

# 含高比例光—储单元的主动配电网并网功率 分布式协同控制策略

张克勇<sup>1</sup>, 王冠瑞<sup>1</sup>, 耿新<sup>1</sup>, 贾子昊<sup>1</sup>, 李晓航<sup>1</sup>, 申亚涛<sup>2</sup>

(1. 国网河南省电力公司平顶山供电公司, 河南 平顶山 467000; 2. 湖南大学电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410082)

**摘要:**针对含高比例光—储单元的主动配电网, 提出一种跟踪并网点(PCC)处功率参考值的分布式协调控制策略, 以缓解光伏出力曲线与本地负荷曲线不一致所导致的电压越限问题。首先, 该策略根据配网 PCC 处功率参考值与实际值的差值产生光—储单元负荷率变化量的参考值; 然后, 利用牵制一致性算法分别调节储能和逆变器的有功/无功负荷率, 实现功率按比分配, 并保证配网 PCC 处功率跟踪参考值; 最后, 引入平均一致性算法计算系统平均 SOC, 各储能单元结合自身 SOC 对有功参考值进行修正, 实现不同储能单元间 SOC 的均衡控制。在 Matlab/Simulink 软件中搭建包含分布式光—储单元的配电网仿真系统, 仿真结果验证所提方法的有效性。

**关键词:**功率协调; 光—储单元; 主动配电网; 分布式控制; 一致性算法

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2022.02.017 中图分类号:TM72 文章编号:1673-9140(2022)02-0147-09

## Distributed cooperative control strategy for grid-connected power in ADN with high proportion of PV-ESS units

ZHANG Keyong<sup>1</sup>, WANG Guanrui<sup>1</sup>, GENG Xin<sup>1</sup>, JIA Zihao<sup>1</sup>, LI Xiaohang<sup>1</sup>, SHEN Yatao<sup>2</sup>

(1. Pingdingshan Power Supply Company, State Grid Henan Electric Power Co., Ltd., Pingdingshan 467000, China;

2. Collage of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China)

**Abstract:** For active distribution networks (ADN) with a high proportion of photovoltaic-energy storage system (PV-ESS) units, a distributed coordinated control strategy is proposed to track the power reference value at the grid connection point (PCC) in this paper. The voltage violations caused by the mismatch between photovoltaic output curves and local load curves can be mitigated. Firstly, the strategy generates the reference value of the change in the PV-ESS units' load rates based on the power difference between the reference value and the actual value at the distribution network PCC. Then, a pinning consensus algorithm is utilized to adjust the active/reactive load rates of ESS and inverter. A proportional based power distribution is achieved and the power at the PCC of ADN can track the reference value. In addition, an average consensus algorithm is introduced to calculate the average SOC of the system, and each ESS corrects the power reference according to its SOC to achieve the balanced control of SOC. Finally, a simulation ADN system containing PV-ESS units is built in Matlab/Simulink software to verify the effectiveness of the proposed strategy.

**Key words:** power coordination; PV-ESS unit; active distribution network; distributed control; consensus algorithm

收稿日期:2020-11-12; 修回日期:2021-01-11

基金项目:国网河南省电力公司科技项目(52176020000P)

通信作者:贾子昊(1990-), 男, 硕士, 工程师, 主要从事电力系统运行与控制等研究; E-mail: jiamouse@163.com

分布式光伏渗透率的不断提高使配电网由传统的无源网络变为有源网络,并且容易面临2种极端运行情况<sup>[1]</sup>:①中午光照强度最大时光伏出力最大,此时负荷水平往往较低,当光伏出力大于负荷时,会出现潮流反向流动,过大的反向潮流不仅会导致配电变压器热过载,而且还会导致配网末端电压升高越限;②晚上没有光照时光伏出力为0,而此时往往存在一天当中的最大负荷峰值,因此又容易导致线路末端电压过低,不满足电能质量的要求。为解决该问题,学者们提出了一系列的方法<sup>[1-3]</sup>,如:限制光伏渗透率和出力水平、调节变压器分接头、升级配网线路和设备以及集成分布式储能单元等。其中随着储能成本的大幅下降,加上合理的政策鼓励,在分布式光伏单元中,集成储能装置的措施受到人们越来越多的青睐。

针对储能单元,虽然直接采用基于规则的充放电方式(中午定时给储能充电,吸收光伏的多余出力;晚上定时让储能放电,补偿负荷高峰)能够在一定程度上缓解上述问题<sup>[3]</sup>,但是难以实现储能单元均衡使用、功率均分等优化控制目标。为了实现优化控制,需要将这些单个容量相对较小、安装位置分散的储能单元进行有序协同控制,将整个系统等效为可控的PQ节点,缓解光伏出力曲线与负荷曲线不一致所导致的功率波动和电压越限现象。目前,多分布式光—储单元控制主要有集中式、分散式和分布式3种控制结构<sup>[4-9]</sup>。其中,集中式控制由中央控制器根据各微源的容量将调度指令按比例分解后下发给各微源<sup>[10]</sup>,这种控制结构技术成熟,但对中央控制器计算能力、信道带宽和通信可靠性等要求较高。分散式的下垂控制虽然可以实现“即插即用”,摆脱了对中央控制器的依赖,但是因为低压线路的 $R/X$ 往往较大,多采用有功—电压形式的下垂控制,而各节点的电压属于局部变量,受线路阻抗的影响,不同节点之间电压不同,不同储能单元之间充(放)电功率难以精确实现按比例分配。尤其是对于辐射状低压配网而言,电压质量最差的关键节点处于线路末端,与额定值偏差最大,当采用典型下垂控制时,对应的储能单元充(放)电功率将显著大于靠近变压器出口处安装的储能单元。分布式控制将每个储能单元作为智能体,不同的智能体按照一定

的控制协议,仅与邻居智能体交换少量状态信息就能实现整个系统中所有分布式储能单元的协同控制,是一种综合了集中式和分散式优点的协同控制方式,具有较好的鲁棒性、可扩展性和灵活性<sup>[11-12]</sup>。

基于一致性算法的分布式控制策略仅需要自身和邻居智能体的少量状态信息,就能使整个系统的控制变量趋于一致。目前,已经有一些文献将基于一致性算法的分布式控制策略应用于微电网或分布式储能的控制中。文献<sup>[12]</sup>中的第3层控制采用一致性算法,在电压控制方面,以节点电压为一致性变量,调节可控微源和储能的无功功率,而对储能SOC的控制,则是通过PI环节调节储能有功功率实现;针对孤岛微网,文献<sup>[13]</sup>根据平均一致性协议以储能SOC为变量得到储能集群的平均SOC,与自身SOC做差后通过PI环节调节虚拟阻抗的大小,进而调节储能的充放电功率,最终实现功率按比例分配和SOC的一致性控制;针对高分布式光伏渗透率所引起的电压越限问题,文献<sup>[14]</sup>在储能单元分段下垂控制的基础上,分别以储能功率利用率和储能SOC为变量,设计2个一致性算法,在保证储能公平利用和SOC一致的前提下,实现对电压越限问题的治理。该方法相当于对下垂环节输出结果的再分配,尽管功率总量保持不变,但当不同节点处有功功率对电压的灵敏度差别较大时,易造成功率和电压震荡。

因为含高比例光—储单元的主动配电网内部电压越限的根源在于高渗透率光伏出力曲线与负荷曲线不一致,所以本文在现有研究基础上,以控制含高比例光—储单元的主动配电网PCC处功率跟踪给定参考值为目标,在有功/无功均分和SOC均衡控制的约束下,首先利用牵制一致性算法,分别协调控制储能和逆变器输出的有功/无功,实现功率按比例分配。然后利用平均一致性算法对储能的有功功率参考值进行修正,实现SOC的均衡控制,最终达到缓解潮流随机波动和电压越限的目的。

## 1 本地层控制策略

光储单元的主电路结构及其本地层控制框图如图1所示,光伏和储能单元分别通过Boost升压变

换器和 Buck-Boost 双向变换器接入逆变器的直流侧。其中,Boost 变换器采用 MPPT 控制实现光伏的最大功率跟踪,Buck-Boost 双向变换器采用恒功率控制,控制储能的充放电功率。逆变器主电路为三相桥结构,交流输出侧为 LC 滤波器。双环控制结构在  $dq$  坐标系下实现,其中  $d$  轴外环为直流电压环,保证交直流侧的功率平衡, $q$  轴外环为无功功率环,实现逆变器的无功补偿功能;内环为电感电流环节,提高系统响应速度。

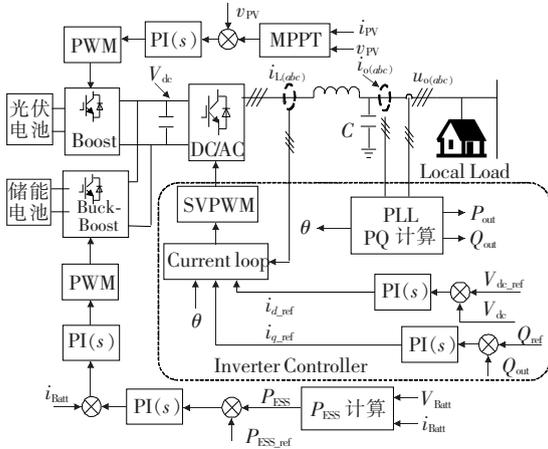


图 1 光储单元的主电路结构及其控制框图

Figure 1 Main circuit structure and control block diagram of PV-ESS unit

## 2 功率协调层控制策略

功率协调层的控制目标是控制主动配网 PCC 处功率跟踪参考值,并满足 2 个约束条件:①有功和无功分别在储能单元和逆变器间实现按比例分配;②实现储能单元的 SOC 均衡控制。为此,本文控制策略主要包含 3 个环节:①负荷率变化量参考值的产生;②有功和无功分别在储能单元和逆变器间的协同分配;③储能单元 SOC 均衡控制。

### 2.1 图论与一致性算法理论

用有向图  $G=(V,E,A)$  表示有  $N$  个智能体组成的通信网络,其中, $V=\{1,2,\dots,N\}$  表示网络节点集合; $E\subset V\times V$  表示节点的边,也就是 2 个节点之间的通信路径; $A=[a_{ij}]$  表示网络的连接矩阵,若节点  $j$  向  $i$  传递信息,则  $a_{ij}=1$ ,反之, $a_{ij}=0$ ;  $N_i=\{j\in V|(j,i)\in E\}$  表示节点  $i$  的邻居节点集合,即

能够向节点  $i$  传递信息的节点集合。节点  $i$  的出度定义为  $\text{deg}_{\text{out}}(i)=\sum_{j=1}^N a_{ij}$ ,有向图  $G$  的度矩阵  $D=\text{diag}[d_i]$ ,其中  $d_i=\text{deg}_{\text{out}}(i)$ 。根据  $A$  和  $D$  得到图的拉普拉斯矩阵  $L=D-A$ 。若图  $G$  中的每条边是双向的,即节点  $i$  和  $j$  之间可以双向通信,称之为无向图,此时矩阵  $L$  为对称阵<sup>[14-15]</sup>。

假设  $x_i$  为节点  $i$  的状态变量,如:储能单元的有功负荷率、SOC 水平以及逆变器无功负荷率等状态。那么基于图论的平均一致性算法控制协议可以表示为

$$\dot{x}_i(t) = \sum_{j\in N_i} a_{ij} [x_j(t) - x_i(t)] \quad (1)$$

写成矩阵形式为

$$\dot{X}(t) = -LX(t) \quad (2)$$

采用数字控制时为

$$x_i(k+1) = x_i(k) + \epsilon \sum_{j\in N_i} a_{ij} [x_j(k) - x_i(k)] \quad (3)$$

根据文献[15]可知,当图  $G$  为联通的无向图,且  $0<\epsilon<1/\Delta$  ( $\Delta$  为图  $G$  中所有节点度的最大值)时,按照式(1)或(2)方式更新状态,经过一定时间后,各节点的状态将渐进收敛到一致,即

$$\lim_{t\rightarrow\infty} x_i(t) = x^* = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i(0)$$

平均一致性算法只能收敛到系统初始状态的平均值,是固定的、不能跟随外部指定的值。为实现对外部指令的跟踪,在平均一致性的基础上采用牵制一致性算法<sup>[15]</sup>,离散形式的算法规则(收敛条件在文献[15]中有详细证明,本文不再赘述)为

$$x_i(k+1) = x_i(k) - \epsilon d_i (x_i(k) - x_{\text{ref}}) + \epsilon \sum_{j\in N_i} a_{ij} [x_j(k) - x_i(k)] \quad (4)$$

通过牵制一致性算法,各节点的状态可以渐进收敛到参考值  $x_{\text{ref}}$ ,实现跟踪外界参考值的目的。

### 2.2 负荷率变化量参考值的产生

为便于描述,本文引入虚拟领导节点的概念,该节点位于 PCC 处,检测 PCC 处功率参考值和实际值的偏差。为了消除功率偏差,理想的方法是虚拟领导节点根据检测到的偏差值分别按照每个储能单元和逆变器的有功、无功可调度容量按比例进行分

解,或者根据系统总的可调度有功、无功容量直接产生期望的负荷率参考值。但是这2种方法需要系统的全局信息,要求虚拟领导节点与系统中的所有节点进行通信。为了降低对通信的依赖,实现分布式控制,可以将PCC处功率控制问题转换为基准状态跟随控制问题,只需虚拟领导节点与邻近节点通信,利用牵制一致性算法的思想,使系统中所有节点的状态跟随预设的基准状态。

需要注意的是,该方法虽然需要领导节点,但是与集中控制方式相比,后者中的中央控制器需要和系统中所有节点进行双向通信,而且承担了极其繁重的计算工作。而本文中的虚拟领导节点可以不唯一,只要它们能接收到PCC处功率参考和实际值即可,承担的计算任务相对简单,甚至可以由靠近PCC处的光—储单元兼任;在通信能力要求方面,虚拟领导节点发出的信息是单向广播式的,只需要和地理位置近邻的邻居节点通信,即使某些节点之间的通信中断,但是只要通信拓扑形成的图还是联通的,那么依然可以实现控制目标。

因为没有中央控制器,系统的全局情况未知,所以在设置基准状态时,不直接利用PCC处功率偏差或功率参考值,而是根据公式,以时间 $T_1$ 为周期,分别产生储能的有功负荷率和逆变器的无功负荷率变化量的参考值 $\Delta\alpha_{P_{\text{ref}}}$ 和 $\Delta\alpha_{Q_{\text{ref}}}$ ,以此作为基准状态,即

$$\begin{cases} \Delta\alpha_{P_{\text{ref}}} = k_p (P_{\text{cmd}} - P_{\text{PCC}}) \\ \Delta\alpha_{Q_{\text{ref}}} = k_q (Q_{\text{cmd}} - Q_{\text{PCC}}) \end{cases} \quad (5)$$

式中 $k_p, k_q$ 均大于0,表示每个调节周期 $T_1$ 中有功和无功偏差的调节系数; $P_{\text{cmd}}, Q_{\text{cmd}}$ 分别为PCC处有功和无功参考值; $P_{\text{PCC}}, Q_{\text{PCC}}$ 分别为PCC处实际有功和无功功率。

因为式(5)产生的是负荷率的变化量参考值,所以当功率采用有名值时, $k_p, k_q$ 的整定值与系统容量有关,需折中确定。调节系数太小会使跟踪速度较慢,反之容易引起系统功率震荡。本文根据系统容量,选取的调节系数保证在每个调节周期中, $\Delta\alpha_{P_{\text{ref}}}, \Delta\alpha_{Q_{\text{ref}}}$ 的值不超过0.1。

### 2.3 功率均分控制

功率均分指各储能单元充放电功率及逆变器输出无功功率分别与自身额定值成比例,其中,逆变器

无功功率额定值是指逆变器在输出有功功率后的剩余容量。为便于表述,采用有功和无功负荷率表示,分别记为 $\alpha_{P_i}$ 和 $\alpha_{Q_i}$ ,定义为

$$\begin{cases} \alpha_{P_i} = P_i / P_{N_i} \\ \alpha_{Q_i} = Q_i / Q_{N_i} \end{cases} \quad (6)$$

式中下标 $i$ 为储能单元或逆变器的编号; $P_i, Q_i$ 分别为第 $i$ 个储能单元的充(放)电功率和逆变器的输出无功功率; $P_{N_i}, Q_{N_i}$ 分别为第 $i$ 个储能单元的额定充(放)电功率和逆变器的无功容量; $\alpha_{P_i}, \alpha_{Q_i}$ 的变化量记为 $\Delta\alpha_{P_i}, \Delta\alpha_{Q_i}$ 。

为实现有功和无功功率的按比例分配,根据文2.1分别以 $\Delta\alpha_{P_i}$ 和 $\Delta\alpha_{Q_i}$ 为一致性因子、 $\Delta\alpha_{P_{\text{ref}}}$ 和 $\Delta\alpha_{Q_{\text{ref}}}$ 为基准值,并且以时间 $T_2$ 为周期,按照公式对有功和无功负荷率变化量进行迭代更新,公式为

$$\begin{cases} \Delta\alpha_{P_i}(k+1) = \\ \Delta\alpha_{P_i}(k) - \varepsilon d_i (\Delta\alpha_{P_i}(k) - \\ \Delta\alpha_{P_{\text{ref}}}) + \varepsilon \sum_{j \in N_i} a_{ij} [\Delta\alpha_{P_j}(k) - \Delta\alpha_{P_i}(k)] \\ \Delta\alpha_{Q_i}(k+1) = \\ \Delta\alpha_{Q_i}(k) - \varepsilon d_i (\Delta\alpha_{Q_i}(k) - \\ \Delta\alpha_{Q_{\text{ref}}}) + \varepsilon \sum_{j \in N_i} a_{ij} [\Delta\alpha_{Q_j}(k) - \Delta\alpha_{Q_i}(k)] \end{cases} \quad (7)$$

式中下标 $i, j$ 为节点编号; $k$ 为第 $k$ 个 $T_2$ 周期内的迭代; $d_i$ 为虚拟领导节点与 $i$ 之间的通信情况,若节点 $i$ 能接收到来自虚拟领导节点发出的有功和无功负荷率变化量参考值,则 $d_i=1$ ,否则, $d_i=0$ 。

为了在每个控制周期 $T_1$ 内将负荷率变化量的参考值 $\Delta\alpha_{P_{\text{ref}}}, \Delta\alpha_{Q_{\text{ref}}}$ 传递给系统中的所有单元,即保证式(7)的收敛,在算法实现时, $T_1$ 需要远大于一致性算法式(7)的迭代周期 $T_2$ ,本文设置 $T_1/T_2=40$ 。此时,根据文2.1可知,只需要 $0 < \varepsilon < 1/\Delta$ ,便能保证式(7)始终收敛,且稳态值分别为 $\Delta\alpha_{P_{\text{ref}}}, \Delta\alpha_{Q_{\text{ref}}}$ 。具体的迭代流程如图2所示。

当系统中所有储能单元和逆变器获得一致的负荷率变化量后,分别更新自身的功率参考值,即

$$\begin{cases} P_{i\text{ref}} = P_i + \Delta\alpha_{P_i} P_{N_i} \\ Q_{i\text{ref}} = Q_i + \Delta\alpha_{Q_i} Q_{N_i} \\ |P_{i\text{ref}}| \leq P_{N_i} \\ |Q_{i\text{ref}}| \leq Q_{N_i} \end{cases} \quad (8)$$

式中 $\Delta\alpha_{P_i}, \Delta\alpha_{Q_i}$ 分别为二者的收敛值,即图2的

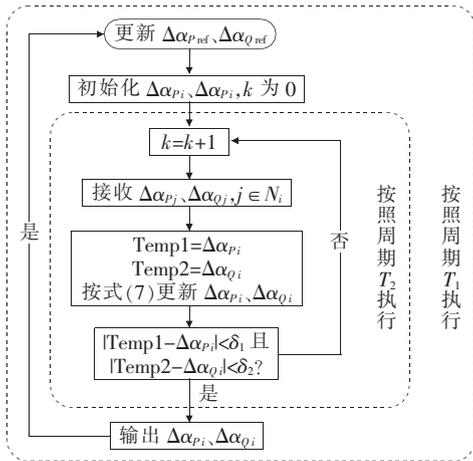


图 2 有功和无功负荷率变化量迭代流程

Figure 2 Iterative flow chart of the change in active/reactive load rates

输出结果;  $P_{iref}$  为储能单元更新负荷率后的有功参考值;  $Q_{iref}$  为逆变器更新负荷率后的无功参考值。

## 2.4 储能单元 SOC 均衡控制

在功率均分时,文 2.3 中策略只考虑了储能的额定功率而没有考虑 SOC 水平。为实现 SOC 的均衡控制,使各储能单元保持相同的 SOC 水平,防止某些单元出现过充或过放的现象。针对储能单元,修正由式(8)得到的功率参考值:

$$P_{ESSi\_ref} = \lambda_i P_{iref} \quad (9)$$

$$\lambda_i = \begin{cases} \left( \frac{S_{SOC\_i}}{S_{SOC\_av}} \right)^\beta, & P_{iref} > 0 \\ \left( \frac{S_{SOC\_av}}{S_{SOC\_i}} \right)^\beta, & P_{iref} < 0 \end{cases} \quad (10)$$

式中  $P_{ESSi\_ref}$  为修正后的第  $i$  个储能单元功率参考值;  $\lambda_i$  为修正系数;  $\beta > 1$ , 用于控制 SOC 的均衡速度,  $\beta$  越大 SOC 均衡速度越快, 本文取 4;  $S_{SOC\_i}$  为第  $i$  个储能单元的 SOC,  $S_{SOC\_av}$  为系统的平均 SOC, 当 SOC 实现均衡后,  $\lambda_i = 1$ , 该环节不再起作用。

从式(10)可以看出,在缺少中央控制器的情况下, SOC 均衡控制的难点在于获取  $S_{SOC\_av}$  的值。为此,采用平均一致性算法估算系统平均 SOC, 即

$$x_i(k+1) = x_i(k) + \varepsilon \sum_{j \in N_i} a_{ij} [x_j(k) - x_i(k)] \quad (11)$$

平均 SOC 迭代流程如图 3 所示。考虑到实际 SOC 的变化相对较慢, 因此, 在采用图 3 的估算算法时, 迭代过程中可以认为实际 SOC 不变, 算法收敛后所得结果即为平均 SOC。

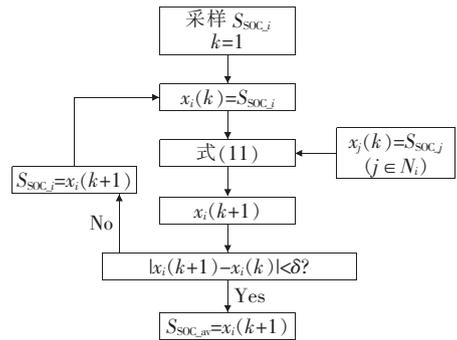


图 3 平均 SOC 迭代流程

Figure 3 The iterative flow chart of estimating  $S_{SOC\_av}$ 

## 2.5 总体控制结构

综合文 2.2~2.4 内容, 得到本文所提的控制策略总体框图, 如图 4 所示, 有功部分包含虚拟领导节点产生储能有功负荷率变化量参考值、牵制一致性迭代更新、有功参考值生成和有功参考值矫正 4 个环节; 无功部分包含虚拟领导节点产生逆变器无功负荷率变化量参考值、牵制一致性迭代更新和无功参考值生成 3 个环节。

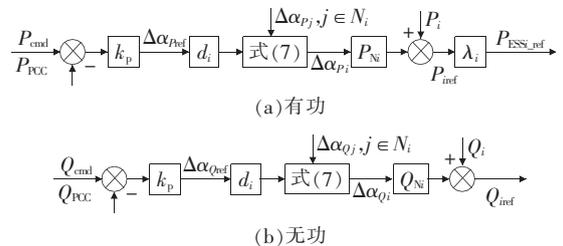


图 4 控制策略总体框图

Figure 4 The overall control block diagram

## 3 仿真实验

为验证本文方法的有效性, 在 Matlab/Simulink 软件中搭建仿真模型, 如图 5 所示, 每段线路的阻抗直接在图中标出; 带圈的数字 0~4 对应 5 个节点, 其中 0 号节点为虚拟领导节点, 用于检测 PCC 处的功率差额, 产生有功/无功负荷率变化量参考值, 并将该参考值发送给邻近节点。1~4 号各节点处接有光—储单元及其本地负荷, 内部结构见图 1。各节点之间的通信拓扑如图 5 中虚线所示, 构成联通的图。为简化模型, 各节点处的负荷、光伏出力曲线相同, 如图 6 所示。设计 3 种仿真情形: 情形 1 不

采取任何调控措施;情形 2 只控制 PCC 处的功率;情形 3 在控制 PCC 处功率的同时进行 SOC 均衡控制。

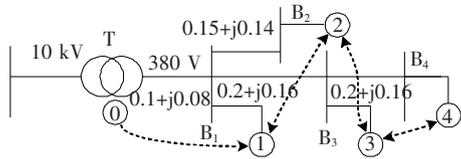


图 5 仿真模型拓扑结构

Figure 5 The topology of simulation model

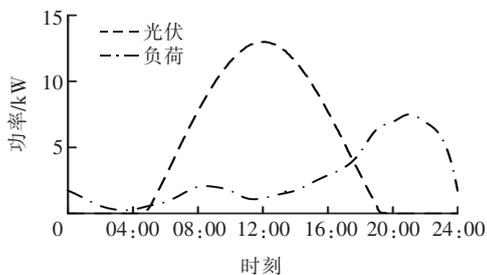
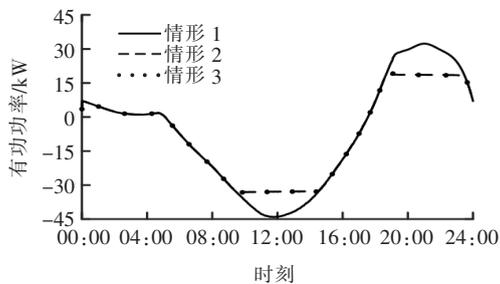


图 6 每个节点处的本地负荷和 PV 出力曲线

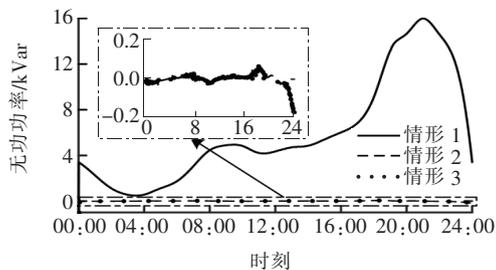
Figure 6 Load and PV output curve at each node

### 3.1 仿真情形 1

仿真模型中 4 个节点按照图 6 所示的光伏出力和负荷曲线运行,在没有任何调控措施的情况下,PCC 处的有功和无功功率曲线分别为图 7(a)、(b)中情形 1 对应的曲线,正值表示功率从主网流向配网。



(a) 有功功率



(b) 无功功率

图 7 PCC 处的有功和无功功率

Figure 7 Active and reactive power at the PCC

从图 7 中可以看出,中午的光伏出力峰值产生了较大的反向潮流,而在晚上的负荷高峰期则又出现了较大的正向潮流。2 个潮流峰值将导致配网内部某些节点电压发生较大幅度的波动并存在越限的情况,如图 8 所示,图中节点 4 所在的母线 B<sub>4</sub> 处电压在光伏出力峰值和负荷峰值期间,分别出现了超过额定值 10%和低于额定值 10%的情况。

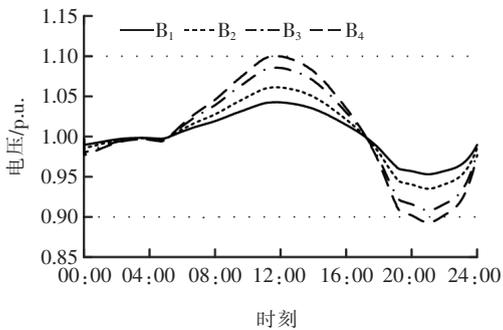


图 8 情形 1 下各节点电压曲线

Figure 8 The voltage curve of each node in scenario 1

### 3.2 仿真情形 2

仿真模型中的储能单元参数如表 1 所示,逆变器的额定无功功率分别为 5.5、6.0、6.5、7.0 kVar。在验证 PCC 处功率跟踪和储能功率均分控制策略时,先禁止 SOC 均衡控制环节。

表 1 储能单元参数

Table 1 Parameters of the ESS units

序号	额定功率/kW	额定容量/(kW·h)	初始 SOC/%
1	5.5	13.75	12
2	6.0	15.00	15
3	6.5	16.25	18
4	7.0	17.50	21

为简化仿真模型,PCC 处的功率参考值不再通过功率预测和优化调度产生,而是直接采用情形 1 仿真结果中 PCC 处功率限幅后的曲线,其中有功功率参考值的最大和最小值分别限制为 18.5、-33 kW,无功功率参考值始终为 0。仿真中 PCC 处功率采样与差值计算周期  $T_1$  为 20 s,一致性算法迭代周期  $T_2$  为 0.5 s。在该情形下,PCC 处有功和无功功率的仿真结果为图 7(a)、(b)中情形 2 对应的曲线,对比情形 1 的曲线,可得 PCC 处的有功和无

功率均能准确跟踪给定的参考值。储能单元充放电功率和逆变器输出无功功率仿真结果分别如图 9、10 所示。

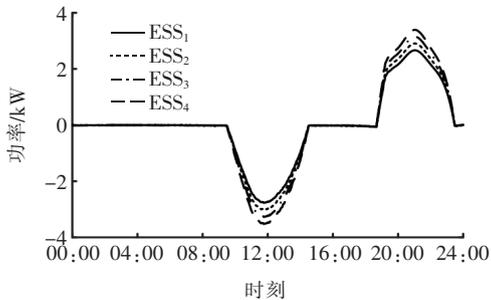


图 9 储能单元充放电功率曲线(放电为正值)

Figure 9 Charing/discharging power of ESS units in scenario 2

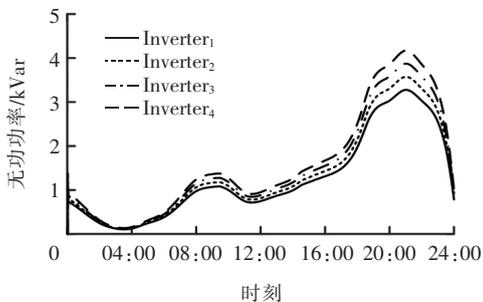


图 10 逆变器输出无功功率曲线

Figure 10 Reactive power of inverters in scenario 2

根据储能和逆变器的额定有功和无功功率可知,在情形 2 的控制策略下,能实现有功和无功功率的按比例分配,充分利用储能和逆变器的有功与无功能力。储能 SOC 的变化曲线如图 11 所示,可以看出,由于缺乏 SOC 均衡控制环节,当 SOC 初值不同时,各储能单元的 SOC 始终无法达到均衡。如果 SOC 上、下限分别设置为 80%、20%,则图 11 中一些储能单元的 SOC 会提前饱和或耗尽。

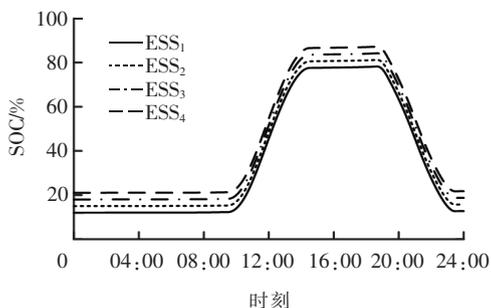


图 11 储能 SOC 变化曲线

Figure 11 The SOC of ESS units in scenario 2

### 3.3 仿真情形 3

本仿真情形的设置条件除了与情形 2 完全相同外,还加入了 SOC 均衡控制环节。此时,PCC 处有功和无功功率的仿真结果为图 7(a)、(b)中情形 3 对应的曲线,与情形 2 曲线几乎相同,这是因为功率协调控制环节不变且相当于外环,而 SOC 均衡控制环节相当于内环,所以不影响 PCC 处的总功率。储能单元充放电功率和逆变器输出无功功率仿真结果分别如图 12、13 所示。

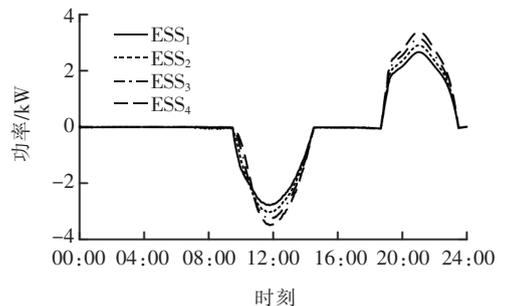


图 12 储能单元充放电功率曲线(放电为正值)

Figure 12 Charing/discharging power of ESS units in scenario 3

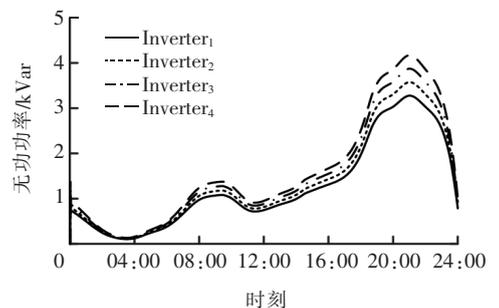


图 13 逆变器输出无功功率曲线

Figure 13 Reactive power of inverters in scenario 3

因为 SOC 均衡环节只修正有功参考值,且每个控制周期修正量很小,所以几乎不影响系统的无功分布情况,故情形 2、3 中逆变器的无功曲线几乎完全一样(图 10、13)。但是因为 SOC 均衡环节的影响,在 SOC 实现均衡之前,储能单元的输出功率不再完全按比例分配,如图 12 中 8~12 h 之间的曲线所示,对应的负荷率如图 14 所示。在 12 h 以后, SOC 实现均衡,如图 15 所示,储能单元的功率也再次保持按比例分配(图 14)。

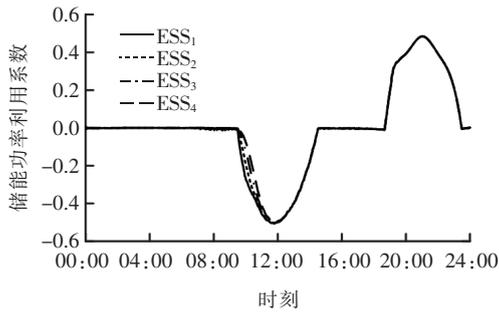


图 14 储能单元有功负荷率变化曲线

Figure 14 Active load ratios of ESS units in scenario 3

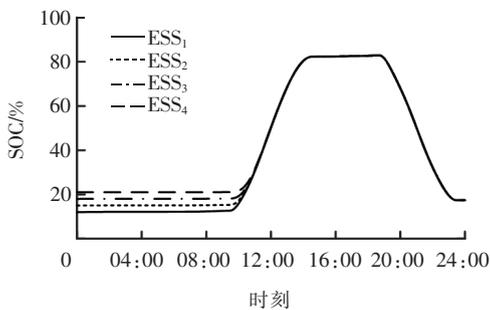


图 15 储能 SOC 变化曲线

Figure 15 The SOC of ESS units

最后,需要注意的是,对于配电系统而言,虽然本文的控制目标只是控制 PCC 处的功率跟踪调度指令,但是由于 PCC 处的功率大小与系统各节点电压有直接关系。因此,在本文控制策略下,系统中各母线的节点电压自然也得到了显著的改善,在情形 3 的仿真条件下,各节点电压曲线如图 16 所示,满足电压质量要求。

通过情形 3 的仿真结果可知,本文控制方法在有效控制 PCC 处功率跟踪调度指令的同时,能保证有功和无功功率在储能单元和逆变器间按比例均分,并实现储能 SOC 的均衡控制,改善系统电压质量。

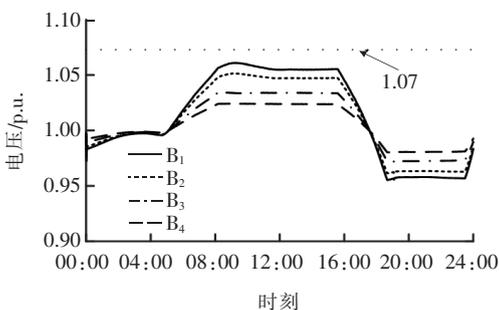


图 16 情形 3 下各节点电压曲线

Figure 16 The voltage curve of each node

## 4 结语

本文以控制主动配网 PCC 处功率跟踪参考值为目标,提出了一种分布式功率协调控制算法,分别利用储能单元和逆变器的剩余容量补偿 PCC 处的有功和无功偏差。该策略不需要中央控制器,只需各控制节点与邻居节点交换少量状态信息,便不仅能够实现有功和无功分别在储能单元和逆变器间的按比例分配,而且还能保证储能单元 SOC 的均衡控制。仿真结果验证了算法的有效性。

### 参考文献:

- [1] 丁雨,于艾清,高纯. 基于改进一致性算法的独立光储直流微电网电压稳定能量协调策略[J]. 中国电力,2022,55(3):74-79.  
DING Yu, YU Aiqing, GAO Chun. An energy coordination strategy for island DC microgrid with photovoltaic and storage system based on improved consensus algorithm[J]. Electric Power, 2022, 55(3): 74-79.
- [2] CHAUDHARY P, RIZWAN M. Voltage regulation mitigation techniques in distribution system with high PV penetration: a review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 82: 3279-3287.
- [3] WORTHMANN K, KELLETT C M, BRAUN P, et al. Distributed and decentralized control of residential energy systems incorporating battery storage[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(4): 1914-1923.
- [4] 吴倩,王洋,王琳媛,等. 计及波动平抑与经济性的风光储系统中混合储能容量优化配置[J]. 电测与仪表, 2022, 59(4): 112-119.  
WU Qian, WANG Yang, WANG Linyuan, et al. Capacity optimization of hybrid energy storage system in wind-solar-battery hybrid power system considering fluctuation smoothing and economy [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(4): 112-119.
- [5] 卢炳文,魏震波,魏平桢,等. 考虑消纳风电的区域综合能源系统电转气与储能设备优化配置[J]. 智慧电力, 2021, 49(5): 7-14+68.  
LU Bingwen, WEI Zhenbo, WEI Pingan, et al. Optimal configuration of PtG and energy storage equipment in

- regional integrated energy system considering wind power consumption[J]. *Smart Power*, 2021, 49(5): 7-14+68.
- [6] ZARRILLI D, GIANNITRAPANI A, PAOLETTI S, et al. Energy storage operation for voltage control in distribution networks: a receding horizon approach[J]. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 2018, 26(2): 599-609.
- [7] 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): 86-96.
- ZHANG Bo, TANG Wei, CAI Yongxiang, et al. Distributed control strategy of residential photovoltaic inverter and energy storage based on consensus[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(2): 86-96.
- [8] 侯力枫. 提高风储发电经济性的双储能系统模型预测控制方法[J]. *电网与清洁能源*, 2020, 36(5): 97-106.
- HOU Lifeng. A model predictive control method of the dual energy storage system for improving wind storage economy[J]. *Power System and Clean Energy*, 2020, 36(5): 97-106.
- [9] MA W, WANG W, WU X Z, et al. Control strategy of a hybrid energy storage system to smooth photovoltaic power fluctuations considering photovoltaic output power curtailment[J]. *Sustainability*, 2019, 11(5): 1324-1346.
- [10] 宫娅宁,秦红,付洪斌,等. 考虑源荷不确定性的光伏发电系统优化调度策略[J]. *电力科学与技术学报*, 2019, 34(2): 112-118.
- GONG Yaning, QIN Hong, FU Hongbin, et al. Optimal schedule strategy for photovoltaic generation system considering the uncertainty in source and load[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2019, 34(2): 112-118.
- [11] 侯慧,徐焘,肖振锋,等. 基于重力储能的风光储联合发电系统容量规划与评价[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(17): 74-84.
- HOU Hui, XU Tao, XIAO Zhenfeng, et al. Optimal capacity planning and evaluation of a wind-photovoltaic-storage hybrid power system based on gravity energy storage[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(17): 74-84.
- [12] 杨振铨,项基,李艳君. 配合主网调度的配电网分布式电源主动控制策略[J]. *中国电机工程学报*, 2019, 39(11): 3176-3186.
- YANG Zhenquan, XIANG Ji, LI Yanjun. Active control strategy of distributed generations for utility grid cooperation in distribution network[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2019, 39(11): 3176-3186.
- [13] GUAN Y J, MENG L X, LI C D, et al. Discharge rate balancing control strategy based on dynamic consensus algorithm for energy storage units in AC microgrids [C]//*IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition*, Tampa, FL, 2017.
- [14] ZERAATI M, HAMEDANI GOLSHAN M E, GUERRERO J M. Distributed control of battery energy storage systems for voltage regulation in distribution networks with high PV penetration[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2018, 9(4): 3582-3593.
- [15] 王源,南海鹏,关欣. 风水储微电网优化调度策略研究[J]. *高压电器*, 2020, 56(5): 216-222.
- WANG Yuan, NAN Haipeng, GUAN Xin. Optimal scheduling strategy of wind-hydro-storage micro-grid [J]. *High Voltage Apparatus*, 2020, 56(5): 216-222.