

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.230080

基于模型预测控制的光伏场站快速协同无功电压控制

唐成虹¹, 董存², 戴睿鹏³, 孙树敏⁴, 窦晓波³

(1. 国网电力科学研究院有限公司, 江苏 南京 211000; 2. 国家电力调度控制中心, 北京 100031;
3. 东南大学电气工程学院, 江苏 南京 210096; 4. 国网山东省电力公司, 山东 济南 250001)

摘要: 为解决新能源大规模接入配电网带来的电压波动及越限问题, 提出了一种针对光伏场站及静止无功发生器 (static var generator, SVG) 接入的配电网系统动态无功电压控制方法, 以实现扰动下多无功源协同调压目标。首先, 分别推导了光伏场站和 SVG 的无功-电压控制小信号模型。其次, 通过类比等效实现了不同类型无功源电压控制模型形式的统一, 并结合系统电压灵敏度关系建立了系统整体电压控制模型。在此基础上考虑系统状态变化对控制参数的影响, 并计及各设备无功出力约束, 设计了系统模型预测控制器。最后, 基于 IEEE33 节点系统进行仿真, 验证了在光伏出力波动和负荷投切两种情况下所提方法均能够快速、有效地抑制电压波动, 为有源配电网快速电压协同控制提供了理论基础。

关键词: 有源配电网; 动态电压控制; 模型预测控制; 光伏场站; SVG

Fast cooperative reactive voltage control for photovoltaic stations based on model predictive control

TANG Chenghong¹, DONG Cun², DAI Ruipeng³, SUN Shumin⁴, DOU Xiaobo³

(1. State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 211000, China; 2. National Electric Power Dispatching and Control Center, Beijing 100031, China; 3. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China; 4. State Grid Shandong Electric Power Company, Jinan 250001, China)

Abstract: To solve the voltage fluctuation and limit crossing problems of distribution networks brought by the extensive access of new energy sources, a dynamic reactive power-voltage control method is proposed connected with PV stations and static var generators (SVGs) to achieve the goal of cooperative voltage regulation of multiple reactive power sources under disturbance. First, reactive power-voltage control small-signal models are derived for PV stations and SVGs. Second, the voltage control models of different types of reactive power sources are unified by analogical equivalence, and the overall system voltage control model is established by combining with system voltage sensitivity. A system model prediction controller is designed considering the influence of system state change on control parameters and taking into account the reactive power output constraint of each piece of equipment. Finally, based on simulation of the IEEE 33-node system, the results show the proposed method can quickly and effectively suppress voltage fluctuations under both PV output and load fluctuations. This provides a theoretical basis for fast cooperative voltage control in active distribution networks.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52077036).

Key words: active distribution network; dynamic voltage control; model predictive control; PV station; SVG

0 引言

为实现“双碳”目标, 我国能源清洁转型正加

速推进, 以煤炭、石油等为代表的传统能源逐渐被以光伏、风能为代表的新能源替代。新能源将在“十四五”期间得到快速发展^[1-3]。

然而, 随着高比例新能源接入配电网, 在缓解能源短缺问题、提高供电运行可靠性^[4-5]的同时, 给配电网的安全运行带来了极大的挑战。分布式资源的接入使配电网由传统的单点辐射状结构变为多点

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52077036); 国网有限公司总部科技项目资助“配置储能的新能源场站并网调控关键技术研究及应用”(4000-202116062A-0-0-00)

的复杂网络结构, 同时其出力的不确定性与波动性也使潮流和电压分布更加复杂多变^[6], 造成电压越限等问题^[7-8], 严重威胁了配电网运行的安全可靠。因此如何采取有效的控制策略, 充分利用调压资源实现有源配电网系统电压的快速准确控制是个急迫问题^[9-10]。

目前, 现有研究主要基于配电网静态潮流模型进行电压的优化调度控制, 调控周期较长。文献[11]在改进 Dist-flow 模型的基础上, 通过分布式优化框架, 提出了基于分布式光伏逆变器的混合时间尺度无功/电压控制策略, 其调控周期为分钟级。文献[12]基于电压灵敏度, 设计了针对分布式光伏的集中-就地电压控制策略, 其集中控制、就地控制分别以小时、分钟为时间尺度。文献[13]基于灵敏度矩阵建立了含多个混合式配电变压器的动态无功优化模型, 并设计了鲁棒模型预测控制器滚动求解控制指令, 但其优化周期仍为分钟级。由于上述优化调控策略控制时间尺度较长, 无法在分布式电源波动时实现快速动态电压跟踪。在此基础上, 一些动态电压控制方法被提出, 文献[14]建立了分布式电源动态控制模型, 并设计最优鲁棒控制策略实现了扰动情况下的快速电压恢复, 但其未考虑系统运行约束条件且保守性较强。文献[15]将多胞体模型与鲁棒控制相结合, 提出了一种计及不确定时滞的无功电压控制方法, 有效解决了通信延迟带来的控制问题。上述文献虽然实现了快速电压响应, 但所设计的控制器参数难以根据系统变化实时调整, 也未计及各种约束条件, 无法达到更优的控制效果。因此, 如何在综合考虑各类约束的基础上实现控制器参数的动态调整, 设计适应多扰动场景的动态电压控制策略, 还需进一步研究。

同时, 在调压控制对象方面, 现有文献的研究对象多为单一类型的分布式电源, 如光伏、风电和储能等。文献[11-12]仅考虑分布式光伏参与调压, 文献[16]针对双馈风电场, 考虑其无功容量设计了基于模型预测控制的电压控制策略。文献[17]基于光伏逆变器提出了一种考虑电压稳定的三级协调控制方法, 通过日前有载分接开关调度、日内变流器无功输出控制及实时变流器局部控制实现多时间尺度电源调控。文献[18]综合考虑分布式光伏和储能的动态特性, 将配电网进行解耦并设计了分布式模型预测控制策略, 实现了电压的快速控制。文献[19]仅针对单个光伏场站设计了其内部电压支撑策略。由此可见, 目前的研究未能有针对性地设计多新能源场站参与系统动态电压控制的模型, 且未能充分挖掘新能源场站和以静止无功发生器(static var

generator, SVG)为代表的无功调压设备协同参与调压的潜力, 因此还需进一步探索。

针对上述文献的贡献与存在的不足, 本文提出了一种基于模型预测控制的光伏场站参与中压配电网协同动态电压控制策略。该方法综合考虑了配电网中存在的光伏场站与 SVG 设备, 实现了多无功源的协同控制; 同时充分利用模型预测控制滚动优化的特征, 实时调整控制器参数, 实现分布式电源出力扰动情况下电压的快速准确控制。研究内容包括: 1) 分析光伏场站和 SVG 的特性及其控制策略, 分别建立其无功-电压动态控制模型; 2) 利用模型等效建立结构形式一致的无功源电压动态控制模型, 并结合系统电压灵敏度矩阵建立配电网系统整体电压控制模型; 3) 设计配电网集中模型预测控制策略, 在实现快速动态电压反馈控制的同时, 抑制分布式电源出力波动等扰动对控制的影响。最后通过仿真分析验证了所提方法的有效性。

1 光伏场站及 SVG 动态无功电压控制模型

1.1 光伏场站动态电压控制模型

1) 光伏场站结构

大规模光伏场站一般由多个并联运行的光伏发电单元组成^[20-21], 各光伏发电单元通过变流器和 LC 滤波后接至 PCC 母线, 继而接入电网。其典型的拓扑结构如图 1 所示。

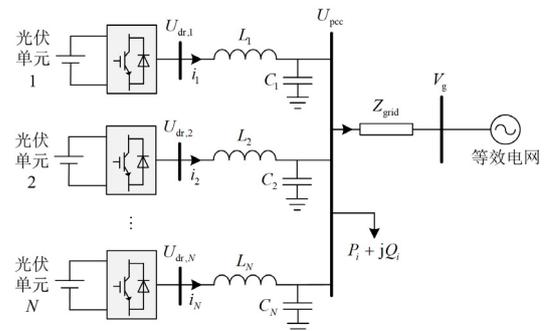


图 1 光伏场站并网等效电路

Fig. 1 Grid-connected equivalent circuits for PV stations

考虑到本文主要研究各光伏场站间的协同电压控制策略, 因此根据现有研究共识, 将直流侧光伏简化为直流电压源, 并忽略其直流控制回路。

2) 光伏发电单元变流器控制模型

目前参与配电网电压调控的光伏发电单元变流器主要采用下垂控制。下垂控制是依据发电机的下垂特性进行解耦, 得到系统的 $P-f$ 和 $Q-U$ 特性并分别进行控制, 使变流器输出的频率和电压保持稳定。变流器下垂控制的原理如图 2 所示^[22]。

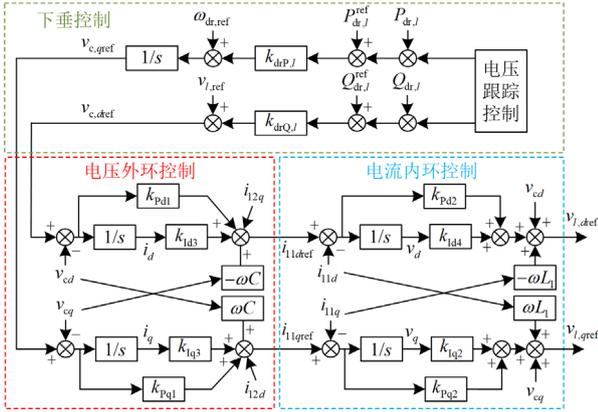


图 2 变流器下垂控制原理框图

Fig. 2 Block diagram of the inverter droop control principle

根据上述原理图，建立基于下垂控制的光伏发电单元变流器小信号模型。对于下垂控制部分，忽略系统频率控制环节，保留无功和电压的关系，如式(1)所示。

$$U_{drd,l} = k_{drQ,l}(Q_{dr,l}^{ref} - Q_{dr,l}) + U_{dr,l}^{ref} \quad (1)$$

式中： $U_{drd,l}$ 为第 l 个光伏单元变流器输出的 d 轴电压幅值； $k_{drQ,l}$ 为第 l 个光伏单元的无功下垂系数； $Q_{dr,l}^{ref}$ 为下垂控制中无功功率参考值； $Q_{dr,l}$ 为无功功率输出值； $U_{dr,l}^{ref}$ 为下垂控制中外部输入的电压参考值。

对于电压电流双环控制部分，因为功率外环所需的控制时间远大于电压电流内环的控制时间，因此在考虑较大时间尺度差的基础上，可以省略部分内环过程^[23]。

3) 光伏场站整体电压控制模型

场站对外具有下垂特性，能够跟踪并网点对外输出，从而实现扰动情况下的快速恢复。基于此，将光伏场站内的可控光伏单元视为一个整体进行建模，并在场站内部设计功率分配策略实现动态分配。

类比前述图 2 建立的单个变流器下垂控制模型，考虑场站内可控光伏设备的有功、无功输出，设计场站整体功率下垂控制框图，如图 3 所示。

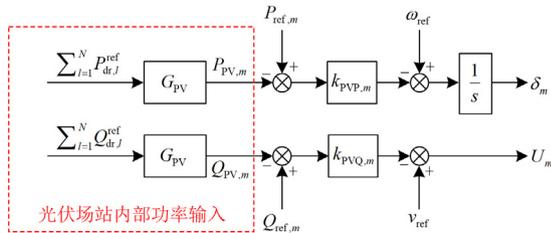


图 3 光伏场站整体功率下垂控制框图

Fig. 3 Block diagram of overall power droop control for a PV station

图 3 中： G_{PV} 为场站的输入输出动态传递特性； k_p 和 k_Q 分别为场站的有功和无功下垂系数。

根据图 3，暂不考虑系统频率控制环，可以得到配网中接入的第 m 个光伏场站的无功-电压控制模型，如式(2)所示。

$$\Delta U_{PVd,m} = k_{PVQ,m}(Q_{ref,m} - Q_{PV,m}) \quad (2)$$

式中： $\Delta U_{PVd,m}$ 为场站输出节点的电压变化量； $k_{PVQ,m}$ 为场站等效无功-电压下垂系数； $Q_{ref,m}$ 为场站无功输出参考值； $Q_{PV,m}$ 为场站实际无功输出值。根据下垂特性，将式(1)代入式(2)，有

$$k_{PVQ,m} = -\frac{\Delta U_{PVd,m}}{Q_{PV,m} - Q_{ref,m}} = \frac{U_{PVd,m} - U_{ref,m}}{\left[\left(Q_{dr,1}^{ref} - \frac{U_{drd,1} - U_{dr,1}^{ref}}{k_{drQ,1}} \right) + \dots + \left(Q_{dr,l}^{ref} - \frac{U_{drd,l} - U_{dr,l}^{ref}}{k_{drQ,l}} \right) + \dots + \left(Q_{dr,N}^{ref} - \frac{U_{drd,N} - U_{dr,N}^{ref}}{k_{drQ,N}} \right) \right] - Q_{ref,m}} \quad (3)$$

式中： N 为场站 m 中接入的光伏单元数量； $U_{ref,m}$ 为并网电压参考值。式(3)中有

$$\sum_{l=1}^N Q_{dr,l}^{ref} = Q_{ref,m} \quad (4)$$

令各光伏单元变流器输出电压参考值与并网电压参考值相等，即

$$U_{dr,1}^{ref} = \dots = U_{dr,l}^{ref} = \dots = U_{dr,N}^{ref} = U_{ref,m} \quad (5)$$

由于光伏场站内各台机组之间连接的线路较短，一般为 800~1000 m，所以线路上的电压跌落值较小，可以忽略其变化。因此设各光伏单元的机端电压幅值近似相等，即有

$$U_{drd,1} = \dots = U_{drd,l} = \dots = U_{drd,N} = U_{PVd,m} \quad (6)$$

综合式(3)一式(6)，可以得到

$$k_{PVQ,m} = \frac{1}{\frac{1}{k_{drQ,1}} + \dots + \frac{1}{k_{drQ,l}} + \dots + \frac{1}{k_{drQ,N}}} = \frac{1}{\sum_{l=1}^N \frac{1}{k_{drQ,l}}} \quad (7)$$

进一步，在式(2)的基础上增加并网电压 d 轴分量 $U_{gd,m}$ 的反馈控制环节，引入电压反馈系数 $k_{PVU,m}$ ，可将控制方程表示为

$$\Delta U_{PVd,m} = k_{PVQ,m} \left[\frac{k_{PVU,m}}{s} (U_{ref,g} - U_{gd,m}) + (Q_{ref,m} - Q_{PV,m}) \right] \quad (8)$$

式中， $U_{ref,g}$ 为并网参考电压。

接下来对光伏场站的并网电路进行分析和建模，其并网电路可以等效为图 4 所示电路图。图 4

中: $L_{1,m}$ 、 C_m 分别为场站内各光伏单元输出端至场站输出端并网线路的集总等效电感和电容; $L_{2,m}$ 、 R_m 分别为光伏场站 m 输出端至配电网的并网线路等效电感和电阻。

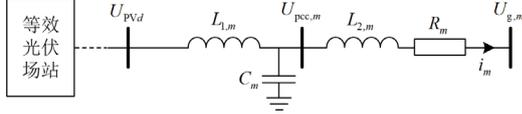


图4 光伏场站并网等效电路

Fig. 4 Grid-connected equivalent circuits for a PV station

则光伏场站的并网方程为

$$\begin{cases} U_{gd,m} = (L_{1,m} + L_{2,m}) \left(\frac{di_{d,m}}{dt} - \omega i_{q,m} \right) + R_m i_{d,m} + U_{PVd,m} \\ U_{gq,m} = (L_{1,m} + L_{2,m}) \left(\frac{di_{q,m}}{dt} + \omega i_{d,m} \right) + R_m i_{q,m} \end{cases} \quad (9)$$

式中: $U_{gq,m}$ 为并网电压的 q 轴分量; $i_{d,m}$ 、 $i_{q,m}$ 分别为并网电流的 d 、 q 轴分量; ω 为系统角频率。根据式(9)可知, 光伏场站输出电压的 d 轴分量及其并网电压的 d 轴分量不是简单的线性关系, 因此将并网电压 d 轴分量的表达式等价化简为

$$U_{gd,m} = U_{PVd,m} + f(i_{dq,m}) \quad (10)$$

式中, $f(i_{dq,m})$ 为与电流有关的非线性分量部分。

综合式(8)、式(10), 令场站整体下垂控制中的参考电压等于并网参考电压, 则基于下垂控制的光伏场站整体参与电网调压运行的控制方程为

$$\dot{U}_{PV,\Delta} = -k_{PVQ,m} k_{PVu,m} U_{PV,\Delta} - k_{PVQ,m} \dot{Q}_{PV,\Delta} - \dot{f}(i_{dq,m}) \quad (11)$$

式中: $U_{PV,\Delta}$ 为场站并网电压偏差量, $U_{PV,\Delta} = U_{ref,g} - U_{gd,m}$; $\dot{U}_{PV,\Delta}$ 为场站并网电压偏差量的导数; $Q_{PV,\Delta}$ 为场站无功输出变化量, $Q_{PV,\Delta} = Q_{ref,m} - Q_{PV,m}$; $\dot{Q}_{PV,\Delta}$ 为场站无功输出变化量的导数; $\dot{f}(i_{dq,m})$ 为 $f(i_{dq,m})$ 的导数。

4) 光伏场站内部功率分配方案

为充分发挥光伏单元的无功调压能力, 令场站内所有可控光伏共同按比例接收调压指令。采用下垂控制的光伏单元可以在无通信互连的情况下对功率进行均分^[24]。将配网电压控制器求得的场站总调节功率, 即场站无功总缺额 $\Delta Q_{PV,m}$ 根据不同的系数分配给场站内各可调光伏单元, 即

$$\Delta Q_{PV,m} = \sum_{l=1}^N \alpha_l \Delta Q_{dr,l}^{ref} \quad (12)$$

式中: α_l 为无功权重系数; $\Delta Q_{dr,l}^{ref}$ 为第 l 个光伏单元

无功功率参考变化值, 可按照设备无功下垂系数设置。为满足功率均分的要求, 功率分配系数通常按式(13)进行选择。

$$\alpha_1 : \alpha_2 : \dots : \alpha_N = \frac{1}{k_{drQ,1}} : \dots : \frac{1}{k_{drQ,l}} : \dots : \frac{1}{k_{drQ,N}} \quad (13)$$

其中, $\sum_{l=1}^N \alpha_l = 1$ 。

1.2 SVG 动态电压控制模型

SVG 能够平滑地调整其接入电网的等值电抗, 以此改变并网点的无功补偿值, 可以达到快速调节系统无功功率的功能^[25]。

典型的 SVG 并网控制模型如图 5 所示。

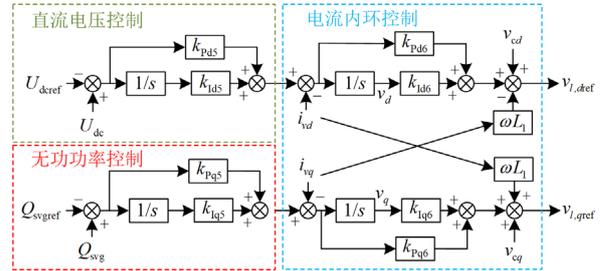


图5 SVG 并网控制原理框图

Fig. 5 Block diagram of grid-connected control principle for an SVG

图 5 中, SVG 的并网控制系统主要包括直流电压控制、无功功率控制及电流内环控制^[26]。但由于其没有下垂特性, 所以无法直接对电压进行控制。因此, 在推导其电压调节模型时, 可由变流器输出的功率和线路参数推导出调压比例系数。以单机并网运行为例绘制如图 6 所示的 SVG 并网等效模型。

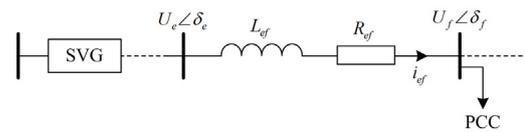


图6 SVG 并网等效电路

Fig. 6 Grid-connected equivalent circuits for an SVG

由图 6 推导得到 SVG 输出到并网点的无功功率 Q_{svg} 为

$$Q_{svg} = \frac{U_e}{Z_{ef}} [-U_e \cdot \sin(\delta_{ef}) \cdot (U_e - U_f) \cdot \cos(\delta_{ef})] \cdot \begin{bmatrix} \cos \theta_{ef} \\ \sin \theta_{ef} \end{bmatrix} \quad (14)$$

式中: U_e 、 U_f 分别为节点 e 、 f 的电压; Z_{ef} 为线路的阻抗; δ_{ef} 为电压的相角; θ_{ef} 为线路阻抗的相角。为对式(14)进行线性化, 在系统稳定工作点 (U_0, δ_0) 附近建立如式(15)所示的小信号模型。

$$\Delta Q_{\text{svg}} = \frac{\partial Q_{\text{svg}}}{\partial \delta_e} \Delta \delta_e + \frac{\partial Q_{\text{svg}}}{\partial U_e} \Delta U_e = \Gamma_{Q\delta} \Delta \delta_e + \Gamma_{Qu} \Delta U_e \quad (15)$$

式中: ΔQ_{svg} 为 SVG 的无功输出变化量; δ_e 为节点 e 的电压相角; $\Delta \delta_e$ 为其变化量; ΔU_e 为节点 e 的电压变化量; $\Gamma_{Q\delta}$ 、 Γ_{Qu} 为耦合系数, $\Gamma_{Qu} = U_j \cdot \cos(\delta_{ij} + \theta_{ij})/Z_{ij}$ 。由于实际工程中功角变化不明显, 因此此处忽略其变化。最终可得无功的变化量正比于电压的变化量。

为使控制模型结构形式统一, 类比式(2)的形式, 将 SVG 变流器控制中无功与电压的关系表示为

$$\Delta U_{\text{svg}} = k_{\text{svg},Q} \cdot \Delta Q_{\text{svg}} \quad (16)$$

式中: ΔU_{svg} 为 SVG 输出节点的电压变化量; $k_{\text{svg},Q}$ 为等效下垂系数。基于上述分析, 可以得到 SVG 变流器的电压控制模型为

$$\dot{U}_{\text{svg},\Delta} = -\dot{f}(i_{dq}) - k_{\text{svg},u} \cdot U_{\text{svg},\Delta} - k_{\text{svg},Q} \cdot \dot{Q}_{\text{svg},\Delta} \quad (17)$$

式中: $U_{\text{svg},\Delta}$ 为 SVG 并网电压偏差; $\dot{U}_{\text{svg},\Delta}$ 为 $U_{\text{svg},\Delta}$ 的导数; $k_{\text{svg},u}$ 为电压反馈系数; $\dot{Q}_{\text{svg},\Delta}$ 为 SVG 无功输出变化量 $Q_{\text{svg},\Delta}$ 的导数, 其中 $Q_{\text{svg},\Delta} = \Delta Q_{\text{svg}}$; $\dot{f}(i_{dq})$ 为非线性部分的导数。

2 配电网系统统一无功电压控制模型

前述推导和等效已为光伏场站和 SVG 建立了形式统一的动态电压控制模型, 且二者除各项前系数有所不同外, 其他均保持一致。由此, 对于配电网系统中可能接入的光伏场站与 SVG 设备, 均可按照上述方式进行建模, 即接入系统的第 m 个光伏场站或 SVG 的动态电压控制模型可以表示为

$$\dot{U}_{\Delta,m} = a_m U_{\Delta,m} + b_m u_m + d_m \quad (18)$$

式中: $U_{\Delta,m}$ 为状态量, $\dot{U}_{\Delta,m}$ 为其导数; $u_m = \dot{Q}_{\Delta,m}$ 为设定的输入量; $d_m = \dot{f}(i_{dq,m})$ 为设定的扰动项; a_m 、 b_m 分别对应上文中两种不同控制方法的不同系数。

由于式(18)是针对单个光伏场站或 SVG 推导建立的, 因此仅能表示其所对应的第 m 个光伏场站或 SVG 接入配电网后对接入点 i 处电压的影响。而在实际有源配电网的运行中, 往往同时有不止一个光伏场站接入系统, 此时若其他节点也有功率流动, 则节点 i 的电压也会受到相应的影响。基于以上分析, 为充分考虑系统中各节点对目标节点的影响, 引入电压灵敏度分析策略。系统参数中的电压幅值变化量矩阵 ΔU 、电压相角变化量矩阵 $\Delta \theta$ 与有功、无功功率变化量矩阵 ΔP 、 ΔQ 之间的关系可以通过

传统潮流计算中的雅可比矩阵表示^[27], 即

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta U \end{bmatrix} \quad (19)$$

式中, H 、 N 、 J 、 L 分别为雅可比矩阵中的系数矩阵。进一步通过矩阵变换后得到系统灵敏度矩阵为

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta U \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{\theta P} & J_{\theta Q} \\ J_{U P} & J_{U Q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (20)$$

其中,

$$\begin{bmatrix} J_{\theta P} & J_{\theta Q} \\ J_{U P} & J_{U Q} \end{bmatrix} = \frac{1}{HL - JN} \begin{bmatrix} L & -N \\ -J & H \end{bmatrix} \quad (21)$$

式中, $J_{\theta P}$ 、 $J_{\theta Q}$ 、 $J_{U P}$ 、 $J_{U Q}$ 均为灵敏度系数矩阵。

因此, 对电压控制模型作如下改进: 根据系统的电压灵敏度方程, 第 i 个节点的电压可以表示为

$$U_i = U_i^0 + \sum_{j=1}^n J_{U P}^{ij} \cdot \Delta P_j + \sum_{j=1}^n J_{U Q}^{ij} \cdot \Delta Q_j \quad (22)$$

式中: U_i^0 为稳态时第 i 个节点的电压; $J_{U P}^{ij}$ 、 $J_{U Q}^{ij}$ 分别为电压灵敏度矩阵 $J_{U P}$ 、 $J_{U Q}$ 中的第 (i, j) 个元素; ΔP_j 、 ΔQ_j 为第 j 个节点的有功、无功功率变化。在式(22)的基础上, 如果把有功功率变化量对节点电压的影响表示为不确定项, 则第 i 个节点的电压可以表示为

$$\Delta U_i = \Delta U_{\Delta,i} + \sum_{j=1, j \neq i}^n \frac{J_{U Q}^{ij}}{J_{U Q}^{ij}} \cdot \Delta Q_j + f_i(\Delta P) \quad (23)$$

对式(23)求导, 并代入式(18), 得到含有 n 个光伏场站或 SVG 接入的配电网系统的整体电压控制状态空间方程, 可以表示为

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{A}_{n \times n} \cdot \mathbf{x}(t) + \mathbf{B}_{1(n \times n)} \cdot \mathbf{u}(t) + \mathbf{B}_{2(n \times n)} \cdot \mathbf{d}(t) \quad (24)$$

式中: $\mathbf{x}(t)$ 为配电网系统整体的状态变量; $\dot{\mathbf{x}}(t)$ 为其导数; $\mathbf{u}(t)$ 为系统整体控制量; $\mathbf{d}(t)$ 为系统整体扰动量; $\mathbf{A}_{n \times n}$ 、 $\mathbf{B}_{1(n \times n)}$ 、 $\mathbf{B}_{2(n \times n)}$ 为系统整体参数矩阵。其表达式分别为

$$\begin{aligned} \mathbf{x}(t) &= \Delta \mathbf{U}(t) = [\Delta U_1(t) \quad \Delta U_2(t) \cdots \Delta U_n(t)]^T \\ \mathbf{u}(t) &= \Delta \dot{\mathbf{Q}}_{\Delta}(t) = [\Delta \dot{Q}_{\Delta,1}(t) \quad \Delta \dot{Q}_{\Delta,2}(t) \cdots \Delta \dot{Q}_{\Delta,n}(t)]^T \\ \mathbf{d}(t) &= [f_1(\Delta P(t)) \quad f_2(\Delta P(t)) \cdots f_n(\Delta P(t))]^T \\ \mathbf{A} &= \begin{bmatrix} a_1 & a_2 \frac{J_{U Q}^{12}}{J_{U Q}^{22}} & \cdots & a_n \frac{J_{U Q}^{1n}}{J_{U Q}^{nn}} \\ a_1 \frac{J_{U Q}^{21}}{J_{U Q}^{11}} & a_2 & \cdots & a_n \frac{J_{U Q}^{2n}}{J_{U Q}^{nn}} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_1 \frac{J_{U Q}^{n1}}{J_{U Q}^{11}} & a_2 \frac{J_{U Q}^{n2}}{J_{U Q}^{22}} & \cdots & a_n \end{bmatrix} \end{aligned}$$

$$\mathbf{B}_1 = \begin{bmatrix} b_1 & b_2 \frac{J_{UQ}^{12}}{J_{UQ}^{22}} & \cdots & b_n \frac{J_{UQ}^{1n}}{J_{UQ}^{nn}} \\ b_1 \frac{J_{UQ}^{21}}{J_{UQ}^{11}} & b_2 & \cdots & b_n \frac{J_{UQ}^{2n}}{J_{UQ}^{nn}} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ b_1 \frac{J_{UQ}^{n1}}{J_{UQ}^{11}} & b_2 \frac{J_{UQ}^{n2}}{J_{UQ}^{22}} & \cdots & b_n \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{B}_2 = \mathbf{I}_{(n \times n)}$$

3 基于模型预测控制的电压控制器设计

3.1 光伏场站及 SVG 协同调压控制框架

光伏场站及 SVG 协同参与配电网电压控制主要可以分为三个层次：首先，在中压配网层面，将光伏场站视为一个等效的可调光伏节点，多个光伏场站和 SVG 在系统产生调压需求时共同作为调节对象，通过配网 MPC 控制器计算得到各场站及 SVG 的无功输出参考指令 $Q_{ref,i}$ ；其次，在光伏场站层面，将上一层下发的无功参考指令 $Q_{ref,i}$ 在场站内部各个光伏单元之间进行分配；最后，在单个光伏发电单元层面上，各光伏逆变器跟踪上一层分配的参考值，并生成相应的 PWM 信号，实现控制目标。因此，光伏场站协同 SVG 设备进行电压控制的框架如图 7 所示。

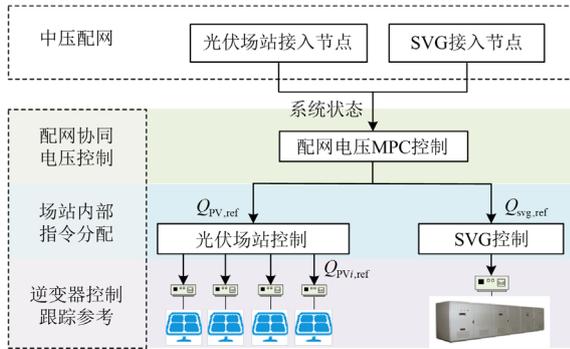


图 7 光伏场站及 SVG 协同调压控制框图

Fig. 7 Block diagram of cooperative voltage control for PV stations and SVGs

3.2 控制及输出约束条件

在设计控制器时，需充分考虑光伏场站与 SVG 的运行特性，确定其出力的约束情况。

计及不同光伏场站在动态调压过程中的出力及容量限制，可以得到控制变量约束为

$$Q_{m,PV}^{\min} \leq Q_{m,PV} \leq Q_{m,PV}^{\max} \quad (25)$$

$$Q_{m,PV}^2 \leq S_{N,m}^2 - P_{m,PV,\max}^2 \quad (26)$$

式(25)为节点 i 所接光伏场站 m 无功出力 $Q_{m,PV}$ 的约束，其中 $Q_{m,PV}^{\max}$ 、 $Q_{m,PV}^{\min}$ 分别为无功出力的上、下限。式(26)为光伏场站总容量限制，其中 $S_{N,m}^2$ 为场站视在功率的平方， $P_{m,PV,\max}^2$ 为场站最大有功功率的平方。

SVG 的容量限制范围转化为控制约束，可表示为

$$Q_{i,svg}^{\min} \leq Q_{i,svg} \leq Q_{i,svg}^{\max} \quad (27)$$

式中： $Q_{i,svg}$ 为节点 i 所接 SVG 输出的无功功率； $Q_{i,svg}^{\max}$ 、 $Q_{i,svg}^{\min}$ 分别为节点 i 所接 SVG 输出的无功功率的上、下限值。

考虑系统电压控制目标，建立系统的输出约束为

$$\Delta V_{\min} \leq \Delta V \leq \Delta V_{\max} \quad (28)$$

式中： ΔV 为系统节点电压变化量； ΔV_{\max} 、 ΔV_{\min} 分别为其上、下限值。

3.3 基于状态空间模型的模型预测控制

模型预测控制(model predictive control, MPC)是基于系统预测模型，利用当前时刻测量值，通过优化算法预测系统未来有限时间内的状态变化，从而给出最优控制序列的控制方法^[28-29]，其滚动控制原理如图 8 所示^[30]，其中 N_c 、 N_p 分别为控制域和预测域。

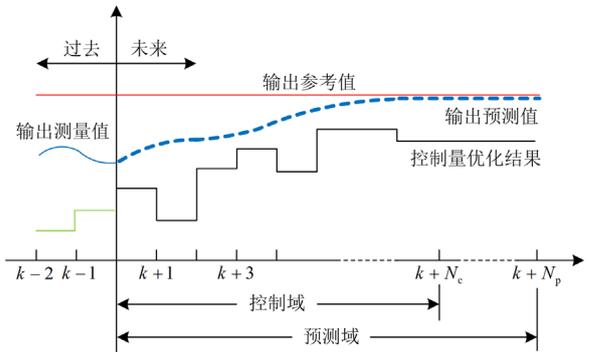


图 8 模型预测控制原理图

Fig. 8 Model predictive control schematic

基于上述原理的 MPC 控制器示意图如图 9 所示。

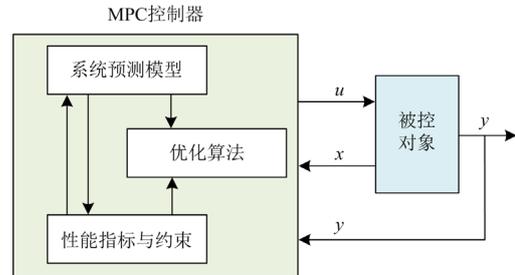


图 9 MPC 控制器结构图

Fig. 9 Architecture diagram of MPC controller

将系统状态变量的变化进行离散化,可以得到

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \frac{d\mathbf{x}(t)}{dt} = \frac{\mathbf{x}(t + \Delta t) - \mathbf{x}(t)}{\Delta t} \quad (29)$$

式中, Δt 为控制器采样时间。将式(29)代入式(24),即可得到被控配电网系统的线性离散状态空间增量模型,可表示为

$$\begin{cases} \mathbf{x}(k+1) = \mathbf{A}_x \mathbf{x}(k) + \mathbf{B}_u \mathbf{u}(k) + \mathbf{B}_d \mathbf{d}(k) \\ \mathbf{y}_b(k) = \mathbf{C}_b \mathbf{x}(k) \end{cases} \quad (30)$$

式中: k 为系统时刻; $\mathbf{x}(k)$ 为系统状态增量; $\mathbf{u}(k)$ 为控制输入增量; $\mathbf{d}(k)$ 为可测外部干扰增量; $\mathbf{y}_b(k)$ 为约束输出量; \mathbf{A}_x 、 \mathbf{B}_u 、 \mathbf{B}_d 、 \mathbf{C}_b 为相应变量的系数矩阵,有 $\mathbf{A}_x = \Delta t \cdot \mathbf{A} + \mathbf{I}$, $\mathbf{B}_u = \Delta t \cdot \mathbf{B}_1$, $\mathbf{B}_d = \Delta t \cdot \mathbf{B}_2$, $\mathbf{C}_b = \mathbf{I}_{n \times n}$ 。根据式(30)表示的系统模型,即可利用当前时刻状态预测系统未来的动态变化情况。

定义被控系统在 k 时刻的性能指标函数 \mathbf{J} 为

$$\mathbf{J} \triangleq \min_{\Delta U} \frac{1}{2} \Delta U^T \mathbf{R} \Delta U - \mathbf{G}^T \Delta U \quad (31)$$

式中, \mathbf{R} 和 \mathbf{G} 为加权矩阵。约束条件式(25)一式(28)的存在导致上述优化问题的解析解无法求出,需要将约束问题转化为二次规划问题,可通过数值方法进行求解。

首先,将系统控制约束转化为 $\mathbf{Cz} \geq \mathbf{b}$ 的形式。将 3.2 节中光伏场站及 SVG 的出力约束转化为

$$\begin{bmatrix} -\mathbf{T} \\ \mathbf{T} \end{bmatrix} \Delta \mathbf{U}(k) \geq \begin{bmatrix} -\Delta u_{\max}(k) \\ \vdots \\ -\Delta u_{\max}(k+m-1) \\ \Delta u_{\min}(k) \\ \vdots \\ \Delta u_{\min}(k+m-1) \end{bmatrix} \quad (32)$$

式中: \mathbf{T} 为约束矩阵; m 为控制时域; $\Delta u_{\max}(k)$ 、 $\Delta u_{\min}(k)$ 分别为第 k 个采样时刻被控各无功源的出力上、下限。

其次,将系统输出约束即电压偏差约束转化为 $\mathbf{Cz} \geq \mathbf{b}$ 的形式,即

$$\begin{bmatrix} -\mathbf{S}_{u,b} \\ \mathbf{S}_{u,b} \end{bmatrix} \Delta \mathbf{U}(k) \geq \begin{bmatrix} \mathbf{S}_{x,b} \Delta \mathbf{x}(k) + \mathbf{S}_{d,b} \Delta \mathbf{d}(k) - \mathbf{Y}_{\max}(k+1) \\ -(\mathbf{S}_{x,b} \Delta \mathbf{x}(k) + \mathbf{S}_{d,b} \Delta \mathbf{d}(k)) + \mathbf{Y}_{\min}(k+1) \end{bmatrix} \quad (33)$$

式中: $\mathbf{S}_{x,b}$ 、 $\mathbf{S}_{d,b}$ 、 $\mathbf{S}_{u,b}$ 为约束矩阵; $\mathbf{Y}_{\max}(k+1)$ 、 $\mathbf{Y}_{\min}(k+1)$ 为输出约束的向量。

根据式(31)一式(33),可以将约束 MPC 的优化问题转化为式(34)所示的 QP 问题,即

$$\begin{cases} \mathbf{J} \triangleq \min_{\Delta U(k)} \Delta U^T(k) \mathbf{R} \Delta U(k) - \mathbf{G}^T \Delta U(k) \\ \text{s.t. } \mathbf{C}_u \Delta U(k) \geq \mathbf{b}(k+1|k) \end{cases} \quad (34)$$

式中, \mathbf{C}_u 、 $\mathbf{b}(k+1|k)$ 为约束矩阵。

通过约束预测控制器的设计与上述 QP 问题的求解,即可得到 MPC 控制器的最优输出,实现被控有源配电网系统电压的快速动态控制。

4 仿真验证

4.1 仿真参数

为验证基于模型预测控制的有源配电网多无功源快速协同电压控制策略的可行性与有效性,借助 Matlab 软件的 Simulink 平台进行仿真验证。仿真采用标准 IEEE33 节点配电网系统拓扑,并采用了标准的线路参数^[23]。在此基础上,类比实际典型城市配电网中新能源场站的接入情况,在 IEEE33 节点系统中接入一定数量的分布式光伏场站及 SVG,具体实验拓扑如图 10 所示。

如图 10 所示,在上述 33 节点系统中接入 1 个 SVG 和 8 组光伏场站,分别是位于 17 节点的 SVG 和位于 1、6、11、14、16、21、24、32 节点的分布式光伏场站。各光伏场站稳态时的输出功率如表 1 所示。

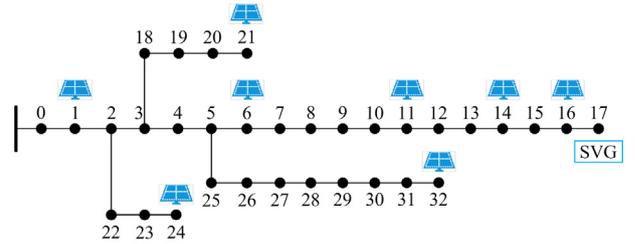


图 10 基于 IEEE33 节点的有源配电网仿真拓扑图

Fig. 10 Active distribution simulation test topology based on IEEE33-node system

表 1 仿真拓扑中接入的各光伏场站稳态参数

Table 1 Steady-state parameters of each PV stations connected in the simulation topology

接入节点编号	光伏场站编号	输出有功/kW	输出无功/kvar
1	1	100	0
6	2	250	0
11	3	200	27
14	4	200	36
16	5	200	-7
21	6	200	0
24	7	250	0
32	8	200	-6

设置分布式光伏场站的无功功率输出范围为 $[0, Q_{PV,m}]$, 其中 $Q_{PV,m}$ 为分布式光伏功率因数不超过 0.95 的无功输出最大值。设置 SVG 设备的无功出

力范围为 $[0, 0.5Q_{\text{svg,e}}]$, 其中 $Q_{\text{svg,e}}$ 为 SVG 的无功额定容量, $Q_{\text{svg,e}} = 0.5 \text{ Mvar}$, 不考虑通信延迟影响。

4.2 算例分析

本文选取分布式电源出力波动及分布式电源出力波动并伴有负荷投切两种具有代表性的系统运行情况进行仿真, 验证了设计方法的有效性。

4.2.1 场景 1: 分布式电源出力波动

为验证分布式电源出力波动情况下的控制效果, 在 10 s 时模拟天气转晴的情况, 即各光伏场站有功出力增加, 并在 40 s 时模拟天气转阴的情况, 即各光伏场站有功出力下降, 如图 11 所示。

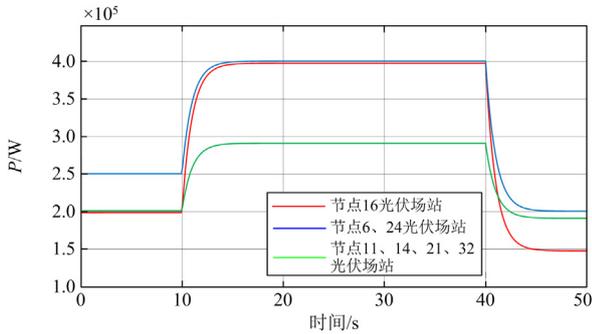


图 11 场景 1 中各光伏场站有功出力变化

Fig. 11 Variation in active power output of PV stations in scenario 1

图 12 为无控制时光伏场站和 SVG 接入节点的电压情况。可以看出, 分布式电源有功出力波动对各节点电压影响较大, 其中配网末端节点 17 处的电压最高已达 1.046 p.u., 节点 32 处电压最低为 0.976 p.u., 影响了配电网的电能质量。

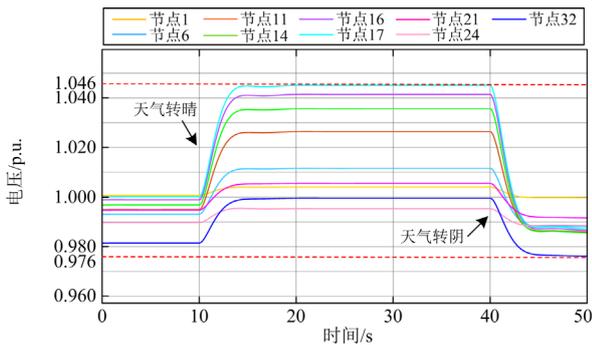


图 12 场景 1 中未加控制时部分节点电压

Fig. 12 Partial node voltage without control in scenario 1

因此, 加入本文所提出的 MPC 控制器。考虑到配电网电压的频繁波动, 设可控节点电压参考区间为 $[0.98, 1.02]$ p.u.。

通过协同各光伏场站与 SVG 设备输出无功进行调压, 得到系统部分节点的电压情况如图 13 所

示。在系统中加入 MPC 控制后, 可以快速、有效地将节点电压变化控制在参考区间内, 保证了分布式电源出力大幅增加或降低时电压不越限, 证明了所设计的控制方法的有效性。在此动态调压过程中各设备的无功输出变化如图 14 所示。

如图 14 所示, 为将电压恢复至参考区间, 系统中光伏场站和 SVG 均按控制器给定指令吸收一部分无功。

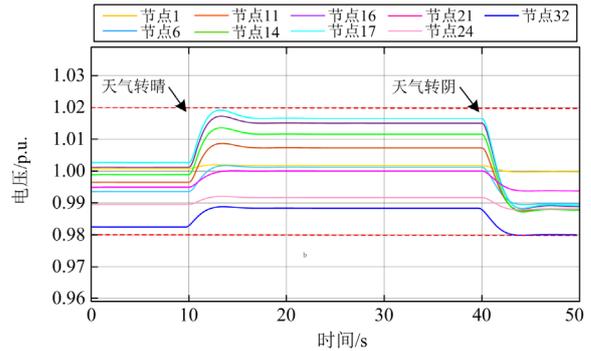


图 13 场景 1 中加入 MPC 控制后部分节点电压

Fig. 13 Partial node voltage after adding MPC controller in scenario 1

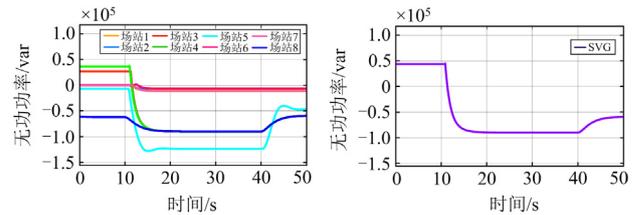


图 14 场景 1 中各光伏场站及 SVG 无功输出变化

Fig. 14 Variation in reactive power output at each PV station and SVG in scenario 1

接下来以场站 5 为例, 验证其内部功率分配情况。设该场站由 4 个光伏单元组成, 其功率分配系数之比 $a_1 : a_2 : a_3 : a_4 = 0.35 : 0.3 : 0.2 : 0.15$ 。图 15 为施加控制后光伏场站 5 内部各光伏单元的无功调整情况。

由图 15 可知, 控制系统将 MPC 控制器生成的无功指令按比例分配并下发到场站中的各光伏单元, 各光伏设备快速进行无功输出调整, 从而实现了光伏场站整体对外的无功支撑, 维持电压稳定。

4.2.2 场景 2: 分布式电源出力波动并伴有负荷投切

由于轻载情况下的分布式电源功率增发更易造成配电网电压越限, 因此为进一步验证本文所提控制策略的有效性, 在场景 1 的基础上加入负荷投切。即在 20 s 时设置部分负荷切除, 并在 30 s 时再次投入。系统负荷投切情况如表 2 所示。

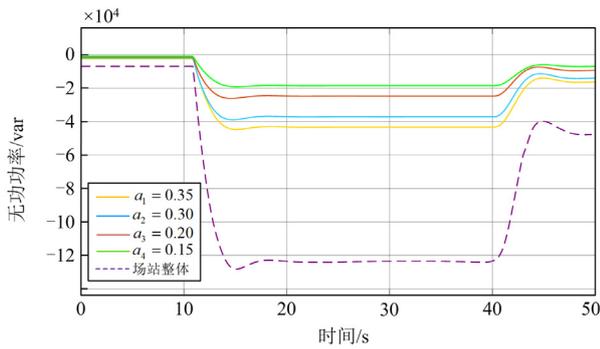


图 15 光伏场站 5 内部各设备无功调整情况

Fig. 15 Variation in reactive power of each device within PV station 5

表 2 负荷投切情况

Table 2 Load input and removal situations

负荷节点编号	切除时间/s	投入时间/s	负荷/kVA
5	20	30	60+j20
10	20	30	45+j30
17	20	30	90+j40
18	20	30	90+j40
30	20	30	210+j100

图16为无控制时各光伏场站及SVG接入节点的电压变化情况。当系统中传输的有功功率增加且系统中存在负荷切除时，出现了比较严重的末端电压越限问题，节点17的电压最大值已经超过1.05 p.u.，影响系统的安全稳定运行。

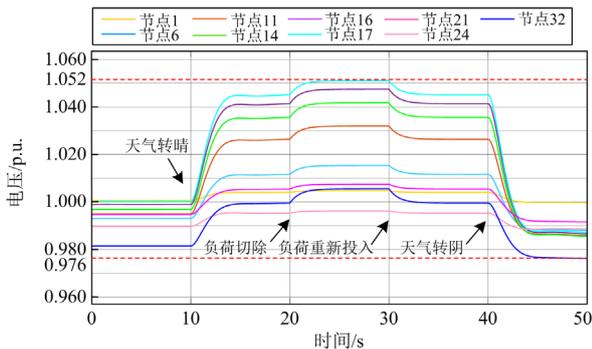


图 16 场景 2 中未加控制时部分节点电压

Fig. 16 Partial node voltage without control in scenario 2

在系统中接入所设计的 MPC 控制器再次进行仿真，得到各节点电压，如图 17 所示。对比未加入控制的情况，本文所提控制策略能够使各节点电压稳定在 0.98~1.02 p.u.之内，在存在负荷切除的情况下依然维持了较好的调压性能。

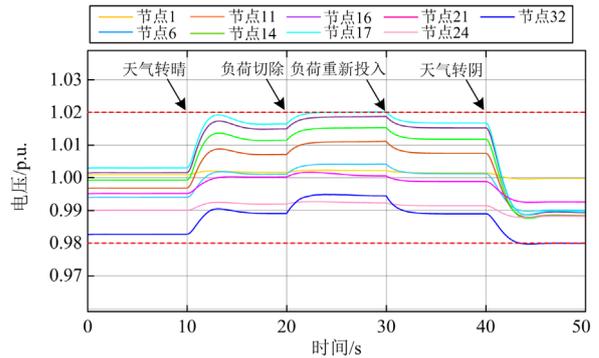


图 17 场景 2 中加入 MPC 控制后部分节点电压

Fig. 17 Partial node voltage after adding MPC controller in scenario 2

5 结论

本文针对新能源规模化接入配电系统给配电网造成的电压越限、电压波动幅度加剧等问题，提出了一种基于模型预测控制的配网多源协同动态电压控制方法。该方法实现了多个光伏场站及 SVG 设备接入情况下的协同控制，并能够充分考虑各设备的功率输出限制，且在分布式电源出力波动、负荷投切等多种扰动场景下能够实现配网电压的快速跟踪恢复。

但本文在建立光伏场站整体控制模型时，忽略了场站内部可能存在的环流等问题对系统整体控制产生的影响，因此后续还需深入探索。同时，本文在仿真验证时仅采用了规模较小的配电网区域，因此认为控制器所需的系统状态变量能够通过光纤快速采集，从而未考虑通信延迟等问题对于系统控制的影响，接下来还需进一步研究。

参考文献

- [1] 赵剑波, 王蕾. “十四五”构建以新能源为主体的新型电力系统[J]. 中国能源, 2021, 43(5): 17-21.
ZHAO Jianbo, WANG Lei. Research on the new power system during the 14th five-year plan[J]. Energy of China, 2021, 43(5): 17-21.
- [2] 李晓航, 张文武. 新能源汽车驱动电机测试系统的研究[J]. 电测与仪表, 2021, 58(9): 103-108.
LI Xiaohang, ZHANG Wenwu. Research on the drive motor test system of new energy vehicles[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(9): 103-108.
- [3] 肖祥武. 基于工业互联网的新能源智慧企业体系架构研究与实践[J]. 电力信息与通信技术, 2022, 20(9): 100-107.
XIAO Xiangwu. Research and practice of new energy smart enterprise architecture based on industrial internet[J].

- Electric Power Information and Communication Technology, 2022, 20(9): 100-107.
- [4] 赵永生, 王吉文, 凌松, 等. 分布式电源接入对配电网供电可靠性影响分析[J]. 电气自动化, 2020, 42(6): 32-34, 111.
ZHAO Yongsheng, WANG Jiwen, LING Song, et al. Analysis on the influence of distributed power supply access upon power supply reliability of distribution networks[J]. Electrical Automation, 2020, 42(6): 32-34, 111.
- [5] 康文韬, 慈海, 欧阳光, 等. 基于关键指标敏感性分析的供电可靠性动态评估研究[J]. 供用电, 2021, 38(6): 35-42.
KANG Wentao, CI Hai, OUYANG Guang, et al. Dynamic evaluation of power supply reliability based on sensitivity analysis of key indicators[J]. Distribution & Utilization, 2021, 38(6): 35-42.
- [6] 郑晓莹, 陈政轩, 曾琮. 含分布式电源的配电网双层分区调压策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(6): 90-97.
ZHENG Xiaoying, CHEN Zhengxuan, ZENG Zong. Double-layer partition voltage regulation strategy of a distribution network with distributed generation[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(6): 90-97.
- [7] MAHMUD N, ZAHEDI A. Review of control strategies for voltage regulation of the smart distribution network with high penetration of renewable distributed generation[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, 64: 582-595.
- [8] 李晓明, 刘翔宇, 李安昌, 等. 配电网电压控制的分布式光伏无功仿射可调鲁棒优化方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(12): 124-131.
LI Xiaoming, LIU Xiangyu, LI Anchang, et al. Distributed photovoltaic reactive power affine adjustable robust optimization method for voltage control of a distribution network[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(12): 124-131.
- [9] 刘洋, 刘志伟, 李立生, 等. 考虑分布式电源主体参与的主动配电网分布式控制方法综述[J]. 山东电力技术, 2021, 48(8): 13-18, 38.
LIU Yang, LIU Zhiwei, LI Lisheng, et al. Review on distributed control methods for active distribution network with distributed generation[J]. Shandong Electric Power, 2021, 48(8): 13-18, 38.
- [10] 贺新禹, 陈众, 刘星, 等. 含分布式光伏发电的中压配电网电压控制策略[J]. 电测与仪表, 2022, 59(5): 142-148.
HE Xinyu, CHEN Zhong, LIU Xing, et al. Voltage control strategy for medium voltage distribution network with distributed photovoltaic generators[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(5): 142-148.
- [11] 李培帅, 吴在军, 张错, 等. 主动配电网分布式混合时间尺度无功/电压控制[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(16): 160-168.
LI Peishuai, WU Zaijun, ZHANG Cuo, et al. Distributed hybrid-timescale voltage/var control in active distribution networks[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(16): 160-168.
- [12] 孙良志, 陈瑞林, 刘希峰, 等. 高光伏渗透率下中低压配电网集中-就地控制策略[J]. 山东电力技术, 2020, 47(7): 22-26, 47.
SUN Liangzhi, CHEN Ruilin, LIU Xifeng, et al. Centralized-local control strategy of low and medium voltage distribution network with high photovoltaic penetration[J]. Shandong Electric Power, 2020, 47(7): 22-26, 47.
- [13] 高荣, 寇鹏, 梁得亮, 等. 含混合式配电变压器的主动配电网电压鲁棒模型预测控制[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(7): 2081-2090, 2388.
GAO Rong, KOU Peng, LIANG Deliang, et al. Robust model predictive control for the voltage regulation in active distribution networks with hybrid distribution transformers[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(7): 2081-2090, 2388.
- [14] DAI Ruipeng, DOU Xiaobo, BU Qiangsheng, et al. Cooperative dynamic voltage control of multiple distributed generators in active distribution network[C] // 2021 IEEE Sustainable Power and Energy Conference, December 23-24, 2021, Nanjing, China: 3042-3047.
- [15] 窦晓波, 葛浦东, 全相军, 等. 计及不确定时滞的有源配电网无功电压鲁棒控制[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(5): 1290-1301.
DOU Xiaobo, GE Pudong, QUAN Xiangjun, et al. Reactive power and voltage robust control for active distribution network considering uncertain delay[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(5): 1290-1301.
- [16] 李圣清, 陈欣, 郑剑, 等. 基于模型预测控制的双馈风电场无功电压快速优化控制[J]. 湖南电力, 2022, 42(2): 5-10.
LI Shengqing, CHEN Xin, ZHENG Jian, et al. Reactive voltage rapid optimization control of doubly-fed wind farm based on model predictive control[J]. Hunan Electric Power, 2022, 42(2): 5-10.
- [17] ZHANG Cuo, XU Yan, WANG Yu, et al. Three-stage hierarchically-coordinated voltage/var control based on PV inverters considering distribution network voltage stability[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(2): 868-881.

- [18] 李桂鑫, 徐科, 刘英英, 等. 基于分布式模型预测控制的含分布式储能有源配电网动态电压控制[J]. 电力建设, 2021, 42(6): 116-126.
LI Guixin, XU Ke, LIU Yingying, et al. Dynamic voltage control based on DMPC for active distribution network with distributed energy storage systems[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(6): 116-126.
- [19] 包正楷, 季亮, 常潇, 等. 不平衡电压跌落下新能源场站的主动电压支撑控制[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(16): 161-169.
BAO Zhengkai, JI Liang, CHANG Xiao, et al. Active voltage support control strategy for a renewable generation farm during unbalanced voltage sag[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(16): 161-169.
- [20] 张前进, 周林, 李海啸, 等. 考虑 SVG 补偿装置的大型光伏并网系统振荡分析与抑制[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(9): 2636-2644.
ZHANG Qianjin, ZHOU Lin, LI Haixiao, et al. Oscillation analysis and suppression of large-scale grid-connected photovoltaic system considering SVG equipment[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(9): 2636-2644.
- [21] 张继红, 白鑫, 张新, 等. 双闭环控制的光伏系统多逆变器并联运行策略[J]. 电力电子技术, 2022, 56(8): 71-75, 127.
ZHANG Jihong, BAI Xin, ZHANG Xin, et al. Parallel operation strategy of multiple inverters in photovoltaic system based on double closed-loop control[J]. Power Electronics, 2022, 56(8): 71-75, 127.
- [22] 张建华, 苏玲, 刘若溪, 等. 逆变型分布式电源微网小信号稳定性动态建模分析[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(22): 97-102.
ZHANG Jianhua, SU Ling, LIU Ruoxi, et al. Small-signal dynamic modeling and analysis of a microgrid composed of inverter-interfaced distributed generations[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(22): 97-102.
- [23] 张从越, 窦晓波, 张章, 等. 基于变流器统一结构模型的光伏高渗透配电网鲁棒自适应动态电压控制[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(22): 7306-7317.
ZHANG Congyue, DOU Xiaobo, ZHANG Zhang, et al. Robust adaptive dynamic voltage control for PV high-penetration distribution network based on unified structure model of convertors[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(22): 7306-7317.
- [24] 郭蕾, 苏建徽, 施永. 微网孤岛运行模式下的调频控制策略[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(8): 110-115.
GUO Lei, SU Jianhui, SHI Yong. Frequency regulation control strategy for microgrid in islanded mode[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(8): 110-115.
- [25] 付文秀, 范春菊. SVG 在双馈风力发电系统电压无功控制中的应用[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(3): 61-68.
FU Wenxiu, FAN Chunju. Application of SVG in voltage and reactive power control of doubly-fed induction generation system[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(3): 61-68.
- [26] 李永辉. 含 SVG 的双馈风电系统次同步振荡特性分析及抑制策略研究[D]. 镇江: 江苏大学, 2021.
LI Yonghui. Analysis of subsynchronous oscillations characteristics and suppression strategies of doubly-fed wind power system with SVG[D]. Zhenjiang: Jiangsu University, 2021.
- [27] 陈珩. 电力系统稳态分析[M]. 北京: 中国电力出版社, 2007.
- [28] 陈虹. 模型预测控制[M]. 北京: 科学出版社, 2013.
- [29] BAKEER A, SALAMA H S, VOKONY I. Integration of PV system with SMES based on model predictive control for utility grid reliability improvement[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2021, 6(2): 191-213.
- [30] 董雷, 明捷, 孟天骄, 等. 基于模型预测控制的含柔性直流装置的主动配电网电压控制[J]. 电力建设, 2018, 39(7): 123-128.
DONG Lei, MING Jie, MENG Tianjiao, et al. Voltage control of active distribution network with flexible DC devices based on model predictive control[J]. Electric Power Construction, 2018, 39(7): 123-128.

收稿日期: 2023-01-18; 修回日期: 2023-04-04

作者简介:

唐成虹(1971—), 女, 硕士, 研究员级高级工程师, 研究方向为电力系统自动化、新能源运行控制和并网; E-mail: tangchenghong@sgepri.sgcc.com.cn

董存(1973—), 男, 博士, 研究员级高级工程师, 研究方向为电力系统运行和调度;

戴睿鹏(1998—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为主动配电网电压控制。E-mail: 220213113@seu.edu.cn

(编辑 许威)