

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240356

# 计及时延的智能配电网光储就地-分布电压优化控制方法

葛磊蛟<sup>1</sup>, 崔庆雪<sup>2</sup>, 李昌禄<sup>1</sup>, 李小平<sup>3</sup>

(1. 天津大学电气自动化与信息工程学院, 天津 300072; 2. 国网天津市电力公司电力科学研究院, 天津 300384;  
3. 兰州交通大学电气自动化工程学院, 甘肃 兰州 730070)

**摘要:** 高比例、强随机性的光伏分散无序接入智能配电网常导致节点电压越限, 而在调压过程中, 控制对象间不可避免的通信时延又加剧了智能配电网电压优化控制的难度。为此, 提出了一种考虑时延因素影响的光储就地-分布式协调控制策略。首先, 分析光伏逆变器无功调压能力, 确定就地控制的无功出力限度, 并引入分布式一致性因子, 构建配电网高比例光伏的就地-分布控制策略。进一步结合储能的有功调节能力, 提出光储协调的就地-分布电压优化控制无时延模型。然后, 考虑通信时延的影响, 建立算法与通信时延耦合的一致性协议, 构建光储协调的就地-分布电压优化控制时延模型。先利用线性矩阵不等式求解出时延模型的稳定裕度, 再利用时延模型进行补偿控制。最后, 通过改进的 IEEE 33 节点系统进行算例验证。结果表明, 利用所提方法进行通信时延补偿后, 系统网络损耗和电压偏差分别下降了 23.01% 和 20.52%, 证明了该方法的优越性。

**关键词:** 高比例光伏; 储能调节; 电压优化; 一致性算法; 通信时延

## Local-distributed voltage optimization control method for photovoltaics and energy storage in a smart distribution network considering time delay

GE Leijiao<sup>1</sup>, CUI Qingxue<sup>2</sup>, LI Changlu<sup>1</sup>, LI Xiaoping<sup>3</sup>

(1. School of Electrical and Information Engineering, Tianjin University, Tianjin 300072, China; 2. State Grid Tianjin Electric Power Company Research Institute, Tianjin 300384, China; 3. School of Automation and Electrical Engineering, Lanzhou Jiaotong University, Lanzhou 730070, China)

**Abstract:** The high proportion and strong randomness of photovoltaic (PV) systems being dispersed and disorderly integrated into smart distribution networks often lead to node voltage violation. Additionally, communication delay between control objects during voltage regulation further increases the difficulty of voltage optimization control in smart distribution networks. To address this issue, this paper proposes a local distributed coordinated control strategy for PV and energy storage, considering the influence of time delay. First, the reactive power regulation capability of PV inverters is analyzed to determine the reactive power output limit for local control, and a distributed consistency factor is introduced to construct a local distributed control strategy for distribution networks with high PV penetration. Furthermore, combined with the active power regulation capability of energy storage, a local distributed voltage optimization control model for PV and storage coordination without considering time delay is proposed. Then, considering the impact of communication delay, a consensus protocol is established to couple the algorithm with communication delay, and a time-delay local distributed voltage optimization control model for storage coordination is constructed. The stability margin of the time-delay model is solved using linear matrix inequality, and the delay model is then used for compensation control. Finally, an improved IEEE 33-bus system is used for numerical verification. The results show that after applying the proposed method for communication delay compensation, network losses and voltage deviations are reduced by 23.01% and 20.52%, respectively, demonstrating the superiority of the proposed method.

This work is supported by the National Key Research and Development Program of China (No. 2022YFB2403800).

**Key words:** high proportion photovoltaic; energy storage regulation; voltage optimization; consistency algorithm; communication delay

**基金项目:** 国家重点研发计划项目资助(2022YFB2403800); 国家自然科学基金项目资助(52277118); 天津市自然科学基金多元投入重点项目资助(22JCZDJC00660)

## 0 引言

在“双碳”目标驱动下, 光伏(photovoltaic, PV)因具有就地消纳、运行灵活、低碳环保等优点, 近年来并网规模显著扩大<sup>[1-2]</sup>。然而, 高比例光伏并入配电网, 会引发潮流单向流动变为双向流动, 进而导致功率倒送和电压越限问题, 严重限制了分布式光伏的发展<sup>[3-5]</sup>。若不采取电压优化控制措施, 光伏发电系统可能面临脱网的风险, 甚至发生电压崩溃事故。传统调压设备如 SVG、有载调压变压器、电力电容器组等难以频繁动作来响应电压的快速变化<sup>[6]</sup>。新型调压设备如光伏逆变器具备无功调压能力, 成本低且能快速响应; 储能系统(energy storage system, ESS)调压具有平滑、迅速等特性。因此, 光伏逆变器和储能系统协同控制已经成为电压优化领域的研究热点<sup>[7-8]</sup>。

目前, 基于光伏逆变器和储能系统的电压控制方法主要分为就地控制、集中控制和分布控制 3 种类型。① 就地控制: 文献[9]利用了就地控制响应速度快、无需通信的优点, 提出了一种针对通信设备随机故障的失联分布式发电(distributed generation, DG)单元差异化就地控制方法。然而, 就地控制缺乏全局协调能力, 可能导致线路末端的逆变器几乎不参与无功补偿, 从而造成系统中各光伏参与无功补偿程度的不均衡。② 集中控制: 文献[10-11]通过集中控制方法调节光伏逆变器的无功功率。然而, 集中控制依赖于健全的网络通信条件, 使用中央控制器与所有光伏电站通信, 无法形成环网, 通信故障可能导致所有子站的通信信息丢失甚至停机<sup>[12]</sup>。③ 分布控制: 文献[13]基于不依赖于电网物理模型的一致性算法, 提出适用于高渗透率光伏配电网的实时电压协同控制策略。文献[14]提出一种面向含 ZIP 负载的直流微电网电压调节的分布式一致性控制策略。分布控制通过各子站完成数据通信和逻辑控制, 能够形成环网, 因此在通信故障时仍保持较高的可靠性, 且其通信量和计算量较小, 近年来已被广泛应用于配电网电压控制领域<sup>[15]</sup>。

上述电压控制方法都是基于无时延的理想通信系统。然而, 当高比例光伏接入配电网, 设备间的通信时延可能导致控制策略无法满足运行需求。由于分布式光伏在空间上分散无序, 电压优化控制过程中的数据采集和指令传输等环节往往存在时延, 导致信息发送和接收不同步, 从而降低系统的动态性能和快速响应能力<sup>[16]</sup>。因此, 在设计电压分布式一致性控制算法时, 需要建立时延模型, 以加强算法在时延环境下的实时响应性能。文献[17]设计了

考虑通信时延的一致性控制律, 补偿时延引起的荷电状态偏差, 并实现储能单元快速协调控制。文献[18]在电压内环中设计了具有通信输入时延的  $H_\infty$  跟踪控制器, 实现 DG 间的电压同步。文献[19]考虑通信时延建立了主动配电网分布式经济调度控制模型, 提高了系统稳定性。尽管上述研究在配电网时延控制方面取得了一定成果, 但尚未从分布式光伏和储能系统协调电压控制的角度来分析时延影响。

为解决在实际时延通信环境中高比例光伏配电网分布式电压优化控制问题, 本文提出一种时延条件下高比例光伏储能协调的就地-分布电压优化控制方法。本文以光伏无功功率利用率和储能荷电状态(state of charge, SOC)变化量为一致性变量, 引入一致性因子, 建立了分布式一致性电压优化控制无时延模型; 然后, 计及时延影响, 构建了基于一致性算法的配电网电压优化控制时延模型, 通过积分二次型和线性矩阵不等式(linear matrix inequality, LMI)计算得到的时延裕度, 为时延补偿优化控制提供数值依据。最后, 通过 IEEE 33 节点系统验证本文方法的正确性和有效性。

## 1 无时延的光储就地-分布电压优化模型

### 1.1 光伏逆变器无功调节

光伏逆变器在提供有功功率的同时, 还具备无功电压支撑能力, 能够主动参与电压调节<sup>[20]</sup>。图 1 为光伏逆变器有功/无功容量变化曲线。

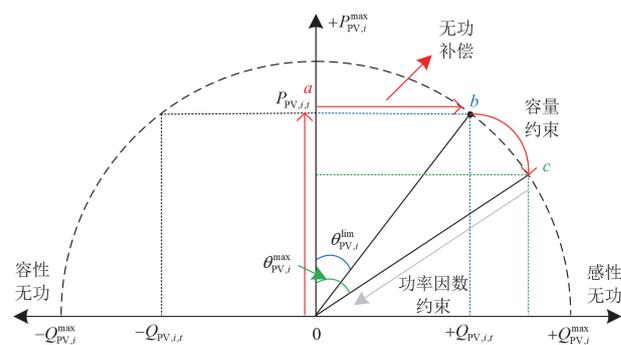


图 1 光伏逆变器容量变化曲线

Fig. 1 Capacity change curve of PV inverter

如图 1 所示: 在光伏逆变器无功补偿阶段, 逆变器有功功率  $P_{PV,i,t}$  保持不变。随着逆变器功率因数角  $\theta_{PV,i,t}$  增加, 其无功功率  $Q_{PV,i,t}$  也随之增大, 直至在某一定点(即 b 点)达到最大功率, 记此时的功率因数角为逆变器的容量约束角  $\theta_{PV,i}^{\text{lim}}$ 。逆变器各参量间的关系如式(1)所示, 逆变器可调无功与容量之间的关系如式(2)所示, 功率因数约束如式(3)所示。

$$\cos \theta_{PV,i,t} = \frac{P_{PV,i,t}}{\sqrt{P_{PV,i,t}^2 + Q_{PV,i,t}^2}} \quad (1)$$

$$Q_{PV,i}^{\max} = \pm \sqrt{S_{INV,i}^2 - P_{PV,i,t}^2} \quad (2)$$

$$\cos \theta_{PV,i,t} \in [-1, -0.9] \cup [0.9, 1] \quad (3)$$

式中:  $Q_{PV,i}^{\max}$  为节点  $i$  光伏逆变器最大可调无功容量;  $S_{INV,i}$  为节点  $i$  光伏逆变器额定容量。

### 1.2 储能系统有功调节

储能系统有功调节不仅要考虑本身的容量限制, 还要考虑储能系统 SOC。储能装置可调有功与储能系统 SOC 的关系如式(4)~式(7)所示。

$$S_{\min} \leq S_{i,t} \leq S_{\max} \quad (4)$$

$$S_{i,t} = S_{i,t-\Delta t} + \Delta S_{i,t} \quad (5)$$

$$P_{ESS,i,t} = \frac{S_{ESS,i} \Delta S_{i,t}}{\eta \Delta t} \quad (6)$$

$$-P_{ESS,i}^R \leq P_{ESS,i,t} \leq P_{ESS,i}^R \quad (7)$$

式中:  $S_{i,t}$  为  $t$  时刻节点  $i$  储能系统荷电状态;  $S_{i,t-\Delta t}$  为  $t$  时刻前一时刻节点  $i$  储能系统荷电状态;  $\Delta t$  为时间间隔;  $S_{\min}$ 、 $S_{\max}$  分别为荷电状态最低阈值、最高阈值, 本文分别取 20%、80%;  $S_{ESS,i}$  为节点  $i$  储能系统额定容量;  $\Delta S_{i,t}$  为  $t$  时刻节点  $i$  储能系统 SOC 的变化量;  $\eta$  为储能系统充放电效率, 本文取 0.9;  $P_{ESS,i,t}$  为  $t$  时刻节点  $i$  储能系统的有功功率;  $P_{ESS,i}^R$  为节点  $i$  储能系统额定有功功率。

### 1.3 分布式一致性优化算法

在双向通信链路的电力系统中, 通信网络的拓扑结构可以用无向图  $G = (V, E, A)$  表示。其中,  $V = [v_1, v_2, \dots, v_n]$  为拓扑图顶点的集合, 在本文代表配电网中  $n$  个调压设备的集合;  $E = [e_{ij}] \subseteq V \times V$  为边集合, 在本文中代表各调压设备间的通信链路;  $A = [a_{ij}]$  为图的加权邻接矩阵, 定义其元素  $a_{ij}$ : 如果节点  $i$  与节点  $j$  之间存在通信关系, 则  $a_{ij} = 1$ , 反之  $a_{ij} = 0$ , 同时定义  $a_{ii} = 0$ 。度矩阵  $D = \text{diag}[d_1, d_2, \dots, d_n]$  为  $n \times n$  的对角矩阵, 各元素取值如式(8)所示。

$$d_i = \sum_{j \in N_i} a_{ij} \quad (8)$$

式中:  $d_i$  表示与节点  $i$  相邻接的节点数总和;  $N_i$  表示节点  $i$  的邻接集合。

一致性协议定义为

$$\dot{x}_i(t) = u_i(t) = - \sum_{j \in N_i} (x_i(t) - x_j(t)) \quad (9)$$

式中,  $x_i(t)$  和  $u_i(t)$  分别表示可控设备  $i$  在  $t$  时刻的

状态量和输入量;  $x_j(t)$  表示可控设备  $j$  在  $t$  时刻的状态量。

根据邻接矩阵和度矩阵的定义, 将对称半正定的拉普拉斯(Laplacian)矩阵定义为  $L = D - A = [l_{ij}]$ , 用来表示图  $G$  中点和边的关系, 则

$$\dot{x} = -Lx \quad (10)$$

式中,  $L$  为图  $G$  的拉普拉斯矩阵, 其中元素  $l_{ij}$  为

$$l_{ij} = \begin{cases} 1, & i = j \\ -1, & j \in N_i \\ 0, & \text{其他} \end{cases} \quad (11)$$

本文分布式一致性控制是将 PV 逆变器和储能系统视作可控设备, 并利用局部通信实现协调控制目标, 使状态变量收敛于稳定的共同值。基于式(9)提出的一致性协议是系统实现一致性控制的核心, 也是本文电压优化策略的关键。

### 1.4 光储就地-分布电压优化模型

针对光伏并网导致系统节点电压越限问题, 本文提出的光储就地-分布电压优化策略流程如图 2 所示。

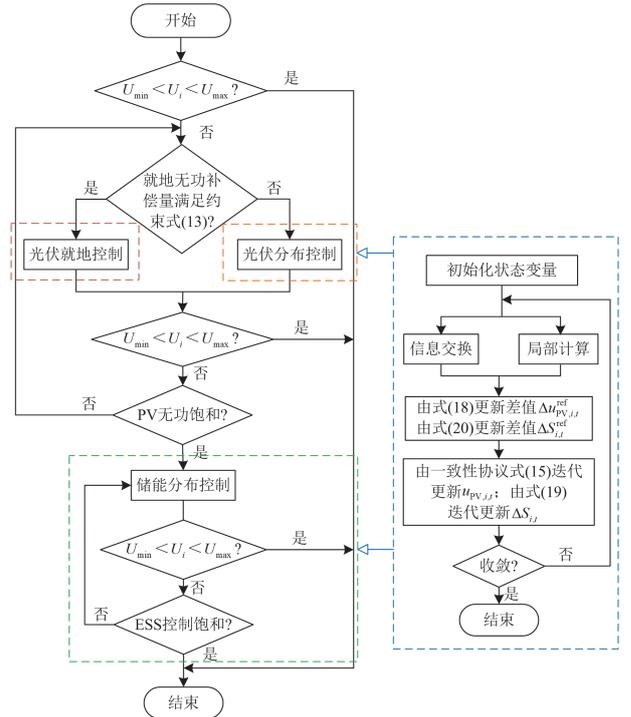


图 2 光储就地-分布控制策略流程图

Fig. 2 Local-distributed control strategy flow chart of photovoltaic-energy storage

#### 1) 光伏无功就地控制

当系统电压越限时, 光伏无功就地控制过程如文献[21]所示。其中, 光伏逆变器的就地无功补偿

量应为

$$\Delta Q_{PV,i,t} = \frac{U_{i,t}^2 - U_{lim}^2}{2 \sum_{j=1}^i X_{ij}} \quad (12)$$

式中:  $\Delta Q_{PV,i,t}$  为  $t$  时刻节点  $i$  光伏逆变器的无功补偿量;  $U_{i,t}$  为  $t$  时刻节点  $i$  的电压值;  $U_{lim}$  为电压限值, 即调压目标值;  $X_{ij}$  为节点  $i$  与节点  $j$  之间线路的等效电抗。

同时, 若采用就地无功补偿策略能有效解决对应节点电压越限问题, 相应的无功补偿量应满足式(13)所示的约束。

$$|Q_{PV,i,t} + \Delta Q_{PV,i,t}| \leq |Q_{PV,i}^{\max}| \quad (13)$$

当监测到节点电压越限, 首先应判断式(13)是否成立: 如果成立, 则利用光伏就地控制策略; 如果不成立, 则直接转向利用光伏分布式控制策略。

### 2) 光伏分布式一致性控制

为最大化利用光伏逆变器的无功调节能力, 本文将光伏逆变器无功利用率  $u_{PV,i,t}$  作为状态变量。

$u_{PV,i,t}$  表示  $t$  时刻节点  $i$  光伏逆变器无功功率与最大可调无功容量的比值, 表达式为

$$u_{PV,i,t} = \frac{Q_{PV,i,t}}{Q_{PV,i}^{\max}} \quad (14)$$

将  $u_{PV,i,t}$  作为一致性变量, 计算出  $u_{PV,i,t}$  变化量的参考值; 然后, 通过光伏逆变器之间的通信网络交换无功利用率信息, 迭代后最终实现  $u_{PV,i,t}$  的一致。具体迭代过程如式(15)所示。

$$u_{PV,i,t}(k) = u_{PV,i,t}(k-1) + \rho \sum_{j=1}^n -l_{ij} \Delta u_{PV,i,t}^{\text{ref}}(k-1) \quad (15)$$

式中:  $k$  为迭代次数;  $\rho$  为一个正实数, 用于控制算法的收敛速度;  $\Delta u_{PV,i,t}^{\text{ref}}$  为  $t$  时刻节点  $i$  光伏逆变器无功利用率变化的参考值, 将这一参考值作为一致性算法的一致性因子, 当所有一致性因子收敛于同一值时, 各光伏逆变器分担调压的目的也就达到。

定义本文电压越限偏差为

$$f = \sum_{i=1}^n \frac{1}{2} (U_{i,t} - U_{lim})^2 \quad (16)$$

式中,  $f$  表示  $n$  个节点电压偏差总和。

$f$  对  $u_{PV,i,t}$  的偏导为

$$\frac{\partial f}{\partial u_{PV,i,t}} = \frac{\partial f}{\partial U_{i,t}} \cdot \frac{\partial U_{i,t}}{\partial Q_{PV,i,t}} \cdot \frac{\partial Q_{PV,i,t}}{\partial u_{PV,i,t}} = (U_{i,t} - 1) \frac{U_{i,t}}{-U_{i,t}^2 B_i + Q_{PV,i,t}} Q_{PV,i}^{\max} \quad (17)$$

式中: 偏导  $\frac{\partial U_{i,t}}{\partial Q_{PV,i,t}}$  实质为受控节点电压对该节点注入无功功率的敏感度, 通过潮流方程可得到;  $B_i$  为节点  $i$  的网络电纳。

为加强算法的收敛速度, 本文基于负梯度原理进行优化。负梯度是指函数下降最快的方向, 因此取  $\Delta u_{PV,i,t}^{\text{ref}}(k-1)$  为式(17)在  $u_{PV,i,t}(k-1)$  处的负值, 即

$$\Delta u_{PV,i,t}^{\text{ref}}(k-1) = - \left. \frac{\partial f}{\partial u_{PV,i,t}} \right|_{u_{PV,i,t}(k-1)} \quad (18)$$

### 3) 储能分布式一致性控制

当光伏逆变器就地-分布控制达到饱和后, 储能系统分布式控制参与到电压控制环节。在这一阶段, 选取储能系统 SOC 变化量  $\Delta S_{i,t}(k)$  作为状态变量, 具体迭代过程为

$$\Delta S_{i,t}(k) = \Delta S_{i,t}(k-1) + \Delta S_{i,t}^{\text{ref}}(k-1) \quad (19)$$

式中,  $\Delta S_{i,t}^{\text{ref}}$  为  $t$  时刻节点  $i$  储能系统 SOC 变化量的参考值。

取  $\Delta S_{i,t}^{\text{ref}}(k-1)$  为  $f$  对  $\Delta S_{i,t}$  的偏导在  $\Delta S_{i,t}(k-1)$  处的负值, 即

$$\begin{aligned} \Delta S_{i,t}^{\text{ref}}(k-1) = & - \left. \frac{\partial f}{\partial \Delta S_{i,t}} \right|_{\Delta S_{i,t}(k-1)} = \\ & - \frac{\partial f}{\partial U_{PV,i,t}} \cdot \frac{\partial U_{PV,i,t}}{\partial P_{PV,i,t}} \cdot \frac{\partial P_{PV,i,t}}{\partial \Delta S_{i,t}} \Big|_{\Delta S_{i,t}(k-1)} = \\ & - (U_{i,t} - 1) \frac{U_{i,t}}{U_{i,t}^2 G_i + P_{ESS,i,t}} \frac{S_{ESS,i}}{\eta \Delta t} \Big|_{\Delta S_{i,t}(k-1)} \end{aligned} \quad (20)$$

式中,  $G_i$  为节点  $i$  的网络电导。

上述提出的分布式一致性优化算法, 有效减少了集中式优化算法对系统全局信息的依赖, 仅利用局部通信实现协调控制目标。

## 2 考虑时延的光储就地-分布电压优化模型

### 2.1 计及时延影响的电压优化补偿模型

电压优化模型在数据采集和指令传输等环节存在时延, 可能导致系统信息发送和接收不同步, 从而引发控制滞后问题, 时延对电压优化控制的影响如图3所示。

如图3所示: 在  $t - \tau$  时刻, 光伏功率补偿将第  $n$  个节点电压由过电压节点调节至安全电压点。但是在通信时延  $\tau$  期间, 当节点注入功率产生波动时, 第  $n$  个节点电压会由过电压节点继续上升。第一种情况是在较小的注入功率波动下, 在过电压  $a_1$  点、 $c_1$  点的初始电压上升较小, 采用光伏功率补偿可将过电压  $c_1$  点调节至安全电压  $d_1$  点, 原有电压调节方

法仍然有效；第二种情况是在较大的注入功率波动下，在过电压 $a_2$ 点、 $c_2$ 点的初始电压上升较大，采用光伏功率补偿不足以将过电压 $c_2$ 点调节至安全范围，电压调节后的 $d_2$ 点仍会存在过电压问题。综上所述，当节点注入功率在通信时延期间的变化超出阈值时，原有电压调节方法可能无效。

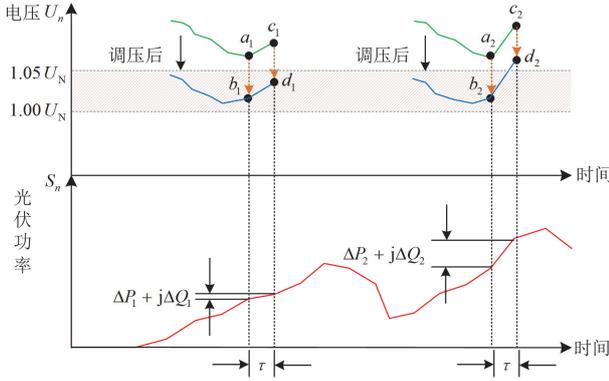


图3 时延对电压优化控制的影响

Fig. 3 Impact of time delay on voltage optimization control

因此，针对式(9)所示的连续时间系统，考虑存在大小为 $\tau$ 的时延，提出计及时延的基于一致性算法的电压优化模型，如式(21)所示。

$$\dot{x}_i(t) = u_i(t) = -\sum_{j \in N_i} (x_i(t-\tau) - x_j(t-\tau)) \quad (21)$$

#### 1) 光伏分布式一致性控制

基于 $t-\tau$ 时刻控制设备接收的信息，光伏逆变器无功利用率迭代过程为

$$u_{PV,i,t}(k) = u_{PV,i,t-\tau}(k-1) + \Delta u_{PV,i,t-\tau}^{\text{ref}}(k-1) \quad (22)$$

取 $\Delta u_{PV,i,t-\tau}^{\text{ref}}(k-1)$ 为目标函数 $f$ 对 $u_{PV,i,t}$ 的偏导在 $u_{PV,i,t-\tau}(k-1)$ 处的负值，即

$$\Delta u_{PV,i,t-\tau}^{\text{ref}}(k-1) = -\left. \frac{\partial f}{\partial u_{PV,i,t}} \right|_{u_{PV,i,t-\tau}(k-1)} = (U_{i,t-\tau} - 1) \frac{U_{i,t-\tau}}{-U_{i,t-\tau}^2 B_i + Q_{PV,i,t-\tau}} Q_{PV,i}^{\text{max}} \Big|_{u_{PV,i,t-\tau}(k-1)} \quad (23)$$

#### 2) 储能系统分布式控制

基于 $t-\tau$ 时刻控制设备接收的信息，储能系统SOC变化量迭代过程为

$$\Delta S_{i,t}(k) = \Delta S_{i,t-\tau}(k-1) + \Delta S_{i,t-\tau}^{\text{ref}}(k-1) \quad (24)$$

取 $\Delta S_{i,t-\tau}^{\text{ref}}(k-1)$ 为目标函数 $f$ 对 $\Delta S_{i,t-\tau}$ 的偏导在 $\Delta S_{i,t-\tau}(k-1)$ 处的负值，即

$$\Delta S_{i,t-\tau}^{\text{ref}}(k-1) = -\left. \frac{\partial f}{\partial \Delta S_{i,t-\tau}} \right|_{\Delta S_{i,t-\tau}(k-1)} = -(U_{i,t-\tau} - 1) \frac{U_{i,t-\tau}}{U_{i,t-\tau}^2 G_i + P_{ESS,i,t-\tau}} \frac{S_{ESS,i}}{\eta \Delta t} \Big|_{\Delta S_{i,t-\tau}(k-1)} \quad (25)$$

考虑到本文建立的电压优化时延模型是典型的偏导数微分超越方程，在数学上存在无穷多种可能的解，复杂变化的时延项也难以处理，导致直接求解比较困难。因此，本文采用Lyapunov直接法进行求解，以避免繁杂的计算和对时延项的直接处理，从而简化求解过程。

## 2.2 最大通信时延

本文讨论的是基于固定拓扑结构下的定常时延模型。针对式(21)所示系统，当时延满足如式(26)条件时，系统可以实现一致性目标。

$$\tau \in [0, \tau_{\text{max}}) \quad (26)$$

式中， $\tau_{\text{max}}$ 为时延上界值。

为求解 $\tau_{\text{max}}$ ，本文采用基于Lyapunov的积分二次型方法。通过构建式(27)所示时延系统的Lyapunov函数，可以获得保守性较低的稳定判据。结合线性矩阵不等式(LMI)数值分析法进行分析。

$$V(t) = \mathbf{x}^T(t) \mathbf{P} \mathbf{x}(t) + \int_{t-\tau}^t \mathbf{x}^T(s) \mathbf{Q} \mathbf{x}(s) ds + \int_{-\tau}^0 \int_{t+\theta}^t \dot{\mathbf{x}}^T(s) \mathbf{R} \dot{\mathbf{x}}(s) ds d\theta \quad (27)$$

式中： $\mathbf{P}$ 、 $\mathbf{Q} \in \mathbf{R}^{n \times n}$ 为半正定矩阵， $\text{rank}(\mathbf{P}) = \text{rank}(\mathbf{Q}) = n-1$ ； $\mathbf{R} \in \mathbf{R}^{n \times n}$ 为正定矩阵；从而Lyapunov泛函 $V(t)$ 正定。

为得到判定系统(21)稳定即保证 $\dot{V}(t) < 0$ 的条件，引入下述引理。

引理1<sup>[22]</sup>：牛顿莱布尼兹公式。

$$\int_{t-\tau}^t \dot{\mathbf{x}}(s) ds = \mathbf{x}(t) - \mathbf{x}(t-\tau) \quad (28)$$

引理2<sup>[23]</sup>：对于任意的 $\mathbf{x}$ 、 $\mathbf{y} \in \mathbf{R}^{n \times n}$ 以及对称正定矩阵 $\bar{\mathbf{R}} \in \mathbf{R}^{n \times n}$ ，(取 $\bar{\mathbf{R}}$ 为 $\mathbf{R}$ 的共轭矩阵)则

$$2\mathbf{x}^T \mathbf{y} \leq \mathbf{x}^T \bar{\mathbf{R}}^{-1} \mathbf{x} + \mathbf{y}^T \bar{\mathbf{R}} \mathbf{y} \quad (29)$$

引理3<sup>[24]</sup>：中值定理。

如果函数 $f(x)$ 在闭区间 $[a, b]$ 上连续，在开区间 $(a, b)$ 上可导，那么在开区间 $(a, b)$ 内至少存在一点 $\xi$ 使得

$$f'(\xi) = \frac{f(b) - f(a)}{b - a} \quad (30)$$

引理4<sup>[25]</sup>：Schur补引理。

对于对称矩阵 $\mathbf{A}_{11}$ 、 $\mathbf{A}_{12}$ 、 $\mathbf{A}_{22}$ ，以下3个条件等价：

- 1)  $\begin{bmatrix} \mathbf{A}_{11} & \mathbf{A}_{12} \\ \mathbf{A}_{12}^T & \mathbf{A}_{22} \end{bmatrix} < 0$ ;
- 2)  $\mathbf{A}_{11} < 0$ ， $\mathbf{A}_{22} - \mathbf{A}_{12}^T \mathbf{A}_{11}^{-1} \mathbf{A}_{12} < 0$ ;
- 3)  $\mathbf{A}_{22} < 0$ ， $\mathbf{A}_{11} - \mathbf{A}_{12} \mathbf{A}_{22}^{-1} \mathbf{A}_{12}^T < 0$ 。

利用上述引理推导保证系统(21)稳定的判定条件, 得到式(21)所示时延系统稳定性判据如下。

定理 1: 对于满足  $0 < \tau < \tau_{\max}$  的任意时延  $\tau$ , 若存在对称正定矩阵  $\mathbf{P}$ 、 $\mathbf{Q} \in \mathbf{R}^{n \times n}$ , 对称半正定矩阵  $\mathbf{R} \in \mathbf{R}^{n \times n}$ , 使得式(31)成立, 则系统渐进稳定。

$$\begin{bmatrix} -\mathbf{P}\mathbf{L} - \mathbf{L}^T \mathbf{P} + \mathbf{Q} & \mathbf{P}\mathbf{L} & \mathbf{0} \\ \mathbf{L}^T \mathbf{P} & -\frac{\mathbf{R}}{\tau} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & -\mathbf{Q} + \tau \mathbf{L}^T \mathbf{R}\mathbf{L} \end{bmatrix} < \mathbf{0} \quad (31)$$

综上, 得到本文所构建时延系统的稳定判据, 即定理 1。通过利用 LMI 求解器对式(31)进行求解, 可得到系统保持稳定所能允许的时延上界值  $\tau_{\max}$ : 当时延处于  $0 < \tau < \tau_{\max}$ , 系统能够稳定调控; 当时延超出范围即  $\tau > \tau_{\max}$ , 系统无法保持稳定。

### 3 仿真验证

#### 3.1 算例描述

本文基于改进 IEEE 33 节点配电系统进行算例验证, PV 和 ESS 接入位置及系统相关参数参考文献[26-27]。系统拓扑及通信网络如图 4 所示。IEEE 33 节点配电系统包含 32 条线路和 5 条联络线, 系统基准电压为 12.66 kV, 基准功率为 10 MW, 节点电压标幺值的允许范围为[0.95,1.05]。线路上共 9 处装设 PV 和 ESS, 相关参数如表 1 所示, 功率因数为  $\cos\theta = 0.95$ , 光伏出力如图 5 所示。

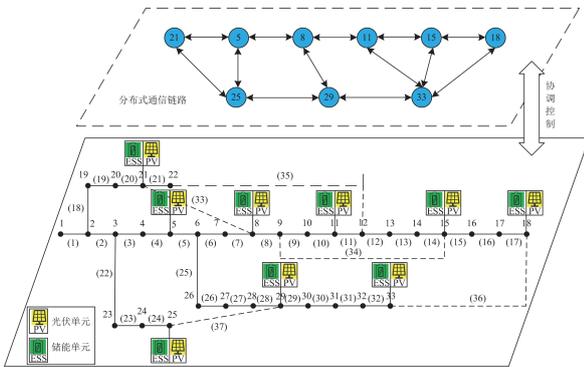


图 4 改进的 IEEE 33 节点系统及通信网络

Fig. 4 Improved IEEE 33 node system and its communication network

表 1 PV 和 ESS 参数

Table 1 PV and ESS parameters

类型	节点位置	额定容量
PV	5、8、11、15、18	600 kVA
	21、25、29、33	800 kVA
ESS	5、8、11、15、18	100 kW
	21、25、29、33	120 kW

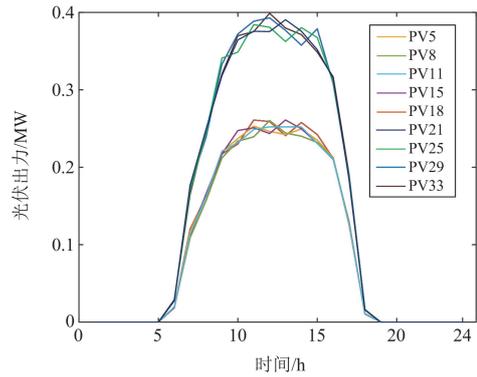


图 5 光伏出力曲线

Fig. 5 Photovoltaic output curve

#### 3.2 算例分析

为了充分验证本文所提电压优化方法的有效性以及考虑通信时延的必要性, 本文设置 4 种不同场景进行对比分析。

情景 1: 进行无时延的集中电压控制;

情景 2: 进行本文无时延的就地-分布控制;

情景 3: 在情景 2 的基础上, 求解通信时延大小并验证其必要性;

情景 4: 在情景 3 的基础上, 利用本文方法进行计及时延补偿的就地-分布控制。

1) 情景 1: 采用文献[28]提出的集中电压优化方法。优化前, 系统各节点电压变化如图 6 所示; 优化后, 节点电压变化如图 7 所示, 各 PV 无功利用率如图 8 所示, 各 SOC 状态变化如图 9 所示。

观察图 6—图 9 可知, 虽然集中式电压优化方法有效降低了电压偏差, 但是由于各 PV 和 ESS 出力差异大, 容易造成设备调节容量的浪费, 并且可能因过充过放而损害储能设备的使用寿命。

2) 情景 2: 进行本文就地-分布一致性电压优化。利用本文方法进行优化, 节点电压变化如图 10 所示, 各 PV 无功变化如图 11 所示, 各 SOC 状态变化如图 12 所示。

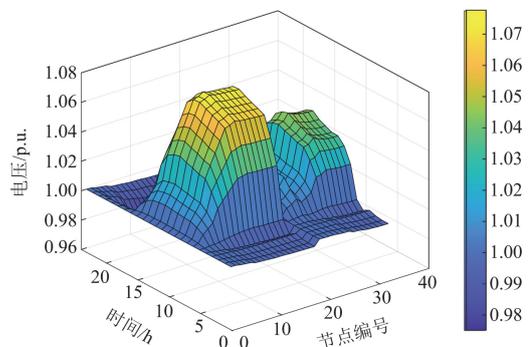


图 6 优化前节点电压变化

Fig. 6 Node voltage changes before optimization

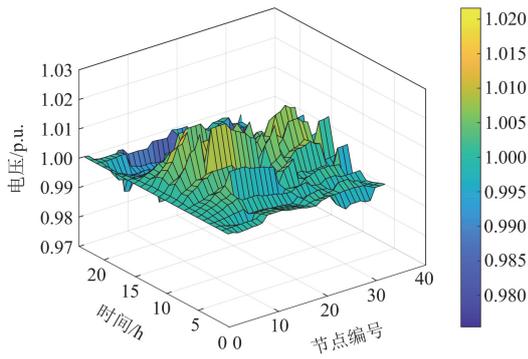


图 7 集中式优化后节点电压变化

Fig. 7 Node voltage changes after centralized optimization

电压。上述过程实现了更为均衡的充放电管理，避免了 ESS 过充过放的问题。

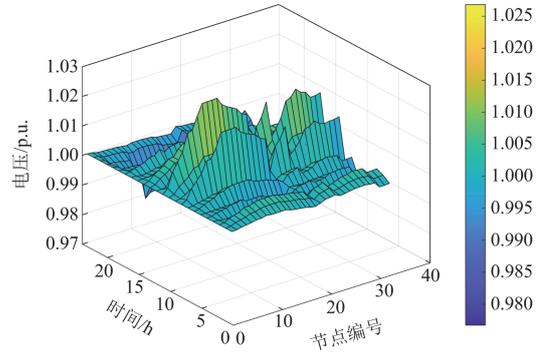


图 10 就地-分布优化后电压变化

Fig. 10 Voltage changes after local-distributed optimization

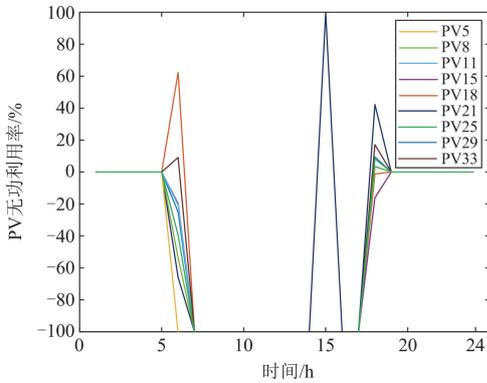


图 8 集中式优化后 PV 无功利用率

Fig. 8 PV reactive power utilization after centralized optimization

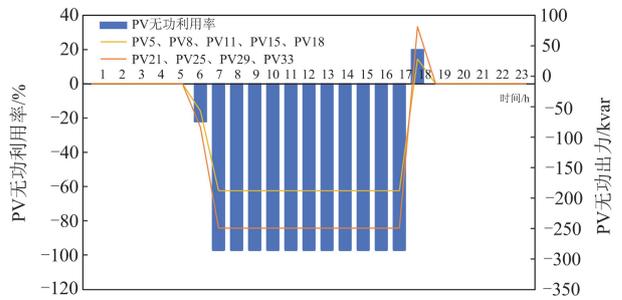


图 11 PV 无功变化

Fig. 11 PV reactive power variation

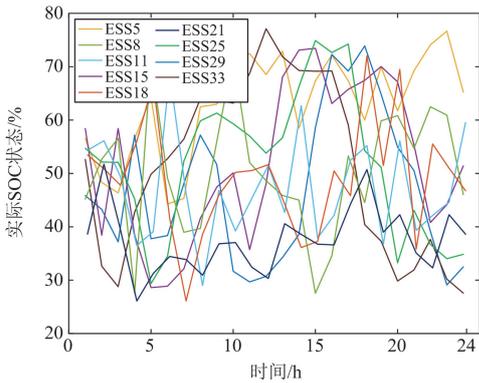


图 9 集中式优化后 SOC 状态

Fig. 9 SOC status after centralized optimization

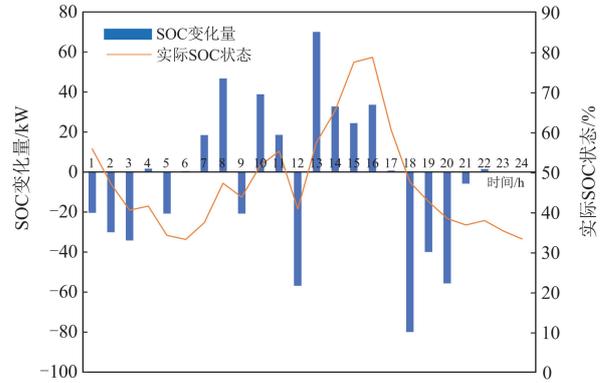


图 12 SOC 状态变化

Fig. 12 SOC state change

观察图 11 和图 12 可知，在 00:00—05:00 期间，储能系统释放有功以补偿 PV 无功调节的不足；在 12:00—16:00 期间，PV 无功优化达到极限，储能系统吸收有功并随之增加 SOC，防止电压过高；在 17:00—24:00 期间，储能系统输出有功以支撑

情景 1 和情景 2 的电压优化结果如表 2 所示。对比表 2 数据可以发现：在降低网络损耗和电压偏差方面，本文方法和集中控制方法都有显著改善；在光伏利用率方面，本文方法比集中控制方法提高了 5.83%；在储能 SOC 状态偏差方面，本文方法避免了过充过放问题，而集中控制方法下的 SOC 状态差值较大，利用不均衡。

表 2 不同情景优化效果对比

Table 2 Comparison of optimization effect in different scenarios

情景	总网络 损耗/MW	总电压 偏差/p.u.	最高电 压/p.u.	最低电 压/p.u.	PV 利用 率/%
优化前	0.426	2.323	1.080	0.975	—
集中控制	0.192	0.892	1.022	0.975	84.73
本文方法	0.201	0.906	1.022	0.975	89.67

3) 情景 3: 为说明通信时延对系统稳定性的影响, 以 PV 为例, 根据各 PV 位置和初始无功出力比例, 依据定理 1, 计算得到系统时延上界  $\tau_{\max} = 3.06 \text{ s}$ 。图 13 展示了在  $\tau = 0$ 、 $\tau = 0.8\tau_{\max}$ 、 $\tau = \tau_{\max}$ 、 $\tau = 1.2\tau_{\max}$  情况下系统的收敛情况, 并对 4 种时延情况的电压优化控制结果进行分析, 具体网损和电压偏差对比结果如表 3 所示。

由图 13 可知: 当时延为 0, 系统表现与未考虑时延的系统一致; 当时延为  $0.8\tau_{\max}$ , 系统收敛速度变慢但最终稳定; 当时延为  $\tau_{\max}$ , 系统处于临界稳定状态; 当时延为  $1.2\tau_{\max}$ , 系统发生振荡并逐渐失稳。上述结果验证了考虑通信时延情况下系统稳定裕度求解方法的正确性。

分析表 3 可知: 随着通信时延越大, 电压优化控制过程受影响也越严重。当  $\tau < \tau_{\max}$  时, 虽然网络损耗和电压偏差较未计及时延情况下显著增加,

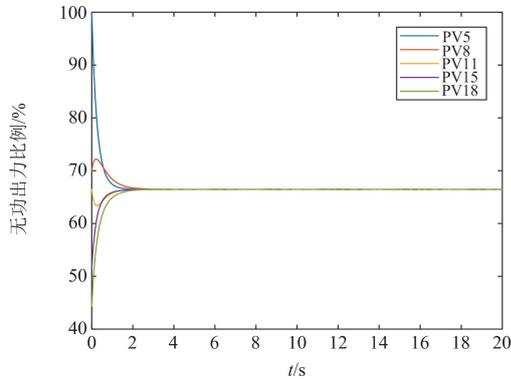
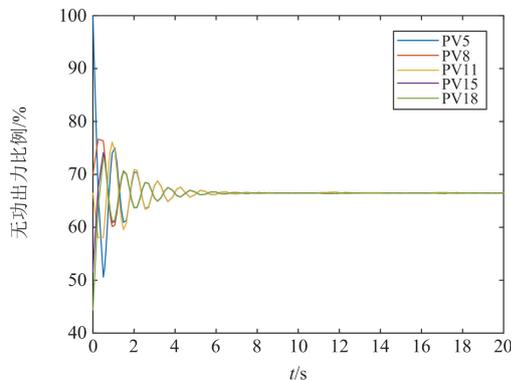
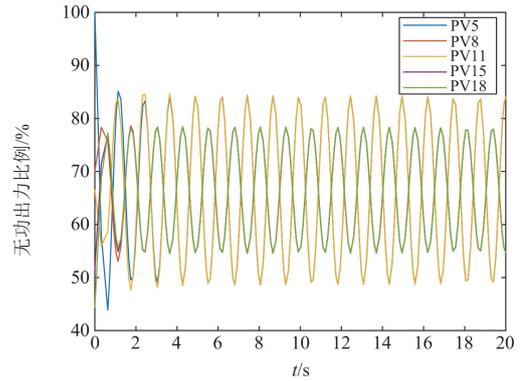
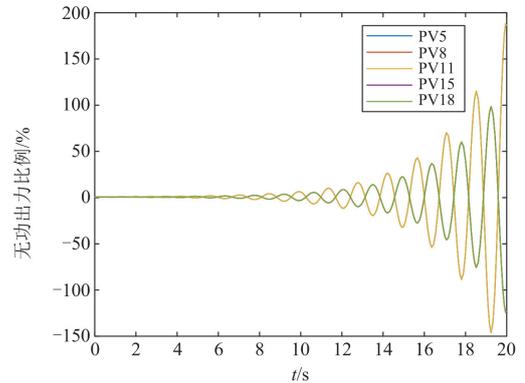
(a)  $\tau = 0$ (b)  $\tau = 0.8\tau_{\max}$ (c)  $\tau = \tau_{\max}$ (d)  $\tau = 1.2\tau_{\max}$ 

图 13 不同时延影响下的 PV 无功出力比例变化

Fig. 13 Changes in PV reactive power output ratio under different time delay

表 3 不同情景优化效果对比

Table 3 Comparison of optimization effect in different scenarios

情景	总网络 损耗/MW	总电压 偏差/p.u.	最高 电压/p.u.	最低 电压/p.u.
电压优化前	0.426	2.323	1.080	0.975
$\tau = 0$	0.201	0.906	1.022	0.975
$0.8\tau_{\max}$	0.247	1.062	1.049	0.978
$\tau_{\max}$	0.292	1.127	1.050	0.970
$1.2\tau_{\max}$	0.365	1.374	1.063	0.974

但是仍能解决电压越限问题; 当  $\tau > \tau_{\max}$  时, 时延影响下的电压优化控制策略无法解决电压越限问题, 与未计及时延情况下的电压调控效果相差较远。

4) 情景 4: 以  $1.2\tau_{\max}$  为例, 为克服时延对电压优化控制策略的影响, 进行时延补偿控制, 各节点电压变化如图 14 所示。图 15 对比展示了部分节点的未计及时延与时延补偿后的电压优化结果, 数据对比如表 4 所示。

如图 14 所示: 对通信时延的影响进行补偿, 解决了电压越限问题。由图 15 和表 4 可知, 进行时延

补偿后,网络损耗和电压偏差分别下降了 23.01%和 20.52%,也未出现电压越限问题,证明了本文提出的智能配电网光储就地-分布式电压优化控制时延补偿方法的有效性。

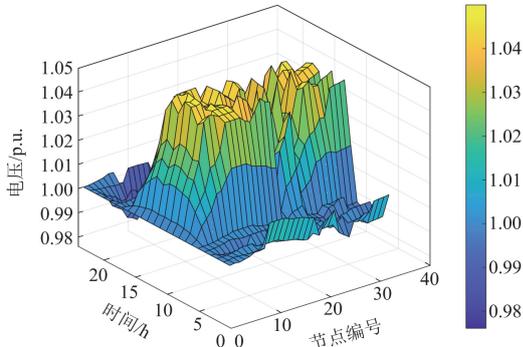


图 14 时延模型补偿后电压变化

Fig. 14 Voltage changes after compensation of delay model

表 4 不同情景优化效果对比

Table 4 Comparison of optimization effect in different scenarios

情景	总网络 损耗/MW	总电压 偏差/p.u.	最高 电压/p.u.	最低 电压/p.u.
电压优化前	0.426	2.323	1.080	0.975
$1.2r_{max}$	0.365	1.374	1.063	0.974
时延补偿后	0.281	1.092	1.050	0.975

综上,本文验证了计及时延的智能配电网光储就地-分布式电压优化控制方法的有效性。与情景 1 的传统集中式优化方法相比,情景 2 采用本文提出的就地-分布式控制方法,利用了就地控制无需通信的特点,并有效平衡了功率负担。然而,模型仅考虑系统通信条件和数据计算等因素并不全面,可能会导致系统响应不及时而制约光储功率协调控制。为此,情景 3 和情景 4 引入了计及时延因素的电压

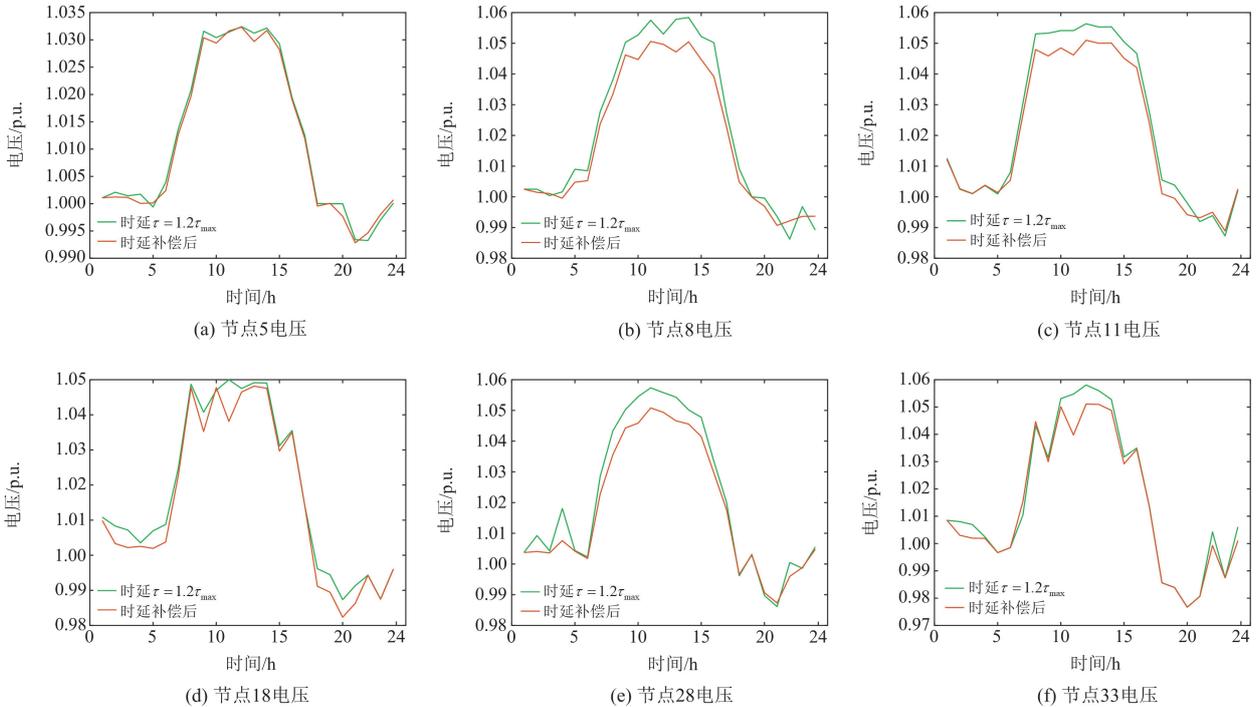


图 15 节点电压优化对比

Fig. 15 Comparison of node voltage optimization

优化方法,实验结果证明了该方法有效补偿了通信时延影响,增强了系统的响应能力。

#### 4 结论

针对高比例光伏并网在实际时延通信环境下的电压优化控制问题,本文以 PV 无功利用率和储能 SOC 为一致性变量,提出了一种计及时延的智能配电网光储就地-分布式电压优化控制方法。通过算例

结果分析,得出以下结论:

1) 本文提出的光储就地-分布电压优化协同控制策略有效解决了电压越限问题,与传统集中式电压优化方法相比,本文方法在 PV 利用率方面提升了 5.83%且避免了 ESS 过充过放的问题。

2) 本文提出的时延稳定判据能够有效评估配电网电压优化控制系统的稳定性。当时延小于稳定裕度时,系统能够维持稳定;而时延超过稳定裕度

时, 系统将失去稳定。利用本文建立的电压优化时延模型, 系统网络损耗和电压偏差分别降低了23.01%和20.52%, 显著提升了电网运行稳定性。

### 参考文献

- [1] GE L, LIU H, YAN J, et al. A virtual data collection model of distributed PVs considering spatio-temporal coupling and affine optimization reference[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(4): 3939-3951.
- [2] SINGH S, SAINI S, GUPTA S K, et al. Solar-PV inverter for the overall stability of power systems with intelligent MPPT control of DC-link capacitor voltage[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2023, 8(1): 1-9.
- [3] 邹文斌, 韩松, 荣娜, 等. 基于分布式共识协同的光伏逆变器电压控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(1): 166-173.  
ZOU Wenbin, HAN Song, RONG Na, et al. Voltage control strategy for a PV inverter based on distributed consensus collaboration[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(1): 166-173.
- [4] 刘子俊, 张华赢, 梁晓锐, 等. 高比例分布式光伏接入下低压配电台区最大可开放容量多阶段评估方法[J]. 南方电网技术, 2024, 18(5): 135-144.  
LIU Zijun, ZHANG Huaying, LIANG Xiaorui, et al. Multi-stage assessment method for maximum available capacity of low-voltage distribution substations with high proportion of distributed photovoltaic integration[J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(5): 135-144.
- [5] 姚亮宙, 付强, 杜文娟, 等. 基于特征值指标的光伏并网系统静态电压稳定性[J]. 电力工程技术, 2023, 42(6): 32-41, 140.  
YAO Jingzhou, FU Qiang, DU Wenjuan, et al. Static voltage stability of photovoltaic grid-connected system based on eigenvalue index[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(6): 32-41, 140.
- [6] 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.
- [7] 陈凌彬, 夏向阳, 李红, 等. 不对称故障下考虑光储出力的最优电压支撑策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(9): 76-87.  
CHEN Lingbin, XIA Xiangyang, LI Hong, et al. An optimal voltage support strategy considering the photovoltaic and storage under asymmetric faults[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(9): 76-87.
- [8] 李晓庆, 张培超, 祝炜昊, 等. 基于灵敏度的光储直流配电网电压/网损自适应优化协调控制[J]. 电力建设, 2024, 45(7): 88-99.  
LI Xiaoqing, ZHANG Peichao, ZHU Weihao, et al. Sensitivity-based adaptive voltage/network loss-coordinated optimal control in photovoltaic-storage DC distribution systems[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(7): 88-99.
- [9] 刘文霞, 杨梦瑶, 马铁, 等. 主动配电系统中失联分布式电源差异化就地控制策略优化[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(11): 32-40.  
LIU Wenxia, YANG Mengyao, MA Tie, et al. Optimization of differentiated local control strategy for distributed generator with communication failure in active distribution system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(11): 32-40.
- [10] LIU Q, WANG Y, WANG S, et al. Voltage regulation strategy for DC distribution networks based on coordination of centralized control and adaptive droop control[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2022, 37(5): 3730-3739.
- [11] 李桐, 韩学山. 时变追踪并网光伏电站最大输出功率的无功优化方法[J]. 电工技术学报, 2023, 38(11): 2921-2931.  
LI Tong, HAN Xueshan. Reactive power optimization for time-varying tracking of maximum output power of grid-connected photovoltaic power station[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(11): 2921-2931.
- [12] 葛磊蛟, 杜天硕, 孙冰. 分布式光伏功率数据的IMOWOA和LightGBM混合虚拟采集方法[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(3): 1035-1046.  
GE Leijiao, DU Tianshuo, SUN Bing. Hybrid virtual collection method of IMOWOA and LightGBM for distributed PV power data[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(3): 1035-1046.
- [13] 王力成, 杨宇, 杨晓东, 等. 考虑非完美通讯的高光伏渗透率配电网实时电压协同控制[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(11): 4027-4039.  
WANG Licheng, YANG Yu, YANG Xiaodong, et al. Real-time voltage cooperative control in distribution networks with high photovoltaic penetration considering imperfect communication[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(11): 4027-4049.
- [14] FAN B, GUO S, PENG J, et al. A consensus-based algorithm for power sharing and voltage regulation in DC microgrids[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2020, 16(6): 3987-3996.

- [15] 任勇, 曾鸣. 独立光储直流微网的稳定运行控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(22): 75-86.  
REN Yong, ZENG Ming. Stable operation control strategy for an independent DC microgrid with photovoltaics and a storage system[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(22): 75-86.
- [16] YU Y, LIU G, HU W. Coordinated distributed predictive control for voltage regulation of DC microgrids with communication delays and data loss[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2023, 14(3): 1708-1722.
- [17] ZENG Y, ZHANG Q, LIU Y, et al. An improved distributed secondary control strategy for battery storage system in DC shipboard microgrid[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2022, 58(3): 4062-4075.
- [18] ZHANG Z, DOU C, YUE D, et al. Predictive voltage hierarchical controller design for islanded microgrids under limited communication[J]. IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers, 2021, 69(2): 933-945.
- [19] HUANG B, LIU L, ZHANG H, et al. Distributed optimal economic dispatch for microgrids considering communication delays[J]. IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics: Systems, 2019, 49(8): 1634-1642.
- [20] 张博, 唐巍, 蔡永翔, 等. 基于一致性算法的户用光伏逆变器和储能分布式控制策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(2): 86-94.  
ZHANG Bo, TANG Wei, CAI Yongxiang, et al. Distributed control strategy of residential photovoltaic inverter and energy storage based on consensus algorithm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(2): 86-94.
- [21] 刘星, 陈众, 陈李杰, 等. 含高渗透率光伏的配电网就地-分布式电压控制[J]. 电力电容器与无功补偿, 2021, 42(6): 268-275.  
LIU Xing, CHEN Zhong, CHEN Lijie, et al. Local-distributed voltage control in distribution networks with high permeability of PVs[J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation, 2021, 42(6): 268-275.
- [22] WU M, HE Y, SHE J, et al. Delay-dependent criteria for robust stability of time-varying delay systems[J]. Automatica, 2004, 40(8): 1435-1439.
- [23] LIN P, JIA Y. Average consensus in networks of multi-agents with both switching topology and coupling time-delay[J]. Physica A: Statistical Mechanics and its Applications, 2008, 387(1): 303-313.
- [24] JUNG S M, KIM J H. Hyers-Ulam stability of Lagrange's mean value points in two variables[J]. Mathematics, 2018, 6(11): 216.
- [25] ZHENG W, LAM H K, SUN F, et al. Robust stability analysis and feedback control for uncertain systems with time-delay and external disturbance[J]. IEEE Transactions on Fuzzy Systems, 2022, 30(12): 5065-5077.
- [26] 姜涛, 张东辉, 李雪, 等. 含分布式光伏的主动配电网电压分布式优化控制[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 102-109, 125.  
JIANG Tao, ZHANG Donghui, LI Xue, et al. Distributed optimal control of voltage in active distribution network with distributed photovoltaic[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 102-109, 125.
- [27] 杨胡萍, 彭云焰, 熊宁. 配网动态重构的静态解法[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(8): 53-57.  
YANG Huping, PENG Yunyan, XIONG Ning. A static method for distribution network dynamic reconfiguration[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(8): 53-57.
- [28] 粟世玮, 张谦, 熊炜, 等. 含高渗透可再生能源的动态网络重构与无功电压调整协同优化[J]. 电网与清洁能源, 2023, 39(1): 100-110, 119.  
LI Shiwei, ZHANG Qian, XIONG Wei, et al. Coordination optimization of dynamic network reconfiguration and reactive power voltage regulation with high penetration renewable energy generation[J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(1): 100-110, 119.

收稿日期: 2024-03-29; 修回日期: 2024-06-05

作者简介:

葛磊蛟(1984—), 男, 博士, 副教授, 研究方向为智能配电网态势感知、云计算和大数据; E-mail: legendglj@tju.edu.cn

崔庆雪(1999—), 女, 硕士, 研究方向为智能配电网态势感知、云计算和大数据; E-mail: a1023480040@163.com

李昌禄(1975—), 男, 通信作者, 硕士, 高级工程师, 研究方向为信号分析、云计算、大数据。E-mail: changlu@tju.edu.cn

(编辑 魏小丽)