

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.181270

考虑聚合商参与的配电网分布式储能系统优化配置

唐权¹, 胥威汀¹, 叶希¹, 沈力¹, 苟竞¹, 刘友波²

(1. 国网四川省电力公司经济技术研究院, 四川 成都 610041; 2. 四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065)

摘要: 聚合商参与配网投资模型已成为一种新兴商业模式, 提出一种考虑聚合商参与的配电网分布式储能系统双层优化配置模型。首先, 构建分布式储能系统综合收益和网损灵敏度指标。然后, 储能聚合商将分布式储能系统投资运营综合收益最大作为上层目标函数, 下层配网运营商将分布式储能系统并网后的网损灵敏度最小作为目标函数, 并采用自适应粒子群算法分别对上下层模型进行求解。最后, 算例分析结果验证了所提模型与方法的正确性和有效性。通过储能聚合商与配网运营商耦合决策作用实现不同主体的利益双赢。

关键词: 分布式储能系统; 储能聚合商; 配网运营商; 双层规划; 综合收益; 网损灵敏度

Optimized configuration of distributed energy storage system in distribution network considering the participation of aggregators

TANG Quan¹, XU Weiting¹, YE Xi¹, SHEN Li¹, GOU Jing¹, LIU Youbo²

(1. Sichuan Electric Power Corporation Power Economic Research Institute, Chengdu 610041, China;

2. School of Electrical Engineering and Information, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: Aggregator participate in distribution network investment model has become an emerging business model, this paper proposes a bi-level optimal configuration model for Distributed Energy Storage System (DESS) in distribution networks considering the participation of aggregators. Firstly, the investment comprehensive benefit of DESS and the network loss sensitivity are constructed. Then, DESS aggregators maximize the comprehensive benefit of DESS as the upper level objective function, and the distribution network operator minimizes the network loss sensitivity after the DESS is connected to the network as the lower level objective function, and the adaptive particle swarm optimization algorithm is used to solve the upper and lower level respectively. Finally, the results of the example analysis verify the correctness and effectiveness of the proposed model and method. Through the coupling decision between the energy storage aggregator and the distribution network operator, and the benefits of different subjects can be achieved.

This work is supported by Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. SGSCJY 00GHJS1800021) and National Key Research and Development Program of China (No. 2017YFE0112600).

Key words: distributed energy storage system; energy storage aggregator; distribution network operator; bilevel programming; comprehensive benefit; network loss sensitivity

0 引言

近年来, 伴随传统化石能源减少和全球电力需求的持续增长, 世界各国已将目光投向以可再生能源发电技术为主要技术手段的分布式电源的开发和利用^[1-2]。配电网作为连接源端和荷端的重要枢纽, 其安全可靠运行直接影响着用户的生产生活^[3]。随

着分布式发电技术越来越成熟, DG 接入配电网也成为传统能源结构改变的新手段。而储能技术在近 5 年内的快速发展又给配网运行提供了另一种思路, 储能不仅能友好地与 DG 融合, 解决 DG 间歇性和随机性对配电系统产生的负面影响, 并且能错峰用谷进而降低配网运行风险, 但储能系统的高成本和售电侧电价差小限制了储能技术在配电网中的应用。目前, 国家电网公司已经放开市场投资主体, 也制定了相应电价机制以推动配网辅助服务发展, 并允许社会资本参与电网建设投资^[4]。

基金项目: 国家电网公司科技项目资助 (SGSCJY00GHJS1800021); 国家重点研发计划 (2017YFE0112600)

近年来,国内外学者对储能技术在配电系统中的应用展开了大量研究工作。文献[5-7]考虑电池储能在配网侧的应用具有较好的经济性,以全寿命周期内经济收益为目标,建立了不同电池储能的优化配置模型。文献[8-9]根据电池储能系统在电力需求侧的实际运行情况,建立以综合收益和最优充放电策略为目标的储能配置模型。文献[10-11]提出储能与分布式电源组建联合发电系统,并基于双层决策模型建立联合发电系统的储能容量配置方法,保证了电网运行安全性和经济性。文献[12-13]站在储能改善配网电压质量的角度,提出兼顾储能经济性和电压质量的双层优化模型,既能削峰填谷、平抑负荷、降低损耗,又能提升配网电压质量。文献[14]将复合储能应用在主动配电网中,计及分布式电源情况,建立以负荷缺电率最小为目标的储能容量优化模型,减小分布式电源波动的同时也降低了主动配电网的负荷缺电率。文献[15]针对微电网中储能应用场景,提出以投资净现值和储能运行策略为目标的优化配置模型,该模型能够保证储能投资收益最大,储能运行最优。上述研究涉及的主体多为电网公司,考虑经济性的同时更侧重于电网运行的安全性。聚合商作为投资企业,介于电网公司与用户之间,通过投资电力设备为电网提供优质服务获得收益^[16-17],其更侧重于收益和市场竞争能力。因此,作为储能聚合商如何兼顾自身收益与配网运营商运行安全指标还需深入探讨。

本文从储能聚合商角度出发,全面考虑 DESS 由电价差套利、提高设备利用率获利、减小停电损失获利和政府补贴等 4 个收益指标构成,同时重视配网运营商的有功网损运行指标,考虑相应的约束条件,以综合收益和网损灵敏度为上下层目标函数建立 DESS 双层优化配置模型。以改进 IEEE33 节点系统为算例系统验证了所提模型的有效性,并讨论了影响 DESS 配置的因素。

1 分布式电源并网模型

1.1 风机并网模型

风机的输出功率随风速变化而变化,确定输出功率之前应先确定风速变化与分布规律。风速分布均服从正偏态分布,大量文献研究表明,威布尔分布的双参数曲线被认为是最适合描述风速的概率密度函数^[18]。其概率密度函数可表示为

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (1)$$

式中: v 表示风速; k 和 c 分别表示威布尔分布两个

参数, k 表示形状参数, c 表示尺度参数。

风机输出功率与风速直接相关,实际计算中近似认为功率与风速满足式(2)所示的分段函数。

$$P_{\text{ACT}}^{\text{DG}} = \begin{cases} 0 & v \leq v_c, v \geq v_0 \\ P_{\text{RAT}}^{\text{DG}} \frac{v - v_c}{v_r - v_c} & v_c < v \leq v_r \\ P_{\text{RAT}}^{\text{DG}} & v_r < v \leq v_0 \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P_{\text{ACT}}^{\text{DG}}$ 和 $P_{\text{RAT}}^{\text{DG}}$ 分别为风电机组的实际和额定输出功率; v_c 、 v_0 和 v_r 分别为切入、切出和额定风速。

若风机以恒功率因数控制方式并网,则风机并网节点可作为 PQ 节点进行配网潮流计算^[19]。

1.2 光伏并网模型

光伏电池的输出功率与光照强度、环境温度密切相关,本文采用 HOMER 软件中光伏电池的功率输出模型^[20],其表达式为

$$P_{\text{ACT}}^{\text{PV}} = P_{\text{RAT}}^{\text{PV}} \left(\frac{I_{\text{ACT}}^{\text{IRR}}}{I_{\text{STC}}^{\text{IRR}}} \right) \left[1 + \alpha (T_{\text{ACT}}^{\text{PV}} - T_{\text{STC}}^{\text{PV}}) \right] \quad (3)$$

式中: $P_{\text{ACT}}^{\text{PV}}$ 和 $P_{\text{RAT}}^{\text{PV}}$ 分别为光伏阵列的实际和额定输出功率; $I_{\text{ACT}}^{\text{IRR}}$ 和 $I_{\text{STC}}^{\text{IRR}}$ 分别为实际和标准测试条件下的太阳辐射强度(1 000W/m²); α 为光伏阵列的功率温度系数(-0.35%/°C); $T_{\text{ACT}}^{\text{PV}}$ 和 $T_{\text{STC}}^{\text{PV}}$ 分别为光伏阵列实际和标准测试条件下的电池温度(25 °C)。

2 DESS 的双层规划模型

2.1 双层规划数学模型

双层规划问题亦称双层优化问题,包含上、下两层规划问题,其中上层问题是以下层问题为约束条件的规划问题。双层规划模型考虑了决策过程中不同阶层决策者的作用与表现,数学模型^[21]为

$$\begin{cases} \min_x F(x, y) \\ \text{s.t. } G(x, y) \leq 0 \\ \min_y f(x, y) \\ \text{s.t. } g(x, y) \leq 0 \end{cases} \quad (4)$$

式中: y 为上层决策者的决策变量; x 为上层决策变量 y 给定条件下,下层规划的最优解。

2.2 DESS 双层优化配置模型

2.2.1 上层 DESS 规划模型

储能聚合商作为上层决策者,着重考虑 DESS 的投入产出比,主要在配网中投资 DESS 而获得经济收益,包括峰谷电价套利、延缓电网设备升级改造收益和避峰用谷而获得的政府补贴。根据城市配电网和分布式电源并网等信息,考虑配网接入储能容量、数量和投资预算等约束,以 DESS 的年综

合收益 F_{BEN} 为目标函数建立上层规划模型, 即

$$\max F_{\text{BEN}} = F_{\text{INC}} - \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} F_{\text{COS}} \quad (5)$$

式中: F_{INC} 和 F_{COS} 分别为 DESS 年运行收益和投资成本; r 和 n 分别为年利率和 DESS 运行年限。

1) 年运行收益 F_{INC}

储能聚合商运营 DESS 的年运行收益 F_{INC} 包括电价差套利 $F_{\text{ARB}}^{\text{ESS}}$ 、提高设备利用率收益 $F_{\text{DLY}}^{\text{ESS}}$ 、减小配网停电收益 $F_{\text{FAL}}^{\text{ESS}}$ 和政府政策补贴收益 $F_{\text{SUB}}^{\text{ESS}}$, 具体如式(6)所示。

$$F_{\text{INC}} = F_{\text{ARB}}^{\text{ESS}} + F_{\text{DLY}}^{\text{ESS}} + F_{\text{FAL}}^{\text{ESS}} + F_{\text{SUB}}^{\text{ESS}} \quad (6)$$

(1) 电价差套利 $F_{\text{ARB}}^{\text{ESS}}$

DESS 在谷时段充电、峰时段放电实现电价差套利。该套利由放电收益 $F_{\text{ARB}_S}^{\text{ESS}}$ 和充电成本 $F_{\text{ARB}_P}^{\text{ESS}}$ 组成, 即

$$F_{\text{ARB}}^{\text{ESS}} = 365 \times (F_{\text{ARB}_S}^{\text{ESS}} + F_{\text{ARB}_P}^{\text{ESS}}) \quad (7)$$

$$\begin{cases} F_{\text{ARB}_S}^{\text{ESS}} = (1-\eta) \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \delta_i P_{i,t}^{\text{ESS}} c_t \gamma_1 \frac{24}{T}, P_{i,t}^{\text{ESS}} \geq 0 \\ F_{\text{ARB}_P}^{\text{ESS}} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \delta_i P_{i,t}^{\text{ESS}} c_t \gamma_2 \frac{24}{T}, P_{i,t}^{\text{ESS}} < 0 \end{cases} \quad (8)$$

式中: N 为配电网节点数量; δ_i 为节点 i 处 DESS 是否建设二元变量, 值为 1 表示新建, 值为 0 表示不新建; T 为一天的时段数量; $P_{i,t}^{\text{ESS}}$ 为节点 i 处 DESS 在第 t 时段的充放电功率; γ_1 和 γ_2 分别为节点 i 处 DESS 的放电和充电效率; c_t 为 DESS 在第 t 时段的充放电电价; η 为电费税率。

(2) 提高设备利用率收益 $F_{\text{DLY}}^{\text{ESS}}$

DESS 能降低峰荷时从电网吸收的功率, 减少配电系统改造费用, 也能消纳 DG 多余发电量, 提高配网设备和 DG 利用率。因此, 提高设备利用率收益包括配电容量缓建收益 $F_{\text{DLY}_E}^{\text{ESS}}$ 和 DG 年小时数提升分成收益 $F_{\text{DLY}_U}^{\text{ESS}}$ 。

$$F_{\text{DLY}}^{\text{ESS}} = F_{\text{DLY}_E}^{\text{ESS}} + F_{\text{DLY}_U}^{\text{ESS}} \quad (9)$$

$$\begin{cases} F_{\text{DLY}_E}^{\text{ESS}} = \sum_{i=1}^N P_i^{\text{ESS}} c_{\text{COT}}^{\text{ESS}} (1 - 1/e^{r\Delta T^{\text{ESS}}}) \\ F_{\text{DLY}_U}^{\text{ESS}} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M \delta_i \Delta T_{ij}^{\text{DG}} P_j^{\text{DG}} c_j^{\text{DG}} \varepsilon_{ij}^{\text{DG}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $c_{\text{COT}}^{\text{ESS}}$ 为单位功率扩建费用; ΔT^{ESS} 为 DESS 延缓电网改造的年数; M 为配电系统中 DG 的数量; $\Delta T_{ij}^{\text{DG}}$ 为节点 i 处 DESS 提高了第 j 个 DG 的年利用小时数; P_j^{DG} 为第 j 个 DG 额定功率; c_j^{DG} 为第 j 个

DG 平均套利电价; $\varepsilon_{ij}^{\text{DG}}$ 为节点 i 处 DESS 与第 j 个 DG 聚合商的分成比例。

(3) 减小配电系统停电收益 $F_{\text{FAL}}^{\text{ESS}}$

DESS 能利用其能量存储功能将部分电量储存起来, 当配电系统出现停电时可作为备用电源短时间内提供电力支撑。因此, 储能聚合商将获得电网公司补贴收益。

$$F_{\text{FAL}}^{\text{ESS}} = \sum_{i=1}^N E_i^{\text{ENS}} c_{\text{FAL}}^{\text{GRD}} \quad (11)$$

式中: $c_{\text{FAL}}^{\text{GRD}}$ 为单位缺电损失成本; E_i^{ENS} 为节点 i 的电量不足期望值, 由可靠性指标计算得到^[22]。

(4) 政府补贴收益 $F_{\text{SUB}}^{\text{ESS}}$

政府补贴收益指 DESS 通过低蓄高发及与 DG 互补消纳等技术手段对负荷曲线进行移峰填谷, 对 DG 进行就地消纳, 进而获得政府给予的额外政策补贴。其表达式如式(12)所示。

$$F_{\text{SUB}}^{\text{ESS}} = \sum_{i=1}^N \delta_i P_i^{\text{ESS}} c_{\text{SUB}}^{\text{ESS}} \quad (12)$$

式中: P_i^{ESS} 为节点 i 处 DESS 额定功率; $c_{\text{SUB}}^{\text{ESS}}$ 为减少单位功率峰荷的额外补贴电价。

2) 投资成本 F_{COS}

储能聚合商投资 DESS 的投资成本包含建设成本 $F_{\text{CON}}^{\text{ESS}}$ 、运营周期内运维成本 $F_{\text{OAM}}^{\text{ESS}}$ 和建设期内财务费用 $F_{\text{FIN}}^{\text{ESS}}$, 其表达式如式(13)所示。

$$F_{\text{COS}} = F_{\text{CON}}^{\text{ESS}} + F_{\text{OAM}}^{\text{ESS}} + F_{\text{FIN}}^{\text{ESS}} \quad (13)$$

(1) 建设成本

DESS 的建设成本由储能设备购置费用(含电池、PCS 和辅助设施等)和工程建设费用(含土地征用、建筑修建和系统安装费用等)组成。本文将两部分费用进行单位能量成本折算^[23], 如式(14)所示。

$$F_{\text{CON}}^{\text{ESS}} = \sum_{i=1}^N \delta_i P_i^{\text{ESS}} T_i^{\text{ESS}} (c_{\text{CON}_E}^{\text{ESS}} + c_{\text{CON}_O}^{\text{ESS}}) \quad (14)$$

式中: T_i^{ESS} 为节点 i 处 DESS 额定放电时间; $c_{\text{CON}_E}^{\text{ESS}}$ 为储能设备的单位功率价格; $c_{\text{CON}_O}^{\text{ESS}}$ 为建设 DESS 单位能量的工程修建费用。

(2) 运维成本

DESS 运营周期内的运维成本包括固定性运维成本和波动性运维成本。固定性运维成本指资产折旧、保险以及人工等与 DESS 间接相关的固定性支出, 主要由 DESS 初始投资成本及其规模决定。波动性运维成本指定期/不定期检修、零备件更换、事故分析与处理等与 DESS 直接相关的支出, 取决于 DESS 的运行表现、运维团队的技术水平与管理水

平。同理, 本文将固定性和波动性成本折算为单位能量所需成本, 如式(15)所示。

$$F_{\text{OAM}}^{\text{ESS}} = \sum_{i=1}^N \delta_i P_i^{\text{ESS}} (c_{\text{OAM}_N}^{\text{ESS}} + c_{\text{OAM}_D}^{\text{ESS}}) \quad (15)$$

式中: $c_{\text{OAM}_N}^{\text{ESS}}$ 和 $c_{\text{OAM}_D}^{\text{ESS}}$ 分别为 DESS 单位功率的固定性运维和波动性运维成本。

(3) 财务费用

储能聚合商在 DESS 建设期内使用的资金并非全部自有资金, 其中包含银行贷款和不同渠道的融资资金, 该非全部自有资金将产生利息, 本文采用建设期内贷款利息计算方法^[24]进行计算, 具体表达式如式(16)所示。

$$F_{\text{FIN}}^{\text{ESS}} = F_{\text{FIN}_L}^{\text{ESS}} \left[\frac{1}{2} + \sum_{l=1}^L A_l (L-l) \right] \left[\left(1 + \frac{r}{b} \right)^b - 1 \right] \quad (16)$$

式中: $F_{\text{FIN}_L}^{\text{ESS}}$ 为整个储能项目贷款融资总额; L 为储能项目建设周期; A_l 为第 l 年的贷款资金使用比例, 且满足 $\sum_{l=1}^L A_l = 1$; b 为每年计息次数。

储能聚合商投资 DESS 的上层规划模型需要满足相关约束条件。

① 配网中配电节点允许接入 DESS 的最大充电功率约束条件为

$$P_i^{\text{ESS}} \leq P_i^{\text{max}} \quad (17)$$

式中, P_i^{max} 为节点 i 允许接入的最大充电功率。

② 新建 DESS 系统数量约束条件为

$$1 \leq \sum_{i=1}^N \delta_i \leq N_{\text{max}}^{\text{ESS}} \quad (18)$$

式中, $N_{\text{max}}^{\text{ESS}}$ 为 DESS 新建数量最大值。

③ 储能项目投资预算约束条件为

$$F_{\text{COS}} \leq F_{\text{COS}}^{\text{max}} \quad (19)$$

式中, $N_{\text{COS}}^{\text{max}}$ 为储能聚合商允许预算最大值。

2.2.2 下层储能系统容量配置模型

现阶段的配网运营商多为电网公司, 作为下层决策者, 不仅关注 DESS、分布式电源及负荷之间的协调运行问题, 还关注相互间的影响问题, 因为 DESS 引起的有功损耗直接影响配网运营商的运行成本。因此, 本文将降低网络损耗作为配网运营商的目标, 既能保证配网的安全稳定运行, 又能降低配网运营商的运行成本。

配网中有功网损主要是节点 i 的负荷功率由根节点 s 流向节点 i 的线路等值电阻引起。配电系统根节点到负荷节点的等效示意图如图 1 所示。

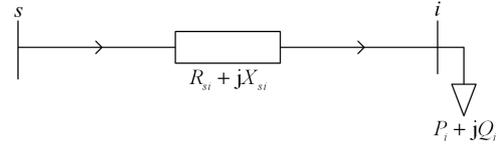


图 1 配电系统节点等效示意图

Fig. 1 Equivalent diagram of distribution network

在图 1 中, R_{si} 和 X_{si} 分别为根节点 s 到负荷节点 i 的等效电阻和电抗; P_i 和 Q_i 分别为负荷节点 i 的等效有功和无功功率, 可由式(20)计算得到。

$$\begin{cases} P_i = P_i^{\text{LOA}} - \mu_i P_i^{\text{DG}} + \nu_i \delta_i P_i^{\text{ESS}} \\ Q_i = Q_i^{\text{LOA}} - \mu_i Q_i^{\text{DG}} + \nu_i \delta_i Q_i^{\text{ESS}} \end{cases} \quad (20)$$

式中: P_i^{LOA} 和 Q_i^{LOA} 分别为节点 i 的负荷有功和无功功率; μ_i 为节点 i 是否存在 DG, 1 表示存在, 0 表示不存在; P_i^{DG} 和 Q_i^{DG} 分别为节点 i 接入分布式电源的输出有功和无功功率; ν_i 为节点 i 处储能系统的充放电状态, 1 表示充电, -1 表示放电。

假设网络其他节点无负荷, 在配网中根节点 s 到负荷节点 i 等效支路中, 仅由节点 i 处负荷引起的有功网络损耗 ΔP_{si} 可表示为

$$\Delta P_{si} = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} \times R_{si} \quad (21)$$

式中, U_i 为节点 i 的电压幅值。

研究表明, 辐射式配电网沿线的电压相角变化均较小^[25], 则通过等式变换可将式(21)的有功网络损耗公式等效为式(22)。

$$f_i(R_{si}) = \frac{1}{2} \left(\frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} R_{si} + \frac{(P_i R_{si} + Q_i X_{si})^2}{U_i^2 R_{si}} \right) \quad (22)$$

由式(22)可知, $f_i(R_{si})$ 表示配网不同节点 i 在支路等效电阻 R_{si} 上产生的有功损耗函数。若要保证负荷节点 i 产生的网络有功损耗最小, 则损耗函数 $f_i(R_{si})$ 对支路等效电阻 R_{si} 的偏导数为零。因此, 本文定义配网节点 i 的有功损耗灵敏度为 κ_i , 其表达式为

$$\kappa_i = \left| \frac{(P_i^2 + Q_i^2) R_{si}^2 - (P_i R_{si} + Q_i X_{si})^2}{2 P_i R_{si} (P_i R_{si} + Q_i X_{si})} \right| \quad (23)$$

由式(23)可知, 节点 i 的值 κ_i 越接近于 0, 节点 i 引起配网的有功损耗越小, 反之有功损耗越大。

综上所述, 下层配网运营商以配网节点灵敏度之和 f_{GRI} 最小为目标, 其模型为

$$\max f_{\text{GRI}} = \sum_{i=1}^N \kappa_i \quad (24)$$

下层模型决策者为电网公司, 其主要考虑配电系统的安全稳定运行, 应满足下列约束条件。

1) 任意时刻功率平衡约束条件

$$\begin{cases} P_i = U_i \sum_{j=1}^N U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ Q_i = U_i \sum_{j=1}^N U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad (25)$$

式中: G_{ij} 和 B_{ij} 表示支路节点导纳的实部与虚部; θ_{ij} 表示节点 i 和节点 j 之间的相角差。

2) 节点电压约束条件

$$U_i^{\max} \leq U_i \leq U_i^{\min} \quad (26)$$

式中, U_i^{\max} 和 U_i^{\min} 分别为电压幅值最大、最小值。

3) 支路电流约束条件

$$I_{ij}^{\min} \leq I_{ij} \leq I_{ij}^{\max} \quad (27)$$

式中, I_{ij}^{\max} 和 I_{ij}^{\min} 分别为支路 ij 电流最大、最小值。

4) DESS 充放电约束条件

$$P_{\text{ESS}}^{\min} \leq P_{i,t}^{\text{ESS}} \leq P_{\text{ESS}}^{\max} \quad (28)$$

式中, P_{ESS}^{\max} 和 P_{ESS}^{\min} 分别为节点 i 处储能系统在第 t 时段内的最大和最小充放电功率。

5) 储能系统荷电状态约束条件

$$\text{SOC}_{i,t}^{\min} \leq \text{SOC}_{i,t} \leq \text{SOC}_{i,t}^{\max} \quad (29)$$

式中: $\text{SOC}_{i,t}$ 为节点 i 处储能系统在第 t 时段内的荷电状态; $\text{SOC}_{i,t}^{\max}$ 和 $\text{SOC}_{i,t}^{\min}$ 分别为节点 i 储能系统的荷电状态最大值和最小值。

3 求解算法及步骤

3.1 自适应粒子群算法

假设由 m 个粒子组成的粒子群在 d 维搜索空间以一定的速度和方向运动, 第 k 个粒子位置可表示为 d 维向量, $\mathbf{z}_k = [z_{k1}, z_{k2}, \dots, z_{kd}]^T$, 粒子的速度为 $\mathbf{v}_k = [v_{k1}, v_{k2}, \dots, v_{kd}]^T$ 。粒子个体最优位置为 $\mathbf{p}_k = [p_{k1}, p_{k2}, \dots, p_{kd}]^T$, 所有粒子最优位置为 $\mathbf{p}_g = [p_{g1}, p_{g2}, \dots, p_{gd}]^T$, 粒子的速度和位置更新公式为

$$\begin{cases} \mathbf{v}_{kd} = w\mathbf{v}_{kd} + r_1(\mathbf{p}_{kd} - \mathbf{z}_{kd}) + r_2(\mathbf{p}_{gd} - \mathbf{z}_{kd}) \\ \mathbf{z}_{kd} = \mathbf{z}_{kd} + \xi\mathbf{v}_{kd} \end{cases} \quad (30)$$

式中: w 为惯性权重系数; r_1 和 r_2 为 $[0, 1]$ 的随机数; ξ 为速度约束因子。

惯性权重系数 w 对收敛速度和是否收敛起着决定性作用^[26]。初始化时若 w 取值偏大, 种群中粒子搜索能力较强, 但局部搜索能力较弱, 不易得到精确解; 若 w 取值偏小, 种群中粒子的局部搜索能力增强, 但全局搜索能力被削弱, 会慢慢陷入局部最

优解。因此, 为避免粒子陷入局部最优解, 提高算法收敛速度和精度, 对惯性权重系数进行改进, 其表达式为

$$w = \begin{cases} w_{\max}, & F_{\text{cur}} \geq F_{\text{avg}} \\ w_{\min} - \frac{(w_{\max} - w_{\min})(F_{\text{cur}} - F_{\min})}{(F_{\text{avg}} - F_{\min})}, & F_{\text{cur}} < F_{\text{avg}} \end{cases} \quad (31)$$

式中: w_{\max} 和 w_{\min} 分别为权重系数的最大值和最小值; F_{cur} 、 F_{avg} 和 F_{\min} 分别为粒子的当前值、平均值和最小值。

3.2 DESS 双层配置模型求解步骤

双层规划(Bilevel Programming Problem, BLPP)问题被证明是一个强 NP-hard 问题, 对于非线性双层规划问题, 其求解过程更加复杂。本文利用分层迭代的核心思想, 采用惯性权重系数实时变化的自适应粒子群算法求解 DESS 双层配置问题, 具体求解流程如下。

4 算例分析

4.1 算例简介

IEEE33 配电节点作为算例系统进行储能优化配置分析, 如图 3 所示。该系统电压等级为 12.6 kV, 配电线路参数和节点信息参见文献[27], 其中负荷的有功和无功功率为原来 3 倍。系统中光伏额定装机容量为 750 kWp, 风电额定装机功率为 800 kW, 如图 3 所示, 按照季节选取风电和光伏的典型日出力曲线如图 4 所示, 典型日负荷曲线和电网电价曲线如图 5 所示, 模型参数如表 1 所示。

表 1 DESS 规划模型参数值

Table 1 Parameters of DESS planning model

参数	值	参数	值
$c_{\text{CON}_E}^{\text{ESS}} / (\text{元}/\text{kW})$	2 000	b	1
$c_{\text{CON}_O}^{\text{ESS}} / (\text{元}/\text{kW})$	200	r	7%
$c_{\text{OAM}_N}^{\text{ESS}} / (\text{元}/\text{a})$	50	n	20a
$c_{\text{OAM}_D}^{\text{ESS}} / (\text{元}/\text{a})$	20	γ_1	95%
$F_{\text{FIN}_L}^{\text{ESS}} / \text{万}$	600	γ_2	95%
$c_{\text{FAL}}^{\text{GRD}} / (\text{元}/\text{kW} \cdot \text{h})$	20	η	17%
$c_{\text{SUB}}^{\text{ESS}} / (\text{元}/\text{kW})$	550	L/a	2

自适应粒子群算法种群规模为 100, 迭代次数为 200, 学习因子 r_1 和 r_2 均为 0.2, 速度约束因子 ξ 为 0.4; w_{\max} 和 w_{\min} 分别为 0.6 和 0.9。

4.2 储能系统优化配置结果

根据 DESS 双层规划模型, 得到 DESS 在算例配电系统中的配置方案, 如表 2 所示。

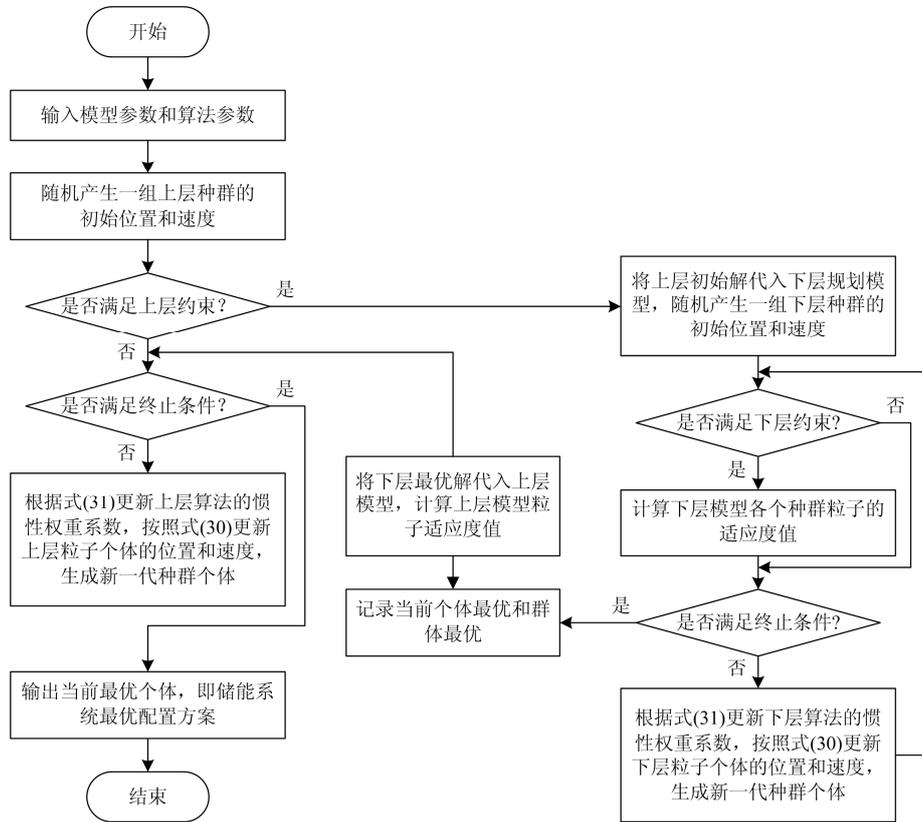


图 2 基于自适应粒子群算法的模型求解流程图

Fig. 2 Flow chart of solving model based on adaptive PSO

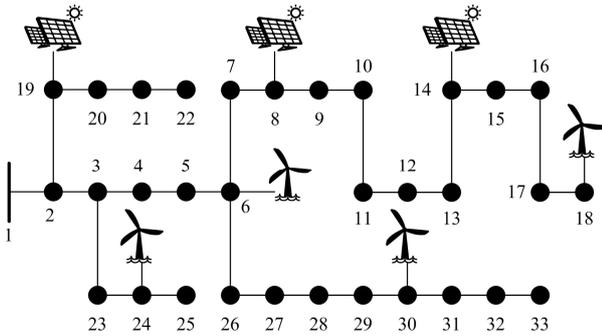


图 3 IEEE33 节点配网测试系统

Fig. 3 IEEE33 distribution test system

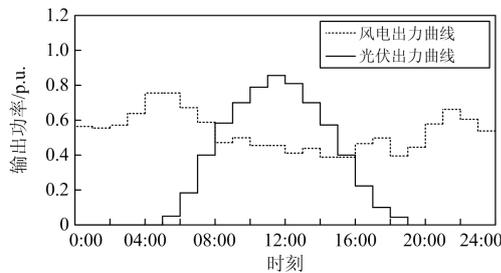


图 4 风机与光伏的典型日出力曲线

Fig. 4 Typical daily output curve of WT and PV

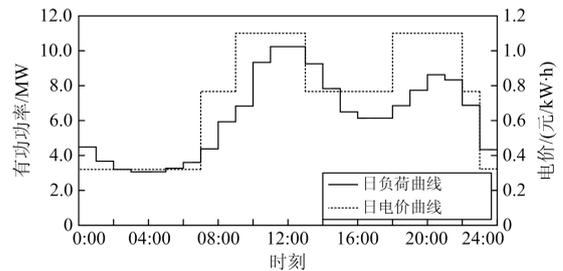


图 5 典型日负荷与电价曲线

Fig. 5 Typical daily curve of load and electricity price

表 2 分布式储能系统优化配置方案

Table 2 Optimal configuration planning of DESS

方案	δ_i (MW/MW·h)	F_{BEN} /万元	$f_{GRI}(\times 10^{-3})$
1	6(1.5/3.0)、14(1.5/3.0)	218.64	11.29
	19(1.0/2.5)、30(1.5/3.0)		
2	6(1.5/3.0)、8(1.0/2.5)、19(1.0/2.5)	173.58	8.97
	24(1.0/2.5)、30(1.5/3.0)		

根据表 2 可知, 虽然方案 1 的投资综合收益比方案 2 高 17.27%, 但是有功网损灵敏度却比方案 2 大 25.96%, 亦即方案 1 的有功网损(554.42 kW)比方

案 1(467.37 kW)大 15.7%, 说明方案 1 对配电网的影响更大, 不利于配电网的经济运行, 对有悖于配电网运营商的运营理念。虽然方案 2 增配一套分布式储能系统, 导致总投资成本增加, 而综合收益低于方案 1, 但是在储能系统寿命周期内出现负荷增长和分布式电源渗透率增加的情况下, 方案 2 能满足上述情况带来的电网扩容改造问题, 比方案 1 更具优越性和适应性。

4.3 优化配置模型影响因素对比分析

4.3.1 储能装置成本

目前, 储能装置成本是制约储能系统大规模应用的关键因素。储能聚合商侧重于投资收益, 储能投资成本无法降低, 也就阻碍了储能聚合商在储能市场的投资策略。本文依据当前储能行业各类储能装置成本的下降趋势, 探讨储能聚合商的投资综合收益变化, 不同储能装置成本的优化配置结果如表 3 所示, 变化关系如图 6 所示。

表 3 不同装置成本下 DESS 优化配置方案

Table 3 Optimal configuration planning of DESS under different device cost

单价	δ (MW/MW·h)	F_{BEN} /万元	$f_{GRI}(\times 10^{-3})$
500	6(1.5/3.0)、8(1.5/3.0)、14(1.0/2.0)	658.17	9.49
	19(1.0/2.5)、24(1.0/2.5)、30(1.5/3.0)		
1 000	6(2.0/4.0)、14(1.5/3.0)	434.29	9.82
	19(1.5/3.0)、24(1.0/2.5)、30(1.5/3.0)		
1 500	8(1.5/3.0)、14(1.0/2.5)	267.61	8.43
	19(1.0/2.0)、24(1.0/2.5)、30(1.0/2.5)		
2 500	6(1.5/3.0)、14(1.0/2.5)	126.42	10.34
	24(1.0/2.5)、30(1.0/2.5)		

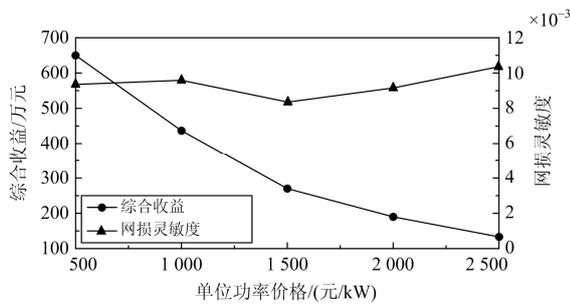


图 6 综合收益和网损灵敏度与储能装置成本的关系

Fig. 6 Comprehensive benefit and network loss sensitivity vs. energy storage equipment cost

根据表 3 和图 6 可知, 随着储能装置成本的不断下降, 投资综合收益不断增大, 对于储能聚合商具有较强激励作用。此外, 储能容量增加并未导致配电网的网损灵敏度变化幅度变大, 说明本文所提方法对分布式储能系统配置功率合理。

4.3.2 日内峰谷电价差

DESS 利用谷时段电价充电, 峰时段电价放电, 进而实现峰谷电价套利, 该收益也是储能系统的主要收益。因此, 日内电价差也是储能聚合商重点考虑的关键因素, 不同峰谷电价对应的 DESS 优化配置结果如表 4 所示, 变化关系如图 7 所示。

表 4 不同峰谷电价下 DESS 优化配置方案

Table 4 Optimal configuration planning of DESS under different peak and valley electricity price

价差	δ (MW/MW·h)	F_{BEN} /万元	$f_{GRI}(\times 10^{-3})$
0.5	6(1.0/2.5)、14(1.0/2.5)	152.63	7.58
	19(1.0/2.5)、30(1.0/2.5)		
0.9	6(1.5/3.0)、14(1.0/2.5)	243.82	7.31
	19(1.5/3.0)、24(1.0/2.5)、30(1.5/3.0)		
1.1	6(1.5/3.0)、14(1.0/2.5)、18(1.0/2.5)	262.38	9.18
	19(1.0/2.0)、24(1.0/2.5)、30(1.5/3.0)		
1.3	6(2.0/4.0)、8(1.5/3.0)、14(1.0/2.5)	359.27	8.42
	19(1.5/3.0)、24(1.0/2.5)、30(1.5/3.0)		

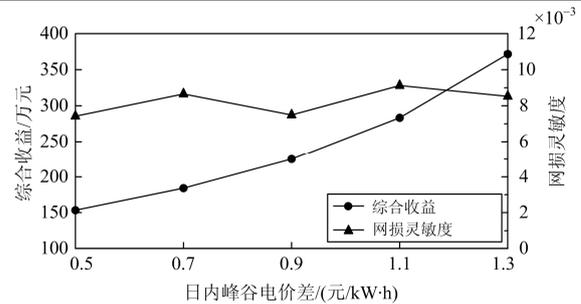


图 7 综合收益和网损灵敏度与峰谷电价差的关系

Fig. 7 Comprehensive benefit and network loss sensitivity vs. difference of peak and valley electricity price

由表 4 和图 7 可知, 日内峰谷电价差越大, 储能聚合商的综合收益就越大, 有功网损灵敏度依然变化较小。目前, 我国部分地区已经加大了峰谷电价差, 达到了盈利的边界条件, 但是储能装置成本制约了储能系统的应用。可以预见, 随着储能装置成本降低、峰谷电价差增大, DESS 综合收益相当明显, 将吸引更多储能聚合商进入储能市场, 也能间接促进储能技术更快发展。

4.3.3 日内负荷水平

随着社会经济的发展、用电量增加, 现有配电网可能无法满足负荷的增长需求。然而, DESS 可利用“低蓄高放”的特性实现套利, 而负荷的增长更加刺激了储能装置的高效应用。因此, 本文考虑储能系统全寿命周期内, 总体日内负荷水平增长率对 DESS 配置的影响方案如表 5 所示, 变化关系如图 8 所示。

表 5 不同负荷增长率下 DESS 优化配置方案
Table 5 Optimal configuration planning of DESS under different load growth rate

增长率/ %	δ_i (MW/MW·h)	F_{BEN} /万元	f_{GR} ($\times 10^{-3}$)
10	6(1.5/3.0)、14(1.5/2.5)	213.54	7.46
	19(1.0/2.5)、24(1.0/2.5)、30(1.5/3.0)		
20	6(1.5/3.0)、8(1.5/3.0)	267.18	7.95
	19(1.5/3.0)、24(1.0/2.5)、30(1.5/3.0)		
30	6(2.0/4.0)、14(1.5/3.0)	347.92	8.83
	19(1.0/2.0)、24(1.5/3.0)、30(1.5/3.0)		
40	6(1.5/3.0)、8(1.0/2.5)、18(1.5/3.0)	450.75	8.34
	19(1.5/3.0)、24(1.0/2.5)、30(1.5/3.0)		
50	6(2.0/4.0)、8(1.5/3.0)、14(1.5/3.0)	658.43	8.62
	19(1.0/2.5)、24(1.5/3.0)、30(2.0/4.0)		

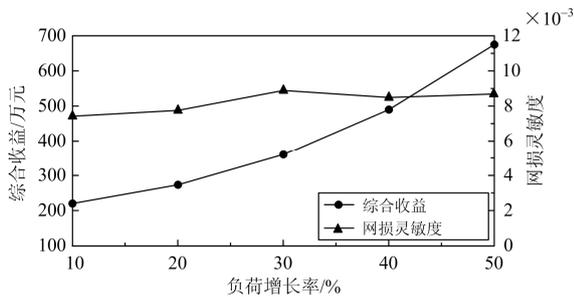


图 8 综合收益和网损灵敏度与负荷增长率的关系
Fig. 8 Comprehensive benefit and network loss sensitivity vs. load growth rate

由表 5 和图 8 可知，负荷增长与投资综合收益成正相关，储能聚合商对在配网中投资 DESS 表现极强投资兴趣。此外，不同负荷平均增长率对应的配网网损灵敏度波动范围较小，说明 DESS 配置方案对配网的影响也较小。

4.3.4 分布式电源渗透率

国家大力扶持风电、光伏等分布式电源，用户侧接入分布式电源的比例逐渐增大，不同区域内分布式电源输出功率存在差异，如夜间低谷时段风力资源丰富而风电无法消纳。作为储能聚合商，利用 DESS 将夜间无法消纳的风电存储起来，高峰时段释放能量，提高分布式电源的利用率，进而实现运行收益。分布式电源渗透率提升比例对应的 DESS 优化配置结果如表 6 所示，变化关系如图 9 所示。

由表 6 和图 9 可知，随着 DG 渗透率逐渐提高，储能聚合商的综合收益也在不断提高，因为 DESS 提高了 DG 利用率，也提高了与 DG 运营商的分成利润。对储能聚合商而言，也非常愿意在 DG 富裕的用户侧投资 DESS，增加投资综合收益。对配网运营商而言，虽然网损灵敏度小幅度增加，但电压、电流指标均在电网约束范围内，说明 DESS 优化配

置结果是有效的。

表 6 不同 DG 渗透率提升比例下 DESS 优化配置方案
Table 6 Optimal configuration planning of DESS under different increase ratio of DG penetration

渗透率/ %	δ_i (MW/MW·h)	F_{BEN} /万元	f_{GR} ($\times 10^{-3}$)
10	6(1.5/3.0)、8(1.5/3.0)	212.65	9.02
	19(1.0/2.5)、24(1.0/2.5)、30(1.5/3.0)		
20	6(1.5/3.0)、14(1.5/3.0)	284.62	9.97
	19(1.5/3.0)、24(1.5/3.0)、30(1.5/3.0)		
30	6(2.0/4.0)、14(1.5/3.0)	361.94	10.55
	19(1.5/3.0)、24(2.0/4.0)、30(1.5/3.0)		
40	6(1.5/3.0)、14(1.0/2.5)、18(2.0/4.0)	453.53	10.19
	19(1.0/2.5)、24(1.5/3.0)、30(1.5/3.0)		

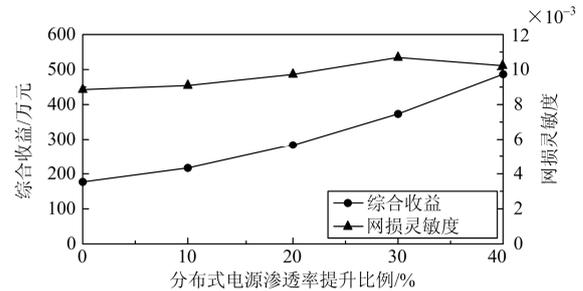


图 9 综合收益和网损灵敏度与 DG 渗透率提升比例的关系
Fig. 9 Comprehensive benefit and network loss sensitivity vs. increase ratio of DG penetration

综上，储能装置成本、日内峰谷电价差、日内负荷水平和 DG 渗透率对 DESS 的优化配置都将产生不同程度的影响。因此，储能聚合商在进行 DESS 投资决策时要多考虑上述因素的影响。

4.4 DESS 实时控制与运行分析

根据 4.2 节的方案 2 可知，本文假设 DESS 日内充放电各 1 次(场景 1)，放电深度为 80%。如果 DESS 日内充放电次数提高到 2 次(场景 2)，放电深度也为 80%，模型参数保持不变，DESS 优化配置结果如表 7 所示。

表 7 不同充放电策略下 DESS 优化配置方案
Table 7 Optimal configuration planning of DESS under different charge/discharge strategies

次数	Δ_i (MW/MW·h)	F_{BEN} /万元	f_{GR} ($\times 10^{-3}$)
2.0	6(1.5/3.0)、14(2.0/4.0)、19(1.5/3.0)	247.49	9.52
	24(1.5/3.0)、30(1.5/3.0)		

由表 6 可知，DESS 日内充放电次数也会影响 DESS 的配置。提高充放电次数后，DESS 配置容量增加，虽然有功网损灵敏度增加 6.13%，但设备利用率提升了，综合收益增加 42.57%。随着储能技术的不断提高，DESS 寿命将增加，在对配电系统增

大影响较小的情况下, 提高充放电次数可增加综合收益, 对于储能聚合商具有投资价值, 符合储能市场规律。不同充放电策略下 DESS 的 SOC 曲线如图 10 和图 11 所示。

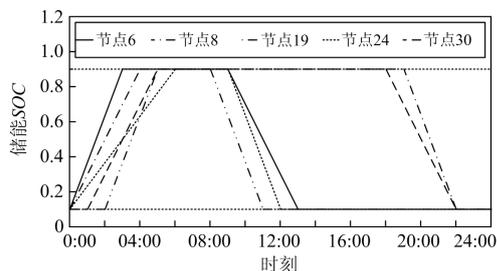


图 10 DESS 充放电 1 次时 SOC 曲线

Fig. 10 Curve of DESS SOC with one charge/discharge

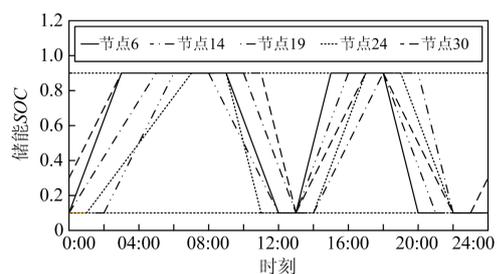


图 11 DESS 充放电 2 次时 SOC 曲线

Fig. 11 Curve of DESS SOC with two charges/discharges

由图 10 和图 11 可知, 场景 1 的 DESS 均在 0:00—06:00 充电, 在 09:00—13:00 和 18:00—22:00 高峰时段放电, 充分利用峰谷电价套利。场景 2 的 DESS 在 23:00—07:00 用谷电价充电一次, 在 13:00—18:00 用其他电价充电一次, 在 08:00—13:00 和 18:00—22:00 按峰电价放电, 实现峰谷电价套利。由于第二次充电成本较高, 综合收益提高幅度不大, 但是随着地区政策支持, 若电价差扩大, 储能聚合商的参与积极性将逐步增大。

5 结论

本文针对配网中 DESS 优化配置问题, 从储能聚合商和配网运营商的角度, 建立考虑不同主体利益的 DESS 双层优化配置模型, 分析结果表明。

1) 本文建立的 DESS 双层配置模型能兼顾储能聚合商的投资综合收益和配网运营商的有功网损灵敏度指标, 该结论为储能聚合商科学合理投资规划配网 DESS 提供了新思路。

2) 储能装置成本、日内峰谷电价差、日内负荷水平、DG 渗透率以及储能充放电策略会对 DESS 优化配置模型产生影响, 尤其是对储能聚合商的综合收益影响较大。因此, 储能聚合商做投资决策时, 应当重点考虑上述因素的影响。

本文下一步研究重点是研究 DESS 接入配电网后的经济优化调度, 提升 DESS 的综合收益。

参考文献

- [1] 武庚, 隆竹寒, 曾博, 等. 计及用户行为的需求响应对分布式发电系统充裕度的影响[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(8): 119-126.
WU Geng, LONG Zhuhan, ZENG Bo, et al. Influence of demand response on supply adequacy of distributed generation system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(8): 119-126.
- [2] LI Jinghua, WANG Sai, YE Liu, et al. A coordinated dispatch method with pumped-storage and battery-storage for compensating the variation of wind power[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2018, 3(1): 201-214. DOI: 10.1186/s41601-017-0074-9.
- [3] SINGH B, SHARMA J. A review on distributed generation planning[J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2017, 76: 529-544.
- [4] 马会萌, 李蓓, 李建林, 等. 面向经济评估的电池储能系统工况特征量嵌入性研究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(22): 70-77.
MA Huimeng, LI Bei, LI Jianlin, et al. Embedded research on working condition characteristics of battery energy storage system for economic evaluation[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(22): 70-77.
- [5] 向育鹏, 卫志农, 孙国强, 等. 基于全寿命周期成本的配电网蓄电池储能系统的优化配置[J]. 电网技术, 2015, 39(1): 264-270.
XIANG Yupeng, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Life cycle cost based optimal configuration of battery energy storage system in distribution network[J]. Power System Technology, 2015, 39(1): 264-270.
- [6] LIU Wenxia, NIU Shuya, XU Huiting. Optimal planning of battery energy storage considering reliability benefit and operation strategy in active distribution system[J]. Journal of Modern Power Systems & Clean Energy, 2017, 5(2): 177-186.
- [7] 颜志敏, 王承民, 连鸿波, 等. 计及缺电成本的用户侧蓄电池储能系统容量规划[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(11): 50-54.
YAN Zhimin, WANG Chengmin, LIAN Hongbo, et al. Capacity plan of battery energy storage system in user side considering power outage cost[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(11): 50-54.
- [8] 李秀磊, 耿光飞, 季玉琦, 等. 考虑实际运行的配电网电池储能系统的优化配置研究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(9): 88-94.
LI Xiulei, GENG Guangfei, JI Yuqi, et al. Study on optimal allocation of battery energy storage in distribution network considering the actual operation[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(9): 88-94.
- [9] 熊雄, 叶林, 杨仁刚. 电力需求侧规模储能容量优化和经济性分析[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(17): 42-48, 88.
XIONG Xiong, YE Lin, YANG Rengang. Optimal

- allocation and economic benefits analysis of energy storage system on power demand side[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(17): 42-48, 88.
- [10] 李建林, 郭斌琪, 牛萌, 等. 风光储系统储能容量优化配置策略[J]. 电工技术学报, 2018, 33(6): 1189-1196.
LI Jianlin, GUO Binqi, NIU Meng, et al. Optimal configuration strategy of energy storage capacity in wind/PV/storage hybrid system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(6): 1189-1196.
- [11] 唐文左, 梁文举, 崔荣, 等. 配电网中分布式储能系统的优化配置方法[J]. 电力建设, 2015, 36(4): 38-45.
TANG Wenzuo, LIANG Wenju, CUI Rong, et al. Optimal allocation method of distributed energy storage system in distribution network[J]. Electric Power Construction, 2015, 36(4): 38-45.
- [12] 陈厚合, 刘丽娜, 姜涛, 等. 提升配电网电压质量的分布式储能经济优化配置方法[J]. 电网技术, 2018, 42(7): 2127-2135.
CHEN Houhe, LIU Lina, JIANG Tao, et al. Optimal economic configuration of distributed energy storage systems for improving voltage quality in distribution network[J]. Power System Technology, 2018, 42(7): 2127-2135.
- [13] CARPINELLI G, MOTTOLA F, PROTO D, et al. A hybrid method for optimal siting and sizing of battery energy storage systems in unbalanced low voltage microgrids[J]. Applied Sciences, 2018, 8(3).
- [14] 颜宁, 厉伟, 邢作霞, 等. 复合储能在主动配电网中的容量配置[J]. 电工技术学报, 2017, 32(19): 180-186.
YAN Ning, LI Wei, XING Zuoxia, et al. Capacity allocation method in active distribution network based on hybrid energy storage[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(19): 180-186.
- [15] CHEN C, DUAN S, CAI T, et al. Optimal allocation and economic analysis of energy storage system in microgrids[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2011, 26(10): 2762-2773.
- [16] 王晔, 王留晖, 张少华. 风电商与 DR 聚合商联营对电力市场竞争的影响[J]. 电网技术, 2018, 42(1): 110-116.
WANG Xian, WANG Liuhui, ZHANG Shaohua. Impacts of cooperation between wind power producer and DR aggregator on electricity market equilibrium[J]. Power System Technology, 2018, 42(1): 110-116.
- [17] ZAKARIAZADEH A, JADID S, SIANO P. Integrated operation of electric vehicles and renewable generation in a smart distribution system[J]. Energy Conversion & Management, 2015, 89: 99-110.
- [18] FEIJOO A E, CIDRAS J. Modeling of wind farms in the load flow analysis[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2000, 15(1): 110-115.
- [19] 邓威, 李欣然, 李培强, 等. 基于互补性的间歇性分布式电源在配网中的优化配置[J]. 电工技术学报, 2013, 28(6): 216-225.
DENG Wei, LI Xinran, LI Peiqiang, et al. Optimal allocation of intermittent distributed generation considering complementarity in distributed network[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(6): 216-225.
- [20] 马溪原, 吴耀文, 方华亮, 等. 采用改进细菌觅食算法的风/光/储混合微电网电源优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(25): 17-25.
MA Xiyuan, WU Yaowen, FANG Hualiang, et al. Optimal sizing of hybrid solar-wind distributed generation in an islanded microgrid using improved bacterial foraging algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(25): 17-25.
- [21] 胡长英. 双层规划理论及其在管理中的应用[M]. 北京: 知识产权出版社, 2012.
- [22] 程浩忠, 张焰. 电力网络规划的方法与应用[M]. 上海: 上海科学技术出版社, 2002.
- [23] 薛金花, 叶季蕾, 陶琼, 等. 采用全寿命周期成本模型的用户侧电池储能经济可行性研究[J]. 电网技术, 2016, 40(8): 2471-2476.
XUE Jinhua, YE Jilei, TAO Qiong, et al. Economic feasibility of user-side battery energy storage based on whole-life-cycle cost model[J]. Power System Technology, 2016, 40(8): 2471-2476.
- [24] 姜鹏飞. 项目建设期贷款利息的理论分析与简化计算[J]. 建筑经济, 2011(7): 43-45.
JIANG Pengfei. Theoretical analysis and simplified calculation of loan interest in project construction period[J]. Construction Economy, 2011(7): 43-45.
- [25] 庄园, 王磊. 分布式电源在配电网中优化选址与定容的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(20): 73-78.
ZHUANG Yuan, WANG Lei. Research of distributed generation optimal layout and capacity confirmation in distribution network[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(20): 73-78.
- [26] 李娟, 杨琳, 刘金龙, 等. 基于自适应混沌粒子群优化算法的多目标无功优化[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(9): 26-31.
LI Juan, YANG Lin, LIU Jinlong, et al. Multi-objective reactive power optimization based on adaptive chaos particle swarm optimization algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(9): 26-31.
- [27] AMAN M M, JASMOM G B, BAKAR A H A, et al. A new approach for optimum simultaneous multi-DG distributed generation units placement and sizing based on maximization of system loadability using HPSO (hybrid particle swarm optimization) algorithm[J]. Energy, 2014, 66(4): 202-215.

收稿日期: 2018-10-15; 修回日期: 2018-12-06

作者简介:

唐 权(1982—), 男, 高级工程师, 研究方向为电力系统分析与大电网规划;

胥威汀(1985—), 男, 高级工程师, 研究方向为电网规划与设计;

叶 希(1988—), 女, 高级工程师, 研究方向为电网规划与新能源分析。

(编辑 许 威)