

风险导向下基于成本效益分析的多投资商 虚拟电厂容量配置模型

栗然¹, 丁星¹, 孙帆¹, 韩怡¹, 严敬汝², 刘会兰¹

(1. 华北电力大学 电气与电子工程学院, 河北 保定 071003;

2. 国网河北省电力有限公司电力科学研究院, 河北 石家庄 050021)

摘要:为了分析多个投资商在不同风险偏好下的虚拟电厂容量配置问题,提出一种风险导向下基于成本效益分析的多投资商虚拟电厂容量配置模型。首先,参考城市热环境设计中典型气象日的定义,提出一种基于最小相对偏差的典型日场景集构建方法;其次,以各投资商年均建设运维成本最小为目标函数,考虑分时电价、建设补贴等因素,分别运用条件风险价值度量风、光、负荷不确定性带来的经济风险,并将其与目标函数相结合,构建多投资商虚拟电厂容量配置模型;最后,基于成本效益分析原则,采用净现值和内部收益率对配置结果的可行性和抗风险能力进行评价。仿真结果表明该模型能够根据不同投资商的风险偏好给出相应容量配置方案并对决策结果进行经济学评价。

关键词:虚拟电厂;容量配置;多投资商;条件风险价值;成本效益分析;最小相对偏差

中图分类号:TM 61;TM 73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202011035

0 引言

虚拟电厂将多种分布式能源聚合在一起,实现其整体出力的稳定可靠性,为电网提供高效的电能,从而保证其并网的安全性和稳定性。与微电网相比,虚拟电厂的地域局限性更小、允许实现的并网规模更大,是能源互联网的终极组态^[1-2]。而要充分发挥虚拟电厂的作用,在规划阶段对多种分布式电源进行合理的容量配置至关重要。

近年来,国内外学者对分布式电源的容量配置开展了广泛研究。文献[3-4]从可再生能源补贴、电动汽车能量管理等角度,分析并网和独立微电网的容量配置问题。文献[5-6]运用博弈论对多种分布式电源的容量规划方案进行研究。文献[7]通过生成对抗网络模拟大量风光出力场景并使用K-means聚类对场景进行消减,在此基础上采用条件风险价值CVaR(Conditional Value at Risk)度量因风光资源不确定性带来的风险,构建了微电网电源容量随机优化配置模型。

当前关于容量配置的研究主要集中于微电网,对虚拟电厂进行容量配置的研究相对较少。文献[8]基于投资组合理论基本思想,提出将虚拟电厂可再生能源出力随机性映射到一般投资组合模型考虑价格随机性的思路。另外,考虑到虚拟电厂中可再生能源出力不确定性等带来的风险,文献[9]在常规

投资运行成本的基础上考虑了投资组合理论中的风险量度并分析了其对虚拟电厂多电源容量配置的影响。除了从不同角度完善容量配置模型以使其更接近实际情况外,规划时采用的场景选取方式也各不相同。文献[3,10]选取规划地区全年风、光、负荷数据作为规划场景进行容量配置。文献[11]采用拉丁超立方场景生成方法和场景缩减技术生成随机场景并结合鲁棒优化修正配置方案。文献[12]假设四季典型日普通负荷和重要负荷的负荷曲线相同,并用四季典型日风光时序出力进行规划。

尽管上述文献在分布式电源特别是虚拟电厂多电源容量配置方面取得了一定进展,但仍存在一些问题:对虚拟电厂进行容量配置时多假定所有电源属于同一家投资商,即没有考虑虚拟电厂内部电源分属不同投资商的情况,未能体现投资商投资偏好之间的差异性和投资时存在的利益冲突;规划时多以1a为计算时间,或直接采用全年历史数据进行规划,或通过先生成大量场景后进行削减来构建典型场景集,模型时间跨度长、计算难度大,或采用四季典型日进行规划,对典型日选取略显粗略;此外,对配置结果的评价多从电网侧考虑,较少从投资商角度分析项目的经济可行性,可能面临投资商投资意愿较低或盲目建设的问题。

城市热环境设计中对典型气象日有明确定义,类比该定义提出一种基于最小相对偏差的典型日场景集生成方法。成本效益分析CBA(Cost Benefit Analysis)是投资决策中通过比较项目的全部成本和效益来评估项目价值的一种方法,通过计算项目周期内的现金流得到净现值NPV(Net-Present Value)

收稿日期:2020-07-20;修回日期:2020-09-29

基金项目:中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(2017MS093)

Project supported by the Fundamental Research Funds for the Central Universities(2017MS093)

及内部收益率IRR(Internal Rate of Return)^[13]来评价可行性和抗风险能力。本文将上述2种方法和投资决策中常用来度量风险损失的CVaR^[14-15]相结合,用于分析多投资商虚拟电厂容量优化配置问题,运用CBA对配置结果进行分析,对投资商提出相应的投资建议。

1 多投资商虚拟电厂构成及运行控制策略

1.1 多投资商虚拟电厂构成

典型虚拟电厂由风电机组和光伏电池板等可再生能源电源、储能以及柴油机组等常规电源构成,储能的主要作用是在虚拟电厂日常运行过程中进行削峰填谷,常规电源则用来平抑可再生能源出力不确定导致的波动,二者共同确保虚拟电厂整体对外输出相对稳定的电能,以参与电力市场交易。以上述4种电源构成方式为例,尽管本文提出考虑虚拟电厂多种电源分属不同投资商的情况,但并不意味着这4种电源均来自不同的投资商。正如前文所述,储能及柴油机组用于平抑可再生能源的波动(即被动参与虚拟电厂运行),若将这2种电源单独分属不同的投资商,将不利于其参与虚拟电厂的正常运行,也不利于其平抑虚拟电厂内部的可再生能源波动(这里的“不利于”指相关投资商投资热情不高)。因此本文将可再生能源电源、储能以及柴油机组进行“捆绑”从而参与虚拟电厂的正常运行,即对于不同投资商而言可以进行一定程度的可再生能源出力波动的自我平抑。

相较于风电机组出力,光伏出力的整体波动性较小,且当前应用中光储大多联合规划,假设所研究虚拟电厂中光伏电池板和储能电池归属同一家投资商A,风电机组和柴油发电机归属另一家投资商B。需要指出的是,假设条件为虚拟电厂中电源归属形式的一种情况,实际中可根据投资商需求或电网要求进行不同的电源组合,改变相应的目标函数即可,不影响本文所提模型的适用性。投资商A、B所建立的分布式电源特性分析如下。

(1) 投资商A:光储联合。

假设一组特定的光伏阵列所具有的光伏电池板块数为 N_{pv} ,同一时间收到的光照强度均相同,其接受光照面积与光电转换效率分别为 S 和 η ,当前时间段的实际光照强度为 r_1 ,则其输出功率 P_{pv} 为:

$$P_{pv} = r_1 S \eta \quad (1)$$

储能电池不但能在运行过程中起到削峰填谷的作用,而且能根据电价波动通过充放电调整虚拟电厂向电网的购售电量。本文选择锂电池作为储能装置,并设储能电池台数为 N_s 。

(2) 投资商B:风柴联合。

假设所建虚拟电厂中风力发电机台数为 N_{wind} 。

风电机组的输出功率与风速密切相关,其输出功率 P_{wind} 为:

$$P_{wind} = \begin{cases} 0 & v \leq v_{ci}, v > v_{co} \\ k_1 v + k_2 & v_{ci} < v \leq v_r \\ P_r & v_r < v \leq v_{co} \end{cases} \quad (2)$$

其中, P_r 为风力发电机额定输出功率; v_{ci} 、 v_r 和 v_{co} 分别为该型号风力发电机的切入风速、额定风速和切出风速。

柴油发电机作为常规机组的一种参与虚拟电厂运行,主要通过其灵活出力平抑可再生能源出力波动性。假设所建虚拟电厂中柴油发电机台数为 N_d 。

1.2 运行控制策略

虚拟电厂的运行控制策略对虚拟电厂至关重要,本文构建的虚拟电厂采用集中-分散控制结构^[2],进行容量配置时由虚拟电厂控制中心协调各本地控制中心上报的信息及投资商投资偏好进行规划决策。具体运行控制策略如下。

(1)当风电和光伏出力总和大于地区负荷水平时,暂不启动柴油发电机,由可再生能源向负荷供电。若此时为分时电价高峰期,则暂不对储能电池进行充电而优先将多余电量向电网售出获得收益;若此时为分时电价低谷期且储能电池有可充电量,则优先对储能电池进行充电,若储能电池无可充电量,再将多余电量向电网售出。

(2)当风电和光伏出力总和小于地区负荷水平时,优先由储能电池放电供给负荷。若储能电池完全放电仍不能满足负荷需求,则考虑向电网购电或启动柴油发电机组。若此时为分时电价高峰期,则优先考虑启动柴油发电机组满足负荷需求;若此时为分时电价低谷期,则优先考虑从电网购电满足负荷需求。

2 典型日及CBA

2.1 典型日构建

我国住建部发布的《城市居住区热环境设计标准》^[16]中给出的用于进行城市居住区热环境设计、改善居住区热环境、降低能耗的典型气象日定义为:以典型气象年最热月(或最冷月)中的温度、日较差、湿度、太阳辐射度的日平均值与该月平均值最接近的一日,称为夏季(或冬季)典型气象日。

本文参考以上定义,提出了一种基于最小相对偏差的典型日风光场景及负荷分布构建方法,以求尽可能涵盖典型可再生能源的分布情况。以典型年风速为例,通过以下步骤得到典型日的风速分布。

(1)计算典型年第 i ($i=1, 2, \dots, 12$)月中 t 时段的平均风速 $v_{i,avg}^t$:

$$v_{i,avg}^t = \sum_{d=1}^{n_m} v_{i,d}^t / n_m \quad (3)$$

其中, n_m 为第 i 月总天数; $v_{i,d}^t$ 为第 i 月中第 d 天 t 时段的风速。

(2) 计算第 i 月第 d 天 t 时段风速与该月典型日 t 时段平均风速的相对偏差 $\delta_{i,d}^t$:

$$\delta_{i,d}^t = \frac{|v_{i,d}^t - v_{i,avg}^t|}{v_{i,avg}^t} \times 100\% \quad (4)$$

(3) 计算第 i 月第 d 天各时段相对偏差之和:

$$\theta_{i,d} = \sum_{t=1}^{24} \delta_{i,d}^t \quad (5)$$

(4) 选择 $\theta_{i,d}$ 最小的一天的风速为该月典型日风速。

对太阳辐照度和负荷采取相同的计算方式, 可以得到典型年的 12 个典型日风光负荷场景。

2.2 风险价值度量

风险价值 VaR (Value at Risk) 和 CVaR 作为投资决策中常用的风险度量技术, 被广泛应用于各领域。本文采用 CVaR 度量可再生能源和负荷不确定性带来的经济损失, 并将其与虚拟电厂容量配置模型相结合以求得多个投资商不同风险偏好水平下的决策方案。

对于给定的置信水平 β , VaR 和 CVaR 指标分别用变量 V_{aR} 、 C_{VaR} 表示, 其计算公式分别为:

$$V_{aR_\beta}(x) = \min\{\alpha \in \mathbf{R} \mid \psi(x, \alpha) \geq \beta\} \quad (6)$$

$$C_{VaR_\beta}(x) = \frac{1}{1-\beta} \int_{f(x,y) \geq V_{aR_\beta}(x)} f(x,y) p(y) dy \quad (7)$$

其中, $f(x, y)$ 为项目投资方案的损失函数, x 为决策变量, y 为引发损失的随机变量; $p(y)$ 为 y 的概率密度函数; $\alpha = V_{aR}$ 。对任意的 $\alpha \in \mathbf{R}$, 决策方案的预期损失分布函数 $\psi(x, \alpha)$ 为:

$$\psi(x, \alpha) = \int_{f(x,y) \leq \alpha} p(y) dy \quad (8)$$

在实际应用中, 使用辅助函数 $F_\beta(x, \alpha)$ 计算 C_{VaR} 的值, 辅助函数的表达式为:

$$F_\beta(x, \alpha) = \alpha + \frac{1}{1-\beta} \sum_{k=1}^K \rho_k [f(x, y) - \alpha]^+ \quad (9)$$

其中, $[f(x, y) - \alpha]^+ = \max\{0, f(x, y) - \alpha\}$; ρ_k 为第 k 种风、光、负荷场景的出现概率; K 为风、光、负荷场景总数。则 $C_{VaR_\beta} = \min\{F_\beta(x, \alpha)\}$ 。

2.3 CBA

为了定量分析不同投资商在整个投资建设周期的投资收益情况, 本文基于 CBA 中的 NPV 收益法, 利用 NPV 来衡量项目生命周期内的净收益, 并以此度量项目可行性。NPV 越大, 投资效益越好, 方案越可行。用 N_{NPV} 表示 NPV 指标值, 计算公式为:

$$N_{NPV} = \sum_{n=0}^N \frac{C_1(n) - C_0(n)}{(1+r)^n} \quad (10)$$

其中, N 为项目生命周期; r 为折现率; $C_1(n)$ 为第 n 年的现金流入值; $C_0(n)$ 为第 n 年的现金流出值。

同时, 采用 IRR 衡量项目的抗风险能力。用 I_{RR} 表示 IRR 指标值, 其为与 NPV 紧密相关的参数, 定义为 $N_{NPV} = 0$ 时的折现率。NPV 表示考虑货币时间价值时在项目周期内的盈利金额, IRR 表示考虑货币时间价值时在项目周期内投资商能承受的最大货币贬值率, 即项目的抗风险能力或盈利能力。 I_{RR} 的计算公式为:

$$I_{RR} = D + \left[\frac{l}{l-g} (G-D) \right] \quad (11)$$

其中, D 、 G 分别为当 N_{NPV} 试算为正数、负数时所用的折现率; l 、 g 分别为正、负的 N_{NPV} 试算值。

3 多投资商虚拟电厂容量配置模型

3.1 投资商成本函数

对于投资商 A 而言, 其成本 f_A 主要为光伏电池板和储能电池的等年值初始投资费用、年均运行维护费用及电源替换费用:

$$f_A = (N_{PV} C_{PV} + N_s C_s) C_{RF} + N_{PV} C_{PV}^{op} + N_s C_s^{op} + Q_{A,h} \quad (12)$$

$$C_{RF} = \frac{r(1+r)^N}{(1+r)^N - 1} \quad (13)$$

其中, C_{PV} 、 C_s 分别为单块光伏电池板、单台储能电池的造价成本; C_{RF} 为初始投资费用转化为等年值的系数因子; C_{PV}^{op} 、 C_s^{op} 分别为单块光伏电池板、单台储能电池的年运行维护成本; $Q_{A,h}$ 为投资商 A 的电源替换成本。

对于投资商 B 而言, 其成本 f_B 主要为风电机组和柴油发电机的等年值初始投资费用、年均运行维护费用、电源替换费用、柴油机组燃料成本及环境成本:

$$f_B = (N_{wind} C_{wind} + N_d C_d) C_{RF} + N_{wind} C_{wind}^{op} + N_d C_d^{op} + Q_{B,h} + c_d \sum_{t=1}^{8760} P_d(t) \mu + \sum_{t=1}^{8760} \sum_{e=1}^{n_e} Q(e) (V(e) + L(e)) P_d(t) \quad (14)$$

其中, C_{wind} 、 C_d 分别为单台风电机组、单台柴油发电机的造价成本; C_{wind}^{op} 、 C_d^{op} 分别为单台风电机组、单台柴油发电机的年运行维护成本; $Q_{B,h}$ 为投资商 B 的电源替换成本; c_d 为柴油单价; $P_d(t)$ 为 t 时段柴油发电机总出力; μ 为柴油发电机的燃油消耗率; n_e 为考虑环境成本的柴油发电机污染物种类排放总数; $Q(e)$ 、 $V(e)$ 和 $L(e)$ 分别为第 e 项污染物排放量、环境价值和罚款数量级。

3.2 投资商收益函数

从虚拟电厂建设投资商角度来看, 其收益来源主要是向电网售电的收益, 即:

$$f = \sum_{t=1}^{8760} (E_s(t)\varepsilon(t) - E_p(t)\varepsilon'(t)) \quad (15)$$

其中, $E_s(t)$ 和 $E_p(t)$ 分别为 t 时段虚拟电厂向电网售电量和购电量; $\varepsilon(t)$ 为 t 时段分时电价的售电电价; $\varepsilon'(t)$ 为 t 时段分时电价购电电价。

需要指出的是, 容量配置方案确定后, 投资商等效日收益为不同典型日下不同购售电决策时得到收益的期望值, 年收益由等效日收益乘 365 计算得到。

3.3 目标函数

考虑可再生能源不确定性带来的经济风险, 目标函数为在上述成本函数的基础上增加一个由 C_{VaR} 构成的风险度量项, 以风险偏好系数 γ 与 C_{VaR} 的乘积形式表示。

对于投资商 A, 目标函数为:

$$\min \{f_A + \gamma_A C_{\text{VaR}_{\beta,A}}\} \quad (16)$$

对于投资商 B, 目标函数为:

$$\min \{f_B + \gamma_B C_{\text{VaR}_{\beta,B}}\} \quad (17)$$

其中, γ_A 、 γ_B 分别为投资商 A、B 的风险偏好系数, γ 越大, 投资商对风险的厌恶度越大, 即投资商越保守; $C_{\text{VaR}_{\beta,A}}$ 、 $C_{\text{VaR}_{\beta,B}}$ 分别为置信水平 β 下投资商 A、B 对应的 C_{VaR} 。

3.4 约束条件

(1) 功率平衡约束。

$$N_{\text{PV}} P_{\text{PV}}(t) + N_{\text{wind}} P_{\text{wind}}(t) + P_d(t) + P_f(t) + E_p(t) = P_L(t) + P_c(t) + E_s(t) \quad (18)$$

其中, $P_{\text{PV}}(t)$ 为 t 时段单块光伏电池板出力; $P_{\text{wind}}(t)$ 为 t 时段单台风力发电机出力; $P_L(t)$ 为 t 时段负荷功率; $P_f(t)$ 、 $P_c(t)$ 分别为 t 时段储能电池放电、充电量。

(2) 储能电池荷电状态约束。

$$\phi_{\min} \leq \phi \leq \phi_{\max} \quad (19)$$

其中, ϕ 为储能电池电量与储能容量的百分比, $\phi_{\max}$ 、 $\phi_{\min}$ 分别为其上、下限值。当荷电状态超过 $\phi_{\max}$ 时, 停止对储能充电; 当荷电状态小于 $\phi_{\min}$ 时, 停止储能放电, 以此确保储能的循环寿命。

(3) 柴油发电机出力约束。

$$0 \leq P_d(t) \leq N_d P_{d,r} \quad (20)$$

其中, $P_{d,r}$ 为单台柴油发电机额定输出功率。

4 算例求解及分析

4.1 求解算法

本文所建立模型为多目标优化模型, 采用带精英保留策略的快速非支配排序遗传算法 NSGA-II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-II) 进行求解。该算法通过快速非支配排序对 Pareto 解进行等级划分, 提高了算法的计算速度, 用拥挤度算法和精英保留策略代替原始 NSGA 算法中的共享函数以

维持物种多样性、保留优良种群个体。模型求解流程见附录 A 图 A1。

需要指出, NSGA-II 算法主要用于求解目标函数为 2~3 个的多目标优化问题, 当电源组合方式复杂、投资商个数大于 3 (即目标函数个数大于 3) 时, 该算法搜索 Pareto 前沿解的能力有所下降, 此时应当寻找用于求解高维多目标优化问题 (目标个数大于 4) 的其他算法。

4.2 算例参数

本文选取某地全年风速数据^[17]及全年负荷分布数据^[18], 太阳辐照度数据由 Meteonorm 7.3 软件获得, 在 MATLAB 2016b 仿真平台上进行分析。计算时间间隔为 1 h, 计算时间为全年 8760 h。根据 2.1 节中提出的方法构建 12 个典型日的风光负荷分布曲线, 见附录 A 图 A2—A4, 各典型日出现的概率相等, 以此来模拟可再生能源出力 and 负荷变化的不确定性。

NSGA-II 算法参数设置和本文采用的分布式电源额定功率见附录 A 表 A1 和表 A2。系统设计使用年限为 20 a, 置信水平取 0.95, 分时电价数据取自文献[3], 所选分布式电源的具体参数取自文献[7, 9], 柴油发电机环境成本的相关参数取自文献[19]。

4.3 算例结果及分析

4.3.1 风险敏感程度分析

对于不同投资商投资时的风险偏好差异, 规划时可以通过选取不同的风险偏好系数 γ 来体现。本文为了直观比较上述提出的光储联合和风柴联合方式对风险敏感程度的差异, 分别对二者选取相同的风险偏好系数 γ , 并使 γ 从 0.2 开始, 以 0.2 为步长变化到 1, 得到投资商 A、B 年均建设运维成本的 Pareto 前沿解 f_A^P 、 f_B^P , 如图 1 所示。

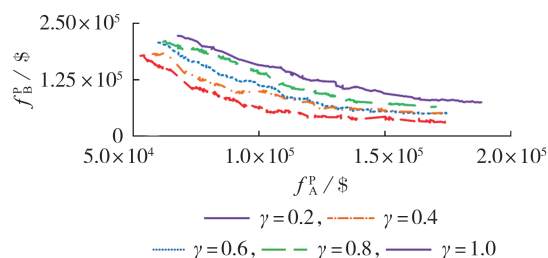


图1 投资商 A、B 最小年均成本 Pareto 前沿解

Fig.1 Pareto frontier solution of minimum annual average cost for Investor A and B

由图 1 可以发现: 随着投资商投资偏好变保守, 投资商 A (光储联合) 和投资商 B (风柴联合) 所需的年均建设运维成本均在提高。对于投资商 A 和 B 整体而言, 风险偏好趋于保守时, 投资商 B 的年均建设运维成本相对增加值比投资商 A 大。分析原因后认为, 由于风电机组单机容量较光伏电池板大, 出力波

动较大,柴油发电机成本高于储能,平抑自身风电出力波动时柴油发电机需求大,且风电机组每千瓦功率投资成本也高于光伏电池板,故该组合所需成本较高且随风险系数增大变化显著。另外,当光储联合年均建设运维成本小于 $\$1.46 \times 10^5$ 时,风柴联合年均建设运维成本增加幅度随 γ 的增大显著;当光储联合年均建设运维成本大于 $\$1.46 \times 10^5$ 时,风柴联合年均建设运维成本增加幅度随 γ 增大而趋于平缓。这是由于当光储出力较小时,相应的风电出力需求较大,对风险敏感度高,平抑波动所需的柴油发电机数量增加显著,成本增加幅度增大;当光储出力增加后,风电出力相应减少,平抑风电出力波动所需的柴油发电机数量下降,且一定数目的柴油发电机即可满足相应的出力波动,故成本增加平缓。

另外,当光储成本介于 $\$1.165 \times 10^5$ 和 $\$1.55 \times 10^5$ 之间时,风险偏好系数 $\gamma=0.4$ 与 $\gamma=0.6$ 的曲线十分接近甚至出现重合,本文认为出现这种现象的原因是:在该光储成本区间内,满足负荷需求所需的风电机组、柴油发电机数量基本不变。

在此基础上,对不同投资商风险偏好下容量配置方案进行对比。由于多目标之间的矛盾性,在求得多目标优化的 Pareto 前沿解后,需要根据决策者的意愿和实际问题的特点对各个目标之间进行折衷,以得到最终的优化结果。本文使用线性隶属度函数(计算过程见附录B)来描述非支配解中各目标函数与 Pareto 前沿解中各目标最优解之间的综合偏移程度,并将具有最大隶属度函数的解作为最优折中解。以投资商 A、B 风险偏好系数 γ_A 、 γ_B 均为1时为例,最优折中解的计算过程如下。

对所得最优解集中前116个非支配等级排序为1的解进行线性隶属度计算,得到解第一、二目标函数的隶属度函数 μ_1 、 μ_2 与解的规格化隶属度函数 μ^q 之间的关系如图2所示。图中, M 表示上述116个非支配等级排序为1的解中最大规格化隶属度为0.009854且第一、第二目标函数对应隶属度分别为0.5899和0.7899所对应的点,点 M 所对应的容量配

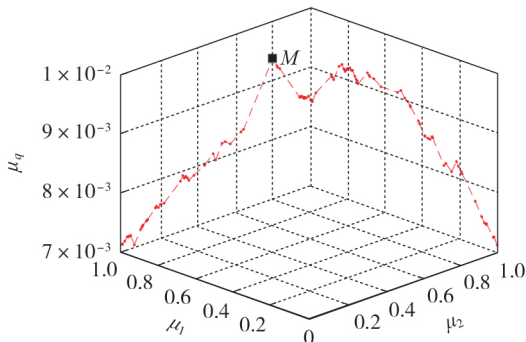


图2 μ_1 、 μ_2 与 μ^q 之间关系

Fig.2 Relationship between μ_1 、 μ_2 and μ^q

置方案即为最优折中解。重复上述过程,可得在图1所示 Pareto 前沿解基础上的最优折中容量配置方案,如表1所示。

表1 不同风险偏好下虚拟电厂容量配置方案

Table 1 Capacity configuration scheme of virtual power plants under different risk preferences

风险偏好	配置方案				
	N_{PV} / 块	N_s / 台	N_{wind} / 台	N_d / 台	年均成本 / $\$$
$\gamma_A = \gamma_B = 0.2$	1 743	7	6	1	$f_A^P = 6.25 \times 10^4$, $f_B^P = 1.537 \times 10^5$
$\gamma_A = \gamma_B = 0.4$	1 586	7	5	2	$f_A^P = 6.53 \times 10^4$, $f_B^P = 1.695 \times 10^5$
$\gamma_A = \gamma_B = 0.6$	1 102	8	4	3	$f_A^P = 6.97 \times 10^4$, $f_B^P = 1.852 \times 10^5$
$\gamma_A = \gamma_B = 0.8$	859	10	3	3	$f_A^P = 9.32 \times 10^4$, $f_B^P = 1.655 \times 10^5$
$\gamma_A = \gamma_B = 1.0$	628	11	3	3	$f_A^P = 9.98 \times 10^4$, $f_B^P = 1.655 \times 10^5$

对比表1中的容量配置方案可以发现:随着投资商风险偏好变保守,不确定性风险主要来源的可再生能源电源配置逐渐减少,平抑可再生能源波动的常规机组和储能数量逐渐增加,各投资商面临的风险减小。由于表1中的容量配置方案为各投资商风险偏好下的最优折中解,且各自的最优折中解分别取自投资商 A、B 年均建设运维成本 Pareto 前沿解的不同位置,则单独考虑投资商 A、B 在风险偏好变化时的年均建设运维成本意义不大。但从投资商 A、B 整体来看,风险偏高,投资商越保守,总年均建设运维成本越高。

4.3.2 决策方案的 CBA

为了在进行 CBA 时能对比不同电源组合方式下决策方案的抗风险能力,令 $\gamma_A = \gamma_B = 1$,对表1中最后一行所对应的容量配置方案进行 CBA:投资商 A、B 的成本考虑初始投资成本、运维成本和设备更换成本,收益考虑向电网售电收益和新能源一次性安装补贴,补贴标准设置为风光安装投资费用的20%^[6]。各项成本和收益如表2所示。

表2 成本及收益

Table 2 Costs and benefits

单位: $\$$

投资商	成本			收益	
	初始投资	年运维	设备更换	安装补贴	年售电
A	1.654×10^5	2.86×10^4	5.5×10^4	2.21×10^4	6.42×10^4
B	8.4×10^5	1.794×10^5	1.38×10^5	1.404×10^5	2.975×10^5

取折现率为8%,根据式(10)和表2,得到该决策方案项目周期内累积 N_{NPV} 变化曲线如图3所示。由图3可知,投资商 A(光储联合)和投资商 B(风柴联合)在项目周期内最终累积 N_{NPV} 均大于0,则该决策方案可行。同时,投资商 A 将比投资商 B 更早期

达收回成本后开始盈利的点($N_{NPV}=0$),即投资商A的投资回收期更短。二者在更换设备(项目运行第11年)时均会出现累积 N_{NPV} 小幅下降的情况,即项目运行第10年的收入基本都用来更换设备,但仍处于盈利状态。另外,投资商B初始投资成本和更换设备成本均较高,但累积 N_{NPV} 曲线斜率整体远大于投资商A,盈利能力更强,最终净现值更高。

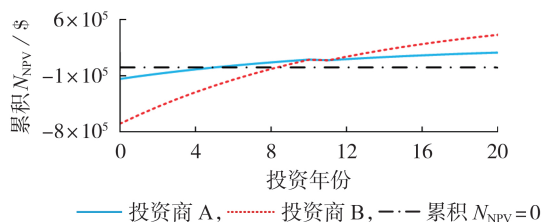


图3 累积 N_{NPV} 曲线

Fig.3 Curves of cumulative N_{NPV}

上述结果是基于折现率为8%的条件计算得出的,投资商A、B的累积 N_{NPV} 均大于0,说明二者的 I_{RR} 均大于8%。根据式(11)计算得到投资商A、B的 I_{RR} 分别为24%和15%。 I_{RR} 越大,项目可承受的货币贬值率越高,抗风险能力越强。对投资商A而言,货币贬值率为24%时项目刚好保本,而对投资商B,则为15%。这进一步从侧面说明了光储联合投资方案下,抗风险能力强于风柴联合,与4.3.1节中分析得到的风柴联合在风险偏好变化时对风险的敏感程度高于光储联合的结论是一致的。实际应用中可以考虑将风柴储三者“捆绑”规划,以降低投资风险。

5 结论

本文以不同风险偏好的投资商为出发点,考虑虚拟电厂中各电源分属不同投资商时的容量配置问题,参考城市热环境设计的典型气象日定义,构建典型风光负荷日场景集,用CVaR度量不确定性风险并将其与目标函数融合,运用CBA决策方案的经济可行性,得到如下结论。

(1)本文提出的多投资商虚拟电厂容量配置模型可以根据不同投资商的风险偏好,给出相应的容量配置结果。对于本文提出的光储联合和风柴联合的投资方式,风险偏好越保守,储能和柴油发电机配置越多,投资商年均建设运维成本越高。风柴联合比光储联合对风险敏感程度高。

(2)CBA从经济的角度分析决策可行性,给出投资商建议,有利于提高投资商积极性、避免盲目建设带来过高风险。在本文给出的容量配置方案下 N_{NPV} 均大于0,项目有盈利能力。风柴联合投资时的初始投资成本远高于光储联合,成本回收速度略低于光储联合,对风险敏感,但项目周期内盈利能力较强。

本文在进行不同风险偏好下多投资商虚拟电厂容量配置分析时,仅考虑了光储联合、风柴联合的情况,实际应用中可根据投资商要求进行可再生能源与常规机组的组合分析,得出相应配置结果。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 卫志农,余爽,孙国强,等. 虚拟电厂的概念与发展[J]. 电力系统自动化,2013,37(13):1-9.
WEI Zhinong, YU Shuang, SUN Guoqiang, et al. Concept and development of virtual power plant[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(13): 1-9.
- [2] 艾芊. 虚拟电厂:能源互联网的终极组态[M]. 北京:科学出版社,2018:1-11.
- [3] 韩晓娟,王丽娜,高瑾,等. 基于成本和效益分析的并网光储微网系统电源规划[J]. 电工技术学报,2016,31(14):31-39,66.
HAN Xiaojuan, WANG Lina, GAO Tong, et al. Generation planning of grid-connected micro-grid system with PV and batteries storage system based on cost and benefit analysis[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(14): 31-39, 66.
- [4] 张明锐,李路遥,杜志超,等. 考虑电动汽车能量管理的微网分布式电源选址定容[J]. 电力自动化设备,2017,37(7):46-54.
ZHANG Mingrui, LI Luyao, DU Zhichao, et al. Microgrid DG siting and sizing with consideration of EV energy management[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(7): 46-54.
- [5] 陈健,刘玉田,张文,等. 基于博弈论的配电网中多级微电网优化配置分析[J]. 电力系统自动化,2016,40(1):45-52.
CHEN Jian, LIU Yutian, ZHANG Wen, et al. Optimal sizing analysis of multilevel microgrids in distribution network based on game theory[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(1): 45-52.
- [6] 黄南天,包佳瑞琦,蔡国伟,等. 多主体联合投资微电网源-储多策略有限理性决策演化博弈容量规划[J]. 中国电机工程学报,2020,40(4):1212-1225.
HUANG Nantian, BAO Jiaruiqi, CAI Guowei, et al. Multi-agent joint investment microgrid source-storage multi-strategy bounded rational decision evolution game capacity planning[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(4): 1212-1225.
- [7] 李康平,张展耀,王飞,等. 基于GAN场景模拟与条件风险价值的独立型微网容量随机优化配置模型[J]. 电网技术,2019,43(5):1717-1725.
LI Kangping, ZHANG Zhanyao, WANG Fei, et al. Stochastic optimization model of capacity configuration for stand-alone microgrid based on scenario simulation using GAN and conditional value at risk[J]. Power System Technology, 2019, 43(5): 1717-1725.
- [8] 黄昕颖,黎建,杨莉,等. 基于投资组合的虚拟电厂多电源容量配置[J]. 电力系统自动化,2015,39(19):75-81.
HUANG Xinying, LI Jian, YANG Li, et al. Investment portfolio based multi energy capacity allocation of virtual power plant[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(19): 75-81.
- [9] 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.
WEI Zhinong, CHEN Yu, HUANG Wenjin, et al. Optimal allocation model for multi-energy capacity of virtual power plant considering conditional value-at-risk[J]. Automation of Elec-

- tric Power Systems, 2018, 42(4):39-46.
- [10] 李振坤,何凯,路群,等. 售电市场环境下载网型微电网的电源配置及优化运行[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(11):41-49.
LI Zhenkun, HE Kai, LU Qun, et al. Power configuration and optimal operation of grid-connected microgrid in electricity selling market[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(11):41-49.
- [11] 薛美东,赵波,张雪松,等. 并网型微网的优化配置与评估[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(3):6-13.
XUE Meidong, ZHAO Bo, ZHANG Xuesong, et al. Integrated plan and evaluation of grid connected microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(3):6-13.
- [12] 王守相,张齐,王瀚,等. 高可再生能源渗透率下的区域多微电网系统优化规划方法[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(12):33-38, 52.
WANG Shouxiang, ZHANG Qi, WANG Han, et al. Optimal planning method for regional multi-microgrid system with high renewable energy penetration[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(12):33-38, 52.
- [13] 项银仕. NPV与IRR在项目评估中的实证分析[J]. 价值工程, 2003, 22(2):60-62.
XIANG Yinshi. Empirical analysis of NPV and IRR in project evaluation[J]. Value Engineering, 2003, 22(2):60-62.
- [14] 王壬,尚金成,周晓阳,等. 基于条件风险价值的购电组合优化及风险管理[J]. 电网技术, 2006, 30(20):72-76.
WANG Ren, SHANG Jincheng, ZHOU Xiaoyang, et al. Conditional value at risk based optimization of power purchasing portfolio in multiple electricity markets and risk management [J]. Power System Technology, 2006, 30(20):72-76.
- [15] URYASEV S. Conditional value at risk, optimization algorithms and applications[J]. Financial Engineering News, 2000, 2(3):1-5.
- [16] 中华人民共和国住房和城乡建设部. 城市居住区热环境设计标准:JGJ 286—2013[S]. 北京:中国建筑工业出版社, 2014.
- [17] National Renewable Energy Laboratory. National wind technology center's information portal archive[EB/OL]. (2014-01-01)[2020-07-20]. <https://www.nrel.gov/wind/>.
- [18] Pennsylvania New Jersey Maryland. Markets & operations-historical load[EB/OL]. (2014-01-18)[2020-07-20]. <https://www.pjm.com/markets-and-operations/ancillary-services.aspx>.
- [19] 钱科军,袁越,石晓丹,等. 分布式发电的环境效益分析[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(29):11-15.
QIAN Kejun, YUAN Yue, SHI Xiaodan, et al. Environmental benefits analysis of distributed generation[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(29):11-15.

作者简介:



栗 然

栗 然(1965—),女,河北保定人,教授,博士,主要研究方向为电力系统分析、运行与控制以及新能源发电与并网(E-mail: liranlelele@163.com);

丁 星(1995—),女,河北保定人,硕士研究生,主要研究方向为分布式能源规划与调度(E-mail: dingxing2014@126.com)。

(编辑 王欣竹)

Risk-oriented capacity configuration model for multi-investor virtual power plant based on cost-benefit analysis

LI Ran¹, DING Xing¹, SUN Fan¹, HAN Yi¹, YAN Jingru², LIU Huilan¹

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China;

2. State Grid Hebei Electric Power Research Institute, Shijiazhuang 050021, China)

Abstract: A risk-oriented capacity configuration model based on cost benefit analysis is proposed for multi-investor virtual power plant for the purpose of analyzing the virtual power plant capacity configuration problem of multiple investors under different risk preferences. Firstly, the constructing method of typical day scene set based on the minimum relative deviation referring to the definition of typical meteorological day in urban thermal environment design is proposed. Secondly, taking the minimum annual construction, operation and maintenance cost of each investor as the objective function, taking the factors such as time-of-use electricity price, construction subsidy and so on into account, the conditional value at risk is used to measure the economic risk caused by the uncertainty of wind power, photovoltaic and load. A multi-investor virtual power plant capacity configuration model is built by combining the risk and the above objective function. Finally, the feasibility and anti-risk capability of the configuration results are evaluated using the net present value and the internal rate of return based on the principle of cost-benefit analysis. Simulative results show that the model can provide corresponding capacity configuration schemes according to the risk preferences of different investors and conduct economic evaluation of decision results.

Key words: virtual power plant; capacity configuration; multi-investor; conditional value at risk; cost benefit analysis; minimum relative deviation

附录 A

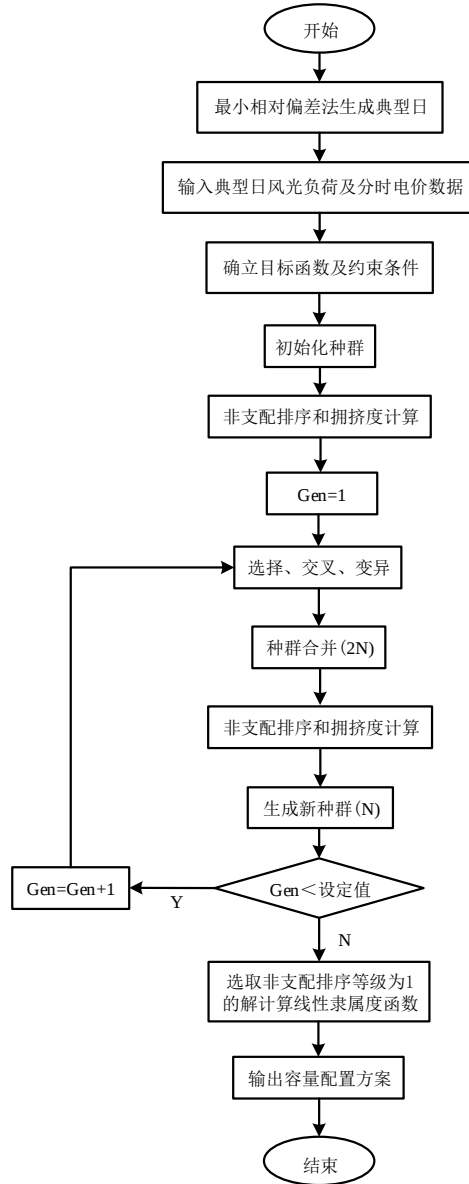


图 A1 模型求解流程图

Fig.A1 Flowchart of model solution

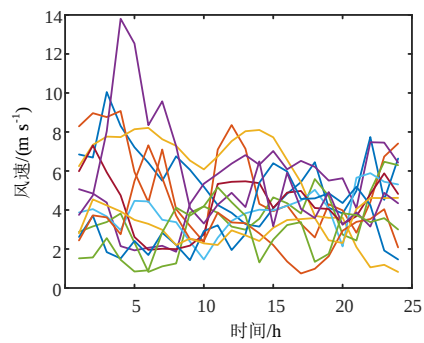


图 A2 12 个典型日风速曲线

Fig.A2 Wind speed curves of 12 typical day

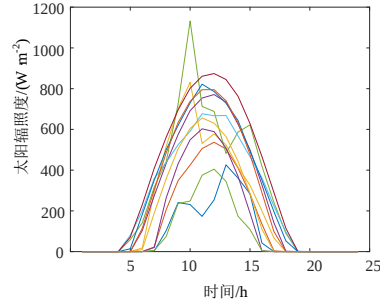


图 A3 12 个典型日太阳辐照度曲线

Fig.A3 Solar irradiance curves of 12 typical day

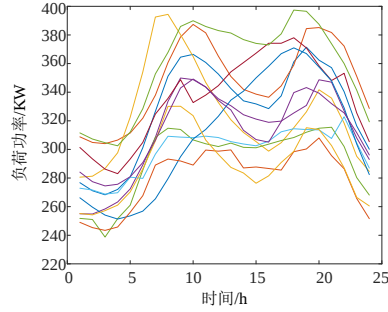


图 A4 12 个典型日负荷曲线

Fig.A4 Load curves of 12 typical day

表 A1 NSGA-II算法参数设置

Table A1 Parameters setting of NSGA-II

种群数目	最大迭代次数	交叉分布指数	变异分布指数
200	500	20	20

表 A2 分布式电源额定功率

Table A2 Rated power of distributed power

电源类型	风机	光伏电池板	柴油发电机	储能电池
额定功率/kW	200	0.2	100	25

附录 B

设 μ_j^q 为第 q 个非支配解中第 j 个目标函数对应的隶属度函数，用来描述第 q 个非支配解中第 j 个目标函数与 Pareto 解集中第 j 个目标最优解之间的偏移程度，取值范围为 0~1， μ_j^q 的值越靠近 1 表明该解中目标 j 越优，定义为：

$$\mu_j^q = \begin{cases} 1 & f_j^q \leq f_j^{\min} \\ \frac{f_j^{\max} - f_j^q}{f_j^{\max} - f_j^{\min}} & f_j^{\min} < f_j^q < f_j^{\max} \\ 0 & f_j^q \geq f_j^{\max} \end{cases} \quad (B1)$$

其中， f_j^q 为第 q 个非支配解中第 j 个目标函数值； $f_j^{\min}$ 和 $f_j^{\max}$ 分别为第 j 个目标函数在 Pareto 解集中的最小值和最大值。对于每一个非支配解 q ，其规格化的隶属度函数 μ^q 表示为

$$\mu^q = \frac{\sum_{j=1}^z \mu_j}{\sum_{q=1}^m \sum_{j=1}^z \mu_j^q} \quad (B2)$$

其中， z 为目标函数个数； m 为 Pareto 解集中解的个数。 μ^q 描述的是第 q 个非支配解中各个目标函数值与 Pareto 解集中各个目标最优解之间的综合偏移程度，Pareto 解集中具有最大隶属度函数值的解为最优折衷解。