

分布式储能系统参与调压的主动配电网 两段式电压协调控制策略

张江林^{1,2}, 庄慧敏², 刘俊勇¹, 高红均¹, 张 里³, 夏榆杭⁴

(1. 四川大学 电气信息学院, 四川 成都 610065; 2. 成都信息工程大学 控制工程学院, 四川 成都 610225;

3. 国网四川省电力公司技能培训中心, 四川 成都 610072;

4. 国网四川省电力公司成都供电公司, 四川 成都 610041)

摘要:针对主动配电网的电压问题,提出一种基于两阶段运行优化的传统调压设备与分布式储能系统(DESS)协调控制方法。第一阶段为模型预测控制,采用较长时间间隔调节网络节点电压,以传统调压设备为控制对象,以网络损耗最小为目标,建立优化模型,并采用锥优化算法高效求解;第二阶段为基于电压灵敏度的 DESS 分散控制,负责控制频繁波动的关键节点电压,包括无功功率控制和有功充放电控制,除了进行本地控制,还协调中央控制器完成其他关键节点的控制。修改后的 IEEE 34 节点系统算例分析表明,所提方法能够有效抑制关键节点电压的频繁波动,阻止网络电压越限,减轻传统调压设备的调压负担。

关键词:主动配电网;分布式储能系统;两阶段优化;锥优化算法;分散控制

中图分类号:TM 727

文献标识码:A

DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2019.05.003

0 引言

为了缓解能源危机和环境污染的压力,电力系统正朝着“绿色电网”的方向快速发展。近年来,配电网中分布式电源(DG)(尤其是可再生能源(RES))的渗透率不断提高,电动汽车(EV)的数量也在迅速增加,然而,当大量 DG 并入配电网后,潮流由传统的单向流动变为双向流动,接入点电压升高的现象时有发生^[1],大量 EV 接入配电网充电常引起局部过负荷,导致接入点电压较大幅度的下降。此外,RES 发电的间歇性、随机性以及 EV 充电行为的随机性都会加剧配电网电压的频繁波动。电压问题已成为限制 RES 和 EV 大规模接入配电网的主要因素之一^[2]。

为了消纳更多的 RES 并减少 EV 充电等对电压质量的影响,配电网正在向主动配电网(ADN)方向发展。另一方面,随着储能技术的迅速发展,储能系统(ESS)所具备的储蓄能力和快速、灵活的功率调节特性,使它在电网中得到了越来越广泛的应用^[3]。其中,分布式储能系统(DESS)因占据空间小、成本低、配置灵活,在中低压配电网中应用广泛,为配电网的电压控制提供了新的思路。

目前,ADN 的电压控制已成为研究热点之一。配电网的调压设备主要包括有载变压器分接头(OLTC)和投切电容器组(CB),这 2 种设备的响应

速度和调节速度较慢,调节精度低,不能及时跟随 ADN 的电压波动,还需要能够快速响应的动态无功补偿设备参与电压控制^[4]。为此,有学者提出考虑 DG 的配电网无功优化和电压控制方法。文献[5]采用概率统计法建立同时考虑 RES 出力和负荷随机波动的配电网无功优化模型。文献[6]基于模型预测控制理论研究 OLTC 与分布式可调发电机的电压协调控制方法。文献[7]通过设置时间延迟来实现 OLTC 与风力发电机无功补偿的协调控制。文献[8-9]基于分层分区控制思想,采用自上而下的方式协调 OLTC 和 DG 无功出力,实现电压调节,但分区控制主要是基于规则实现协调控制,未能实现全局优化。此外,配电网的 R/X 较大,有功与无功紧密耦合,电压控制应同时考虑有功和无功的影响。文献[10]以 DG 和静止无功补偿器(SVC)为控制对象,提出全网集中优化和局部协调控制的方法。文献[11]应用多智能体协调控制理论实现 DG 的配电网电源协调控制,提高了配电网的静态电压稳定性。文献[12-13]中不仅考虑 DG 的无功支持,还将削减 DG 的有功出力作为配电网的调压手段。虽然 DG 可作为理想的无功源,但目前电网要求接入的 DG 运行于单位功率因数模式。文献[14-15]提出 EV 参与调压的电压协调控制策略,但没有考虑车主意愿。

随着 DESS 在 ADN 中应用的增加,已有文献考虑 DESS 的调压作用,研究 DESS 在配电网中的配置、规划及运行控制策略^[16-20]。文献[16]为 DESS 设计一种本地充/放电控制器,缓解光伏发电(PV)引起的公共连接点(PCC)处过电压问题。文献[17]针对多个 DESS 提出集中优化控制策略,但中

收稿日期:2018-09-08;修回日期:2019-03-14

基金项目:国家高技术研究发展计划(863 计划)项目(2014-AA051901);国家自然科学基金资助项目(51377111)

Project supported by the National High Technology Research and Development Program of China(863 Program)(2014AA051901) and the National Natural Science Foundation of China(51377111)

央控制器 CC (Central Controller) 的计算负担较重, 并且对通信系统的可靠性要求很高。文献 [18-19] 提出基于规则的 OLTC 和储能系统充放电协调控制策略, 解决了 DG 接入系统时引起的电压升高问题。文献 [20] 提出基于一致性算法的多个 DESS 分布式协调控制, 但没有考虑各 DESS 的荷电状态 (SOC)、充放电功率约束等方面的差异。

综上所述, 本文提出一种 DESS 与传统调压设备优化协调控制 ADN 电压的方法——两段式优化控制法。该方法中, 传统调压设备作为主控设备, 以较长时间间隔调节网络各节点电压; DESS 为辅助调压设备, 负责调节电压频繁波动的关键节点。在考虑 DESS 荷电状态、功率约束的前提下, 通过对传统调压设备的模型预测控制 (MPC) 及 DESS 的分散控制, 使网络节点电压维持在允许范围内, 并满足关键节点对电压的特殊要求。采用锥优化算法高效求解 MPC 优化模型。修改后的 IEEE 34 节点系统算例分析验证了所提方法的有效性。

1 两段式电压协调控制框架

本文参与调压的设备包括传统调压设备 (OLTC 和 CB) 及 DESS。根据这 2 类调压设备调压成本和响应速度的特点, 将传统调压设备作为主要调压设备, 进行整个电网电压的调节, 而将 DESS 作为辅助调压设备, 负责电压波动频繁的关键节点电压的调节。2 类设备的协调控制框架如图 1 所示。

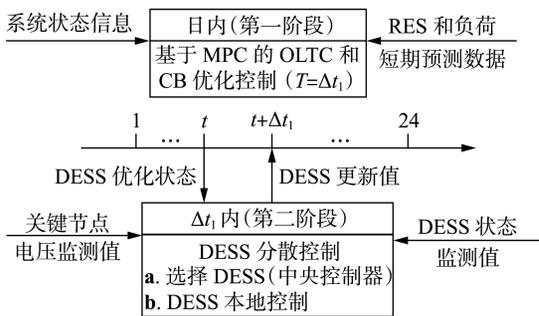


图 1 两段式电压协调控制框架

Fig.1 Two-stage voltage coordinated control framework

第一阶段是日内基于短期预测数据的预测控制, 采样间隔为 Δt_1 , 调压设备为 OLTC 和 CB, 使节点电压在允许范围内; 第二阶段是间隔 Δt_1 内的实时控制, 在 OLTC 和 CB 动作后的 Δt_1 内, 若监测到关键节点电压越限, 则合理选择 DESS 向系统提供无功支持或/和充/放电有功功率, 使关键节点电压在限定值范围内。此外, RES 按相关规范要求, 运行于单位功率因数模式。

2 基于 MPC 的第一阶段优化控制

MPC 不但利用当前和过去的偏差值, 而且还利用预测模型来预估未来的偏差值, 以滚动优化确定

当前的最优输入策略, 具有较强的鲁棒性^[21]。因此, 为了减少 RES 出力及负荷需求预测误差的影响, 对 OLTC 和 CB 实施 MPC 优化控制。

2.1 滚动优化模型

在预测控制中, DESS 只用于有功功率平衡, 不提供无功支持。在每个采样时刻, 以 RES、负荷的短期预测值及 DESS 当前状态作为初始值, 以预测时段 t_p 内网络损耗最小为目标函数, 在线求解预测时域的开环优化控制问题, 实现对传统调压设备的控制。

目标函数:

$$\min f = \sum_{t=t_s}^{t_s+t_p} P_{\text{los}}(t) \quad (1)$$

$$P_{\text{los}}(t) = \sum_{i=1}^N \sum_{j \in i} G_{ij} (V_i^2(t) + V_j^2(t) - 2V_i(t)V_j(t)\cos\theta_{ij}(t))$$

其中, t_s 为某一采样时刻; $P_{\text{los}}(t)$ 为 t 时刻配电网的有功损耗; G_{ij} 为支路 $i-j$ 的电导; $V_i(t)$ 、 $V_j(t)$ 、 $\theta_{ij}(t)$ 分别为 t 时刻节点 i 、 j 的电压幅值及两节点的电压相角差; N 为网络节点总数; $j \in i$ 表示 j 为和节点 i 相连的节点。

约束条件如下。

a. 潮流平衡方程。

$$\begin{aligned} P_i(t) - V_i(t) \sum_{j \in i} V_j(t) (G_{ij} \cos \theta_{ij}(t) + B_{ij} \sin \theta_{ij}(t)) &= 0 \\ Q_i(t) - V_i(t) \sum_{j \in i} V_j(t) (B_{ij} \cos \theta_{ij}(t) - G_{ij} \sin \theta_{ij}(t)) &= 0 \end{aligned} \quad (2)$$

$$P_i(t) = P_{\text{DG},i}(t) + P_{\text{ES},i}(t) - P_{\text{L},i}(t)$$

$$Q_i(t) = n_{\text{CB},i}(t) B_{\text{C},i} V_i^2 - Q_{\text{L},i}(t)$$

其中, B_{ij} 为支路 $i-j$ 的电纳; $P_{\text{DG},i}(t)$ 、 $P_{\text{ES},i}(t)$ 、 $P_{\text{L},i}(t)$ 分别为 t 时刻节点 i 处 DG 单元输出的有功功率、储能单元的充/放电有功功率 (放电为正, 充电为负)、负荷有功功率; $Q_{\text{L},i}(t)$ 为 t 时刻节点 i 处负荷无功功率; $B_{\text{C},i}$ 、 $n_{\text{CB},i}(t)$ 分别为节点 i 处 CB 单组的等效电纳及 t 时刻投切的组数。OLTC 所在支路采用文献 [22] 的等效模型, 变比 $k_{\text{mn}} = 1 + r_{\text{mn}} a_0$, r_{mn} 、 a_0 分别为 OLTC 档位 (基准档位为 0, 高于基准档位为正, 低于基准档位为负) 及调节步长。

b. 蓄电池模型。

本文的储能单元以蓄电池为例, 蓄电池的储能状态采用荷电状态描述。蓄电池在 t 时刻的荷电状态与 $t-1$ 时刻的荷电状态及从 $t-1$ 到 t 时刻内的充放电状态有关^[23], 表示如下。

充电状态时 $P_{\text{ES}} \leq 0$, 有:

$$S_{\text{oc}}(t) = S_{\text{oc}}(t-1) (1 - \sigma') - \frac{P_{\text{ES}}(t) \Delta t_1}{W_{\text{rt}}} \eta_{\text{c}} \quad (3)$$

放电状态时 $P_{ES} > 0$, 有:

$$S_{oc}(t) = S_{oc}(t-1)(1-\sigma') - \frac{P_{ES}(t)\Delta t_1}{\eta_D W_n} \quad (4)$$

其中, $S_{oc}(t)$ 、 $P_{ES}(t)$ 分别为 t 时刻电池储能系统 (BESS) 的荷电状态和充/放电功率; σ' 、 η_C 、 η_D 分别为电池储能系统的自放电率和充、放电效率; W_n 为电池储能系统额定储能容量。

运行约束:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{ES,i}(t) \leq P_{dis,i}^{\max} & \text{放电} \\ -P_{ch,i}^{\max} \leq P_{ES,i}(t) \leq 0 & \text{充电} \end{cases} \quad (5)$$

$$S_{oc,\min} \leq S_{oc}(t) \leq S_{oc,\max} \quad (6)$$

其中, $P_{ch,i}^{\max}$ 、 $P_{dis,i}^{\max}$ 分别为节点 i 处电池储能单元的最大充、放电功率; $S_{oc,\max}$ 、 $S_{oc,\min}$ 分别为电池储能单元荷电状态的上、下限值。

通常情况下, 电池储能系统在调度周期最后时刻 T 的剩余电量应该与初始时刻相同^[23], 即:

$$S_{oc}(T) = S_{oc}(0) \quad (7)$$

c. OLTC 和 CB 约束。

$$k_{mn,\min} \leq k_{mn} \leq k_{mn,\max} \quad (8)$$

$$0 \leq n_{CB} \leq n_{CB,\max} \quad (9)$$

其中, $k_{mn,\max}$ 、 $k_{mn,\min}$ 分别为 OLTC 变比的上、下限值; $n_{CB,\max}$ 为 CB 的最大组数。

d. 网络运行约束。

$$V_{\min} \leq V_i(t) \leq V_{\max} \quad (10)$$

$$I_{ij}^2(t) = (V_i^2(t) + V_j^2(t) - 2V_i(t)V_j(t)\cos\theta_{ij}(t))(G_{ij}^2 + B_{ij}^2) \leq I_{ij,\max}^2 \quad (11)$$

其中, V_{\max} 、 V_{\min} 分别为节点电压幅值的上、下限值; $I_{ij}(t)$ 、 $I_{ij,\max}$ 分别为 t 时刻支路 $i-j$ 中的电流及其最大允许值。

2.2 优化模型的求解

以上建立的传统调压设备滚动优化模型为混合整数型非线性规划模型。通过变量替换将非线性模型转换为线性模型、非线性约束转换为锥约束, 然后应用锥优化法^[22]求解。该方法能够有效避免寻优过程陷入局部极值的情况, 确保解的全局最优性。

令 $V_i^2 = \sqrt{2}\bar{V}_{sqi}$ 、 $V_i V_j \cos\theta_{ij} = \bar{V}_{csij}$ 、 $V_i V_j \sin\theta_{ij} = \bar{V}_{snij}$, 其中 \bar{V}_{sqi} 对应网络中的节点, \bar{V}_{csij} 、 \bar{V}_{snij} 对应网络中的支路, 则网络损耗计算式变为:

$$P_{\text{los}} = \sum_{i=1}^N \sum_{j \in i} G_{ij}(\sqrt{2}\bar{V}_{sqi}(t) + \sqrt{2}\bar{V}_{sqj}(t) - 2\bar{V}_{csij}(t)) \quad (12)$$

潮流方程变为:

$$\begin{aligned} P_i(t) - \sqrt{2}G_{ii}\bar{V}_{sqi}(t) - \sum_{j \in i} (G_{ij}\bar{V}_{csij}(t) + B_{ij}\bar{V}_{snij}(t)) &= 0 \\ Q_i(t) - \sqrt{2}B_{ii}\bar{V}_{sqi}(t) - \sum_{j \in i} (B_{ij}\bar{V}_{csij}(t) - G_{ij}\bar{V}_{snij}(t)) &= 0 \end{aligned} \quad (13)$$

此外, 新的变量还满足如下等式关系:

$$\bar{V}_{csij}^2 + \bar{V}_{snij}^2 = 2\bar{V}_{sqi}\bar{V}_{sqj} \quad (14)$$

将等式约束式 (14) 松弛为不等式约束式 (15), 则构成旋转锥的笛卡尔乘积形式。

$$\bar{V}_{csij}^2 + \bar{V}_{snij}^2 \leq 2\bar{V}_{sqi}\bar{V}_{sqj} \quad (15)$$

网络运行约束变为:

$$V_{\min}^2/\sqrt{2} \leq \bar{V}_{sqi}(t) \leq V_{\max}^2/\sqrt{2} \quad (16)$$

$$(\sqrt{2}\bar{V}_{sqi}(t) + \sqrt{2}\bar{V}_{sqj}(t) - 2\bar{V}_{csij}(t))(G_{ij}^2 + B_{ij}^2) \leq I_{ij,\max}^2 \quad (17)$$

上述变量替换和约束松弛后得到一个锥优化模型, 可用 MATLAB 的凸优化工具箱 sedumi 求解。

3 基于电压灵敏度的 DESS 分布式控制

对于 RES 发电单元接入点及特殊负荷 (如 EV) 接入点, 其电压波动较频繁, 为避免传统调压设备频繁动作, 由系统的 DESS 调节这些节点电压。

换流器作为储能单元与电网的接口, 不仅能实现有功功率的充/放电控制, 而且可以向电网提供一定的无功辅助功能^[19]。

3.1 DESS 的选择

a. 电压灵敏度。

电压灵敏度因子反映了节点注入功率变化对节点电压的影响程度, 可由潮流方程中的雅可比矩阵计算得到^[24]。灵敏度矩阵方程为:

$$\Delta V = [S_p \quad S_Q] \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (18)$$

其中, 灵敏度 $S_p = \partial V / \partial P$, $S_Q = \partial V / \partial Q$, 取决于网络结构和运行状态, 灵敏度矩阵通常不会随网络运行状态变化而发生较大变化^[24]; V 、 P 、 Q 分别为电压向量、有功功率向量和无功功率向量; ΔV 、 ΔP 、 ΔQ 分别为电压增量向量、有功功率增量向量和无功功率增量向量。

b. DESS 选择因子。

为了合理分配 DESS 的调压任务, 引入选择矩阵 M , 并分成有功功率、无功功率两部分。该矩阵能够充分体现 DESS 当前荷电状态及功率极限等对其调压能力的影响。其表达式为:

$$M = \begin{bmatrix} M_p & 0 \\ 0 & M_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_p & 0 \\ 0 & S_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_p & 0 \\ 0 & A_Q \end{bmatrix} \quad (19)$$

$$A_p = \begin{bmatrix} A_{p1} & & 0 \\ & \ddots & \\ 0 & & A_{pm} \end{bmatrix}, \quad A_Q = \begin{bmatrix} A_{Q1} & & 0 \\ & \ddots & \\ 0 & & A_{Qm} \end{bmatrix}$$

其中, 对角阵 A_p 、 A_Q 为储能可用矩阵, 反映了各储能单元可否为网络调压提供有功或无功支持的状态; 灵敏度矩阵 S_p 和 S_Q 均为 $n_{cr} \times m$ (n_{cr} 、 m 分别为

关键节点和储能单元的个数)维,反映了每个储能单元的功率变化对节点电压的影响度。

有功可用矩阵 \mathbf{A}_p 是一个 $m \times m$ 维的对角矩阵,由荷电状态和额定有功功率决定,对角元素取值为:

$$A_{pj} = \begin{cases} 1 & \text{满足式(5)和(6)} \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad j=1,2,\dots,m \quad (20)$$

无功可用矩阵 \mathbf{A}_Q 也是一个 $m \times m$ 维的对角矩阵,但无功功率是通过储能单元的逆变器获得的,不受荷电状态的限制,故对角元素取值如下:

$$A_{Qj} = \begin{cases} 1 & 0 < Q_{ES,j} < Q_{ES,j}^{\max} \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad j=1,2,\dots,m \quad (21)$$

其中, $Q_{ES,j}$ 、 $Q_{ES,j}^{\max}$ 分别为第 j 个储能系统提供的无功功率及其最大值。

蓄电池无功功率、有功功率控制的选择因子分别取为 \mathbf{M}_Q 和 \mathbf{M}_p 的最大元素 $m_{q,\max}$ 、 $m_{p,\max}$ 。

3.2 基于电压灵敏度的 DESS 分散控制

DESS 分散控制器具有测量本地电压和实施本地控制 2 种控制功能。若不能将本地电压控制在允许范围内,则将本地电压当前值发送给中央控制器;接收中央控制器发送的其他节点的越限电压值,实施对其他节点电压的控制。

蓄电池分散控制器的本地控制策略如下。

a. 测量本地节点电压 V_{cj} ,若该电压越限,则基于电压灵敏度因子计算本地蓄电池应注入电网的无功功率增量 $\Delta Q_{ES,j}$:

$$\Delta Q_{ES,j} = (V_{cj} - V_{lm}) / (\partial V_{cj} / \partial Q_{ES,j}) \quad (22)$$

$$V_{lm} = \begin{cases} V_{cr}^{\max} & V_{cj} > V_{cr}^{\max} \\ V_{cr}^{\min} & V_{cj} < V_{cr}^{\min} \end{cases} \quad (23)$$

其中, V_{lm} 、 V_{cr}^{\max} 、 V_{cr}^{\min} 分别为关键节点电压的限值、允许的最大值和最小值。

b. 确定无功功率整定值 $Q_{set,j}$,并实施无功控制:

$$\text{if } Q_{ES,j} = Q_{ES,j0} + \Delta Q_{ES,j} \geq Q_{ES,j}^{\max}, \text{ then } Q_{set,j} = Q_{ES,j}^{\max}$$

$$\text{else } Q_{set,j} = Q_{ES,j}$$

其中, $Q_{ES,j0}$ 为第 j 个储能系统提供的无功功率初始值。

c. 当 $Q_{set,j} = Q_{ES,j}^{\max}$,而本地电压仍然越限时,若 $S_{oc,\min} \leq S_{oc}(t) \leq S_{oc,\max}$,则按如下方法确定有功功率整定值 $P_{set,j}$,实施充/放电控制。

$$\Delta P_{ES,j} = (V_{cj} - V_{lm}) / (\partial V_{cj} / \partial P_{ES,j}) \quad (24)$$

$$\text{if } P_{ES,j} = P_{ES,j0} + \Delta P_{ES,j} \geq P_{dis,j}^{\max}, \text{ then } P_{set,j} = P_{dis,j}^{\max}$$

$$\text{else if } P_{ES,j} = P_{ES,j0} + \Delta P_{ES,j} \leq -P_{ch,i}^{\max},$$

$$\text{then } P_{set,j} = -P_{ch,i}^{\max}$$

$$\text{else } P_{set,j} = P_{ES,j}$$

其中, $P_{ES,j0}$ 为第 j 个储能系统充/放电功率初始值。

d. 若蓄电池的充放电功率已达到最大值,而本地电压仍然越限,则将本地节点电压值和蓄电池的当前状态发送给中央控制器,由中央控制器协调其他储能单元进行电压控制。

3.3 分散控制与中央控制的协调

当中央控制器接收到 DESS 分散控制器发送的本地电压信号或监测到其他关键节点电压出现越限的情况,则按附录中图 A1 所示的流程与 DESS 分散控制器进行协调控制。协调控制过程如下:

a. 若系统中某节点电压越限,中央控制器首先检查所有储能单元是否有可用无功容量,若有,则计算矩阵 \mathbf{M}_Q ,并选择其最大元素对应的储能单元为控制对象,向其分散控制器发送启动命令和越限的电压值;

b. 被选中的分散控制器接到命令后,计算无功整定值 $Q_{set,j}$ 并对本地储能单元实施无功控制,同时,更新本地储能单元的状态 A_{Qj} ,反馈给中央控制器;

c. 若储能单元没有可用无功容量,中央控制器再检查所有储能单元是否有可用的充放电容量,若有,则计算有功功率控制的选择因子 $m_{p,\max}$,选择对应的储能单元为控制对象,向其分散控制器发送启动命令和越限电压值;

d. 被选中的分散控制器接到命令后,计算有功整定值 $P_{set,j}$ 并对本地储能单元实施充放电控制,同时,更新本地储能单元的状态 A_{pj} ,反馈给中央控制器。

DESS 的有功功率充放电行为直接影响其寿命,而无功功率输出主要取决于其逆变器,因此先通过 DESS 无功控制调节电压,当输出的无功功率达到其限值而电压仍然越限时,再启动 DESS 的有功功率充放电控制。

4 算例分析

4.1 算例概况

本文以修改后的 IEEE 34 节点配电网为例进行分析。测试网络结构如附录中图 A2 所示,其中节点 0 为根节点。系统基准电压为 24.9 kV,变压器容量为 2.5 MV·A,档位数 9,调压步长为 0.012 5 p.u.;节点 25 和 27 安装的并联补偿 CB 分别为 CB1(2 组)、CB2(3 组),每组容量为 50 kvar;馈线调压器 VR1 和 VR2 都有 17 个档位,调压步长为 0.006 25 p.u.。

节点 11、25、30、34 处分别连接容量为 200 kW、300 kW、200 kW、400 kW 的光伏发电单元;节点 11、25、28、33 各连接 1 个锂电池储能系统,充、放电率均为 0.9,其他参数见附录中表 A1;节点 34 连接 1 个 EV 充电站,最大充电功率为 140 kW,主要充电时段

为 12:00—14:00、19:00—22:00;其他负荷总有功功率为 1 775 kW,总无功功率为 1 045 kvar。光伏发电运行于单位功率因数。取基准功率 $S_B = 2.0 \text{ MV} \cdot \text{A}$,基准能量 $E_B = 1.0 \text{ MW} \cdot \text{h}$ 。电压允许范围为 0.95~1.05 p.u.。关键节点为光伏发电连接的 PCC 节点。

4.2 仿真分析

日内预测控制的滚动优化间隔 Δt_1 取为 30 min,预测时长为 1 h,控制时长等于预测时长。以夏天中的某一天为例,24 h 内光伏发电和负荷的短期预测功率曲线如附录中图 A3 所示。

4.2.1 典型场景下的仿真分析

选择 2 个典型场景检验本文方法的有效性。

a. 场景 1:时段 11:00—14:00,光伏出力比较大,而负荷处于平时状态。对该时刻的光伏出力预测曲线施加一个随机扰动,扰动最大幅度为预测值的 10%,用以模拟光伏输出的波动。

b. 场景 2:时段 19:00—22:00,光伏出力为 0,而负荷处于峰时状态。为了模拟 EV 充电带来的负荷波动,对该时段的负荷预测曲线施加一个随机扰动,扰动最大幅度为预测值的 7%。

在上述 2 个场景中,对系统采用不同的控制方案进行仿真:不施加任何控制;只施加第一阶段的 MPC;施加协调控制。仿真步长为 5 min。通过仿真发现:场景 1 中,节点 25 的电压超过电压上限值最多,场景 2 中,节点 34 的电压最小且波动频繁。因此,以这 2 个节点为控制对象,比较不同控制方案的控制效果。这 2 个节点在不同控制方案下的电压曲线分别如图 2 所示,图中 V_{25} 、 V_{34} 分别为节点 25、34 电压,后文类似(电压均为标么值,后同)。

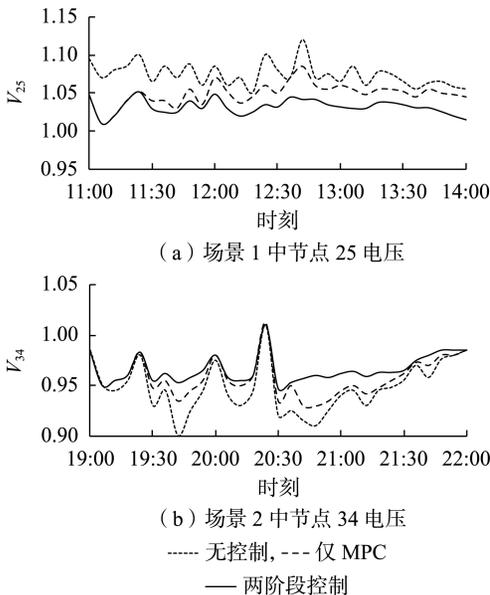


图 2 两节点在不同控制方案下的电压曲线
Fig.2 Voltage curves of two nodes under different control schemes

由图 2 可以看出,不施加任何控制时,节点 25

和 34 的电压在整个时段内大部分时期都处于越限状态,且波动较大;施加 MPC 后,电压越限程度降低,但在部分时期仍然越限,波动依旧较频繁;而施加协调控制后,节点电压在整个时期都维持在允许范围内,且波动较小。

场景 1 中,大约在 11:30,各分布式储能单元输出的无功功率减小到 0,然后开始从电网吸收有功功率,如图 3 所示,其中,储能系统 BS25 的充电功率最大。这是因为在 11:00—14:00 期间,光伏出力比较大,网络节点电压升高,关键节点电压超过上限值,其中,节点 25 电压超越最多。在 12:30 左右,BS25 的充电功率达到最大,12:40 左右下降为 0,其荷电状态达到最大值,而节点 25 电压仍然越限,因此根据选择因子选择 BS28 开始充电,直至节点 25 电压下降到正常范围内。

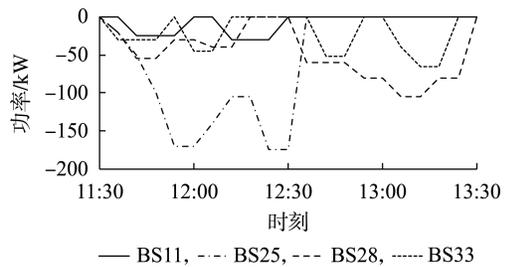


图 3 场景 1 中各储能系统的有功功率

Fig.3 Active power of each energy storage system in Scenario 1

场景 2 中,19:30 左右,各分布式储能单元输出的无功功率达到最大值,然后开始向电网注入有功功率,如图 4 所示,其中,BS33 的放电功率最大。这是由于在 19:00—22:00 期间,光伏出力为 0,网络节点电压降低,关键节点电压低于下限值,其中,节点 34 电压最低。在 20:45 左右,BS33 的放电功率下降为 0,荷电状态达到最大值,而节点 34 电压仍低于下限,根据选择因子选择 BS28 向电网放电,直至节点 34 电压上升到正常范围内。

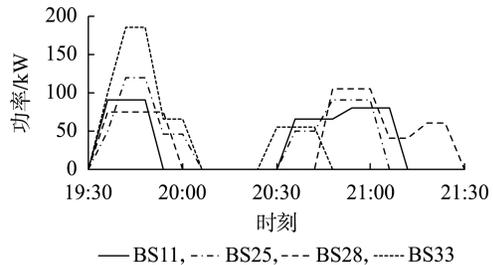


图 4 场景 2 中各储能系统的有功功率

Fig.4 Active power of each energy storage system in Scenario 2

4.2.2 日内控制结果分析

采用本文提出的两阶段控制方法对系统进行日内电压控制,日内网络损耗为 1 217 kW·h。图 5 为控制后的关键节点电压曲线,图 6 为各储能系统的荷电状态曲线。图 5 表明,两阶段控制策略能够使关键

节点电压在 24 h 内的任何时刻都在正常范围内。

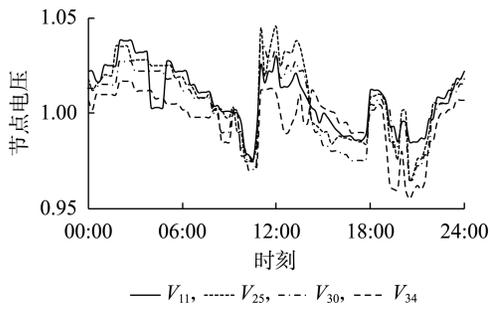


图 5 关键节点电压曲线

Fig.5 Voltage curves of critical nodes

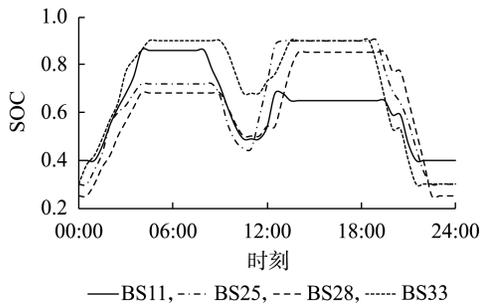


图 6 各储能系统的荷电状态曲线

Fig.6 SOC curves of each energy storage system

传统调压控制方法下的日内网络损耗为 1 319 kW·h, 高于两阶段控制法。这是由于关键节点电压越限时, 优先由邻近的 DESS 进行无功补偿和有功平衡, 减少了线路中的潮流流动, 从而降低了有功损耗。两阶段控制法和传统调压法所得到的 OLTC 和 CB 的优化整定值如图 7 所示。比较图 7(a)、(b)可

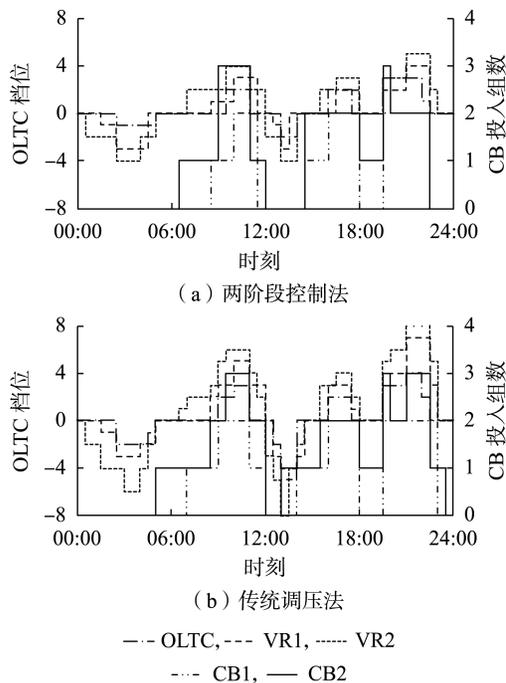


图 7 两阶段控制法和传统调压法的 OLTC 和 CB 整定值

Fig.7 Setting values of OLTCs and CBs for two-stage control and traditional voltage control methods

以得出, OLTC 和 CB 在传统控制法中的调节次数大于两阶段控制, 尤其是 VR2, 2 种控制策略中 OLTC 和 CB 的动作次数比较如表 1 所示。由此表明, 两阶段控制法不仅可以保证节点电压实时保持在正常范围内, 还可减少 OLTC 和 CB 动作次数, 延长其寿命。

表 1 2 种控制策略中 OLTC 和 CB 的动作次数比较

Table 1 Action times comparison of OLTCs and CBs between two control strategies

控制策略	动作次数				
	OLTC	VR1	VR2	CB1	CB2
两阶段控制法	11	14	17	7	9
传统调压法	15	20	28	9	13

5 结论

针对 ADN 中潮流双向性及 RES、特殊负荷(如 EV)带来的电压频繁波动等问题, 本文提出了 DESS 参与调压的两阶段电压协调控制策略: 第一阶段为较长时间间隔的日内预测优化控制, 电压控制设备为 OLTC 和 CB, DESS 仅用于有功平衡, 不提供无功支持, 该阶段优化控制以网络损耗最小为目标函数, 采用二阶锥规划法高效求解; 第二段控制为第一段时间尺度内的实时分布式控制, 以 DESS 为控制设备, 根据选择因子选择最合理的储能系统, 通过无功控制和有功充放电控制使关键节点电压实时维持在正常范围内。

通过对含高渗透率光伏发电、DESS、特殊负荷 EV 的 IEEE 34 节点算例的仿真测试, 验证了所提策略的正确性和有效性。算例结果表明: 通过不同时间尺度的两阶段协调及传统调压设备与灵活可控的 DESS 的协调, 在确保系统电压在正常范围内的同时, 有效抑制了关键节点电压的波动, 而且由于调节 DESS 功率输出能够实现对电压的快速、连续控制, 较大幅度地减少了传统调压设备的调节次数。

但本文所提出的控制策略没有考虑 DESS 参与调压对其寿命的影响, 后续可研究考虑 DESS 寿命的电压控制方法及 DESS 与其他可控 DG 的协调控制策略。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] AYMAN B, SALAMA M M A. Management scheme for increasing the connectivity of small-scale renewable DG[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2014, 27(1): 1-8.
- [2] 陈旭, 张勇军, 黄向敏. 主动配电网背景下无功电压控制方法综述[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(1): 143-151. CHEN Xu, ZHANG Yongjun, HUANG Xiangmin. Review of reactive power and voltage control method in the background of active distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(1): 143-151.
- [3] 叶季蕾, 薛金花, 王伟, 等. 储能技术在电力系统中的应用现状

- 与前景[J]. 中国电力,2014,47(3):1-5.
YE Jilei, XUE Jinhua, WANG Wei, et al. Application of energy storage technology and its prospect in power system[J]. Electric Power, 2014, 47(3):1-5.
- [4] 王旭冉,郭庆来,孙宏斌,等. 考虑快速动态无功补偿的二级电压控制[J]. 电力系统自动化,2015,39(2):53-59.
WANG Xuran, GUO Qinglai, SUN Hongbin, et al. Secondary voltage control considering rapid dynamic reactive power compensation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(2):53-59.
- [5] 王淳,高元海. 基于概率统计的含间歇性分布式发电的配电网无功优化[J]. 电网技术,2014,38(4):1032-1037.
WANG Chun, GAO Yuanhai. Probability statistics based reactive power optimization of distribution network containing intermittent distributed generations[J]. Power System Technology, 2014, 38(4):1032-1037.
- [6] 庄慧敏,张江林. 基于模型预测的主动配电网电压协调控制[J]. 中国电力,2016,49(12):58-64.
ZHUANG Huimin, ZHANG Jianglin. Coordinated voltage control based on model prediction in active distribution networks[J]. Electric Power, 2016, 49(12):58-64.
- [7] SHEMSEDIN N S, PEIYUAN C W. On coordinated control of OLTC and reactive power compensation for voltage regulation in distribution systems with wind power[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(5):4026-4035.
- [8] KASHEM M, MICHAEL N, GERARD L. A coordinated voltage control approach for coordination of OLTC, voltage regulator, and DG to regulate voltage in a distribution feeder[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2015, 51(2):1239-1248.
- [9] JOHANNA B, RITWIK M. Integration of distributed generation in the volt/var management system for active distribution networks[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(2):576-586.
- [10] 董雷,明捷,蒲天骄,等. 主动配电网三相电压优化及校正控制方法[J]. 电力自动化设备,2017,37(1):35-40.
DONG Lei, MING Jie, PU Tianjiao, et al. Three-phase voltage optimization and correction of active distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(1):35-40.
- [11] 杨志淳,乐健,刘开培,等. 基于多智能体的含虚拟发电厂配电网的电压稳定性协调控制[J]. 电力自动化设备,2013,33(11):32-37.
YANG Zhichun, LE Jian, LIU Kaipei, et al. Coordinative voltage stability control based on multi-agent theory for distribution network with VPP[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(11):32-37.
- [12] 庄慧敏,肖健. 主动配电网的两阶段优化调度模型[J]. 西南交通大学学报,2015,50(5):928-934.
ZHUANG Huimin, XIAO Jian. A two-stage optimal schedule model for the active distribution network[J]. Journal of Southwest Jiaotong University, 2015, 50(5):928-934.
- [13] SAM W, CARLOS G, JOHAN D. Combined central and local active and reactive power control of PV inverters[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 5(3):776-784.
- [14] MOEIN M, HASSAN F, ALI P, et al. A novel volt-var optimization engine for smart distribution networks utilizing vehicle to grid dispatch[J]. Electrical Power and Energy Systems, 2016, 74:238-251.
- [15] 苏栗,胡勇,王玮,等. 基于电动汽车无功补偿的配电网电压调控策略[J]. 电力系统自动化,2017,41(10):72-81.
SU Li, HU Yong, WANG Wei, et al. Voltage regulation strategy for distribution network based on reactive power compensation of electric vehicles[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(10):72-81.
- [16] ALAM M J E, MUTTAQI K M, SUTANTO D. Distributed energy storage for mitigation of voltage-rise impact caused by rooftop solar PV[C]//2012 IEEE Power Energy Society General Meeting. San Diego, CA, USA:[s.n.], 2012:1-8.
- [17] MOKHTARI G, NOURBAKHSH G, GHOSH A. Centralized optimal control of energy storage units for voltage and loading management in distribution networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(4):4812-4820.
- [18] LIU Xiaohu, AICHHORN A, LIU Liming, et al. Coordinated control of distributed energy storage system with tap changer transformers for voltage rise mitigation under high photovoltaic penetration[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, 3(2):897-906.
- [19] WANG P, LIANG D H, YI J, et al. Integrating electrical energy storage into coordinated voltage control schemes for distribution networks[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(2):1018-1032.
- [20] GHASSEM M, GHAVAMEDDIN N, ARINDAM G. Smart coordination of Energy Storage Units(ESUs) for voltage and loading management in distribution networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(4):4812-4820.
- [21] 李鹏,张保会,汪成根,等. 基于模型预测的分布式电压协调控制[J]. 电力系统自动化,2010,34(11):8-12.
LI Peng, ZHANG Baohui, WANG Chenggen, et al. The model prediction based distributed coordinated voltage control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(11):8-12.
- [22] 刘斌,刘锋,梅生伟,等. 基于二阶锥优化的含有载调压变压器主动配电网最优潮流[J]. 电力系统自动化,2015,39(19):40-47.
LIU Bin, LIU Feng, MEI Shengwei, et al. Optimal power flow in active distribution networks with on-load tap changer based on second-order cone programming[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(19):40-47.
- [23] 朱泽锋,赵晋泉,魏文辉,等. 主动配电网中电池储能系统最优充放电策略[J]. 电力系统自动化,2016,40(20):47-54.
ZHU Zefeng, ZHAO Jinquan, WEI Wenhui, et al. Optimal charging and discharging scheme of battery energy storage system in active distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(20):47-54.
- [24] ZKARIM H Y. A new method for online sensitivity-based distributed voltage control and short circuit analysis of unbalanced distribution feeders[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(3):1253-1260.

作者简介:



张江林

张江林(1976—),男,四川成都人,副教授,博士研究生,主要研究方向为储能技术及其在主动配电网中的应用(**E-mail**: zhangjianglin@cuit.edu.cn);

庄慧敏(1976—),女,湖北襄阳人,博士,通信作者,主要研究方向为智能配电网优化运行与控制(**E-mail**: zhmcyj@163.com);

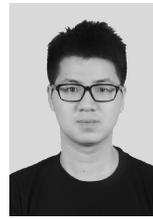
刘俊勇(1963—),男,四川成都人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为配电网规划运行及电力市场(**E-mail**: liujy@scu.edu.cn)。

(下转第29页 continued on page 29)

- [20] DAS D. Reconfiguration of distribution system using fuzzy multi-objective approach [J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2006, 28(5): 331-338.
- [21] 易海川,张彼德,王海颖,等. 提高 DG 接纳能力的配电网动态重构方法[J]. *电网技术*, 2016, 40(5): 1431-1436.
YI Haichuan, ZHANG Bide, WANG Haiying, et al. Distribution network dynamic reconfiguration method for improving distribution network's ability of accepting DG[J]. *Power System Technology*, 2016, 40(5): 1431-1436.

作者简介:

董志辉(1994—),男,浙江温州人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统运行和规划(E-mail: 867245716@qq.com);



董志辉

林凌雪(1979—),女,广东汕头人,讲师,博士,主要研究方向为电力系统运行和规划(E-mail: linlx@scut.edu.cn);

管霖(1970—),女,湖北孝感人,教授,博士,主要研究方向为电力系统运行和控制(E-mail: lguan@scut.edu.cn);

陈恒安(1995—),男,广东广州人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统运行和规划(E-mail: 2110524578@qq.com);

梁倩仪(1994—),女,广东广州人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统运行和规划(E-mail: 515111198@qq.com)。

Service restoration strategy of active distribution network based on multi-agent technology

DONG Zhihui, LIN Lingxue, GUAN Lin, CHEN Heng'an, LIANG Qianyi

(School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510641, China)

Abstract: Aiming at the fast service restoration requirement of active distribution network after fault, a self-healing service restoration system based on multi-agent technology is proposed. A hierarchical coordinated restoration mode is adopted in the system, and the regional service restoration process is initiated by the region agent of lower layer, while the conflict between the region agents is coordinated by the feeder agent of upper layer. The power balance and transfer capacity margin indexes are proposed, on this basis, the non-fault outage feeder is decomposed into several independent zones after the fault of distribution network is isolated, the self-healing system can restore service of outage zone through microgrid aggregation, and utilize tie switch to transfer load of island zone, by which the service restoration can be comprehensively obtained. The voltage and current constraints of feeder are considered in the service restoration process to ensure the secure and stable system operation after fault restoration. A four-feeder distribution system with distributed generators is built in software of DIGSILENT, and the simulative results verify the feasibility and effectiveness of the proposed strategy.

Key words: service restoration; multi-agent system; active distribution network; power balance; transfer capacity margin

(上接第 21 页 continued from page 21)

Two-stage coordinated voltage control scheme of active distribution network with voltage support of distributed energy storage system

ZHANG Jianglin^{1,2}, ZHUANG Huimin², LIU Junyong¹, GAO Hongjun¹, ZHANG Li³, XIA Yuhang⁴

(1. College of Electrical Engineering and Information Technology, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. School of Control Engineering, Chengdu University of Information Technology, Chengdu 610225, China;

3. Skill Training Center of State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610072, China;

4. Chengdu Power Supply Company of State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, China)

Abstract: Aiming at the voltage problem of ADN(Active Distribution Network), a coordinated control method of traditional voltage regulation devices and DESS(Distributed Energy Storage System) based on two-stage operation optimization is proposed. The first stage is model predictive control, which uses a long time interval to regulate the network node voltage, takes traditional voltage regulation devices as the control objects, and an optimization model is built with the minimum power loss as its objective and solved by cone optimization algorithm with high efficiency. The second stage is voltage sensitivity based decentralized DESS control responsible for controlling critical node voltage with frequent fluctuation, which includes reactive power control and active power charging/discharging control, and coordinates with the central controller to control other critical nodes besides local control. The case analysis of modified IEEE 34-bus system shows that the proposed method can effectively restrain frequent voltage fluctuation of critical nodes, prohibit network voltage violate the limit, and relieve the voltage regulation stress of traditional voltage regulation devices.

Key words: ADN; DESS; two-phase optimization; cone optimization algorithm; decentralized control

附录：

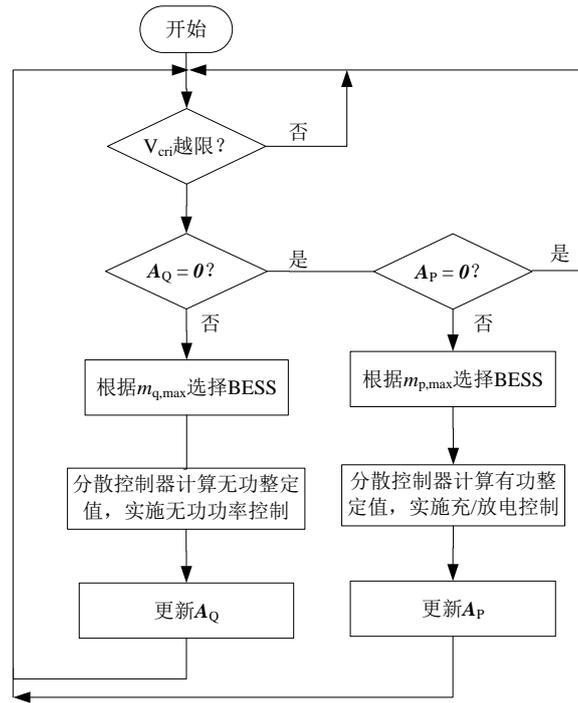


图 A1 DESS 分散控制器与中央控制器的协调控制流程

Fig.A1 Flowchart of coordinated control between DESS decentralized controller and centralized controller

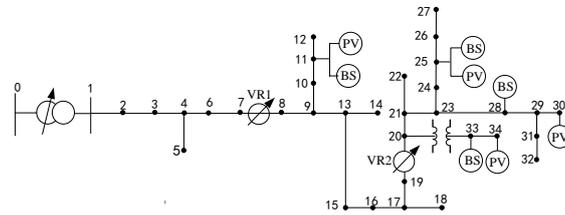


图 A2 IEEE 34 节点测试系统

Fig.A2 IEEE 34-bus test system

表 A1 ESS 主要参数

Table A1 Main parameters of ESS

ESS	额定容量/ (kV·A)	无功功率上 限/kvar	额定储能/ (kW·h)	储能 初值/%
BS11	150	45	800	40
BS25	200	60	1 000	30
BS28	150	45	800	25
BS33	200	60	1 000	30

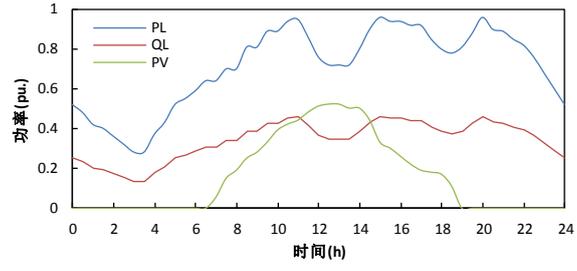


图 A3 日负荷和 DG 功率预测曲线

Fig.A3 Daily load and predicted DG power