

考虑电价激励需求响应下多主体微电网电源容量优化

马国龙, 蔡泽祥, 刘平

(华南理工大学 电力学院, 广东 广州 510640)

摘要:考虑多主体微电网中用户在电价激励需求响应的基础上,实现微电网风-光-柴-储的容量优化配置。在电力市场环境,通过考虑微电网内多元主体的不同职能,建立两阶段优化模型:阶段1建立微电网运营商与消费者之间的完全信息博弈互动模型,在保障售电商利益的前提下,以消费者盈余最大为优化目标,得到微电网内的最优峰谷分时电价策略,进而得到消费者在电价激励下的需求响应曲线;阶段2通过微电网电源投资商与微电网运营商之间的博弈互动,以微电网电源投资商的利益最大化为优化目标,得到微电网内不同分布式电源容量的最优化配置策略。结合某一地区的历史数据信息进行仿真算例分析,验证所提模型的有效性。

关键词:微电网;容量优化配置;博弈互动;需求响应;两阶段优化;模型;电价激励

中图分类号:TM 732

文献标识码:A

DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2019.05.014

0 引言

随着可再生能源技术的发展,微电网被认为是利用分布式电源尤其是可再生能源的有效途径之一。合理规划微电网系统内分布式电源的容量配置能够显著降低投资与运行成本,提高能源利用效率^[1]。

目前关于微电网容量配置的相关研究,国内外学者进行了大量的有益探索。文献[2]结合香港地区的气象信息,综合考虑运行与投资成本最低,实现风-光-储容量最优化配置;文献[3]以独立风-光-柴-储微电网系统为研究对象,综合考虑了系统的初始投资费用、运行管理费用、污染物治理费用、停电惩罚费用与能量浪费惩罚费用等,以综合成本费用最低为优化目标,探讨系统中各个电源的最优容量配置;文献[4]以光伏利用率最大与年净利润最大为目标,建立光伏微电网储能系统的多目标容量优化配置模型,同时,考虑需求响应应对光伏微电网储能系统配置的影响;文献[5]将可控负荷资源引入微电网的容量配置优化模型中,通过对负荷控制策略进行分析,考虑不同电源的投资成本,对不同成本下的容量配置方案进行了对比分析;文献[6-7]研究了含分布式光伏的微电网,考虑需求响应实现了最优化储能容量配置;文献[8]基于多智能体竞价均衡的优化算法,解决微电网内不同电源主体的最优运行方式。特别地,随着微电网的建设以及市场化改革的深入,多元社会资本与主体参与到微电网的建设过程中。微电网电源投资商作为微电网内的电源投资主体,考虑微电网内的电价机制对负荷需求影

响的作用,研究如何实现不同电源的最优化配置方案具有重要的经济与现实意义。

本文在已有研究的基础上,结合微电网多元主体的不同职能,建立了两阶段优化模型:阶段1,根据微电网内用户的用电特性,通过分析微电网运营商与消费者之间的互动博弈,研究微电网内的最优电价策略以及负荷侧的需求响应;阶段2,根据微电网内的负荷需求特性,以微电网电源投资商收益最大为目标,实现不同电源容量的最佳配置。最后通过研究某一区域的历史数据信息进行仿真算例分析,证明所提模型的有效性与实用性。

本文所讨论的典型微电网多主体互动关系主要由微电网运营商、微电网电源投资商和用户^[9]这3类主体组成。在本文所建模型中,这3类微电网主体分别承担不同的职能:微电网运营商掌握市场电价以及负荷需求等信息,制定微电网内的分时电价策略,以最优化用户盈余,同时保障微电网电源投资商相关的效益;微电网电源投资商根据微电网内的相关电价策略以及用户侧需求响应情况,进行不同电源的容量最优化配置;根据用户消费心理学,用户对价格激励响应在一定程度上调整其用电行为,以保障自身最大盈余。本文通过考虑用户侧在电价激励需求响应下,实现可再生能源、可控电源以及储能装置的最优容量配置。

1 可再生能源出力与负荷需求场景划分

微电网内的可再生能源出力与负荷需求都有很大的不确定性。本文结合某一地区的历史气象数据信息以及负荷数据信息,根据文献[10]中风电与光伏出力的模型,分别建立针对可再生能源出力以及负荷功率需求的不同场景进行分析。

由于传统的K-means聚类算法不能得到最佳聚类族群个数,因此本文考虑引入“熵”的概念来优化

收稿日期:2018-04-16;修回日期:2019-03-01

基金项目:广东省自然科学基金资助项目(2017A030313288)

Project supported by Guangdong Natural Science Foundation (2017A030313288)

K-means 聚类算法,实现对相关数据集合的聚类分析^[11]。

由熵增加原理可知,聚类效果越好,则系统熵值越小。特别地,对于经过 K-means 算法聚类之后的数据集,每一个族群内与质心距离的数据元素出现的概率满足正态分布,于是本文采用截断正态分布模型对其进行刻画。

$$f(\delta; \mu, \sigma, \delta_1, \delta_2) \quad (1)$$

$$p_i = \int_{-i\Delta l + \mu}^{i\Delta l + \mu} f(\delta; \mu, \sigma, \delta_1, \delta_2) d\delta - p_{i-1} \quad (2)$$

其中, μ 为质心; δ 为统计变量,取值范围为 $\delta_1 \sim \delta_2$, δ_1 为距离质心最远的最小值, δ_2 为距离质心最远的最大值; σ 为正态分布标准差; Δl 为区间长度; p_i 为数据落在第 i 个区间内的概率。于是,对于分得的 k 类族群,系统熵值为:

$$H(C_r) = -\sum_{i=1}^I p_i \log_2 p_i \quad (3)$$

$$H_{I(s)}(k) = H(\{C_r | r=1, 2, \dots, k\}) = \sum_{r=1}^k \frac{n_r}{n} H(C_r) \quad (4)$$

其中, C_r 为第 r 类族群的数据集合; $H(C_r)$ 为第 r 类族群的系统熵值; I 为以 Δl 为区间长度的所分数据区间个数; n_r 为第 r 类族群所包含的数据个数; n 为总的数据集元素个数; $I(s)$ 为数据集; $H_{I(s)}(k)$ 为将数据集分为 k 类族群时各类族群系统的熵值之和。定义离散均匀分布模型为:

$$p_{(x_i, n_r)} = 1/n_r \quad (5)$$

其中, x_i 为族群划分后任一族群内所有数据距离质心的平均距离。那么系统熵值为:

$$H(C_r^*) = -\sum_{i=1}^I p_{(x_i, n_r)} \log_2 p_{(x_i, n_r)} \quad (6)$$

$$H_{I(s)}^*(k) = H(\{C_r | r=1, 2, \dots, k\}) = \sum_{r=1}^k \frac{n_r}{n} H(C_r^*) \quad (7)$$

其中, C_r^* 为离散均匀分布数据集中第 r 类族群的数据集合; $H_{I(s)}^*(k)$ 为将离散均匀分布数据集分为 k 类族群时各类族群系统的熵值之和。

当数据聚类效果越好时, $H_{I(s)}(k)$ 越小,同时 $H_{I(s)}^*(k)$ 越大。于是,可以建立式(8)所示目标函数求取 k 值。

$$k = \operatorname{argmax} \frac{1}{n} \sum_{r=1}^k n_r [H_{I(s)}^*(k) - H_{I(s)}(k)] \quad (8)$$

利用上述方法求得的最佳 k 值,即为根据历史数据信息得到的该地区考虑可再生能源发电特性以及负荷功率特性下的最佳场景划分数。具体场景划分如下:

$$S = \{s_1, s_2, \dots, s_k\} \quad (9)$$

$$P_{\text{scen}} = \{p_{\text{scen}1}, p_{\text{scen}2}, \dots, p_{\text{scen}k}\} \quad (10)$$

其中, S 为场景集合; $s_i (i=1, 2, \dots, k)$ 为第 i 个场景; P_{scen} 为场景概率集合; $p_{\text{scen}i} (i=1, 2, \dots, k)$ 为第 i 个场景的概率。利用上述方法对某一地区的可再生能源出力以及负荷特性进行分类,结果分别如图 1—3 所示。

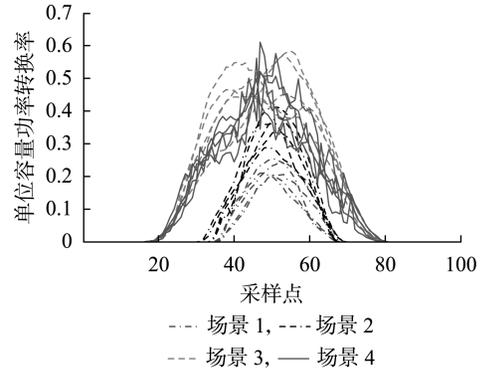


图 1 光伏功率场景(1 kW 容量)

Fig.1 Scenes of PV power(capacity of 1 kW)

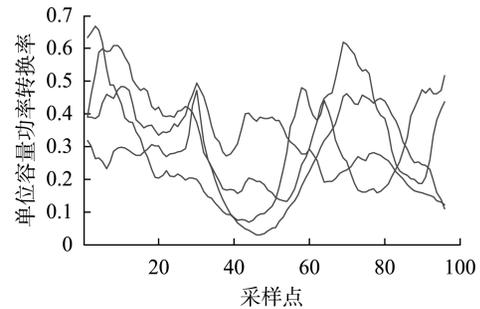


图 2 某一场景下的风电功率(1 kW 容量)

Fig.2 Wind power under a certain scene(capacity of 1 kW)

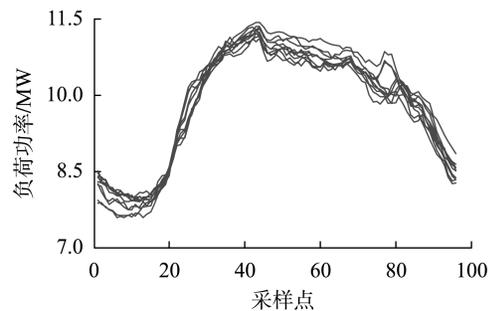


图 3 某一场景下的负荷曲线

Fig.3 Load curve under a certain scene

由图 1 可知,不同场景下光伏的单位容量功率转换率为:

$$\eta_{\text{pv},t,s_i} \in [\eta_{\text{pv},t,s_i}^{\min}, \eta_{\text{pv},t,s_i}^{\max}] \quad (11)$$

由图 2 可知,不同场景下风电的单位容量功率转换率为:

$$\eta_{\text{w},t,s_i} \in [\eta_{\text{w},t,s_i}^{\min}, \eta_{\text{w},t,s_i}^{\max}] \quad (12)$$

则对于任一时刻 t ,可再生能源的运行调节功率

满足式(13)、(14)。

$$0 \leq P_{w,t} \leq \eta_{w,t}^* Q_w \quad (13)$$

$$0 \leq P_{pv,t} \leq \eta_{pv,t}^* Q_{pv} \quad (14)$$

$$\eta_{w,t}^* = \sum_{s_i \in S_w} P_{rw}(s_i) \eta_{w,t,s_i}^{\max} \quad (15)$$

$$\eta_{pv,t}^* = \sum_{s_i \in S_{pv}} P_{rpv}(s_i) \eta_{pv,t,s_i}^{\max} \quad (16)$$

其中, $P_{w,t}$ 、 $P_{pv,t}$ 分别为该区域内时刻 t 风电和光伏的出力; Q_w 和 Q_{pv} 分别为风电和光伏的装机容量; η_{w,t,s_i}^{\max} 、 η_{pv,t,s_i}^{\max} 分别为场景 s_i 下时刻 t 风电与光伏的最大单位容量功率转换率; $P_{rw}(s_i)$ 、 $P_{rpv}(s_i)$ 分别为风电与光伏场景 s_i 出现的概率; S_w 、 S_{pv} 分别为风电与光伏的场景集合; $\eta_{w,t}^*$ 、 $\eta_{pv,t}^*$ 分别为风电与光伏的等效单位容量功率转换率。

2 多主体微电网容量规划的两阶段优化算法

2.1 阶段 1: 微电网运营商与消费者博弈模型

2.1.1 模型假设

在微电网内, 微电网运营商掌握着用户负荷特性信息以及市场电价信息, 在售电市场中以合约电价获得电量, 并通过售电给终端用户获得收益, 因此微电网运营商在微电网内的定价策略只需要在保证基本利润的条件下充分吸引用户即可。

在模型中, 微电网运营商与消费者通过斯塔克尔伯格博弈进行互动。微电网运营商作为博弈双方的领导者, 对追随者的收益模型有充分的了解。

本文所建模型考虑以下假设:

a. 微电网内实行峰谷分时电价前、后日用电量基本保持不变, 即实行分时电价并不影响用户总的用电量;

b. 转移的电量按照不同时段时间轴进行平均分配;

c. 当消费者总的需求量不变时, 微电网运营商电价的边际成本不变。

首先, 假设市场峰谷分时电价的定价标准为:

$$P_{i,t}^0 \in \{P_{1,t}^0, P_{2,t}^0, \dots, P_{48,t}^0\} \quad (17)$$

其中, t 为采样点时刻, i 表示采样点, 以 30 min 为时间间隔进行采样。相关电价定义如下:

$$P_{i,t}^0 = \begin{cases} c_p^0 & t \in T_p \\ c_f^0 & t \in T_f \\ c_v^0 & t \in T_v \end{cases} \quad (18)$$

其中, c_p^0 、 c_f^0 和 c_v^0 分别为峰价、平价和谷价; T_p 、 T_f 和 T_v 分别为峰时段、平时段和谷时段。微电网运营商的峰谷分时电价定价标准为:

$$P_{i,t,s_i}^* \in \{P_{1,t,s_i}^*, P_{2,t,s_i}^*, \dots, P_{48,t,s_i}^*\} \quad (19)$$

$$P_{i,t,s_i}^* = \begin{cases} c_{p,s_i}^* & t \in T_{p,s_i}^* \\ c_{f,s_i}^* & t \in T_{f,s_i}^* \\ c_{v,s_i}^* & t \in T_{v,s_i}^* \end{cases} \quad (20)$$

其中, c_{p,s_i}^* 、 c_{f,s_i}^* 和 c_{v,s_i}^* 分别为在场景 s_i 下的峰价、平价和谷价; T_{p,s_i}^* 、 T_{f,s_i}^* 和 T_{v,s_i}^* 分别为在场景 s_i 下的峰时段、平时段和谷时段。

2.1.2 需求响应下消费者的盈余模型

在斯塔克尔伯格模型中, 为了追求自身的经济利益, 消费者会根据峰谷分时电价主动地调整其用电负荷。当电价偏高时, 用户会主动减少用电量; 当电价偏低时, 用户会主动增加用电量。根据消费者心理学原理构建基于 Sigmoid 函数的用户用电功率对电价变化的响应特性模型, 如式(21)所示^[12-13]。

$$f(x) = \frac{a}{1 + e^{-(x-d)/v}} \quad (21)$$

其中, x 为自变量, 即电价差值; v 为 Sigmoid 函数的陡坡参数; $f(x)$ 为负荷变化率函数; a 为当 x 趋于无穷时系统可调整的最大负荷变化率; d 为消费者处于临界最小响应电价水平与最大响应电价水平的平均值。由此得到消费者追随响应的负荷功率为:

$$P_{LD,i,t,s_i} = \begin{cases} P_{LD,i,t,s_i}^0 + f_{pv}(x) \bar{P}_{LD,p} + f_{fv}(x) \bar{P}_{LD,f} & t \in T_{v,s_i}^* \\ P_{LD,i,t,s_i}^0 + f_{pf}(x) \bar{P}_{LD,p} - f_{fv}(x) \bar{P}_{LD,f} & t \in T_{f,s_i}^* \\ P_{LD,i,t,s_i}^0 - f_{pv}(x) \bar{P}_{LD,p} - f_{pf}(x) \bar{P}_{LD,p} & t \in T_{p,s_i}^* \end{cases} \quad (22)$$

其中, P_{LD,i,t,s_i}^0 、 P_{LD,i,t,s_i} 分别为消费者在场景 s_i 下响应前、后的负荷功率; $\bar{P}_{LD,f}$ 、 $\bar{P}_{LD,p}$ 分别为消费者响应前对应平时段、峰时段的负荷功率平均值; 由于不同类型负荷的负荷迁移过程响应度曲线是不同的, 所以 $f_{pv}(x)$ 、 $f_{pf}(x)$ 、 $f_{fv}(x)$ 为不同负荷迁移过程中的负荷变化率。

对于消费者而言, 负荷并不是总能自由调整的, 而是存在一定的固定负荷比率这一现实约束条件, 于是将上述模型进行修正为:

$$P_{LD,i,t}^* = \begin{cases} P_{LD,i,t,low}^0 & P_{LD,i,t} < P_{LD,i,t,low}^0 \\ P_{LD,i,t} & P_{LD,i,t} \geq P_{LD,i,t,low}^0 \end{cases} \quad (23)$$

其中, $P_{LD,i,t,low}^0$ 为消费者的最小固定负荷; $P_{LD,i,t}$ 、 $P_{LD,i,t}^*$ 分别为经过修正前、后的消费者负荷功率。

在斯塔克尔伯格模型中, 消费者调整用电策略的出发点是为了保证自身经济性最优, 于是建立如下的消费者盈余模型:

$$C_{S_j,s_i} = \sum_t (P_{i,t}^0 P_{LD,i,t,j,s_i}^0 - P_{i,t,s_i}^* P_{LD,i,t,j,s_i}^*) \quad (24)$$

其中, C_{S_j,s_i} 为第 j 个消费者在场景 s_i 下的盈余。于

是可以建立基于斯塔克尔伯格模型的消费者在场景 s_i 下单日盈余的目标函数以及相关的约束条件,如式(25)所示。

$$\begin{cases} \max & \sum_j \sum_t (P_{LD,i,t,j,s_i}^0 P_{LD,i,t,j,s_i}^0 - P_{LD,i,t,s_i}^* P_{LD,i,t,s_i}^*) \\ \text{s.t.} & \left| \sum_t P_{LD,i,t,s_i}^* - \sum_t P_{LD,i,t,s_i}^0 \right| \leq \varepsilon \\ & P_{LD,i,t,s_i} \geq P_{LD,i,t,low,s_i}^0 \end{cases} \quad (25)$$

其中, ε 为足够小的数。

2.2 阶段 2: 微电网电源投资商与微电网运营商的博弈模型

2.2.1 目标函数

微电网电源投资商通过与运营商的互动,了解到用户侧需求,从而最优化微电网的相关投资与运行^[14-17],本文假定电源投资商的收入为售电收入,支出为投资与运维支出,目标函数建立如下:

$$\begin{cases} \max & R_{\text{profit}} = B_{\text{ES}} - C_{\text{in}} \\ & B_{\text{ES}} = \sum_{g \in G} \sum_{i=1}^N p_{g,i} P_{g,i,s_i} \Delta T \\ & C_{\text{in}} = C_{\text{invt}} + C_{\text{op}} + C_{\text{con}} - C_{\text{sub}} \\ & C_{\text{invt}} = [c_w Q_w + c_{pv} Q_{pv} + c_{MD} Q_{MD} + (c_e Q_{\text{batt}} + \\ & \quad c_p P_{\text{batt}})] \frac{R(1+R)^{N_a}}{(1+R)^{N_a} - 1} / 365 \\ & C_{\text{op}} = \sum_{i=1}^N k_{\text{fuel}} P_{MD,i} \\ & C_{\text{con}} = \sum_{i=1}^N \sum_{f=1}^m \alpha_f \beta_f P_{MD,i} \\ & C_{\text{sub}} = p_{\text{sub}} \sum_{i=1}^N (P_{w,i} + P_{pv,i}) \Delta T \end{cases} \quad (26)$$

其中, R_{profit} 为投资商的收入; B_{ES} 为售电收益; C_{in} 为电源投资商的投资总成本; G 为电源类型集合; ΔT 为采样时间步长(本文取为 0.5 h); $p_{g,i}$ 为第 g 类电源在采样点 i 的上网标杆电价; P_{g,i,s_i} 为场景 s_i 下第 g 类电源在采样点 i 的电功率; N 为采样点数; C_{invt} 为折算至一天的微电网运营商的固定投资费用; Q_{MD} 、 Q_{batt} 分别为柴油发电机与储能装置的容量; P_{batt} 为储能装置的功率; c_w 、 c_{pv} 、 c_{MD} 、 c_e 分别为风机、光伏、柴油发电机以及储能的单位容量成本, c_p 为储能的单位功率成本,上述单位成本系数折算包含设备建设成本以及运维检修成本; R 为实际贷款利率; N_a 为项目运行年限; C_{op} 为投资商的运行成本,主要包括柴油发电机的运行成本; k_{fuel} 为柴油发电机的单位燃料成本; $P_{MD,i}$ 为柴油发电机的发电功率; C_{con} 为污染物处理成本; m 为排放的污染物种类数; α_f 为污染物 f 的治理费用系数; β_f 为污染物 f 的排放系数; C_{sub} 为可再生能源的发电补贴; p_{sub} 为单位电量的补贴电价。假设本文模型已知不同电源单位容量的额定配

置参数,可将上述容量配置问题转化为最优台数配置问题。

2.2.2 约束条件

a. 投资总成本约束。

$$C_{\text{in}} \leq C_{\text{bud}} \quad (27)$$

其中, C_{bud} 为投资商的预算成本。

b. 可控电源出力约束。

$$0 \leq P_{MD,i} \leq N_{MD} P_{MD_unit} \quad (28)$$

其中, P_{MD_unit} 为单台柴油发电机的额定功率; N_{MD} 为柴油发电机的台数。

c. 可再生能源出力约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{w,i} \leq \eta_{w,i}^* N_w P_{w_unit} \\ 0 \leq P_{pv,i} \leq \eta_{pv,i}^* N_{pv} P_{pv_unit} \end{cases} \quad (29)$$

其中, N_w 、 N_{pv} 分别为风机与光伏的装机台数; P_{w_unit} 、 P_{pv_unit} 分别为单台风机与光伏的额定功率。

d. 储能电池约束。

储能电池的荷电状态为:

$$S_{\text{soc}}(i) = (1 - \sigma) S_{\text{soc}}(i-1) + \eta_c \frac{U_{\text{sta}} P_{\text{ch},i} \Delta T}{E_{\text{ESS}}^R} - \frac{(1 - U_{\text{sta}}) P_{\text{dis},i} \Delta T}{E_{\text{ESS}}^R \eta_{\text{dis}}} \quad (30)$$

其中, $S_{\text{soc}}(i)$ 为采样点 i 储能的荷电状态; σ 为储能的自放电率; η_c 、 η_{dis} 分别为储能的充电与放电效率; $P_{\text{ch},i}$ 、 $P_{\text{dis},i}$ 分别为储能装置在采样点 i 的充、放电功率值; E_{ESS}^R 为储能装置的额定功率; U_{sta} 为储能的充放电状态,取值为 1 表示在充电,取值为 0 表示在放电。

$$\begin{cases} S_{\text{soc}}^{\min} \leq S_{\text{soc}}(i) \leq S_{\text{soc}}^{\max} \\ 0 \leq P_{\text{ch},i} \leq P_{\text{ch},i}^{\max} \\ 0 \leq P_{\text{dis},i} \leq P_{\text{dis},i}^{\max} \end{cases} \quad (31)$$

其中, S_{soc}^{\min} 、 S_{soc}^{\max} 分别为储能装置荷电状态的下限与上限; $P_{\text{ch},i}^{\max}$ 、 $P_{\text{dis},i}^{\max}$ 分别为储能装置充电与放电功率的上限值。同时,为了保证能够持续长期利用储能,储能装置在运行始态与末态的荷电状态应一致,即:

$$S_{\text{soc}}(0) = S_{\text{soc}}(T) \quad (32)$$

e. 功率平衡约束。

微电网在实际运行过程中要保证源-荷瞬时功率的平衡,所以有如下的功率平衡约束:

$$P_{w,i} + P_{pv,i} + P_{dis,i} + P_{MD,i} = P_{LD,i,s_i} + P_{ch,i} \quad (33)$$

3 模型求解及算法流程

基于 MATLAB 平台编程求解本文所提两阶段优化模型,并根据不同阶段的特点,采用不同的求解算法:采用内点法编程求解阶段 1 的离散非线性规划,采用 CPLEX 求解器求解阶段 2 的混合整数线性

规划。由于微电网系统内的运行过程包含负荷需求特性与新能源出力特性,本文在原始负荷特性的基础上,在运行层面考虑电价机制对负荷特性的影响,以用户侧用电盈余最大化为目标函数,实现负荷侧需求调整;在规划层面考虑与运行层面的耦合,通过负荷特性曲线为载体,以电源投资商利益最大化为目标进行电源容量优化配置。

为了简化分析,本文所提模型对风电与光伏的所有场景进行等效单位容量功率转换率处理,并选取某一典型负荷场景进行分析。多主体微电网容量规划的两阶段优化算法的求解流程如图 4 所示。

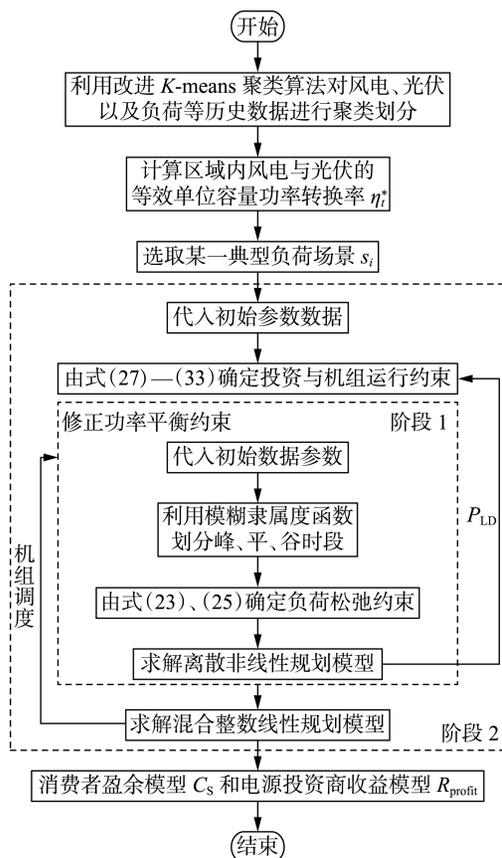


图 4 多主体微电网容量规划的两阶段优化算法流程

Fig.4 Flowchart of two-stage optimization algorithm for capacity planning of microgrid with multiple subjects

4 算例分析

本文以某一地区的相关气象信息以及负荷历史数据信息为基础,以图 3 所示典型负荷日的数据为例进行计算分析,以验证本文所提模型的有效性与实用性。

4.1 模型参数设置

本文所提模型利用到的参数如下:光伏发电的单位功率成本为 1.25 万元/kW,单台光伏设备容量为 0.2 kW;风机的单位功率成本为 0.72 万元/kW,单台设备的容量为 5 kW;柴油发电机的单位功率成本为 0.18 万元/kW,单台设备容量为 50 kW;储能电

池的额定容量为 6 kW·h,额定功率为 1.2 kW,单位功率成本为 0.282 万元/kW,单位容量成本为 0.322 4 万元/(kW·h),充电、放电效率为 0.88, SOC_{min} = 0.3, SOC_{max} = 0.9, σ = 0.01%;CO₂ 的污染物排放系数为 649 g/(kW·h),治污费用系数为 0.210 元/kg;SO₂ 的污染物排放系数为 0.206 g/(kW·h),治污费用系数为 14.842 元/kg;NO_x 的污染物排放系数为 9.890 g/(kW·h),治污费用系数为 62.964 元/kg;峰谷分时电价如表 1 所示。

表 1 峰谷分时电价方案

Table 1 TOU price scheme

| | 时段 | 时长/h | 电价/[元·(kW·h) ⁻¹] |
|-----|--------------|------|------------------------------|
| 峰时段 | 08:00—12:00, | 8 | 1.107 |
| | 17:00—21:00 | | |
| 平时段 | 12:00—17:00, | 8 | 0.672 |
| | 21:00—24:00 | | |
| 谷时段 | 00:00—08:00 | 8 | 0.326 |

4.2 优化结果与分析

4.2.1 峰谷电价策略

本文分两阶段进行优化求解与运算,首先以消费者盈余最大化为目标函数,制定最优峰谷分时电价策略如表 2 所示,进而得到消费者的需求响应特性曲线如图 5 所示。

表 2 最优峰谷定价策略

Table 2 Optimal peak valley pricing strategy

| | 时段 | 时长/h | 电价/[元·(kW·h) ⁻¹] |
|-----|--------------|------|------------------------------|
| 峰时段 | 08:00—12:00, | 8 | 1.229 |
| | 17:00—21:00 | | |
| 平时段 | 06:30—08:00, | 9 | 0.667 |
| | 12:00—17:00, | | |
| | 21:00—23:30 | | |
| 谷时段 | 00:00—06:30, | 7 | 0.282 |
| | 23:30—24:00 | | |

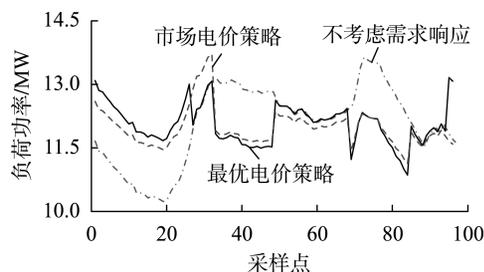


图 5 不同电价策略下负荷特性

Fig.5 Load characteristics under different pricing strategies

分析以上的优化结果可知,当采用最优电价策略时,用户侧不仅可以实现全天电费盈余最大化,为 9 596.5 元,也可以很好地实现提高负荷率、减小负荷峰谷差的目的。可见,采用最优电价策略不仅对用户侧有利,对电源侧也有利。

4.2.2 电源容量优化配置

考虑上述需求响应下微电网投资商对不同电源

的优化配置结果如表 3 所示。最优电价策略下的机组出力曲线如图 6 所示。

由以上优化配置结果可知,当考虑最优电价策略下用户侧需求响应时,投资成本低,收入高,电源投资商的收益最优。这是因为最优电价策略有效地调整了用户侧的负荷曲线特性,减小了峰谷差,在很大程度上弱化了负荷受自然条件的影响,这样就不需要通过增加机组的台数来满足负荷瞬时爬坡变化的需求,就可以有效地降低系统的总成本;另一方面,平稳的负荷特性有助于消纳可再生能源,使得投资商的收入提高。同时,在最优电价策略下系统的弃风弃光率也得到了明显的改善。

a. 考虑储能电池成本。

分析以上优化结果可知,由于当前储能设备的初始投资以及运维成本相对较高,上述的优化结果中储能设备的配置不充分,导致弃风弃光率比较高。当储能设备的投资以及运维成本显著降低时,不同电源的容量配置方案如表 4 所示。

b. 考虑环保性分析。

然而,根据微电网建设的目标,应该充分保障可再生能源的消纳以及减少弃风弃光率,同时考虑到微电网运行的环保性,本文设置了如下约束条件:限制

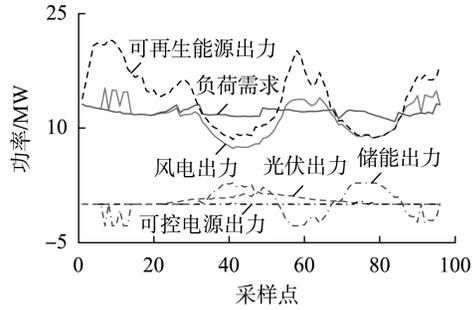


图 6 最优电价策略下的机组出力曲线

Fig.6 Output power curves of units under optimal pricing strategy

柴油发电机的容量不超过最大负荷的 5%,限制弃风弃光率低于 15%。此时的电源配置情况如表 5 所示。

分析以上结果可知,限制柴油发电机的出力并不能很好地降低弃风弃光率,同时还增加了系统总的投资成本。这是因为柴油发电机减小出力的部分在很大程度上需要由风机出力来弥补;当限制弃风弃光率时,由于投入的储能装置可以实现快速可调的功率平衡控制,用其代替柴油发电机出力,使得柴油发电机的容量降低,但是相应的系统总投资成本就会增加。另外,由于不同类型电源的上网标杆电价不同,导致收入会出现一定的差异。

表 3 电源容量配置优化结果

Table 3 Optimization results of power capacity allocation

| 情景 | 电源配置数量 | | | | 支出/(万元·a ⁻¹) | 收入/(万元·a ⁻¹) | 弃风弃光率/% |
|-------------|--------|-------|-------|-------|--------------------------|--------------------------|---------|
| | 光伏 | 风机 | 柴油发电机 | 储能 | | | |
| 不考虑需求响应 | 11 934 | 6 034 | 52 | 2 483 | 3 539.88 | 6 233.4 | 23.47 |
| 市场电价策略下需求响应 | 11 872 | 5 996 | 47 | 2 445 | 3 484.13 | 6 245.8 | 21.19 |
| 最优电价策略下需求响应 | 11 034 | 5 672 | 18 | 2 346 | 3 250.65 | 6 340.6 | 17.80 |

表 4 储能设备不同成本下的优化结果

Table 4 Optimization results with different costs of energy storage equipment

| 储能单位功率成本/ (万元·kW ⁻¹) | 储能单位容量成本/ [万元·(kW·h) ⁻¹] | 电源配置数量 | | | | 支出/(万元·a ⁻¹) | 收入/(万元·a ⁻¹) | 弃风弃光率/% |
|-------------------------------------|---|--------|-------|-------|-------|--------------------------|--------------------------|---------|
| | | 光伏 | 风机 | 柴油发电机 | 储能 | | | |
| 0.30 | 0.28 | 11 036 | 5 448 | 17 | 2 747 | 3 172.74 | 6 275.7 | 14.86 |
| 0.28 | 0.24 | 11 028 | 4 926 | 13 | 3 836 | 3 084.65 | 6 198.6 | 9.36 |

表 5 电源容量配置优化结果

Table 5 Optimization results of power capacity allocation

| 约束条件 | 电源配置数量 | | | | 支出/(万元·a ⁻¹) | 收入/(万元·a ⁻¹) | 弃风弃光率/% | 微型电源出力占比/% |
|-----------|--------|-------|-------|-------|--------------------------|--------------------------|---------|------------|
| | 光伏 | 风机 | 柴油发电机 | 储能 | | | | |
| 限制柴油发电机容量 | 11 776 | 5 952 | 8 | 2 537 | 3 402.56 | 6 308.7 | 19.71 | 3.69 |
| 限制弃风弃光率 | 11 613 | 5 826 | 13 | 3 674 | 3 381.43 | 6 231.5 | 12.13 | 2.14 |

5 结论

本文综合分析在电力市场环境下,考虑用户侧在微电网最优电价策略下响应时的电源容量配置问题,并结合某一地区的历史数据对典型场景日进行仿真算例分析,得到以下结论:

a. 针对微电网内的负荷特性,建立适用于微电网用户的峰谷分时电价策略,可以有效地降低用户

侧的负荷率,并能够显著减小负荷峰谷差,同时实现用户侧最大电费盈余;

b. 考虑到最优峰谷分时电价策略影响下的用户侧需求响应,可以为微电网电源投资商对不同电源容量的配置提供重要的信息,可以显著降低总的投资成本;

c. 现阶段由于储能设备的价格昂贵,优化配置结果并未能够充分发挥储能设备的作用,随着储能

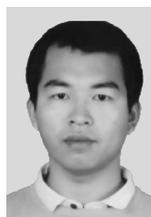
成本逐渐降低,微电网的商业投资潜力将进一步提升,同时弃风弃光率也能够得到显著的改善。

此外,随着智能电网的建设以及市场化改革的深入,如何进一步发挥负荷侧资源以及分布式能源资源在辅助服务市场以及需求响应市场的作用,仍是一个需要持续深入研究的课题。

参考文献:

- [1] 张丹,王杰. 国内微电网项目建设及发展趋势研究[J]. 电网技术, 2016, 40(2): 451-458.
ZHANG Dan, WANG Jie. Research on construction and development trend of micro-grid in China[J]. Power System Technology, 2016, 40(2): 451-458.
- [2] WANG H, HUANG J W. Joint investment and operation of microgrid[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(2): 833-845.
- [3] 丁明,王波,赵波,等. 独立风光柴储微网系统容量优化配置[J]. 电网技术, 2013, 37(3): 575-581.
DING Ming, WANG Bo, ZHAO Bo, et al. Configuration optimization of capacity of standalone PV-wind-diesel-battery hybrid microgrid[J]. Power System Technology, 2013, 37(3): 575-581.
- [4] 周楠,樊玮,刘念,等. 基于需求响应的光伏微网储能系统多目标容量优化配置[J]. 电网技术, 2016, 40(6): 1709-1716.
ZHOU Nan, FAN Wei, LIU Nian, et al. Battery storage multi-objective optimization for capacity configuration of PV-based microgrid considering demand response[J]. Power System Technology, 2016, 40(6): 1709-1716.
- [5] 黄弦超. 计及可控负荷的独立微网分布式电源容量优化[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1962-1970, 2211.
HUANG Xianchao. Capacity optimization of distributed generation for stand-alone microgrid considering controllable load[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1962-1970, 2211.
- [6] 赵波,包侃侃,徐志成,等. 考虑需求侧响应的光储并网型微电网优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(21): 5465-5474.
ZHAO Bo, BAO Kankan, XU Zhicheng, et al. Optimal sizing for grid-connected PV-and-storage microgrid considering demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(21): 5465-5474.
- [7] 李晨迪,陈渊睿,曾君,等. 基于非合作博弈的微电网能量管理系统优化算法[J]. 电网技术, 2016, 40(2): 387-395.
LI Chendi, CHEN Yuanrui, ZENG Jun, et al. Research on optimization algorithm of microgrid energy management system based on non-cooperative game theory[J]. Power System Technology, 2016, 40(2): 387-395.
- [8] 孔祥玉,曾意,陆宁,等. 基于多智能体竞价均衡的微电网优化运行方法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(6): 1626-1634.
KONG Xiangyu, ZENG Yi, LU Ning, et al. Optimal bidding management for agent-based microgrid operation[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(6): 1626-1634.
- [9] AMICARELLI E, TRAN Q T, BACHA S. Multi-agent system for day-ahead energy management of microgrid[C]//2016 18th European Conference on Power Electronics and Applications. Karlsruhe, Germany: IEEE, 2016: 1-10.
- [10] AMROLLAHI M H, BATHAEE S M T. Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic/wind generation together with energy storage system in a stand-alone micro-grid subjected to demand response[J]. Applied Energy, 2017, 202: 66-77.
- [11] ZHANG Z J, ZHU Y Q. Estimating the image segmentation number via the entropy gap statistic[C]//2009 Second International Conference on Information and Computing Science. Manchester, UK: IEEE, 2009: 14-16.
- [12] ZHAO S, MING Z. Modeling demand response under time-of-use pricing[C]//2014 International Conference on Power System Technology. Chengdu, China: IEEE, 2014: 1948-1955.
- [13] 程瑜,翟娜娜. 基于用户响应的分时电价时段划分[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(9): 42-46, 53.
CHENG Yu, ZHAI Nana. Electricity price peak and valley periods division based on customer response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(9): 42-46, 53.
- [14] 肖浩,裴玮,杨艳红,等. 计及电池寿命和经济运行的微电网储能容量优化[J]. 高电压技术, 2015, 41(10): 3256-3265.
XIAO Hao, PEI Wei, YANG Yanhong, et al. Energy storage capacity optimization for microgrid considering battery life and economic operation[J]. High Voltage Engineering, 2015, 41(10): 3256-3265.
- [15] ELSIED M, OUKAOUR A, GUALOUS H, et al. Energy management and optimization in microgrid system based on green energy[J]. Energy, 2015, 84: 139-151.
- [16] 刘子秋,黄民翔. 基于可靠性与经济性的计及微电源自身特性的微电网能量优化配置[J]. 电网技术, 2014, 38(5): 1352-1357.
LIU Ziqiu, HUANG Minxiang. Optimal energy allocation of micro-grid based on reliability and economy by considering characteristics of micro source[J]. Power System Technology, 2014, 38(5): 1352-1357.
- [17] 刘峪涵,汪泓,谭阳红,等. 并网型微电网多目标容量优化配置及减排效益分析[J]. 电力系统及其自动化学报, 2017, 29(9): 70-75.
LIU Yuhan, WANG Feng, TAN Yanghong, et al. Multi-objective optimal capacity configuration and emission reduction benefit analysis of grid-connected microgrid[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2017, 29(9): 70-75.

作者简介:



马国龙

马国龙(1993—),男,河南洛阳人,硕士研究生,主要研究方向为微网运行与控制、能源互联网(E-mail: 1185849557@qq.com);

蔡泽祥(1960—),男,江苏南京人,教授,博士研究生导师,博士,通信作者,主要研究方向为电力系统保护、控制与自动化

(E-mail: epzxcai@scut.edu.cn);

刘平(1990—),男,广东佛山人,博士研究生,主要研究方向为微网运行与控制、能源互联网(E-mail: pienglau@qq.com)。

(下转第108页 continued on page 108)

DFIG with stator fault[J]. Electric Power Automation Equipment, , 2016,36(9):93-99.

[15] 孙丽玲,王续,许伯强. 基于 SVD 滤波技术与快速四阶累积量 ESPRIT 算法的异步电动机转子断条故障检测新方法[J]. 电工技术学报,2015,30(10):147-156.

SUN Liling, WANG Xu, XU Boqiang. A detection method for broken rotor bar fault in induction motors based on SVD and SFOC-ESPRIT [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(10): 147-156.

作者简介:



许伯强

许伯强(1972—),男,河北保定人,教授,博士,从事大型电机的状态监测与故障诊断方面的研究工作(**E-mail**:xbq_ncepu@126.com);

郑泽慧(1993—),女,山西临汾人,硕士研究生,从事双馈风力电机故障诊断方面的研究工作(**E-mail**:15188610262@163.com)。

Novel method based on Duffing system and APES algorithm for stator winding inter-turn fault detection of DFIG

XU Boqiang, ZHENG Zehui

(School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: The principles of Duffing oscillator signal detection and APES (Amplitude Phase ESTimation) algorithm are briefly introduced. A novel method combining Duffing oscillator signal detection and APES algorithm is proposed for detecting stator winding inter-turn fault of DFIG (Doubly-Fed Induction Generator). Based on the sensitivity of Duffing oscillator parameters and the strong immunity to background noise, the presence of fault features to be measured is detected according to the phase map change, based on which, the APES algorithm is used to determine the amplitude of fault features to make up for the inadequacy that Duffing oscillator can not provide accurate amplitude. The simulative results show that the proposed method is practicable and effective.

Key words: doubly-fed induction generator; stator winding inter-turn short circuit; Duffing oscillator; APES algorithm; fault detection

(上接第 102 页 continued from page 102)

Power capacity optimization of microgrid with multiple subjects considering price incentive demand response

MA Guolong, CAI Zexiang, LIU Ping

(School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: The optimal capacity configuration of wind, photovoltaic, diesel generator and energy storage is realized based on the price incentive demand response of consumers in the microgrid with multiple subjects. In the environment of electricity market, a two-stage optimization model is established by considering the different functions of multiple subjects in the microgrid. In stage 1, the complete information interactive game model between microgrid operators and consumers is established with the maximum consumer profits as its optimization objective, on the premise of protecting the interests of electricity retailers, based on which, the optimal peak-valley time-of-use electricity price strategy of microgrid is obtained, and then the demand response curves of consumers under the price incentive are obtained. In stage 2, the optimal capacity configuration strategies of different distributed generators in the microgrid are obtained with the maximum benefits of microgrid power investors as its optimization objective, which is based on the interactive game between the microgrid power investors and microgrid operators. The validity of the proposed model is verified by a simulation example based on the historical data of a certain region.

Key words: microgrid; optimal capacity configuration; interactive game; demand response; two-stage optimization; models; price incentive