{ref,i}$ 可表示为

$$Q_{ref,i} = Q_{PVsref} \frac{Q_{cap,i}}{Q_{cap}} \quad (18)$$

2.2.4 控制阶段切换判断

电压抗扰能力提升阶段对应扰动消除后的稳态

工况, 因此需对电压安全状态进行判断, 从而进行控制阶段切换。文献[15]指出当并网点电压持续维持在允许区间且超过 T_s 时, 系统切换至电压抗扰能力提升阶段, 其切换逻辑如图 4 所示, 当且仅当 $S_v = 0$ 超过 T_s 时, S_{ig} 为 1, 表示进入电压抗扰能力提升阶段。在此电压合格判断周期中, 若并网点电压偏离允许区间($S_v = 1$)时, 则表征扰动尚未完全消除, 触发计时复位为 0。

2.3 电压抗扰能力提升阶段

本节将详细阐述电压抗扰能力提升阶段的渐进式电容器组优化投切策略具体控制方案。当数据寄存器检测到 S_{ig} 上升沿时, 使寄存器启动数据更新进程, 记录进入该阶段瞬间光伏逆变器、SVG 的无功功率参考值以及 CBs 的无功功率。该阶段包含 CBs 优化投切和 SVG 无功替代两个环节, 如图 5 所示。

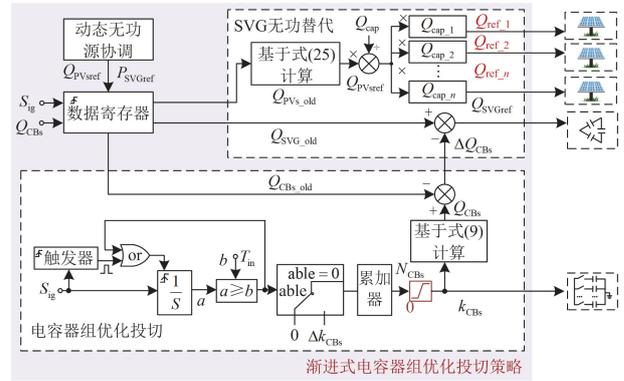


图 5 渐进式电容器组优化投切策略框架

Fig. 5 Framework for progressive capacitor banks switching method

2.3.1 CBs 优化投切

该阶段的控制目标为实现 CBs 对 SVG 的无功替代, 在满足场站运行约束条件下优化提升 SVG 无功裕度。因此, CBs 投切容量与动作次数的合理选择成为决定无功功率替代效果的关键技术指标。

当 SVG 输出无功功率为 0 作为最佳无功替代目标时, SVG 可维持最大无功裕度, 则 CBs 投切容量需严格限制在投切前 SVG 无功功率输出以下。由于 CBs 投切瞬间场站无功功率会发生阶跃性波动, 因此 CBs 投切容量上限需满足并网点电压合格约束, 避免并网点电压越限。据此可建立 CBs 优化投切模型。

$$\begin{cases} \max \{ \Delta k_{CBs} Q_{CB0} \} \leq Q_{SVG} \\ \text{s.t. } U_{PCC} + \Delta k_{CBs} Q_{CB0} S_{QU_CBs} \leq U_{up} \\ U_{PCC} + \Delta k_{CBs} Q_{CB0} S_{QU_CBs} \geq U_{down} \end{cases} \quad (19)$$

式中: Δk_{CBs} 为 CBs 单次投切的组数; $S_{\text{QU_CBs}}$ 为 CBs 对并网点电压的无功灵敏度。当采用 CBs 单次投切操作时, 可能无法实现 SVG 无功功率的完全替代, 为此需构建渐进式投切方法架构, 具体示意图如图 5。

当 $S_{\text{ig}} = 1$ 时, 表示光伏场站处于电压抗扰能力提升阶段。当计时器累计值达到 CBs 预设投切间隔 $T_{\text{in}}^{[16]}$ 时, 执行 CBs 投切容量优化计算并确定 Δk_{CBs} 。通过配置投切次数累加器并设置上限阈值 N_{CBs} , 严格约束总投切组数 k_{CBs} 不超过允许最大值。为实现多轮次有序投切控制, 在触发容量优化计算指令后, 向定时器发送复位脉冲信号, 强制其计时值归零以重启计时周期。

为消除在电压抗扰能力提升阶段前已投切 CBs 的影响, 本文使用数据寄存器存储该阶段前已投切 CBs 的无功功率 $Q_{\text{CBs_old}}$ 。据此, 电压抗扰能力提升阶段 CBs 投切总容量 ΔQ_{CBs} 可表示为

$$\Delta Q_{\text{CBs}} = Q_{\text{CBs}} - Q_{\text{CBs_old}} \quad (20)$$

当进行 CBs 优化投切时, Q_{CB0} 的配置整定具有关键工程意义。当 Q_{CB0} 过大时, 投切后将导致电压越限或 CBs 容量超越 SVG 无功替代需求。反之, 当 Q_{CB0} 过小时, 会加剧投切频次并显著缩短机械开关设备寿命。因此, 需优化计算 Q_{CB0} 的合适容量, 在满足式(19)规定的约束下, 使 CBs 单组容量较大。基于式(15)推导可得 Q_{CBs} 与 Q_{PCC} 的关系式为

$$Q_{\text{CBs}} = Q_{\text{PCC}} + \Delta Q_{\text{T}} - Q_{\text{SVG}} - \sum_{i=1}^n Q_i \quad (21)$$

在 CBs 投切瞬间, 仅并网点无功功率与主变压器无功损耗会发生改变。假设 CBs 投入后并网点电压从 U_{ref} 上升到 U_{up} , 在此条件下 CBs 投入变化量 $\Delta Q_{\text{CBs_up}}$ 达到峰值, 其表达式为

$$\Delta Q_{\text{CBs_up}} = Q_{\text{up}} - Q_{\text{ref}} + \Delta Q_{\text{T_up}} - \Delta Q_{\text{T_ref}} \quad (22)$$

式中: Q_{up} 、 $\Delta Q_{\text{T_up}}$ 分别表示并网点电压为 U_{up} 时并网点无功功率和主变压器无功损耗; $\Delta Q_{\text{T_ref}}$ 表示并网点电压为 U_{ref} 时主变压器无功损耗。同理可得 CBs 切除容量变化量 $\Delta Q_{\text{CBs_down}}$ 达到峰值的表达式为

$$\Delta Q_{\text{CBs_down}} = Q_{\text{down}} - Q_{\text{ref}} + \Delta Q_{\text{T_down}} - \Delta Q_{\text{T_ref}} \quad (23)$$

式中: Q_{down} 、 $\Delta Q_{\text{T_down}}$ 分别表示并网点电压为 U_{down} 时并网点无功功率和主变压器无功损耗。

由于 CBs 用于替代 SVG 的无功输出, 其总配置容量不超过 SVG 的额定容量。因此 CBs 的容量配置遵循以下约束条件。

$$\begin{cases} Q_{\text{CB0}} \leq \Delta Q_{\text{CBs_up}} \\ Q_{\text{CB0}} \leq -\Delta Q_{\text{CBs_down}} \\ N_{\text{CBs}} Q_{\text{CB0}} \leq Q_{\text{SVG,max}} \end{cases} \quad (24)$$

在实际工程中, 可能存在 CBs 单组容量配置过大, 造成小扰动工况下不动作的问题^[25], 对此可以在满足式(24)的基础上适当降低 CBs 单组容量。

2.3.2 SVG 无功替代

在此阶段, 由于光伏逆变器不参与无功功率替代过程, 其参考值在此阶段保持恒定; 而 SVG 需通过动态调节实现无功替代, 则光伏逆变器和 SVG 无功参考值可分别表示为

$$\begin{cases} Q_{\text{PVsref}} = Q_{\text{PVs_old}} \\ Q_{\text{SVGref}} = Q_{\text{SVG_old}} - \Delta Q_{\text{CBs}} \end{cases} \quad (25)$$

此外, 该阶段的光伏逆变器和 SVG 的无功协调机制与图 5 一致。

由于 CBs 需经多次投切实现无功替代, SVG 的无功替代过程并非一次完成, 而是贯穿整个电压抗扰能力提升阶段。为更清晰地描述该过程, 在图 5 所示框架基础上, 图 6 将 SVG 无功替代控制细分为以下 6 个步骤。

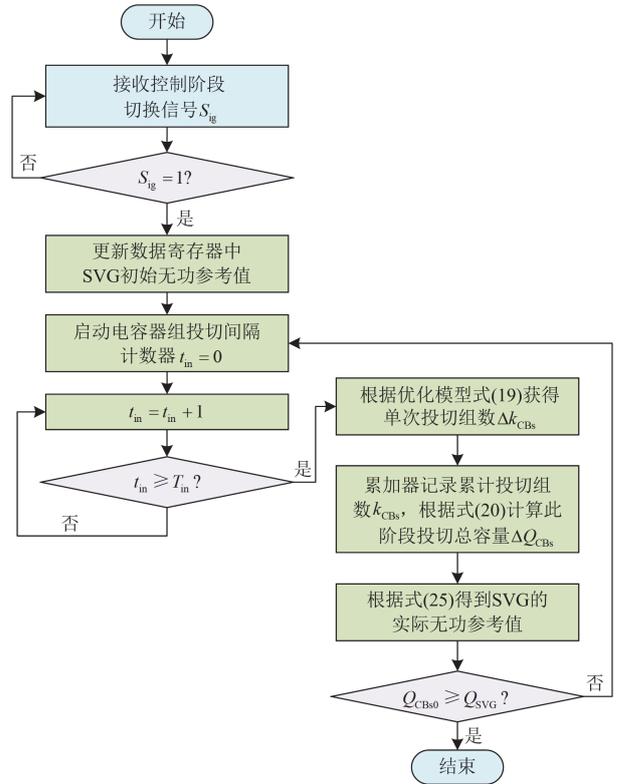


图 6 电压抗扰提升阶段中 SVG 无功替代控制流程图

Fig. 6 Flow chart of SVG reactive power replacement control under enhancing disturbance rejection capability stage

1) 当接收到控制阶段切换信号 S_{ig} 为 1 时启动控制;

2) 更新数据寄存器中的 SVG 初始无功参考值;

3) 启动 CBs 投切间隔计时器, 当计时器累计值 t_{in} 达到 T_{in} 时, 执行 CBs 投切容量优化计算并确定单次投切组数 Δk_{CBs} ;

4) 通过累加器记录电压抗扰能力提升阶段累计投切组数, 根据式(20)计算得到此阶段投切总容量;

5) 基于式(25)得到 SVG 的实际无功参考值, 完成 CBs 对 SVG 的无功替代;

6) 触发 CBs 容量优化指令后, 向计时器发送复位脉冲信号, 返回步骤 3); 否则维持当前投切组数不变。

在电压抗扰能力提升阶段, 通过适量多次的渐进式投切策略, 可在保证电压安全的前提下, 最大程度地实现 CBs 对 SVG 的无功替代, 避免投切过程中的电压越限问题。

3 算例分析

为验证所提电压支撑和抗扰能力提升两阶段控制策略在支撑电压和动态无功裕度预留方面的有效性, 基于新疆巴州地区实际电网参数, 在 MATLAB/Simulink 平台上搭建如图 7 所示的基准容量为 100 MVA 并网场站仿真模型^[26]。根据地理位置将场站划分为 5 个光伏发电聚合单元和一个 SVG 单元及 CBs, 并通过长距离输电线路接入外部电网。仿真模型硬件参数采用标幺值表示, 如表 1 所示。逆变器和 SVG 控制参数如表 2 所示。设定并网点电压参考值 U_{ref} 为 1.0 p.u., 其中并网点电压合格上限 U_{up} 为 1.02 p.u., 并网点电压合格下限 U_{down} 为 0.98 p.u.。所设 U_{down} 高于 GB/T 19964-2024 规定 110 kV 光伏场站并网点电压下限标准值 0.97 p.u., 从而确保场站电压安全。设定电压合格判定时间阈值 T_s 为 10 s, 电容器投切时间间隔 T_{in} 为 5 s。

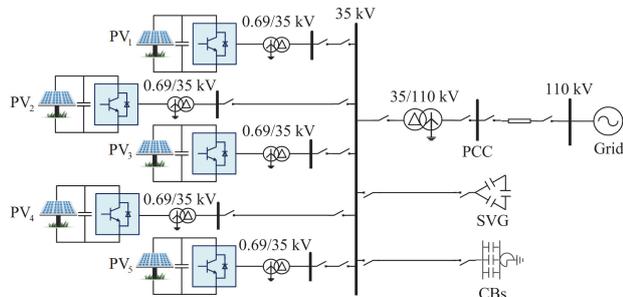


图 7 新疆光伏场站简化结构

Fig. 7 Simplified structure of a PV station in Xinjiang

表 1 光伏场站系统参数

Table 1 System parameters of PV station

参数	数值
光伏场站容量	5×0.2 p.u.
SVG 无功容量	0.2 p.u.
主变压器变比	35/110 kV
输电线路电抗 X_g	0.264 p.u.
输电线路电阻 R_g	0.064 p.u.
主变压器电抗 X_T	0.09 p.u.

表 2 光伏逆变器和 SVG 的控制参数

Table 2 Control parameters of PV inverters and SVG

参数	数值
锁相环控制器的比例参数 k_{ppll}	60
锁相环控制器的积分参数 k_{ipll}	1500
无功控制环的比例参数 k_{pp}	3
无功控制环的比例参数 k_{ip}	15
电流控制环的比例参数 k_{pc}	2
电流控制环的比例参数 k_{ic}	10

通过分析式(23)和式(24)可知, 单组电容器容量计算需考虑场站有功功率变化的影响, 场站有功功率越大, 对应电容器容量约束越严格。保守取 $P_{PCC} = 1$ p.u., 计算得到 $\Delta Q_{T,up} = 0.0729$ p.u.、 $\Delta Q_{T,down} = -0.0703$ p.u., 且满足 $N_{CBs} Q_{CB0} \leq 0.2$ p.u. 约束。综合分析, 确定单组 CBs 无功容量 Q_{CB0} 配置为 0.05 p.u.(额定电压下), N_{CBs} 为 4 组。

通过与现有控制策略的对比, 验证所提两阶段控制在电压高效支撑及动态无功裕度预留方面的优势。表 3 描述了不同控制策略, 除自适应下垂控制外, 其余策略均采用本节所述的 CBs 配置容量。

表 3 不同控制策略的描述

Table 3 Descriptions of different control schemes

控制策略	描述
两阶段控制	本文所提控制策略
多无功源控制 ^[15]	基于无功灵敏度计算无功参考值, 采用电容器组单次优化投切策略
自适应下垂控制 ^[8]	自适应无功下垂动态调节无功功率
电容器控制 ^[16]	连续投切电容器组支撑电压

在 $t = 5$ s 和 $t = 35$ s, 电网电压扰动引发并网点电压暂降, 初始投入 CBs 数量为 0。图 8、图 9 分别展示了不同控制策略下光伏场站的并网点电压动态响应和无功功率输出特性, 电压支撑和电压抗扰能力提升阶段仅指代两阶段控制中的两个控制阶段。

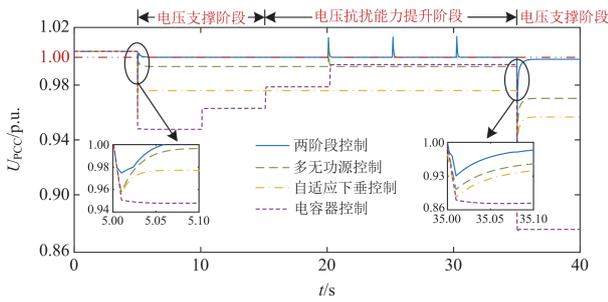


图 8 不同控制下的光伏场站并网点电压

Fig. 8 Voltage at PCC of PV station under different controls

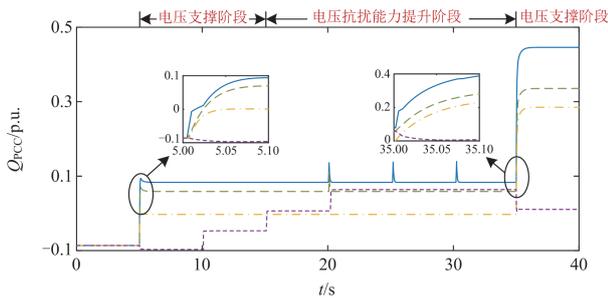


图 9 不同控制下的光伏场站并网点无功功率

Fig. 9 Reactive power at PCC of PV station under different controls

如图 9 所示，电容器控制策略呈现明显响应延迟，每间隔 5 s 投切单组电容器提升无功功率，15 s 时将并网点电压抬升至 0.98 p.u. 以上。当 35 s 发生第二次电压暂降时，受限于 CBs 投切时间约束及无功功率与电压平方的正比特性，既无法迅速补偿无功需求，又因电压下降导致无功输出衰减，进一步弱化了电压支撑能力。自适应下垂控制基于有差调节原理，虽可实现电压快速响应，但其无功功率受限，不足以将并网点电压抬升至 0.98 p.u.。多无功源控制通过灵敏度分析动态优化无功参考值，较自适应下垂控制提升 0.09 p.u. 的无功功率，在电压抗扰能力提升阶段优化投切 CBs 实现 SVG 部分无功替代，从而在第二次电压暂降时具备更强的支撑能力。相较以上 3 种控制策略，本文所提两阶段控制能够更快、更精准地进行电压支撑，在首次电压扰动期间将并网点电压精准抬升至 1.0 p.u.。值得注意的是，两阶段控制在电压抗扰能力提升阶段比多无功源控制额外投入两组 CBs，使 SVG 预留了更大的无功裕度，因此第二次电压暂降期间多输出 0.1 p.u. 的无功功率，最终将电压抬升至 1.0 p.u. 附近。

图 10 展示了不同控制下 SVG、CBs 和光伏逆变器的无功功率情况。电容器控制需经 15 s 分 3 次完成三组 CBs 投入。如图 10 所示，在首次电压扰动期间，除电容器控制外的 3 种控制策略下仅由

SVG 输出无功功率。其中，两阶段控制策略输出了 0.17 p.u. 的无功功率，比多无功源控制提升 0.02 p.u.。在无功替代过程中，两阶段控制使 SVG 的无功功率从 0.17 p.u. 降至 0.02 p.u.，而多无功源控制仅将 SVG 的无功输出由 0.15 p.u. 降至 0.1 p.u.，前者比后者多释放 0.08 p.u. 的无功裕度，不仅显著提升了 SVG 在第二次电压暂降期间的无功支撑能力，同时由于电压水平提升，进一步增强了 CBs 的无功支撑能力，在图 10 中第二次电压暂降期间，电容器组无功增加了 0.01 p.u. 的无功功率。此外，结合图 10 的 SVG 和光伏逆变器无功功率曲线可知，在第二次电压暂降期间动态无功源均处于无功功率满发状态。同时，由于两阶段控制投入的 CBs 无功功率最大，因此其电压支撑能力最强。

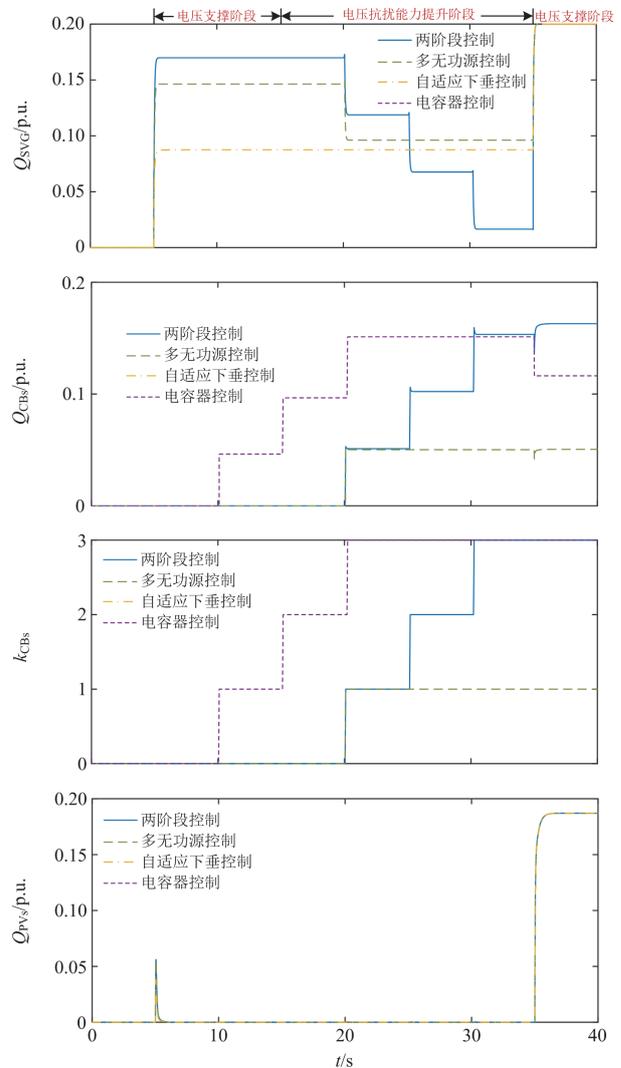


图 10 不同控制下的不同无功源无功功率

Fig. 10 Different reactive power source outputs under different controls

图 11 所示为通信中断工况下光伏场站并网点电压动态响应^[27]。当主控站与无功源之间的通信链路在 4.8 s 发生中断时,多无功源控制因失去集中控制指令导致无功源不参与电压调节,致使并网点电压跌至 0.947 p.u.,电压质量恶化。本文所提两阶段控制在通信中断时,SVG 仍能按本地下垂控制中的无功电压曲线进行调压,将电压抬升至 0.975 p.u.,高于光伏场站并网点电压区间的下限 0.97 p.u.,有效保障了电压安全。

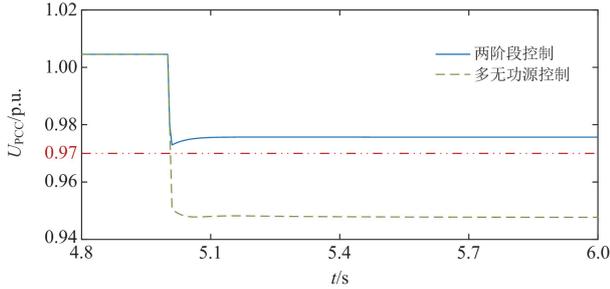


图 11 通信中断时光伏场站并网点电压
Fig. 11 Voltage at PCC of PV station during communication interruption

为验证单组 CBs 容量配置方案的合理性,选取 0.03 p.u.、0.04 p.u.、0.06 p.u.及 0.07 p.u. 4 组典型容量参数作为对比组,对比不同配置容量对 SVG 无功裕度的影响。基于两阶段控制策略,截取 10 s 与 34 s 关键时间断面的 SVG 无功裕度数据,图 12 给出了 CBs 投切操作前后 SVG 无功裕度对比结果。数据显示:CBs 投入前 SVG 无功裕度为 0.03 p.u.;实施投切操作后,当单组容量达 0.07 p.u.时,由于会引发并网点电压越限,系统闭锁 CBs 投切操作,SVG 无功裕度维持初始值 0.03 p.u.。进一步分析表明,CBs 配置容量与 0.05 p.u.的偏差越小(如 0.04 p.u.与 0.06 p.u.配置方案),SVG 的无功裕度越高,验证了本文所提容量配置计算方法的有效性。

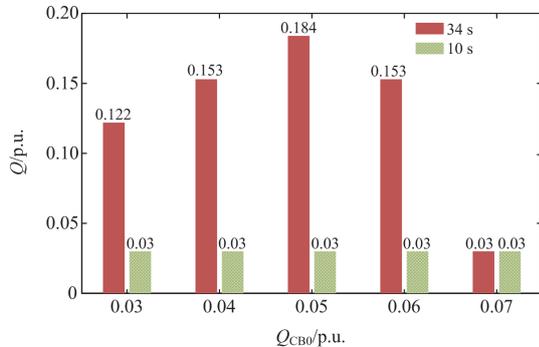


图 12 电容器组投入前后的 SVG 无功裕度
Fig. 12 Reactive power margin of SVG before and after CBs switching

4 经济性分析

本文所提方案的技术特点在于:在电压主动支撑阶段,采用动态无功需求校正策略替代目前的自适应下垂控制,以实现电压参考值的快速精准跟踪;在电压抗扰能力提升阶段,通过渐进式电容器组优化投切策略替代目前的多无功源控制,有效提升 SVG 无功裕度。基于上述技术特点,本文从设备配置投资成本与电压支撑效果两方面进行经济性分析,结果如表 4 所示。

表 4 不同控制策略的经济效益

Table 4 Economic benefits of different control schemes		
控制策略	节省 SVG 投资成本/万元	电压越限罚款
两阶段控制	132.2	无
多无功源控制	40	有
自适应下垂控制	0	有

该方案充分利用了场站内成本低廉的 CBs 的静态无功补偿能力,通过对 SVG 的无功替代,有效提高了 SVG 抵抗后续扰动的无功裕度,可降低为满足极端工况而进行的 SVG 扩容投资,降低投资成本。参考相关文献^[28],SVG 的建设投资成本约为 8 万元/Mvar。算例分析表明,相比未优化投入 CBs 的自适应下垂控制,两阶段控制提升了 15.4 Mvar 的 SVG 无功裕度,节省 SVG 投资成本 132.2 万元;而多无功源控制仅提升 5 Mvar 的 SVG 无功裕度,节省 SVG 投资成本 40 万元。由此可得,两阶段控制显著降低了投资成本,具有较高的经济效益。

此外,两阶段控制能够将并网点电压维持在电网要求范围内。相比之下,其他两种控制会造成电压越限并产生罚款,而所提两阶段控制消除了此类罚款,进一步提高了场站运行经济性。

综上分析,两阶段控制相比自适应下垂控制与多无功源控制能够在设备配置投资成本与电压越限罚款方面节省更多,经济性更加凸显。

5 结论

针对电压支撑、协调无功源提升电压抗扰能力的问题,本文提出了电压主动支撑和抗扰能力提升两阶段控制。该策略能够充分发挥场站内多类型无功源的电压支撑能力,同时通过 CBs 对 SVG 的无功替代,有效提升光伏场站抵抗后续电压扰动的动态无功裕度,提升了经济效益,主要结论如下。

1) 电压主动支撑阶段:提出动态无功需求校正策略,通过无功-电压关系式动态校正无功需求值,协调场站内动态无功源进行电压支撑,实现并网点

电压至参考值的快速精确跟踪。仿真结果表明,两阶段控制不仅能将电压抬升至参考值,而且在通信链路中断期间也能将电压抬升至 0.97 p.u.以上,保障电压安全,减少了电压越限罚款。

2) 电压抗扰能力提升阶段:提出渐进式电容器组优化投切策略,基于约束模型确定最优单组电容器容量配置,通过多轮次投切操作替代 SVG 无功输出。仿真结果表明,相比多无功源控制,两阶段控制使 SVG 多释放了 0.08 p.u.无功裕度,所提容量配置方法使 SVG 最大无功裕度达到 0.184 p.u.,有效增强场站抵抗后续电压扰动的能力,并且节省了 SVG 投资成本。

参考文献

- [1] 符杨,陈禹瑾,季亮,等.考虑功率解耦的构网型逆变器的低电压穿越控制策略[J].电力系统保护与控制,2024,52(15):1-13.
FU Yang, CHEN Yujin, JI Liang, et al. Low voltage ride-through control strategy of a grid-forming inverter considering power decoupling[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(15): 1-13.
- [2] 陈博,曾成碧,苗虹.提高并网逆变器在弱电网下稳定性的虚拟阻抗附加相角补偿控制[J].电测与仪表,2023,60(2):132-137.
CHEN Bo, ZENG Chengbi, MIAO Hong. Virtual impedance additional phase angle compensation control to improve the stability of grid-connected inverter in weak grid[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(2): 132-137.
- [3] 王瑞,商飞,王良全.基于 LabVIEW 的光伏逆变器低电压穿越检测方法研究[J].电测与仪表,2023,60(3):178-184.
WANG Rui, SHANG Fei, WANG Liangquan. Research on low voltage ride through detection method of photovoltaic inverter based on LabVIEW[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(3): 178-184.
- [4] ZHANG C, XU R, YANG L. Optimization of local voltage control with coordinating droop functions under high PV penetration[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 39(5): 6776-6779.
- [5] 桂小智,蒙天赐,潘本仁,等.基于综合阻抗的光伏发电并网联络线纵联保护[J].电网与清洁能源,2023,39(8):139-144,154.
GUI Xiaozhi, MENG Tianci, PAN Benren, et al. The pilot protection of grid connection lines for photovoltaic power generation based on integrated impedance[J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(8): 139-144, 154.
- [6] HU R, WANG W, WU X, et al. Coordinated active and reactive power control for distribution networks with high penetrations of photovoltaic systems[J]. Solar Energy, 2022, 231: 809-827.
- [7] 唐成虹,董存,戴睿鹏,等.基于模型预测控制的光伏场站快速协同无功电压控制[J].电力系统保护与控制,2023,51(17):80-90.
TANG Chenghong, DONG Cun, DAI Ruipeng, et al. Fast cooperative reactive voltage control for photovoltaic stations based on model predictive control[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(17): 80-90.
- [8] KARBOUJ H, RATHER Z H, PAL B C. Adaptive voltage control for large scale solar PV power plant considering real life factors[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 12(2): 990-998.
- [9] 王景钢,刘轶.考虑光伏逆变器电流裕度的主动配电网动态电压支撑策略[J].电力系统保护与控制,2021,49(6):105-113.
WANG Jinggang, LIU Yi. Dynamic voltage support strategy for an active distribution network considering the current margin of a photovoltaic inverter[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(6): 105-113.
- [10] 张鑫灏,周泓宇,姚伟,等.面向电网电压主动支撑的光伏场站双模式协调控制[J/OL].电网技术:1-12[2025-05-22].DOI:10.13335/j.1000-3673.pst.2024.0644
ZHANG Xinhao, ZHOU Hongyu, YAO Wei, et al. Dual-mode coordinated control strategy of photovoltaic stations for active grid voltage support[J]. Power System Technology: 1-12[2025-05-22]. DOI:10.13335/j.1000-3673.pst.2024.0644
- [11] 周林,任伟,廖波,等.并网型光伏电站无功电压控制[J].电工技术学报,2015,30(20):168-175.
ZHOU Lin, REN Wei, LIAO Bo, et al. Reactive power and voltage control for grid-connected PV power plants[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(20): 168-175.
- [12] SUN X, QIU J, ZHAO J. Optimal local volt/var control for photovoltaic inverters in active distribution networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(6): 5756-5766.
- [13] 李宗隆,柏舸,胡剑,等.考虑光热光伏混合电站内外双重电压安全的两阶段无功优化控制[J].电力系统保护与控制,2023,51(20):170-179.
LI Zonglong, BAI Ge, HU Jian, et al. Two-stage optimal reactive power control considering internal-external dual voltage security of a PV-CSP hybrid power station[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(20): 170-179.
- [14] ZHANG C, XU Y, WANG Y, et al. Three-stage hierarchically-coordinated voltage/var control based on

- PV inverters considering distribution network voltage stability[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2021, 13(2): 868-881.
- [15] WANG Q, CHEN L, HU M, et al. Voltage prevention and emergency coordinated control strategy for photovoltaic power plants considering reactive power allocation[J]. *Electric Power Systems Research*, 2018, 163: 110-115.
- [16] 刘双, 张建周, 王汉林, 等. 考虑多无功源的光伏电站两阶段无功电压协调控制策略[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(11): 120-125, 168.
LIU Shuang, ZHANG Jianzhou, WANG Hanlin, et al. Two-stage reactive power and voltage coordinated control strategy for photovoltaic power station considering multiple reactive power sources[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(11): 120-125, 168.
- [17] GUO Y, PAL B C, JABR R A, et al. Global optimality of inverter dynamic voltage support[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021, 37(5): 3947-3957.
- [18] 王翰林, 黄小红, 李昊洋, 等. 含分布式光伏接入的三相牵引供电系统电压协调控制方法[J]. *高电压技术*, 2024, 50(4): 1645-1654.
WANG Hanlin, HUANG Xiaohong, LI Haoyang, et al. Voltage coordination control method of three-phase traction power supply system with distributed photovoltaic integration[J]. *High Voltage Engineering*, 2024, 50(4): 1645-1654.
- [19] 韩民晓, 赵正奎, 郑竞宏, 等. 新能源场站电网暂态电压支撑技术发展动态[J]. *电网技术*, 2023, 47(4): 1309-1327.
HAN Minxiao, ZHAO Zhengkui, ZHENG Jinghong, et al. Development of dynamic voltage support for power grid with large-scale renewable energy generation[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(4): 1309-1327.
- [20] 刘道生, 宋忠文, 熊世豪, 等. 基于改进 LADRC-PI 双闭环控制的单相光伏逆变器控制策略研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2025, 53(9): 82-92.
LIU Daosheng, SONG Zhongwen, XIONG Shihao, et al. Research on control strategy of single-phase photovoltaic inverter based on improved LADRC-PI dual closed-loop control[J]. *Power System Protection and Control*, 2025, 53(9): 82-92.
- [21] 王凤, 许建中. 基于构网储能型 SVG 的自适应限流策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(23): 54-64.
WANG Feng, XU Jianzhong. Adaptive current limiting strategy based on grid-forming and energy-storage SVG[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(23): 54-64.
- [22] HASAN S, AGARWAL V. A voltage support scheme for distributed generation with minimal phase current under asymmetrical grid faults[J]. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2022, 70(10): 10261-10270.
- [23] 朱颖达, 陈常曦, 欧阳红林, 等. LCL 并网逆变器有源阻尼预测无差拍平均模型控制[J]. *湖南大学学报(自然科学版)*, 2025, 52(2): 151-163.
ZHU Yingda, CHEN Changxi, OUYANG Honglin, et al. Active damping predictive dead-beat average model control for LCL grid-tied inverter[J]. *Journal of Hunan University (Natural Sciences)*, 2025, 52(2): 151-163.
- [24] ROSTAMI S M, HAMZEH M, NAZARIPOUYA H. Distributed cooperative reactive power control of PV systems with dynamic leader[J]. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2024, 20(6): 8972-8982.
- [25] 颜伟, 陈思柔, 沈海江, 等. 配变低压无功补偿装置的运行状态评估指标体系[J]. *电力自动化设备*, 2016, 36(4): 25-31.
YAN Wei, CHEN Sirou, Shen Haijiang, et al. Index system of operational status evaluation for reactive-power compensation device at low-voltage side of distribution transformer[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2016, 36(4): 25-31.
- [26] LIN S, YAO W, XIONG Y, et al. MatPSST: a Matlab/Simulink-based power system simulation toolbox for research and education[J]. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2023, 17(10): 2272-2288.
- [27] 李鹏, 于航, 夏曼, 等. 分布式光伏集群分层多模式无功控制策略[J]. *电网技术*, 2016, 40(10): 3038-3044.
LI Peng, YU Hang, XIA Man, et al. A hierarchical multi-mode var control strategy for grid-connected PV clusters[J]. *Power System Technology*, 2016, 40(10): 3038-3044.
- [28] 徐智鹏, 羿应棋, 张勇军, 等. 面向超快速充电的配电网无功优化配置[J/OL]. *电力系统自动化*: 1-20[2025-06-21]. <https://doi.org/10.7500/AEPS20241230006>
XU Zhipeng, YI Yingqi, ZHANG Yongjun, et al. Optimal configuration of reactive power for distributed network for ultra-fast charging[J/OL]. *Automation of Electric Power Systems*: 1-20[2025-06-21]. <https://doi.org/10.7500/AEPS20241230006>

收稿日期: 2025-06-09; 修回日期: 2025-08-20

作者简介:

黄蕾(1978—), 女, 硕士, 高级工程师, 从事高压继电保护、新能源并网发电控制研究; E-mail: 27304055@qq.com

王辉(1983—), 男, 工学学士, 高级工程师, 从事电厂自动化、新能源并网发电控制相关研究; E-mail: 94390492@qq.com

张鑫灏(2001—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 从事新能源场站电压快速主动支撑控制的研究工作。E-mail: xinhaozhang@hust.edu.cn

(编辑 许威)