

低碳化背景下配电网“源—储—荷” 多目标优化配置

黄宗龙, 江修波, 刘丽军

(福州大学电气工程与自动化学院, 福建 福州 350116)

摘要:清洁能源的分布式电源(DG)及电动汽车(EV)的利用是低碳化背景下实现可持续发展的关键部分。为降低 DG 出力及电动汽车充电负荷波动性对配电网的不良影响,首先,在规划阶段引入分布式储能系统(DESS),建立 DG、DESS 及电动汽车充电站(EVCS)的协调优化配置模型。其次,引入碳减排量指标,建立考虑配电网综合收益、碳减排量、电压质量指标、综合净负荷波动指标及网络损耗的多目标函数,并采用粒子群—和声搜索混合算法进行模型的求解。最后,以 IEEE 33 节点配电系统为例进行仿真验证,结果表明,所建立的“源—储—荷”联合规划模型能够有效降低系统碳排放量及网损,改善电压质量及负荷波动指标。

关键词:分布式电源;电动汽车充电站;分布式储能系统;优化配置

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2020.05.005 中图分类号:TM715 文章编号:1673-9140(2020)05-0036-10

Multi-objective optimal allocation of "generation-storage-load" under the low-carbon background

HUAGNZ Zonglong, JIANG Xiubo, LIU Lijun

(College of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350116, China)

Abstract: Distributed generation (DG) and electric vehicle (EV) are the key parts of sustainable development under the low-carbon background. In order to reduce the negative impact of DG output and electric vehicle charging load volatility on the distribution network, a distributed energy storage system (DESS) is introduced in the planning stage to establish a coordinated and optimized configuration model of DG, DESS and electric vehicle charging stations (EVCS). By introducing the carbon emission reduction index, a multi-objective function is established. The comprehensive income of the distribution network, carbon emission reduction, voltage quality index, comprehensive net load fluctuation index and network loss are considered. Then, the particle swarm-harmony search hybrid algorithm is applied to solve the model. Lastly, an IEEE 33-bus power distribution system is simulated, it is shown that the established "generation-storage-load" joint planning model can effectively reduce system carbon emissions and network losses, and also improve voltage quality and load fluctuation indicators.

Key words: DG; EVCS; DESS; optimal allocation

随着全球温室效应的加重,发展清洁能源技术已成为低碳化背景下实现可持续发展的关键问题,尤其是利用可再生能源的分布式电源(distributed generation, DG)及电动汽车(electric vehicle, EV)^[1-2]。近年来 DG 及 EV 因其低碳、清洁的优点而受到电力行业的重视,但大量的 DG 及 EV 并入配电网时会对配电网的正常运行产生影响,因此合理进行 DG 及电动汽车充电站(electric vehicle charging station, EVCS)的优化配置具有重要意义。

文献[3]基于不同类型分布式电源和负荷的时序特性,提出考虑电量外送的多电压等级电网中分布式电源的优化配置方法;文献[4]考虑分布式电源的环境效益及时序特性,建立 DG 优化配置模型;文献[5]构建俘获交通流量最大、系统网损最小及节点电压偏移最小的多目标函数,基于二进制粒子群算法进行 EVCS 规划模型的求解;文献[6]在 EVCS 的优化配置模型中考虑交通流量因素,以交通流量及负载能力为约束条件,建立规划模型;文献[7-8]考虑 DG 出力及 EV 充电负荷的波动性,以投资经济性最优为目标,建立 EVCS 及 DG 的协同优化配置模型。

光伏、风电出力及 EV 充电负荷受气象因素及车主充电行为影响,具有显著波动性,而分布式储能系统(distributed energy storage system, DESS)凭借其供储能力可实现抑制功率波动、改善电压质量的目标^[9],文献[3-8]未考虑储能装置对 EVCS 及 DG 规划的影响,难以实现综合最优。

在储能系统与 DG、EVCS 协调规划研究方面,文献[10]构建经济成本最小、电压质量最高及局部自治区域功率波动最小的多目标函数,建立 DG 与储能系统协调优化配置模型,但未考虑新能源发电的环境效益;文献[11]考虑 DG 出力及负荷的时序特性,建立 DG 及储能的协调规划模型,文献[12]建立以总投资成本、运行成本及失负荷成本最小的 DESS-EVCS-配电网扩展联合规划模型,但文献[11-12]所构建模型均未考虑节点电压质量及系统功率波动情况。

该文考虑了间歇性 DG、常规负荷及 EV 充电负荷的时序特性,建立以配电网综合收益最大、碳减排

量最大、电压质量指标最大、综合净负荷波动最小及网络损耗最小的“源—储—荷”多目标协调优化配置模型,根据系统及节点功率波动情况制定 DESS 充放电策略,并采用粒子群—和声搜索混合算法进行优化配置模型的求解。

1 “源—储—荷”协调规划模型

1.1 优化目标

该文以分布式电源、储能系统以及电动汽车充电站的位置容量为决策变量,建立配电网年综合收益最大、系统碳减排量最大、综合电压质量指标最大、系统负荷波动指标最小以及系统网络损耗最小的“源—储—荷”多目标协调规划模型。

1) 配电网年综合收益 $\max F_1$ 。

$$\max F_1 = C_S + C_B - C_{\text{inv}} - C_{\text{OM}} \quad (1)$$

式中 C_S 为配电网公司综合售电收益; C_B 为清洁能源发电的政府补贴; C_{inv} 为“源—储—荷”系统的投资建设成本; C_{OM} 为“源—储—荷”系统的运行维护成本。

$$C_S = \sum_{l=1}^k T_l \sum_{t=1}^{24} (c_d P_{l,t,L} - c_b \cdot (P_{l,t,L} - P_{l,t,DG}) + (c_e - c_b) P_{l,t,EV}) \quad (2)$$

式中 k 为规划场景数; T_l 为一年中第 l 个规划场景的天数; c_b 、 c_d 为单位购、售电电价; c_e 为充电站单位售电电价; $P_{l,t,L}$ 、 $P_{l,t,DG}$ 及 $P_{l,t,EV}$ 分别为 l 场景下 t 时刻的常规负荷需求、DG 出力及 EV 充电负荷。

$$C_B = \sum_{l=1}^k T_l \sum_{t=1}^{24} (c_{b1} P_{l,t,DWG} + c_{b2} P_{l,t,PVG}) \quad (3)$$

式中 c_{b1} 及 c_{b2} 分别为风电及光伏单位发电量的政府补贴; $P_{l,t,DWG}$ 及 $P_{l,t,PVG}$ 分别为 l 场景下 t 时刻的风电及光伏出力。

$$C_{\text{inv}} = \left(\sum_{j \in n_1} c_{i1} P_{j,DWG} + \sum_{j \in n_2} c_{i2} P_{j,PVG} \right) + \sum_{j \in n_3} (c_g + c_{i3} P_{j,EV}) + \sum_{j \in n_4} (c_{i4} P_{j,DESS} + c_{i5} S_{j,DESS}) \frac{r(1+r)^m}{(1+r)^m - 1} \quad (4)$$

式中 n_i 、 c_{i1} 为 DG、EVCS 及 DESS 的待选节点数、单位容量建设成本; $P_{j,DWG}$ 、 $P_{j,PVG}$ 及 $P_{j,EV}$ 分

别为 j 节点的风电、光伏及 EVCS 建设容量; $P_{j, \text{DESS}}$ 及 $S_{j, \text{DESS}}$ 为 DESS 配置的充放电功率及容量; c_g 为充电站固定投资成本; r 为贴现率; m 为配电网规划寿命周期。

$$C_{\text{OM}} = \sum_{l=1}^k T_l \sum_{t=1}^{24} (c_{\text{om1}} P_{l,t, \text{DWG}} + c_{\text{om2}} P_{l,t, \text{PVG}} + c_{\text{om3}} P_{l,t, \text{DESS}}) + \sum_{j \in n_3} c_{\text{om4}} P_{j, \text{EV}} \quad (5)$$

式中 c_{om1} 、 c_{om2} 、 c_{om3} 分别为风电、光伏及 DESS 单位运行维护成本; c_{om4} 为折算到一年的 EVCS 单位容量运行维护费用; $P_{l,t, \text{DWG}}$ 、 $P_{l,t, \text{PVG}}$ 及 $P_{l,t, \text{DESS}}$ 分别为 l 场景下 t 时刻的风电、光伏及储能出力。

2) 系统碳减排量 $\max F_2$ 。

$$\max F_2 = \sum_{l=1}^k T_l \sum_{t=1}^{24} (P_{l,t, \text{DG}} X_d + \frac{P_{l,t, \text{EV}}}{e_e} X_e) \quad (6)$$

式中 X_d 表示 DG 代替传统火力发电时每千瓦时发电量的碳减排量; e_e 为 EV 百公里耗电量; X_e 表示 EV 与传统汽车百公里行程的碳排放差值。

3) 综合电压质量指标 $\max F_3$ 。

$$\max F_3 = \sum_{l=1}^k \frac{T_l}{365 \cdot 24} \sum_{i=1}^Z \sum_{t=1}^{24} \frac{(U_i(t) - U_{i\min})}{(U_{i\text{r}} - U_{i\min})} \cdot \frac{(U_{i\max} - U_i(t)) |P_i(t)|}{(U_{i\max} - U_{i\text{r}}) \sum_{j=1}^Z |P_j(t)|} \quad (7)$$

式中 Z 为系统节点个数; $U_i(t)$ 为 i 节点 t 时刻电压值; $U_{i\max}$ 、 $U_{i\min}$ 及 $U_{i\text{r}}$ 为节点电压的上下限值及额定值; $P_i(t)$ 为 i 节点 t 时刻的注入功率。综合电压质量指标值越大, 系统整体电压水平越优。

4) 系统负荷波动指标 $\min F_4$ 。

$$\min F_4 = \sum_{l=1}^k \frac{T_l}{365} \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{24} (P_{l,t,e} - P_{l,\text{ave}})^2}{24}} \quad (8)$$

$$P_{l,t,e} = P_{l,t,L} + P_{l,t, \text{EV}} - P_{l,t, \text{DG}} + P_{l,t, \text{DESS}} \quad (9)$$

式中 $P_{l,t,e}$ 为 l 场景中 t 时刻系统的等效负荷, $P_{l,\text{ave}}$ 为 l 场景中系统的平均负荷, 储能放电时, $P_{l,t, \text{DESS}}$ 为负值, 储能充电时, $P_{l,t, \text{DESS}}$ 为正值。系统负荷波动指标值越小, 表示系统整体负荷波动情况越好。

5) 系统网络损耗 $\min F_5$ 。

$$\min F_5 = \sum_{l=1}^k T_l \sum_{t=1}^{24} P_{l,t, \text{loss}} \quad (10)$$

式中 $P_{l,t, \text{loss}}$ 为 l 场景下 t 时刻的系统网损。

对上述 5 个目标函数进行归一化处理:

$$f_i = \begin{cases} F_i / F_i^{\max} & i = 1, 2, 3 \\ F_i^{\min} / F_i & i = 4, 5 \end{cases} \quad (11)$$

式中 f_i 为归一化的目标函数值, 该值越接近 1, 表明该指标越好, F_i^{\max} 及 F_i^{\min} 为单目标函数 i 在寻优过程中所寻找到的最优值。

因此, “源—储—荷”协调规划模型的综合评价系数为

$$\max F = \sum_{i=1}^5 \alpha_i f_i \quad (12)$$

式中 α_i 为目标函数值 f_i 的权重, $i = 1, 2, 3, 4, 5$, α_i 之和为 1。该文基于层次分析法^[13]确定各指标权重。

1.2 约束条件

1) 不等式约束条件。

$$\begin{cases} P_{\text{DG}i}^{\min} \leq P_{\text{DG}i} \leq P_{\text{DG}i}^{\max} \\ \sum P_{\text{DG}i} \leq P_{\text{DG}}^{\max} \\ P_{\text{EV}i}^{\min} \leq P_{\text{EV}i} \leq P_{\text{EV}i}^{\max} \\ \begin{cases} S_{\text{DESS}i}^{\min} \leq S_{\text{DESS}i} \leq S_{\text{DESS}i}^{\max} \\ P_{\text{DESS}i}^{\min} \leq P_{\text{DESS}i} \leq P_{\text{DESS}i}^{\max} \end{cases} \\ 0.1E_{\text{DESS}} \leq E_{\text{DESS}i} \leq 0.9E_{\text{DESS}} \\ U_{i\min} \leq U_i \leq U_{i\max} \\ |S_{ij}| \leq S_{ij\max} \end{cases} \quad (13)$$

式中 $P_{\text{DG}i}$ 、 $P_{\text{DG}i}^{\max}$ 及 $P_{\text{DG}i}^{\min}$ 分别为节点 i 的 DG 安装容量及允许安装容量上下限值; P_{DG}^{\max} 为规划地区的 DG 安装容量上限; $P_{\text{EV}i}$ 、 $P_{\text{EV}i}^{\max}$ 及 $P_{\text{EV}i}^{\min}$ 分别为节点 i 充电站安装容量及允许安装容量上下限值; $S_{\text{DESS}i}$ 、 $S_{\text{DESS}i}^{\max}$ 及 $S_{\text{DESS}i}^{\min}$ 分别为节点 i 的储能安装容量及允许安装容量上下限值; $P_{\text{DESS}i}$ 、 $P_{\text{DESS}i}^{\max}$ 及 $P_{\text{DESS}i}^{\min}$ 分别为节点 i 储能充放电功率及允许充放电功率上下限值; $E_{\text{DESS}i}$ 及 E_{DESS} 分别为节点 i 储能系统的剩余容量及额定容量; S_{ij} 及 $S_{ij\max}$ 分别为支路 ij 的传输功率及传输功率限值。

2) 等式约束条件。

$$\begin{cases} P_i - U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 \\ Q_i - U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \end{cases} \quad (14)$$

式中 P_i 、 Q_i 分别为节点 i 的注入有功及注入无功; U_i 、 U_j 分别为节点 i 、 j 的节点电压; G_{ij} 、 B_{ij} 分别为节点 i 和 j 之间支路的电导及电纳; θ_{ij} 为节点 i 和 j 的节点电压相角差。

2 典型场景构建及 EV 充电负荷分析

2.1 DG—常规负荷的典型场景构建

以光伏发电 (photovoltaic generation, PVG) 及风电 (distributed wind generation, DWG) 为代表的间歇性 DG 出力具有显著的时序波动性, 在“源—储—荷”协调规划过程中, 必须充分考虑风电、光伏及常规负荷波动性, 规划地区一年 8 760 h 的风速、光照强度及常规负荷如图 1 所示。

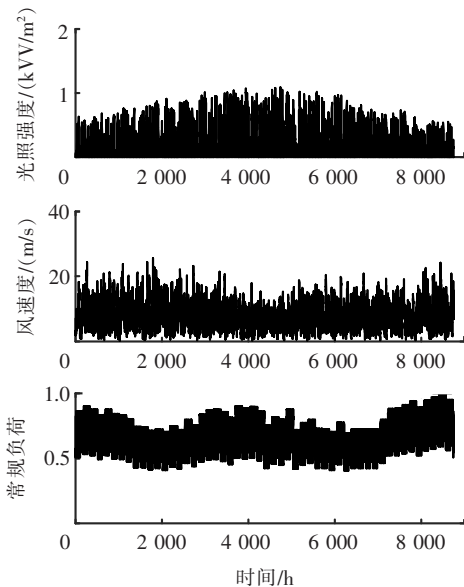


图 1 风速、光照强度及常规负荷年变化曲线

Figure 1 Wind speed, light intensity and load curves

若以全部历史数据作为规划模型的分析对象, 会产生因计算量过大而导致的求解困难, 因此该文以规划地区整年的风速、光照强度及常规负荷需求数据为基础数据, 基于 K -means 算法进行日场景缩减^[14], 生成规划地区的风—光—负荷日典型场景: ①将 8 760 h 的原始数据划分为 365 个风—光—负荷日样本场景; ②初始化 k 个聚类中心 $\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_k$; ③分别计算各样本场景与 k 个聚类中心的欧式距离, 将原始场景划分到最近聚类中心所属场景; ④

分别计算 k 个场景中所有场景的均值并更替为新一代的聚类中心; ⑤重复 3) 及 4), 直至聚类中心不再变化, 完成 k 个典型场景的确定。

通过式 (15)、(16) 分析典型场景下光伏及风电的有功出力^[15]:

$$P_{PV} = \begin{cases} P_P \frac{h}{h_s}, & h \leq h_s \\ P_P, & h > h_s \end{cases} \quad (15)$$

式中 P_{PV} 为光伏出力; P_P 为光伏额定功率; h 及 h_s 分别为实际光照强度及额定光照强度。

$$P_{DW} = \begin{cases} 0, & 0 \leq v < v_i \text{ 或 } v_o \leq v \\ P_D \frac{v - v_i}{v_s - v_i}, & v_i \leq v < v_s \\ P_D, & v_s \leq v < v_o \end{cases} \quad (16)$$

式中 P_{DW} 为风电出力; P_D 为风电额定功率; v 为实际风速; v_i 、 v_o 及 v_s 分别为切入风速、切出风速及额定风速。

2.2 基于蒙特卡洛模拟法的充电负荷分析

在“源—储—荷”协调规划过程中需要构建电动汽车充电负荷的计算模型, 该文以私家电动汽车为研究对象, 根据电动汽车电池特性、车主充电行为及充电方式等因素确定日充电负荷时序特性曲线。

基于文献[16]分析可知, 私家电动汽车充电时间段主要包括两部分: 上班时间 8:00—17:00 及夜间在家时间 19:00—7:00, 且电动汽车充电起始荷电状态 (state of charge, SOC) 满足正态分布 $N(0.6, 0.1^2)$, 上班充电时间段及夜间在家充电时间段的起始充电时间分别满足正态分布 $N(9, 0.5^2)$ 与 $N(19, 1.5^2)$ 。

该文采用蒙特卡洛模拟法进行电动汽车充电负荷的计算, 计算流程如图 2 所示, n 为规划地区私家电动汽车规模, 充电时长 T_f 计算:

$$T_f = \frac{(SOC_e - SOC_0) \cdot E_e \cdot 60}{\eta \cdot P_e} \quad (17)$$

式中 T_f 为电动汽车充电时间; SOC_e 为充电后荷电容量; SOC_0 为初始荷电容量; E_e 为电池容量; η 为电池充电效率; P_e 为电池充电功率。

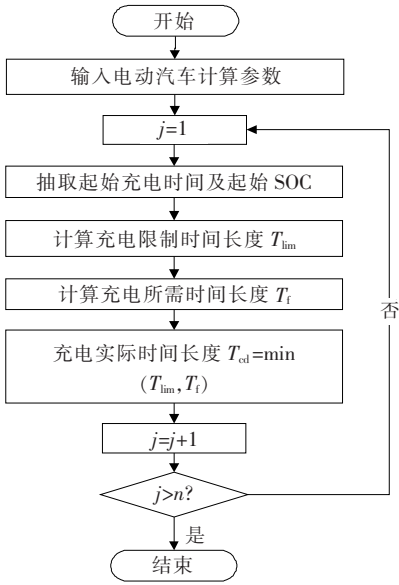


图 2 电动汽车充电负荷计算流程

Figure 2 Calculation process of EV charging load

3 储能系统充放电策略与算法求解

3.1 储能系统充放电策略

在 DG 安装节点配置储能装置,利用储能系统充放电与 DG 出力及负荷需求进行配合,抑制系统等效负荷 $P_e(t)$ 的波动性。

$$P_e(t) = P_L(t) + P_{EV}(t) - P_{DG}(t) \quad (18)$$

$$P_a = \frac{1}{24} \sum_{t=1}^{24} P_e(t) \quad (19)$$

式中 P_a 为系统平均负荷; $P_L(t)$ 、 $P_{EV}(t)$ 及 $P_{DG}(t)$ 分别为常规负荷需求、EV 充电负荷及 DG 出力。

在储能系统充放电过程中,对 t 时刻含储能装置的系统节点进行分类,A 类节点:该时刻下节点等效负荷 $P_{i,e}(t)$ 大于其平均负荷 $P_{i,a}$;B 类节点:该时刻下节点等效负荷 $P_{i,e}(t)$ 小于其平均负荷 $P_{i,a}$ 。

储能系统放电策略:若 t 时刻 $P_e(t) > P_a$,系统等效负荷大于平均负荷,整体储能系统放电,该时刻由 A 类节点储能装置进行放电,放电功率 $P_d(t)$:

$$P_d(t) = \min \begin{cases} P_d^{\max} \\ P_{i,e}(t) - P_{i,a} \\ E_{DESSi}(t) - 0.1E_{DESS} \\ P_e(t) - P_a \end{cases} \quad (20)$$

式中 P_d^{\max} 为储能装置最大允许放电功率; $P_{i,e}(t) - P_{i,a}$ 为 t 时刻 i 节点等效负荷与平均负荷的差额; $E_{DESSi}(t) - 0.1E_{DESS}$ 为 i 节点储能装置最大可放电量; $P_e(t) - P_a$ 为 t 时刻系统等效负荷与平均负荷的差额。取式中 4 项指标中的最小值作为储能装置放电功率。

储能系统充电策略:若 t 时刻 $P_e(t) < P_a$,系统等效负荷小于平均负荷,整体储能系统充电,该时刻下由 B 类节点储能装置进行充电,充电功率 $P_c(t)$:

$$P_c(t) = \min \begin{cases} P_c^{\max} \\ P_{i,a} - P_{i,e}(t) \\ 0.9E_{DESS} - E_{DESSi}(t) \\ P_a - P_e(t) \end{cases} \quad (21)$$

式中 P_c^{\max} 为储能装置最大允许充电功率, $0.9E_{DESS} - E_{DESSi}(t)$ 为 i 节点储能装置最大可充电量,取式中 4 项指标最小值作为储能装置充电功率。

储能出力 $P_{DESS}(t)$ 为

$$P_{DESS}(t) = \begin{cases} \eta_c P_c(t), & \text{充电状态} \\ -\eta_d P_d(t), & \text{放电状态} \\ 0, & \text{其他} \end{cases} \quad (22)$$

式中 η_c 、 η_d 分别为储能装置的充放电效率。

3.2 基于粒子群一和声搜索混合算法的模型求解

粒子群算法 (particle swarm optimization, PSO) 模拟鸟群觅食原理,具有计算简单、寻优方向性强的优点,但 PSO 算法的全局搜索能力较差,且在算法后期容易陷入局部最优,和声搜索算法 (harmony search, HS) 虽方向性不强,但具有在算法后期扩大搜索范围的特点,PSO-HS 混合算法结合 2 种算法的优点,在搜索前期基于 PSO 算法思想进行寻优,搜索后期基于 HS 算法思想扩大寻优范围,增强粒子全局寻优能力。

该文采用 PSO-HS 混合算法进行“源—储—荷”协调规划模型的求解,求解流程如图 3 所示。

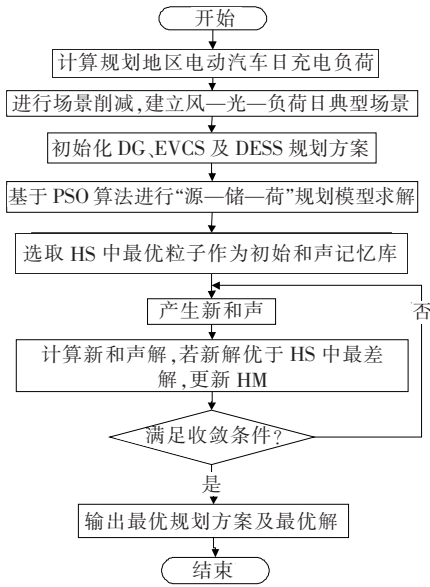


图 3 规划模型计算流程

Figure 3 Flow chart of programming model calculation

4 算例分析

4.1 算例介绍

该文结合 IEEE 33 节点配电系统算例进行“源—储—荷”系统的优化配置,IEEE 33 节点系统如图 4 所示,系统参数参考文献[17]。

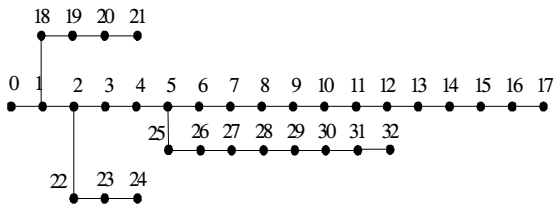


图 4 IEEE 33 节点配电系统

Figure 4 IEEE33-bus distribution network

假设规划地区电动汽车规模为 600 辆,电池容量为 32 kW·h,充电功率为 7 kW,充电效率为 90%,设置蒙特卡洛模拟次数为 50 000,根据 1.2 节所计算的规划地区电动汽车日充电负荷曲线如图 5 所示。

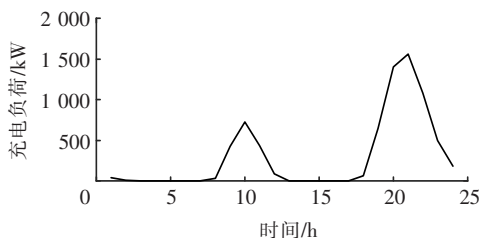


图 5 电动汽车充电负荷

Figure 5 Charging load of EV

经 2.1 节所构建的风—光—常规负荷典型日场景归一化数据如图 6 所示。

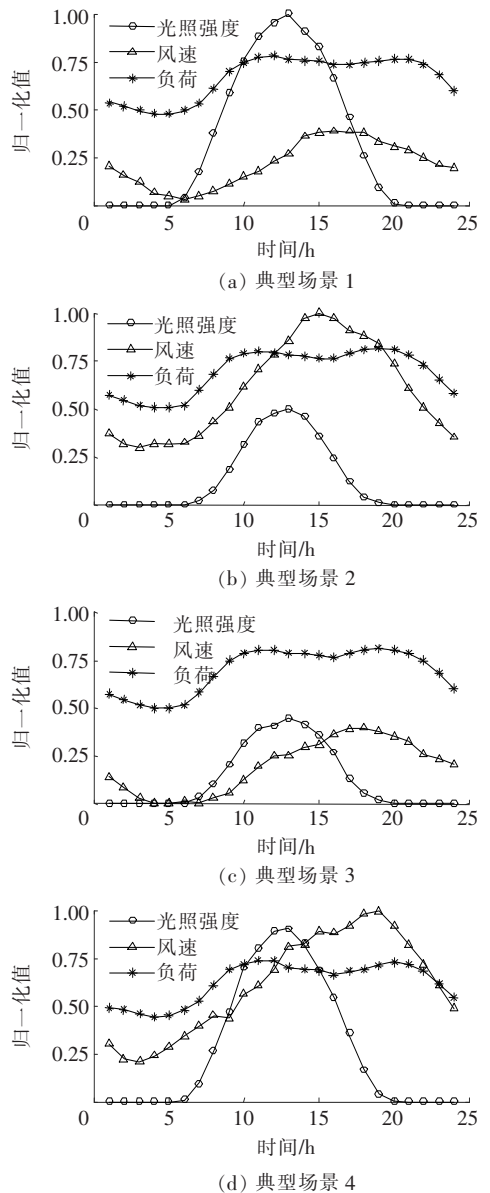


图 6 风—光—常规负荷典型日场景

Figure 6 Wind speed, light intensity and load scenarios

DG 单模块容量为 100 kW,DESS 单模块容量为 100 kW·h,充放电功率为 25 kW。光伏额定光照强度为 1 kW/m²,风电切入风速为 3 m/s、额定风速为 13.5 m/s、切出风速为 20 m/s。电价参数 $c_b=0.4$ 元/(kW·h)、 $c_d=0.5$ 元/(kW·h)、 $c_e=1$ 元/(kW·h),风电补贴 $C_{b1}=0.1$ 元/(kW·h),光伏补贴 $C_{b2}=0.36$ 元/(kW·h),风电成本: $c_{t1}=5381$ 元/kW、 $c_{om1}=0.0296$ 元/(kW·h),光伏成本: $c_{t2}=4375$ 元/kW、 $c_{om2}=0.0096$ 元/(kW·h),充

电站成本： $c_g = 300$ 万元、 $c_{13} = 6\ 000$ 元/kW、 $c_{om4} = 10$ 万元/MW。储能成本： $c_{t4} = 1\ 000$ 元/kW、 $c_{t5} = 1\ 500$ 元/(kW·h)、 $c_{om3} = 0.5$ 元/(kW·h)。碳减排参数： $X_d = 639.2$ kg/(MW·h)、 $e_e = 21.5$ (kW·h)/ 10^2 km、 $X_e = 7$ kg/ 10^2 km。DG 应选择配置在负荷较大的节点或线路中间偏末端位置,以实现大负荷的就地消纳,提升线路末端电压水平,而 EV 充电负荷会加大系统负担,因此 EVCS 应选择配置在负荷较小的节点或 DG 附近。故设置 DG-DESS 系统备选节点为 3、13、30、7、21、29, EVCS 备选节点为 5、11、16、18、32。

4.2 结果分析

采用 3 种方案进行配电网优化配置。

方案 1:该文所建立的“源—储—荷”协调规划;

方案 2:未考虑储能配置的 DG-EVCS 协调规划;

方案 3:先单独进行 DG-DESS 系统的规划,再进行 EVCS 规划。

基于上述方案的配电网规划结果如表 1、2 所示。

表 1 不同方案下的优化配置结果

Table 1 Optimal allocation results of different schemes

方案	优化配置结果
1	DG 3(1.0), 13(1.0), 30(1.0), 7(0.4), 21(0.4), 29(0.2)
	EVCS 5(0.178), 11(0.163), 16(0.192), 18(0.193), 32(0.178)
	DESS 3(0.9), 13(0.9), 30(0.7), 7(0.8), 21(0.4), 29(0.5)
2	DG 3(0.6), 13(1.0), 30(0.8), 7(0.5), 21(0.2), 29(0.5)
	EVCS 5(0.162), 11(0.176), 16(0.160), 18(0.189), 32(0.161)
	DESS —
3	DG 3(0.9), 13(1.0), 30(0.7), 7(0.5), 21(0.4), 29(0.4)
	EVCS 5(0.191), 11(0.154), 16(0.154), 18(0.160), 32(0.218)
	DESS 3(1.0), 13(0.8), 30(0.9), 7(1.0), 21(1.0), 29(0.7)

表 2 不同方案下的优化配置总容量

Table 2 Optimal configuration capacity of different schemes

方案	DG/MW	EVCS/MW	DESS/(MW·h)	DESS/MW
1	4.000	0.904	4.200	1.050
2	3.600	0.848	—	—
3	3.900	0.877	5.400	1.350

DG 规划方案中 3(0.6)表示节点 3 的 DG 安装容量为 0.6 MW, EVCS 规划方案中 5(0.162)表示节点 5 的充电站建设容量为 0.162 MW, DESS 规划方案中 3(0.9)表示节点 3 的储能安装容量为 0.9 MW·h。

该文基于层次分析法所确定的 5 个指标 [f_1 f_2 f_3 f_4 f_5]权重系数为 [0.214 7 0.120 8 0.214 7 0.376 0 0.073 8]。3 种方案的各项指标值及综合评价系数如表 3 所示。

表 3 不同方案下的综合评价系数

Table 3 Comprehensive evaluation coefficients of different schemes

方案	年综合收益/万元	碳减排量/ 10^6 kg	综合电压质量	系统负荷波动/kW	系统网损/(MW·h)	综合评价系数
1	452.25	9.44	0.858 4	408.72	445.04	0.901 4
2	531.27	8.03	0.841 4	542.00	480.09	0.818 8
3	381.66	8.65	0.848 2	380.12	459.65	0.887 0

1)对比方案 1 与方案 2 的优化配置结果,由于方案 1 中进行了储能装置的配置,导致整体规划方案投资成本较高,年综合收益较方案 2 低,但储能装置的配置有利于抑制 DG 及电动汽车充电负荷波动性对配电网的不良影响,提高配电网对 DG 及电动汽车的接纳能力,其中 DG 配置容量提高了 400 kW, EVCS 配置容量提高了 56 kW,促进了新能源的使用,降低碳排放量 1.41×10^6 kg,同时储能装置的“削峰填谷”能力有利于提高系统综合电压质量,并减低系统网损 35.05 MW·h,抑制系统负荷波动 133.28 kW,因此方案 1 的综合评价系数优于方案 2。

方案 2 的多场景净负荷波动曲线如图 7 所示。方案 1 的储能系统充放电策略如图 8 所示,方案 1

的多场景净负荷波动曲线如图 9 所示。由图 7~9 可知,方案 1 与方案 2 的多场景净负荷波动曲线趋势相同,而储能系统充放电功率曲线与净负荷波动曲线趋势相反,说明储能系统能根据配网系统 DG 及电动汽车充电负荷的整体波动情况进行充放电策略的调整,在系统负荷高峰期向系统放电,在系统负荷低谷期从系统充电。

对比图 7 与图 9 可知,在 DG-EVCS 规划中考虑储能装置的配置有利于抑制综合净负荷的波动性,由表 3 可知方案 1 的系统负荷波动相较方案 2 降低了 24.59%。

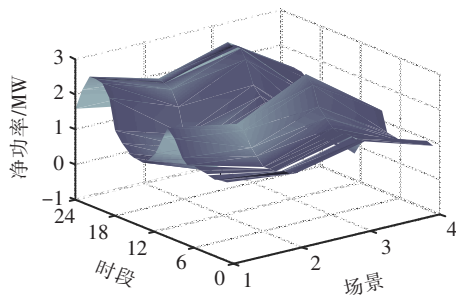


图 7 方案 2 多场景净负荷曲线

Figure 7 Multi-scenario net load curve of program 2

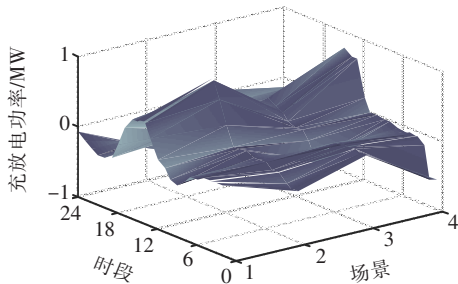


图 8 储能充放电功率曲线

Figure 8 Charging-discharging curve of DESS

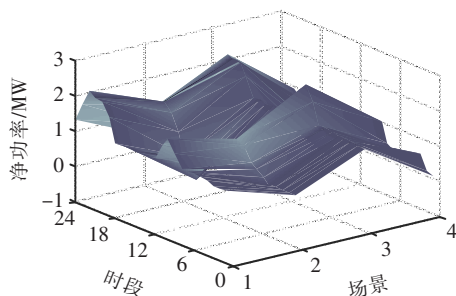


图 9 方案 1 多场景净负荷曲线

Figure 9 Multi-scenario net load curve of program 1

DG 及电动汽车的并网会对系统运行电压水平产生影响,方案 1、方案 2 及原始网络的 33 节点电压最大偏移量如图 10 所示。由图 10 可知方案 1 及方案 2 的节点电压最大偏移程度皆低于原始网络,且原始网络的综合电压质量指标值为 0.679 4,劣于方案 1 的 0.858 4 及方案 2 的 0.841 4,这是由于在进行配电网规划时统筹兼顾了常规负荷、DG 出力及电动汽车充电负荷的波动性,波动性负荷之间的互补性质使最终规划方案的电压质量有所改善。对比方案 1 及方案 2 的电压质量可知储能装置的配置能够在提高系统对 DG 及电动汽车充电负荷接纳量的同时保证系统的电能质量,确保系统的安全运行。

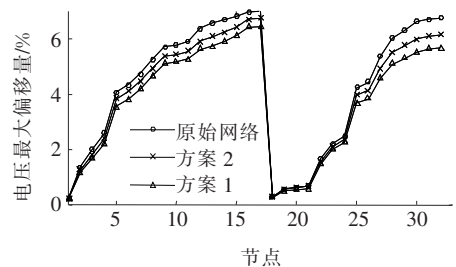


图 10 不同方案节点电压最大偏移量

Figure 10 Maximum offset of node voltage under different programs

2)对比方案 1 与方案 3,方案 3 先单独进行 DG-DESS 系统的规划,再在此基础上进行 EVCS 的规划,方案 3 由于未考虑 DG 出力与电动汽车充电负荷的相互接纳能力,因此在进行 DG-DESS 规划时,为了确保在大规模 DG 并网时系统运行的安全性,加大了 DESS 的配置容量,相较于方案 1 而言,方案 3 的储能配置容量提高了 $1.2 \text{ MW} \cdot \text{h}/0.3 \text{ MW}$,储能配置容量的提高虽然降低了系统负荷波动 7.00%,但过高的配置容量加大了储能的投资成本,降低规划方案的经济性,使得最终方案 3 的年综合收益相较方案 1 减少了 70.59 万元,综合评价劣于方案 1。

3)当国内面临着严重的环境污染问题,低碳化发展已成为电力行业的关注重点,为体现清洁能源 DG 及电动汽车的环保性,该文在“源—储—荷”协调规划模型中引入了碳减排量指标,并分别对引入碳减排量指标前后的规划模型进行了仿真分析,2 种方案的减碳效果如表 4 所示。

表 4 考虑碳减排前后的规划结果

Table 4 Optimal allocation results of different schemes considering and not considering carbon reduction

方案	碳减排量/ 10 ⁶ kg	DG 总消纳量/ (MW·h)	充电负荷 总接纳量/ (MW·h)	综合 评价 系数
考虑碳减排	9.44	13 680	2 147	0.901 4
未考虑碳减排	8.47	12 191	2 081	0.884 4

由表 4 可知,在目标函数考虑碳减排量指标后可以促进系统对 DG 及电动汽车清洁能源的接纳量,相较未考虑碳减排量的规划方案,考虑碳减排后整体规划方案的碳排放量降低 0.97×10^6 kg,降幅 10.28%,在一定程度上推动了清洁能源的应用,有利于电力行业的可持续发展,符合当今国际低碳化发展的趋势。

5 结语

该文在考虑 EV 充电负荷及 DG 出力时序波动性的基础上,建立低碳化背景下的“源—储—荷”多目标协调优化配置模型,基于 HS-PSO 混合算法进行优化配置模型的求解,得出以下结论:

1)在进行 DG-EVCS 规划的同时考虑储能装置的配置,储能装置的功率调节能力有助于提高风光电源及电动汽车充电站的规划容量,促进清洁能源的使用,并且有效抑制系统综合净负荷波动,降低网损,改善电能质量;

2)相较单独规划,进行“源—储—荷”协调规划时充分考虑了风光电源、电动汽车充电负荷及常规负荷的波动性,利用波动性负荷间的协调配合有利于减少对储能装置的投资,提高整体规划方案的经济性;

3)低碳化背景下考虑碳减排量指标的配电网规划有利于促进风光电源及电动汽车在节能减排方面的积极作用,提高清洁能源的消纳量,推动电力行业的可持续发展。

参考文献:

[1] 官嘉玉,江修波,刘丽军.考虑电动汽车随机充电行为及低碳效益的充电站规划[J].电力科学与技术学报,2019,34(4):93-100.

GUAN Jiayu, JIANG Xiubo, LIU Lijun. Optimal allocation of charging stations considering stochastic charging behavior and low carbon efficiency of electric vehicles[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019,34(4):93-100.

[2] 潘旭东,黄豫,唐金锐,等.新能源发电发展的影响因素分析及前景展望[J].智慧电力,2019,47(11):41-47.

PAN Xudong, HUANG Yu, TANG Jinrui, et al. Influencing factors and prospects for development of renewable energy power generation[J]. Smart Power, 2019,47(11):41-47.

[3] 姚慧芳,李勇,谭益,等.考虑电量外送的多电压等级电网分布式电源优化配置方法[J].电力系统保护与控制,2019,47(19):54-62.

YAO Huifang, LI Yong, TAN Yi, et al. Optimal allocation of distributed generations considering power export in multi-voltage level grid [J]. Power System Protection and Control,2019,47(19):54-62.

[4] 黄付顺,王倩,何美华.考虑低碳效益和时序特性的分布式电源优化配置[J].电力系统及其自动化学报,2016,28(8):61-68.

HUANG Fushun, WANG Qian, WANG Meihua. Optimal allocation of distributed generator based on carbon benefits and time-sequence characteristics[J]. Proceedings of the CSU-EPSCA,2016,28(8):61-68.

[5] 王辉,王贵斌,赵俊华,等.考虑交通网络流量的电动汽车充电站规划[J].电力系统自动化,2013,37(13):63-69+98.

WANG Hui, WANG Guibin, ZHAO Junhua, et al. Optimal planning for electric vehicle charging stations considering traffic network flows[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013,37(13):63-69+98.

[6] Xiang Y, Liu J Y, Li R, et al. Economic planning of electric vehicle charging stations considering traffic constraints and load profile templates[J]. Applied Energy, 2016,178:647-659.

[7] 曾博,李英姿,冯家欢,等.计及电动汽车无功支撑能力的分布式电源与智能停车场联合规划方法[J].电工技术学报,2017,32(23):185-197.

ZENG Bo, LI Yingzi, FENG Jiahuan, et al. A Combinatorial planning method for distributed generation and intelligent parking lots considering reactive supporting capability of electric vehicles[J]. Transactions of China

- Electrotechnical Society, 2017, 32(23):185-197.
- [8] Shojaabadi S, Abapour S, Abapour M, et al. Simultaneous planning of plug-in hybrid electric vehicle charging stations and wind power generation in distribution networks considering uncertainties [J]. *Renewable Energy*, 2016, 99:237-252.
- [9] 姚方, 王佳伟, 文福拴, 等. 计及碳税的含风电和储能的电力系统经济调度[J]. *电力科学与技术学报*, 2019, 34(1):37-46.
- YAO Fang, WANG Jiawei, WEN Fusan, et al. Economic dispatch for a power system containing wind power and energy storage with carbon tax considered [J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2019, 34(1):37-46.
- [10] 盛四清, 刘梦. 主动配电系统中分布式电源和储能系统协调规划[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2017, 29(2):71-76.
- SHENG Siqing, LIU Meng. Coordination planning of distributed generation and energy storage system in active distribution system [J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2017, 29(2):71-76.
- [11] 苏海锋, 胡梦锦, 梁志瑞. 基于时序特性含储能装置的分布式电源规划[J]. *电力自动化设备*, 2016, 36(6):56-63.
- SU Haifeng, HU Mengjin, LIANG Zhirui. Distributed generation & energy storage planning based on timing characteristics [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2016, 36(6):56-63.
- [12] 贾龙, 胡泽春, 宋永华, 等. 储能和电动汽车充电站与配电网的联合规划研究[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(1):73-84.
- JIA Long, HU Zechun, SONG Yonghua, et al. Joint planning of distribution networks with distributed energy storage systems and electric vehicle charging stations [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(1):73-84.
- [13] 王维洲, 汤红卫, 刘福潮, 等. A+~E类区域配电网降损潜力评估模型研究[J]. *电力科学与技术学报*, 2018(2):59-65.
- WANG Weizhou, TANG Hongwei, LIU Fuchao, et al. Study on the evaluation model of energy loss reduction potential for A+~E regional distribution network [J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2018(2):59-65.
- [14] 郭艳飞, 程林, 李洪涛, 等. 基于支持向量机和互联网信息修正的空间负荷预测方法[J]. *中国电力*, 2019, 52(4):80-88.
- GUO Yanfei, Cheng Lin, LI Hongtao, et al. Spatial load forecasting method based on support vector machine and internet information correction [J]. *Electric Power*, 2019, 52(4):80-88.
- [15] 张沈习, 陈楷, 龙禹, 等. 基于混合蛙跳算法的分布式风电源规划[J]. *电力系统自动化*, 2013, 37(13):76-82.
- ZHANG Shenxi, CHEN Kai, LONG Yu, et al. Distributed wind generator planning based on shuffled frog leaping algorithm [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2013, 37(13):76-82.
- [16] 罗卓伟, 胡泽春, 宋永华, 等. 电动汽车充电负荷计算方法[J]. *电力系统自动化*, 2011, 35(14):36-42.
- LUO Zhuowei, HU Zechun, SONG Yonghua, et al. Study on plug-in electric vehicles charging load calculating [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2011, 35(14):36-42.
- [17] Baran M E, Wu F F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing [J]. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1989, 4(2):1401-1407.