

基于场景集的虚拟电厂中储能系统优化配置研究

李志浩¹, 刘鑫², 倪筹帷¹, 葛晓慧¹, 吴红斌²

(1. 国网浙江省电力有限公司电力科学研究院, 浙江 杭州 310014; 2. 安徽省
新能源利用与节能省级实验室(合肥工业大学), 安徽 合肥 230009)

摘要:虚拟电厂作为一种新型的综合能源服务商,能够有效管理分布式电源并网发电。由于储能系统是虚拟电厂的重要组成部分,因此,有必要提出一种虚拟电厂中储能系统的随机优化配置方法以提高虚拟电厂的运行收益。基于蒙特卡洛抽样,生成分布式电源出力 and 负荷预测不确定性场景集。在虚拟电厂参与电力市场交易的背景下,以储能系统的建设和运维成本最小为上层目标函数,以虚拟电厂日运营成本最小为下层目标函数,建立了双层规划模型,对储能系统的位置、容量和电池类型进行优化,并采用粒子群算法和二阶锥优化求解该模型。通过算例仿真,分析了储能系统不同的配置方案对虚拟电厂经济性的影响,验证了该优化配置模型和算法的有效性。

关键词:虚拟电厂;储能系统;优化配置;蒙特卡洛模拟;双层规划

中图分类号:TM61 文献标识码:A DOI:10.19457/j.1001-2095.dqcd21141

Research on Optimal Configuration of Energy Storage System in Virtual Power Plant Based on Scene Set

LI Zhihao¹, LIU Xin², NI Chouwei¹, GE Xiaohui¹, WU Hongbin²

(1. Zhejiang Electric Power Corporation Research Institute, Hangzhou 310014, Zhejiang, China;
2. Anhui Provincial Laboratory of Renewable Energy Utilization and Energy Saving (Hefei University of Technology), Hefei 230009, Anhui, China)

Abstract: As a new type of integrated energy service provider, the virtual power plant can effectively manage the grid-connected generation of distributed generation. As an important part of virtual power plant, it is necessary for the energy storage system to propose a stochastic optimal allocation method for improving the operating profit of the virtual power plant. Firstly, Monte Carlo simulation was adopted to generate the uncertain scenarios of distributed power output and load forecast. Then, in the background of the virtual power plant participating in the electricity market, a bi-level programming model was established to optimize the location, capacity and battery type of energy storage system. The upper objective function was to minimize the construction and operating cost of the energy storage system and the lower objective function was to minimize the daily operating cost of the virtual power plant. The particle swarm optimization and second-order cone optimization were used to solve the problem. The effectiveness of the proposed model and algorithm were validated by the example system. And the influences of different allocation schemes of energy storage system on the economy of virtual power plant were discussed.

Key words: virtual power plant; energy storage system; optimization; Monte Carlo simulation; bi-level programming model

随着光伏(photovoltaic, PV)、风机等分布式电源大规模接入配电网,非化石能源发电成为未来电网的发展趋势。预计到2030年,清洁能源发

电量占全国总发电量的49.2%。但分布式电源发电具有较大的随机性和波动性,给电网的运行与控制带来风险^[1-2]。虚拟电厂(virtual power plant,

VPP)是一种新型的分布式电源协调运行与管理技术,为解决上述问题提供了新方法^[3]。其基本概念是通过聚合分布式电源、可控负荷和储能系统等分布式能源,作为一个可控发电商参与电网调度和电力市场交易^[4]。为了解决分布式电源间歇性出力的问题,保证虚拟电厂供电的稳定性,在虚拟电厂规划建设阶段需充分考虑可控机组和储能系统的容量配置问题。但目前储能系统存在成本高、效率低、寿命周期短等问题,导致其在电力系统中的应用具有一定的局限性^[5]。为了充分发挥储能系统在虚拟电厂中的作用,提高虚拟电厂运营收益,有必要对虚拟电厂中储能系统进行优化配置。

目前,国内外针对储能系统优化配置问题做了大量研究,文献[6]基于最小购电成本和储能损耗成本,建立了大规模光伏并网系统中储能容量配置模型。文献[7-8]在风电和储能联合运行系统中,建立了提高风电利用率的储能系统配置及调度模型。文献[9]考虑了随机生成和需求导致的存储容量决策问题的不确定性,对不同的需求和生成的储能系统配置进行了优化。文献[10]采用解析法和序贯蒙特卡罗模拟方法,对系统状态进行建模,找到最优的储能系统配置方案。文献[11]为了确保储能系统充分发挥多方面功能,建立了虚拟电厂中储能系统优化配置的多目标函数,并采用混合整数线性规划和粒子群优化算法进行求解。文献[12]采用蒙特卡罗与差分进化算法相结合的方式对高风电渗透率配电网中储能系统的位置和容量进行优化。文献[13-14]采用双层决策模型,以经济性最优为目标函数对储能系统进行优化配置,但其储能系统应用在用户侧,没有对虚拟电厂中储能系统的配置进行研究。

在上述背景下,提出了一种参与电力市场交易的虚拟电厂中储能系统随机优化模型,来确定储能的位置、容量以及电池类型。首先分析了虚拟电厂在电力市场交易过程中的不确定性,并采用蒙特卡罗抽样和场景缩减技术针对光伏出力的波动性、负荷需求的随机性进行不确定性建模。其次在虚拟电厂系统约束条件下,以储能系统投资成本最小为目标建立了双层优化模型,并采用粒子群算法和二阶锥规划理论进行求解。最后,利用改进的IEEE33节点系统验证了该优化配置方法切实可行并有效地提高了虚拟电厂在电力市场中的经济收益。

1 考虑不确定性的场景集生成

1.1 市场交易机制及虚拟电厂结构

由于相对于传统机组而言,虚拟电厂的出力可控性较低且自身容量有限,假设虚拟电厂仅参加日前电力市场和实时电力市场交易。在电力交易中心发布次日系统状况、负荷预测等市场信息之后,虚拟电厂需提交次日24个交易时段的售电报价、购电报价以及运行计划,与其他独立发电商共同参与市场竞争。虚拟电厂以交易中心的出清结果执行次日的发电计划,通过连接线与大电网相连进行功率传输。由于光伏发电和负荷存在波动性导致虚拟电厂出力存在一定的投标偏差,在次日的实时电力市场中虚拟电厂需以高于市场价的价格购电弥补缺额电量,以低于市场价的价格售电消纳富余电量。这无疑降低了虚拟电厂的运营收益,通过配置一定的储能装置,可以削峰填谷、提高分布式电源并网消纳量、降低网络损耗,进而提高虚拟电厂的经济性。所构建的虚拟电厂由光伏发电系统、燃气轮机、储能系统以及常规负荷组成,虚拟电厂系统的结构框图如图1所示。

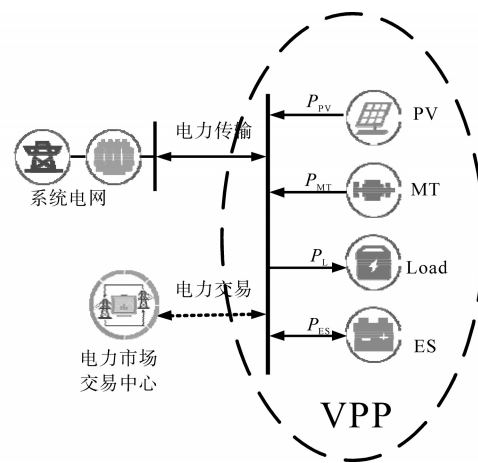


图1 虚拟电厂系统的结构框图

Fig.1 Structure diagram of virtual power plant system

由于分布式电源出力和负荷预测的不确定性,储能系统的优化配置方法也是一个不确定性问题。采用蒙特卡罗模拟方法生成多个组合场景集,通过采样后计算期望值,进而将随机优化问题转化为确定性问题处理^[15]。分别考虑光伏出力、负荷预测误差及燃气轮机运行状态场景集 $w = \{w_i\} i=1, 2, \dots, n_w; s = \{s_j\} j=1, 2, \dots, n_s; q = \{q_k\} k=1, 2, \dots, n$ 。其中 n_w, n_s, n_q 为相应的场景集的个数,则

总场景个数为 $n_u n_s n_q$ 。每个场景及其概率由一个离散分布函数表示。

1.2 光伏出力场景集

作为虚拟电厂中主要的发电单元,PV出力情况不仅与自身工作特性相关,更与当时的地理环境、光照强度等气候条件密切相关。由于太阳的光照强度服从Beta分布^[16],根据每个周期的平均光照强度计算分布参数 α 和 β ,随后采用蒙特卡洛抽样随机生成PV出力,其概率密度的分布函数如下^[17]:

$$f(P_{PV}|\alpha,\beta) = \frac{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)}{\Gamma(\alpha+\beta)} \left(\frac{P_{PV}}{P_{PV,max}}\right)^{\alpha-1} \left(1-\frac{P_{PV}}{P_{PV,max}}\right)^{\beta-1} \quad (1)$$

式中: P_{PV} 为PV的预测功率; $P_{PV,max}$ 为PV的装机容量; α 和 β 为Beta分布的形状参数。

由于PV发电在实际生产过程中存在误差,随机生成波动数据作为PV出力预测的误差值。光伏实际出力是光伏预测出力和预测误差值的叠加,如下式所示:

$$\bar{P}_{PV} = P_{PV} + \Delta P_{PV} \quad (2)$$

式中: \bar{P}_{PV} 为光伏实际出力; ΔP_{PV} 为光伏出力预测误差。

1.3 负荷预测误差场景集

负荷预测也具有一定的误差,假设负荷预测误差服从高斯累积分布^[18],如下式所示:

$$f_L(\Delta P_L) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_L^2}} \exp\left[-\frac{(\Delta P_L - \mu_L)^2}{2\pi\sigma_L^2}\right] \quad (3)$$

其中 $\sigma_L = P_L/100$ $\bar{P}_L = P_L + \Delta P_L$

式中: ΔP_L 为负荷预测的误差值; μ_L 、 σ_L 分别为负荷需求的统计平均值和标准差; P_L 为负荷的预测值; \bar{P}_L 为负荷实际值。

1.4 燃气轮机运行状态场景集

考虑到虚拟电厂系统内多台燃气轮机同时故障的概率非常小,只建立单台燃气轮机故障停运的场景集。采用双状态连续马尔科夫模型模拟燃气轮机在调度周期内的启停状态^[19],建立一台燃气轮机 $N-1$ 故障场景集,其故障概率由下式确定:

$$\beta_q = \prod_{n_i} (1 - q_{n_i}) \prod_m q_m \quad (4)$$

式中: n_i 为正常燃气轮机编号; m 为故障燃气轮机编号; q_{n_i} 为正常燃气轮机停机概率; q_m 为故障燃气轮机停机概率。

2 储能系统优化配置的双层规划模型

采用双层规划模型对虚拟电厂中储能系统

进行优化配置。第一阶段,采用粒子群算法对储能系统的接入位置、容量以及电池类型进行优化。第二阶段,建立虚拟电厂优化调度的二阶锥规划模型,优化虚拟电厂内部分布式电源的小时出力,从而实现运行成本最小。第二阶段优化后得到的运行成本信息会传递到第一阶段,来计算相应的总成本。

2.1 上层优化模型

由于储能系统的接入位置、容量等技术指标不同,其对应的成本和效益也不尽相同,因此需要对储能系统的规划建设问题进行寻优,上层模型的优化目标包括储能系统的等年值投资成本、损耗成本和虚拟电厂运营成本。

2.1.1 目标函数

上层优化模型的目标函数由三部分组成,如下式所示:

$$\min C = \{(C_{inv} + C_{opm}) + C_{dop}\} \quad (5)$$

式中: C_{inv} 为储能系统投资建设成本; C_{opm} 为储能系统运行维护成本; C_{dop} 为虚拟电厂日常运营成本,由下层优化模型计算所得。

储能系统的建设成本与其装机容量耦合,可由下式计算所得:

$$C_{inv} = \frac{A}{365} C_{ES} C_{bat} \quad (6)$$

$$A = \frac{d(1+d)^{N_t}}{(1+d)^{N_t+1} - 1} \quad (7)$$

式中: A 为等年值的初期投资成本系数; C_{ES} 为储能系统单位容量的造价; C_{bat} 为储能系统的装机容量; d 为实际利率; N_t 为储能系统使用年限。

储能系统的运行维护成本主要与其额定功率有关,且储能系统的额定功率与装机容量线性相关:

$$C_{opm} = \frac{k_{bat}}{365} C_{bat} C_{op} \quad (8)$$

式中: k_{bat} 为储能系统额定功率与其装机容量的比例系数; C_{op} 为储能系统单位容量的年运行维护成本。

2.1.2 约束条件

1) 投资成本约束:

$$C_{ES} C_{bat} \leq C_{inv,max} \quad (9)$$

式中: $C_{inv,max}$ 为储能系统投资成本的最大值。

2) 接入位置约束:

$$ES_{location} \in \Phi \quad (10)$$

式中: $ES_{location}$ 为储能系统接入节点编号; Φ 为储能系统可接入节点集。

2.2 下层优化模型

在上层模型中确定了储能系统的接入位置、容量以及电池类型后,下层优化模型即可对虚拟电厂的运营策略进行优化。以不同场景下虚拟电厂日调度周期内损耗成本最小为目标建立优化模型。

2.2.1 目标函数

下层模型的目标函数如下:

$$\min C_{\text{dop}} = \sum_{\xi=1}^{n_w, n_s, n_q} \beta(\xi) (C_{\text{mt}}^{\xi} + C_{\text{loss}}^{\xi} + C_{\text{cut}}^{\xi} + C_{\text{lcc}}^{\xi} + C_{\text{grid}}^{\xi} + R^{\xi}) \quad (11)$$

其中

$$C_{\text{mt}}^{\xi} = \sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^M (a_i P_{\text{mt},i,t}^{\xi} + b_i)$$

$$C_{\text{loss}}^{\xi} = \sum_{t=1}^T \eta_{\text{loss}} P_{\text{loss},t}^{\xi}$$

$$C_{\text{cut}}^{\xi} = \sum_{t=1}^T P_{\text{cpv},t}^{\xi} C_{\text{grid},t}^{\xi}$$

$$C_{\text{lcc}}^{\xi} = \sum_{t=1}^T \frac{C_{\text{inv}}}{C_{\text{bat}} \cdot N_{\text{lcc}}} P_{\text{esd},t}^{\xi} |P_{\text{esc},t}^{\xi}|$$

$$C_{\text{grid}}^{\xi} = \sum_{t=1}^T P_{\text{buy},t}^{\xi} C_{\text{grid},t}^{\xi} + P_{\text{sold},t}^{\xi} C_{\text{grid},t}^{\xi}$$

$$R^{\xi} = \sum_{t=1}^T (\Delta P_{\text{PV},t}^{\xi} + \Delta P_{\text{L},t}^{\xi} + \Delta P_{\text{mt},t}^{\xi}) C_{\text{rt},t}^{\xi}$$

式中: $\beta(\xi)$ 为场景 ξ 发生的概率; C_{mt}^{ξ} 为燃气轮机发电成本; C_{loss}^{ξ} 为系统损耗成本; C_{cut}^{ξ} 为弃光成本; C_{lcc}^{ξ} 为储能损耗成本; C_{grid}^{ξ} 为购电成本以及售电收益; R^{ξ} 为平衡功率成本。 T 为调度周期内时间间隔数; M 为燃气轮机的总个数; a_i 和 b_i 均为第 i 台微型燃气轮机的成本系数; $P_{\text{mt},i,t}^{\xi}$ 为第 i 台微型燃气轮机在场景 ξ 的情况下 t 时刻的发电功率; η_{loss} 为单位功率损耗成本; $P_{\text{loss},t}^{\xi}$, $P_{\text{cpv},t}^{\xi}$ 分别为在场景 ξ 的情况下 t 时刻系统功率损耗和弃光量; $C_{\text{grid},t}^{\xi}$ 为 t 时刻配电网出清电价; N_{lcc} 为储能生命周期内充放电次数; $P_{\text{esc},t}^{\xi}$, $P_{\text{esd},t}^{\xi}$ 分别为 t 时刻储能系统的充电功率和放电功率; $P_{\text{buy},t}^{\xi}$, $P_{\text{sold},t}^{\xi}$ 分别为在场景 ξ 的情况下 t 时刻虚拟电厂由配电网的购电量和售电量; $C_{\text{rt},t}^{\xi}$ 为 t 时刻配电网实时电价。

2.2.2 约束条件

1)系统功率平衡约束如下式:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^K P_{\text{L},i,t}^{\xi} + P_{\text{loss},t}^{\xi} &= \sum_{i=1}^N [(P_{\text{PV},t}^{\xi} - P_{\text{cpv},t}^{\xi}) + \sum_{i=1}^M P_{\text{mt},i,t}^{\xi} + P_{\text{esc},t}^{\xi} + P_{\text{esd},t}^{\xi} + \\ &\quad \Delta P_{\text{PV},t}^{\xi} + \Delta P_{\text{L},t}^{\xi} + \Delta P_{\text{mt},t}^{\xi} + \Delta P_{\text{esc},t}^{\xi} + \Delta P_{\text{esd},t}^{\xi}] \\ &= \Delta P_{\text{buy},t}^{\xi} + \Delta P_{\text{sold},t}^{\xi} \end{aligned} \quad (12)$$

式中: K 为系统节点总数; N 为场景的总个数; $P_{\text{L},i,t}^{\xi}$

为 t 时刻节点 i 的负荷需求。

2)节点潮流约束如下式:

$$U_{i,t} \sum_{j \in N(i)} U_{j,t} (g_{ij} \cos \theta_{ij,t} + b_{ij} \sin \theta_{ij,t}) = P_{\text{DG},i,t}^{\xi} - P_{\text{L},i,t}^{\xi} \quad (13)$$

$$U_{i,t} \sum_{j \in N(i)} U_{j,t} (g_{ij} \cos \theta_{ij,t} - b_{ij} \sin \theta_{ij,t}) = Q_{\text{DG},i,t}^{\xi} - Q_{\text{L},i,t}^{\xi} \quad (14)$$

式中: g_{ij} , b_{ij} 分别为支路 ij 的电导和电纳; $\theta_{ij,t}$ 为 t 时刻节点 i 电压和节点 j 电压间的相角差; $N(i)$ 为所有与节点 i 相连的节点集合; $U_{i,t}$ 为 t 时刻节点 i 的电压幅值; $P_{\text{DG},i,t}^{\xi}$, $Q_{\text{DG},i,t}^{\xi}$ 分别为 t 时刻节点 i 的所有分布式电源有功出力 and 无功出力; $Q_{\text{L},i,t}^{\xi}$ 为 t 时刻节点 i 的无功负荷。

3)节点电压约束如下式:

$$U_{i,\text{min}} \leq U_{i,t} \leq U_{i,\text{max}} \quad (15)$$

式中: $U_{i,\text{min}}$, $U_{i,\text{max}}$ 分别为 t 时刻节点 i 电压幅值的下限和上限。

4)燃气轮机出力约束如下式:

$$P_{\text{mt},i,\text{min}} \leq P_{\text{mt},i,t}^{\xi} \leq P_{\text{mt},i,\text{max}} \quad (16)$$

$$Q_{\text{mt},i,\text{min}} \leq Q_{\text{mt},i,t}^{\xi} \leq Q_{\text{mt},i,\text{max}} \quad (17)$$

式中: $P_{\text{mt},i,\text{min}}$, $P_{\text{mt},i,\text{max}}$, $Q_{\text{mt},i,\text{min}}$, $Q_{\text{mt},i,\text{max}}$ 分别为 t 时刻节点 i 的有功、无功出力幅值的下限、上限。

5)光伏出力约束如下式:

$$0 \leq P_{\text{cpv},t}^{\xi} \leq P_{\text{PV},t}^{\xi} \leq P_{\text{PV},\text{max}}^{\xi} \quad (18)$$

式中: $P_{\text{PV},\text{max}}^{\xi}$ 为 t 时刻光伏最大出力。

6)储能系统约束如下式:

$$-P_{\text{es,max}}^{\xi} \leq P_{\text{esc},t}^{\xi} \leq 0 \leq P_{\text{esd},t}^{\xi} \leq P_{\text{es,max}}^{\xi} \quad (19)$$

$$P_{\text{esc},t}^{\xi} P_{\text{esd},t}^{\xi} = 0 \quad (20)$$

$$SOC_{\text{es,min}}^{\xi} \leq SOC_{\text{es},t}^{\xi} \leq SOC_{\text{es,max}}^{\xi} \quad (21)$$

$$SOC_{\text{es},t}^{\xi} = SOC_{\text{es},t-1}^{\xi} - \frac{P_{\text{esc},t}^{\xi} \Delta t \eta_{\text{es}}}{C_{\text{bat}}} - \frac{P_{\text{esd},t}^{\xi} \Delta t}{\eta_{\text{es}} C_{\text{bat}}} \quad (22)$$

式中: $P_{\text{es,max}}^{\xi}$ 为储能最大充放电功率; $SOC_{\text{es},t}^{\xi}$ 为 t 时刻储能系统的SOC值; η_{es} 为储能系统充放电效率。

2.3 双层规划模型求解方法

以虚拟电厂运营总成本最小为目标函数建立双层优化模型,采用粒子群算法与CPLEX求解器相结合的方法进行求解。在上层优化模型中,采用粒子群算法对储能的接入位置、容量以及电池类型进行寻优。在下层优化模型中,调用CPLEX以虚拟电厂每日调度周期内运行成本最小为目标,优化储能系统充放电策略,将调度结果返回上层计算适应度值,经过多次迭代,从而得到虚拟电厂中储能系统的优化配置结果。但传统的虚拟电厂优化调度模型中包含非线性二

次约束,需采用二阶锥优化将约束条件线性化^[20-21]。二阶锥优化定义新变量如下:

$$u_{i,t} = \frac{U_{i,t}^2}{\sqrt{2}} \quad (23)$$

$$R_{ij,t} = U_{i,t}U_{j,t}\cos(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) \quad (24)$$

$$T_{ij,t} = U_{i,t}U_{j,t}\sin(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) \quad (25)$$

将新定义的变量代入式(13)、式(14)中,得到新的表达式及其约束:

$$P_{ij,t} = \sqrt{2} g_{ij}u_{i,t} - g_{ij}R_{ij,t} - b_{ij}T_{ij,t} \quad (26)$$

$$Q_{ij,t} = -\sqrt{2} b_{ij}u_{i,t} - b_{ij}R_{ij,t} - g_{ij}T_{ij,t} \quad (27)$$

$$2u_{i,t}u_{j,t} \geq R_{ij,t}^2 + T_{ij,t}^2 \quad (28)$$

$$\frac{U_{i,\min}^2}{\sqrt{2}} \leq u_{i,t} \leq \frac{U_{i,\max}^2}{\sqrt{2}} \quad (29)$$

采用粒子群算法与CPLEX相结合的详细求解步骤如图2所示。

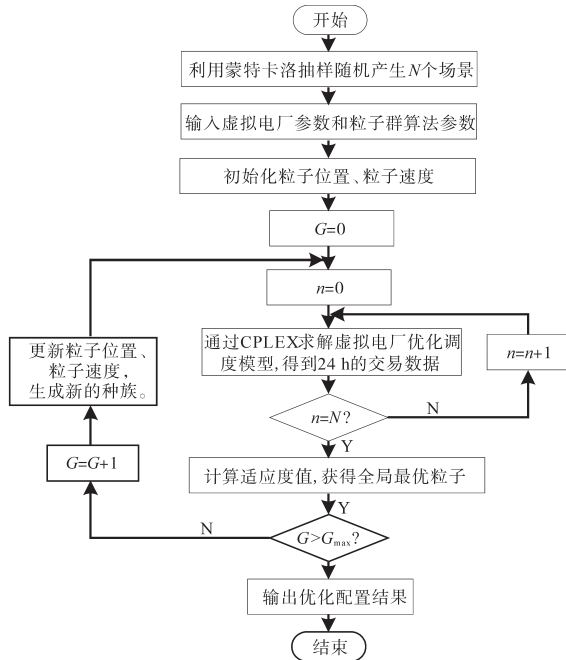


图2 求解流程图
Fig.2 Solution flow chart

3 算例分析

3.1 算例系统

采用修改后的IEEE33节点系统作为一个虚拟电厂,对上述模型及算法进行仿真验证。系统结构图如图3所示,其中分布式电源的基本参数如表1所示。燃气轮机技术参数如表2所示。为简便起见可供储能系统选择的电池类型为锂离子电池和铅碳电池两种类型电池,其经济技术参数如表3所示。电力市场的出清电价^[4]如表4所示,虚拟电厂不平衡功率的售电和购电电价,分

别为在出清电价的基础上降低和提高20%。依据光照强度计算得到Beta分布的形状参数为 $\alpha=0.45, \beta=9.18$ 。生成光伏出力场景的个数 $n_p=4$,每个场景的概率均为0.25;负荷预测场景的个数 $n_s=5$,每个场景的概率均为0.2;燃气轮机场景的个数 $n_g=3$,各个场景的概率分别为0.5,0.4,0.1,则总场景数共计为60个。

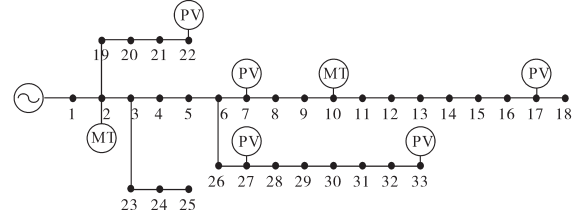


图3 IEEE33节点系统结构图
Fig.3 The structure of the IEEE33 node system

表1 分布式电源参数

DG	MT	PV		
接入位置	2 10	7 17	22 27	33
容量/kW	600 900	800 600	600 500	500

表2 燃气轮机技术参数

MT	$a_i/\text{元}$	$b_i/(\text{元}\cdot\text{MW}^{-1})$	$P_{\text{mt,max}}/\text{MW}$	$Q_{\text{mt,max}}/\text{MW}$	Outage rate/%
1	210	910	0.6	1.0	3
2	350	2 450	0.9	0.8	5

表3 经济技术参数

类型	$C_{\text{ES}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	$C_{\text{op}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	$SOC_{\text{max}}/\%$	$SOC_{\text{min}}/\%$	$\eta_{\text{es}}/\%$	N_r	N_{rec}
Li-ion	2 200	97	0.9	0.2	0.90	15	4 000
Pb-c	900	25	0.8	0.2	0.85	10	2 500

表4 市场出清电价

时段	电价/ (元·(kW·h) ⁻¹)	时段	电价/ (元·(kW·h) ⁻¹)	时段	电价/ (元·(kW·h) ⁻¹)
1	0.24	9	0.52	17	0.40
2	0.18	10	0.53	18	0.36
3	0.13	11	0.81	19	0.36
4	0.10	12	1.00	20	0.41
5	0.15	13	0.99	21	0.44
6	0.20	14	1.49	22	0.35
7	0.27	15	0.99	23	0.30
8	0.39	16	0.79	24	0.23

设置粒子群算法的学习因子为2,权重系数为0.8,种群规模为100,迭代次数为20。测试系统硬件环境为Intel Core i5-4590,主频为3.30 GHz,内存为8 GB,开发环境为Matlab R2017b,计

算用时约为 50 ~ 60 min。

3.2 优化配置结果

求解出的储能系统配置结果如表 5 所示。虚拟电厂中光伏出力、负荷预测结果以及储能系统最优出力曲线如图 4 所示。

表 5 储能系统配置结果

Tab.5 Optimization allocation results of ESS

序号	电池类型	接入位置	$C_{bat}/(MW \cdot h)$	$C_{inv}/(\text{元} \cdot \text{d}^{-1})$
1	Li-ion	12	1.88	995.77
2	Pb-c	28	1.26	457.81

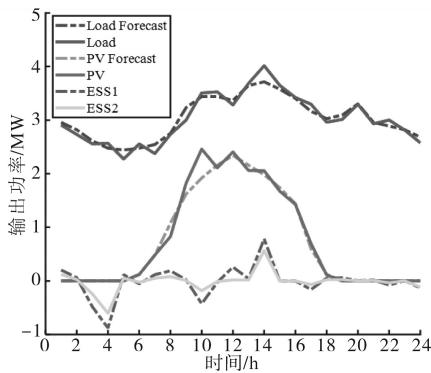


图 4 储能系统最优出力曲线

Fig.4 Optimal output curves of energy storage system

从图 4 中可以看出,虚拟电厂中的储能系统选择在电价较低的夜间时段进行充电,在白天时段,电价较高,储能系统进行放电。在 7 点到 9 点时间段内,光伏实际出力小于其预测功率,储能系统进行放电弥补功率偏差。在 9 点至 11 点时间段内光伏实际出力大于其预测功率,储能系统进行充电,减少弃光损失,降低光伏出力波动性对虚拟电厂出力稳定性的影响。在 13 点至 15 点时间段内实际负荷需求大于其预测值,造成虚拟电厂实时功率缺额,为了降低从电网购电的不平衡功率成本,储能系统进行放电。因此储能系统能够根据实际情况调整自身充放电行为,降低分布式电源出力和负荷预测的不确定性对虚拟电厂的影响。

虚拟电厂的电量交易曲线和燃气轮机出力曲线如图 5 所示。由图 5 可以看出在 8 点至 15 点时间段内光伏发电量大且电价高,虚拟电厂向电网售电,且在 14 点电价最高的时刻虚拟电厂售电量最大。在其它时间段内虚拟电厂由电网购电。在夜间时段,当电网电价降低到低于燃气轮机发电成本时,燃气轮机停止工作,虚拟电厂由电网购电量增大。

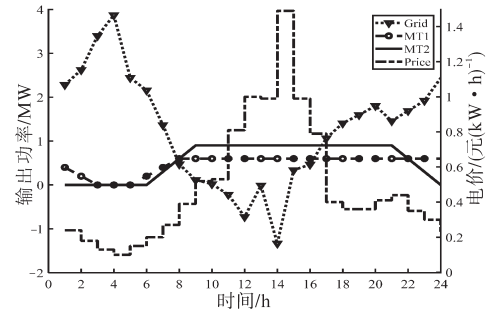


图 5 虚拟电厂的电量交易曲线和燃气轮机出力曲线

Fig.5 Electricity trading curves and gas turbine output curves of virtual power plant

3.3 经济性分析

采用粒子群算法对上述模型进行求解,其收敛性如图 6 所示。经过 15 次迭代后粒子群算法的适应度值达到最优,此时虚拟电厂每日的运营总成本为 95 386 元,相比于初始值降低了 1 064 元。说明文中的优化配置方法具有收敛性,且能够有效降低虚拟电厂中储能系统的日运行成本。

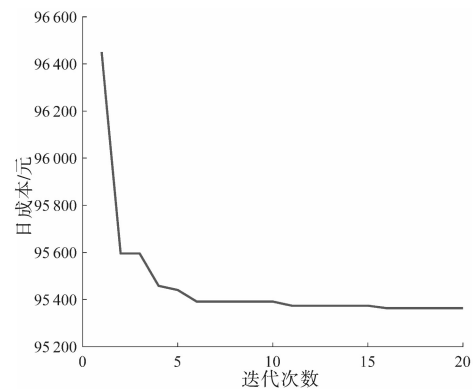


图 6 PSO 收敛特性曲线

Fig.6 PSO convergence characteristic curve

为了验证该优化配置方法的经济性,设置三种场景。Case1:虚拟电厂中不配置储能系统; Case2:采用随机优化的方法对虚拟电厂的储能系统进行配置(在 5 号节点处配置 2 MW · h 储能,电池类型为 Li-ion); Case3:虚拟电厂中储能系统采用上述优化配置算法。不同方案下虚拟电厂日常运营成本如图 7 所示。由图 7 可以看出, Case3 下虚拟电厂每日运营总成本最小,相比于 Case1 和 Case2 分别减少 7 541 元和 4 121 元。由于 Case2 和 Case3 中配置了储能系统,其弃光成本几乎降低为 0,说明储能系统能够有效降低虚拟电厂运营成本。Case2 和 Case3 中燃气轮机发电成本和弃光成本相比于 Case1 有所减小,这是由于储能系统可以在虚拟电厂电量过剩时存储电能,在电量缺额时作为分布式电源发电,说明该

优化配置方法相比于现有的配置方案能够更好地对储能系统进行合理布置,使其充分发挥削峰填谷、提高分布式能源利用率的作用,从而提高虚拟电厂的运营收益。由图7中不难看出,Case3中虚拟电厂的平衡功率成本最低,说明采用该优化配置方案的虚拟电厂在电力市场交易中的不平衡功率最小,相比于Case1和Case2,该配置方案更加适应应用电力市场的交易。

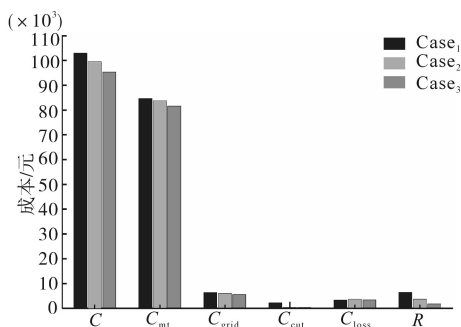


图7 不同方案下虚拟电厂日常运营成本

Fig.7 Daily operating costs of virtual power plants under different scenarios

4 结论

提出一种虚拟电厂中储能系统的随机优化配置方法,以提高虚拟电厂运营收益。在充分考虑光伏出力波动性和负荷预测误差的基础上,采用蒙特卡洛抽样生成不确定性场景集。分别从规划和运行两个层次出发,建立了虚拟电厂中储能系统的双层优化模型。上层以储能系统的综合建设成本最小为目标函数,下层以虚拟电厂的日运行成本最小为目标函数,采用粒子群算法结合二阶锥优化进行求解。并在建立模型的过程中充分考虑了储能系统损耗成本,电力市场惩罚机制等约束条件。通过改进的IEEE33节点系统,分析了储能系统不同配置结果对虚拟电厂经济性的影响,并给出了虚拟电厂内各分布式电源的最优功率曲线,验证了该模型和方法的有效性。

参考文献

- [1] Holttinen H. Impact of hourly wind power variations on the system operation in the nordic countries[J]. Wind Energy, 2005, 8(2): 197-218.
- [2] Valencia F, Collado J, Saez D, et al. Robust energy management system for a microgrid based on a fuzzy prediction interval model[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(3): 1486-1494.
- [3] 边晓燕,杨帅帅,黄铃燃,等.虚拟电厂接入配电网的电力系统调度灵活性研究[J].电测与仪表,2020,57(3):66-71.
- [4] 方燕琼,甘霖,艾芊,等.基于主从博弈的虚拟电厂双层竞标策略[J].电力系统自动化,2017,41(14):61-69.
- [5] 唐忠,田晨,资容涛.多微电网互联系统的储能容量配置[J].电测与仪表,2019,56(4):95-100.
- [6] Ru Y, Kleissl J, Martinez S. Storage size determination for grid-connected photovoltaic systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2013, 4(1):68-81.
- [7] 徐国栋,程浩忠,方斯顿,等.用于提高风电场运行效益的电池储能配置优化模型[J].电力系统自动化,2016,40(5):62-70.
- [8] 张学军,王振.含风储联合单元的电力系统两阶段日前调度模型[J].电测与仪表,2019,56(5):57-62.
- [9] Giannitrapani A, Paoletti S, Vicino A, et al. Optimal allocation of energy storage systems for voltage control in LV distribution networks[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(6): 2859-2870.
- [10] Awad A S A, El-Fouly T H M, Salama M M A. Optimal ESS allocation for load management application[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(1): 327-336.
- [11] 韦立坤,赵波,吴红斌,等.虚拟电厂下计及大规模分布式光伏的储能系统配置优化模型[J].电力系统自动化,2015,39(23):66-74.
- [12] Zhang Y, Meng K, Luo F, et al. Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks with high wind power penetration[J]. IET Renewable Power Generation, 2016, 10(8):1105-1113.
- [13] 丁逸行,徐青山,吕亚娟,等.考虑需量管理的用户侧储能优化配置[J].电网技术,2019,43(4):1179-1186.
- [14] 王月强,张文博,李卫彬,等.考虑储能并计及光伏随机性的分布式电源优化配置[J].电测与仪表,2019,56(9):91-96.
- [15] 卫志农,陈好,黄文进,等.考虑条件风险价值的虚拟电厂多电源容量优化配置模型[J].电力系统自动化,2018,42(4): 39-46.
- [16] Karaki S H, Chedid R B, Ramadan R. Probabilistic performance assessment of autonomous solar-wind energy conversion systems[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 1999, 14(3): 766-772.
- [17] 张高,王旭,蒋传文.基于主从博弈的含电动汽车虚拟电厂协调调度[J].电力系统自动化,2018,42(11):48-55.
- [18] 杨永标,于建成,李奕杰,等.含光伏和蓄能的冷热电联供系统调峰调蓄优化调度[J].电力系统自动化,2017,41(6):6-12,29.
- [19] 李怡瑾,唐昊,吕凯,等.源荷不确定冷热电联供微网能量调度的建模与学习优化[J].控制理论与应用,2018,35(1):56-64.
- [20] 陈好,卫志农,胥峥,等.电力体制改革下的多虚拟电厂联合优化调度策略[J].电力系统自动化,2019,43(7):42-51,165.
- [21] Taylor J A, Hover F S. Convex models of distribution system re-configuration[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(3):1407-1413.

收稿日期:2019-11-17

修改稿日期:2020-01-10