

考虑条件风险价值的虚拟电厂多电源容量优化配置模型

卫志农¹, 陈 妤¹, 黄文进², 胥 峥², 孙国强¹, 周亦洲¹

(1. 河海大学能源与电气学院, 江苏省南京市 210098; 2. 国网江苏省电力有限公司盐城供电分公司, 江苏省盐城市 224002)

摘要:虚拟电厂中风、光等可再生能源出力及市场电价的不确定性会导致其收益具有一定的风险性。合理配置虚拟电厂中风电、光伏、储能以及常规机组的容量,能够降低系统成本,使投资者的利益最大化。以投资和运行成本最小为优化目标,采用条件风险价值作为风险量度的指标,建立了一种基于投资组合理论中计及风险量度的虚拟电厂容量优化配置模型。在此基础上,探讨风险偏好对规划虚拟电厂多电源容量配置的影响,以及环境成本、自然资源及负荷之间的相关性对配置结果的影响。以美国德克萨斯州某地区附近的风、光资源,电价及负荷数据为实例,采用场景技术模拟不确定性。算例结果表明了该模型的正确性,可为不同风险偏好的投资商在规划建设虚拟电厂时面对多电源容量配置问题提供定量依据。

关键词:虚拟电厂; 条件风险价值(CVaR); 投资组合理论; 容量配置优化; 不确定性; 规划运行一体化

0 引言

为了有效解决利用可再生能源发电的分布式电源并网后对电网稳定运行带来的威胁^[1-3],虚拟电厂(VPP)通过将各类分布式电源、储能系统及可控负荷聚合成一个有机整体参与电力市场的竞标和运营^[4],一方面有利于缓解可再生能源对电网造成的波动,另一方面实现了资源的优化利用,从而有望获得规模化的经济效益。

在规划 VPP 时,要充分考虑分布式电源发电的间歇性、互补性等因素。如何平衡投资与收益,合理配置可再生能源、常规发电机组及储能的容量问题引起了国内外学者关注。文献[5-7]以不同指标表示系统的成本及可靠性,对含有风电、光伏、蓄电池的微网进行容量配置优化,但其仅考虑微网的孤岛运行模式,并没有参与电力市场;文献[8]对 VPP 中风、光、水、火电进行容量配置,但其仅从自然资源匹配角度考虑容量配置问题,未考虑电价的随机性,也未考虑 VPP 运行时的各种约束条件。

目前容量配置研究主要集中在微网,而 VPP 作为一个整体参与市场运营,相对于微网,其在运行方

式上可以更加灵活地通过向市场售购电来平抑可再生能源出力的波动。并且,目前对于 VPP 的研究大多集中在调度运行方面,鲜有文献考虑包括电价随机性在内的 VPP 规划运行一体化,因此,有必要研究 VPP 的多电源容量配置问题。

此外,大多数规划问题并没有考虑投资商在收益上面临的不确定性风险^[5-8]。投资组合理论可用于权衡资产风险和收益的关系,已在电力建设规划^[9]、发电商电量分配^[10]以及装机容量优化^[11]等领域得到了广泛的应用。不确定因素影响下的多电源容量配置问题也正是投资组合理论中典型的资产配置问题。文献[12]详细地归纳了随机规划模型中常用的风险量度方法,包括利润方差法、风险价值(VaR)法、条件风险价值(CVaR)等。其中 CVaR 作为一种有效的风险量度手段已经被广泛应用于电力系统的风险管理中^[13]。

本文在已有的研究基础上,提出了考虑 CVaR 的 VPP 多电源容量优化配置模型,利用 CVaR 来量度可再生能源出力及市场电价不确定性给规划 VPP 带来的风险。在规划建设 VPP 的目标函数中,将 CVaR 乘上一个权重系数,并以权重系数的大小衡量投资商的风险偏好水平,同时计及 VPP 实时运行中各种约束条件,建立了考虑 CVaR 的 VPP 多电源容量优化配置模型。该模型量化了投资商在规划建设及运行 VPP 时由于各种不确定因素导致的风险,提供了多电源容量最优配置方案。

收稿日期: 2017-06-21; 修回日期: 2017-09-16。

上网日期: 2017-11-13。

国家自然科学基金资助项目(51277052); 国家电网公司科技项目(J2017129)。

1 投资组合理论及基于 VaR 和 CVaR 的风险量度方法

1.1 投资组合理论

投资组合问题即投资者如何通过配置各种资产以权衡风险和收益的过程^[14]。有效的投资组合必须达到或接近资产收益最大化与风险最小化的均衡状态。在收益一定的条件下,选择风险最小的投资组合,在风险一定的条件下,选择收益最大的投资组合,同时满足这 2 个条件的投资组合集合就是有效集,又称为有效边界或有效前沿。

在投资建设 VPP 时,如何选择配置各机组的装机容量以及在运行时段内合理地向市场售购电等均为典型投资组合理论中的资产配置问题^[15]。因此,在规划建设 VPP 时,可应用投资组合理论,合理权衡风险与收益,从而使 VPP 的配置方案具有更强的鲁棒性。

1.2 基于 VaR 和 CVaR 的风险量度

风险量度是指对特定风险发生的可能性或损失的范围与程度进行估计和量度。VaR 和 CVaR 是当前金融领域比较常用的风险管理技术,有效弥补了传统的均值-方差模型在量度风险时的局限性。风险价值的计算方法有历史模拟法和随机模拟法等^[16],由于风速、光照强度及电价的概率分布难以准确获得,本文采用历史模拟法来计算风险价值。

VaR 反映投资组合在给定的置信度 β 上潜在的最大损失。设 $f(x, y)$ 为损失函数, x 为决策变量, y 为随机变量,假设 $\rho(y)$ 为 y 的概率密度函数,则损失函数 $f(x, y)$ 不大于边界值 α 的分布函数为:

$$\psi(x, \alpha) = \int_{f(x, y) \leq \alpha} \rho(y) dy \tag{1}$$

对于给定的置信度 β , VaR 可由下式得到:

$$V_{VaR\beta} = \min\{\alpha \in \mathbf{R}; \psi(x, \alpha) \geq \beta\} \tag{2}$$

然而, VaR 只是某个置信度下的分位点,而分位点以后的风险信息未被考虑,即存在“尾部风险”^[17]或称为“极端风险”,导致投资组合风险被低估。因此美国学者 Rockafell 和 Uryas 于 1999 年提出了 CVaR 风险量度方法,其含义为超过 VaR 部分的平均损失,其作为 VaR 的一种补充风险量度能够更好地反映“尾部风险”。

$$V_{CVaR\beta} = \frac{1}{1-\beta} \int_{f(x, y) \geq V_{VaR\beta}(x)} f(x, y) \rho(y) dy \tag{3}$$

式中: $V_{CVaR\beta}$ 为置信度 β 下的 CVaR 值。

由于 $V_{VaR\beta}(x)$ 解析式难以求出,因此推导出变换函数 $F_\beta(x, \alpha)$ 以求得 CVaR:

$$F_\beta(x, \alpha) = \alpha + \frac{1}{1-\beta} \int [f(x, y) - \alpha]^+ \rho(y) dy \tag{4}$$

式中: $[f(x, y) - \alpha]^+$ 表示 $\max\{f(x, y) - \alpha, 0\}$ 。

α 即为 VaR 的值。通常用以下估计式来计算变换函数 $F_\beta(x, \alpha)$:

$$\tilde{F}_\beta(x, \alpha) = \alpha + \frac{1}{q(1-\beta)} \sum_{k=1}^q [f(x, y_k) - \alpha]^+ \tag{5}$$

式中: $y_1, y_2, \dots, y_q$ 为 y 的 q 个样本。

$$\text{则 } V_{CVaR\beta} = \min \tilde{F}_\beta(x, \alpha)。$$

2 VPP 多电源容量规划模型

值得注意的是,与常规电源不同,可再生能源的发电量不仅与其装机容量有关,也与环境变量有关,因此为了使 VPP 投资建设和运行的总成本最小,在规划过程中需要充分考虑常规电源与风、光等可再生能源的协调配合问题。

2.1 VPP 典型结构组成与功能

1) 光伏发电系统。光伏发电系统的发电功率与光照强度密切相关,假设给定一组光伏电池阵列,其面积和光电转换效率分别为 A 和 η ,则这组光伏电池阵列的输出功率为:

$$P_{pv} = r_1 A \eta \tag{6}$$

式中: r_1 为这一时间段内的实际光照强度。

以变量 N_{pv} 表示光伏阵列的并联组数。

2) 风力发电系统。一般认为风速服从威布尔分布,可通过下式得到风机的输出功率:

$$P_w = \begin{cases} 0 & v \leq v_{ci} \\ k_1 v + k_2 & v_{ci} < v \leq v_r \\ P_r & v_r < v \leq v_{co} \\ 0 & v > v_{co} \end{cases} \tag{7}$$

$$\begin{cases} k_1 = \frac{P_r}{v_r - v_{ci}} \\ k_2 = -k_1 v_{ci} \end{cases} \tag{8}$$

式中: P_r 为风力发电机的额定功率; v_{ci}, v_r, v_{co} 分别为同型号风力发电机的切入风速、额定风速和切出风速。

以变量 N_{wind} 表示风力发电机的台数。

3) 柴油发电机。在 VPP 中通过配置常规机组平抑可再生能源出力的波动性,从而对外输出一个较稳定的电能以参与电力市场运营。以变量 N_c 表示柴油发电机的台数。

4) 储能系统。储能系统不仅起到削峰填谷的作用,还能够根据电力市场价格的波动,灵活地调整 VPP 在日前市场的电力竞标量。考虑到 VPP 建设

成本的限制,使用寿命较长、功率容量较高的铅酸蓄电池作为储能设备。以变量 N_b 表示铅酸蓄电池组的并联组数。

5) 电力负荷。通常在规划 VPP 时,需要将对该地区的负荷供应纳入 VPP 的功能之一。电力负荷又分为固定负荷和可中断负荷,对于可中断负荷,在中断时 VPP 要向用户支付一定的补偿费用。本文算例负荷为可中断负荷。

2.2 不确定性模拟

本文使用场景集的方法将随机优化问题转化为确定性优化问题处理^[18]。分别考虑风电出力、光伏出力及电价场景集 $w = \{w_i, i = 1, 2, \dots, n_w\}$, $s = \{s_j, j = 1, 2, \dots, n_s\}$, $p = \{p_k, k = 1, 2, \dots, n_p\}$, 其中 n_w, n_s, n_p 为相应的场景集个数,各场景概率分别为 $\pi(w_i), \pi(s_j), \pi(p_k)$, 则总场景数一共为 $n_w n_s n_p$ 个。以下分析中变量上标 wsp 均表示该变量在第 w_i 个风电场景、第 s_j 个光伏场景及第 p_k 个电价场景下的形式。

2.3 VPP 多电源容量配置问题目标函数

2.3.1 系统成本

系统成本包含以下几个方面。

1) 等年值初始投资建设成本

$$C_o = (N_{pv} C_{pv} + N_{wind} C_{wind} + N_b C_b + N_c C_c) C_{RF} \quad (9)$$

$$C_{RF} = \frac{r(1+r)^m}{(1+r)^m - 1} \quad (10)$$

式中: $C_{pv}, C_{wind}, C_b, C_c$ 分别为单组光伏阵列、单台风机、单组铅酸蓄电池和单台柴油发电机的造价成本; C_{RF} 为将初始投资化为等年值的系数因子; m 为系统使用年限; r 为贴现率。

2) 系统年运行维护成本

$$C_{OM} = N_{pv} C_{pv}^{OM} + N_{wind} C_{wind}^{OM} + N_b C_b^{OM} + N_c C_c^{OM} \quad (11)$$

式中: $C_{pv}^{OM}, C_{wind}^{OM}, C_b^{OM}, C_c^{OM}$ 分别为单组光伏阵列、单台风机、单组铅酸蓄电池和单台柴油发电机的年运行和维护成本。

3) 柴油发电机燃料成本

$$C_F^{ws} = p_f \sum_{t=1}^T P_{conv}^{ws}(t) Q \quad (12)$$

式中: p_f 为柴油的单价; $P_{conv}^{ws}(t)$ 为 t 时刻柴油发电机总出力; Q 为柴油发电机的燃油消耗率。

4) 柴油发电机环境成本

$$C_E^{ws} = \sum_{t=1}^T \sum_{e=1}^{n_e} m(e)(V(e) + Y(e)) P_{conv}^{ws}(t) \quad (13)$$

式中: n_e 为考虑的柴油发电机排放污染物总数; $m(e), V(e), Y(e)$ 分别为第 e 项污染物的排放量、

环境价值和罚款数量级。

5) 可中断负荷补偿成本

$$C_{dr}^{ws} = \sum_{t=1}^T \lambda_{curt} P_{curt}^{ws}(t) \quad (14)$$

式中: λ_{curt} 为 VPP 中断用户负荷时给予的中断补偿费用; $P_{curt}^{ws}(t)$ 为 t 时刻 VPP 中断负荷功率。

6) VPP 运行收益

VPP 的运行收益主要来自于在日前市场的收益。

$$R^{ws} = \sum_{t=1}^T (E_s^{ws}(t) \lambda^{p_k}(t) - E_p^{ws}(t) k_{purchase} \lambda^{p_k}(t)) \quad (15)$$

式中: $E_s^{ws}(t)$ 和 $E_p^{ws}(t)$ 分别为 t 时刻向电网售电量和购电量; $\lambda^{p_k}(t)$ 为 t 时刻在第 p_k 个场景下的日前能量市场统一出清价格; $k_{purchase}$ 为购电价格在原电价基础上乘以的比例系数。

2.3.2 风险量度项

将 CVaR 以乘以一个风险偏好系数 L 的形式^[19]加入目标函数中。用 δ 表示 CVaR 的值:

$$\delta = \alpha + \frac{1}{1-\beta} \sum_{i=1}^{n_w} \pi(w_i) \sum_{j=1}^{n_s} \pi(s_j) \sum_{k=1}^{n_p} \pi(p_k) z_k^{ws} \quad (16)$$

式中: z_k^{ws} 为虚拟变量。

2.3.3 目标函数

考虑 CVaR 的 VPP 多电源容量优化配置模型的目标函数^[20]包含两个部分:

$$\min \left\{ C_o + C_{OM} + \sum_{i=1}^{n_w} \pi(w_i) \sum_{j=1}^{n_s} \pi(s_j) \sum_{k=1}^{n_p} \pi(p_k) \cdot (C_F^{ws} + C_E^{ws} + C_{dr}^{ws} - R^{ws}) \right\} + L\delta \quad (17)$$

第一部分为等年值总建设运行成本,第二部分为 CVaR 和一个权重系数的乘积。定义权重系数 L 为风险偏好系数,表示投资者对于风险的态度,其取值范围为 $L \geq 0$, 当 L 取较小值时(一般认为 L 小于 0.1 为较小)表示投资者为风险偏好型,投资者希望以较大的风险换取较高的收益;当 L 取较大值时(一般认为 L 大于 0.5 为较大),表示投资者为风险规避型,投资策略较保守。投资者应根据自身风险偏好程度,恰当地选取风险偏好系数 L 。

2.4 约束条件

1) 常规机组出力约束

$$0 \leq P_{conv}^{ws}(t) \leq N_c P_{c, \max} \quad (18)$$

式中: $P_{c, \max}$ 为柴油发电机输出额定功率。

2) 蓄电池电量及充放电约束

$$W_b^{ws}(t) = W_b^{ws}(t-1) + \eta_b P_{esc}^{ws}(t) - \frac{P_{esd}^{ws}(t)}{\eta_b} \quad (19)$$

(1-C_{DOD})N_bW_{b,max} \leq W_b^{wsp}(t) \leq N_bW_{b,max} \tag{20}

P_{esc}^{wsp}(t) \leq N_bP_{bc,max} \tag{21}

P_{esd}^{wsp}(t) \leq N_bP_{bd,max} \tag{22}

式中： $W_b^{wsp}(t)$ 、 $P_{esc}^{wsp}(t)$ 、 $P_{esd}^{wsp}(t)$ 分别为 t 时刻各场景下的储电量和充、放电量，为决策变量； $W_{b,max}$ 为单组铅酸蓄电池的额定容量； C_{DOD} 为蓄电池的最大放电深度； $P_{bc,max}$ 和 $P_{bd,max}$ 分别为单组铅酸蓄电池的最大充、放电功率； η_b 为铅酸蓄电池的充放电效率。

3)可中断负荷约束

0 \leq P_{curt}^{wsp}(t) \leq k_{curt}P_{el}(t) \tag{23}

式中： $P_{curt}^{wsp}(t)$ 为 t 时刻各场景下中断负荷量，为决策变量； k_{curt} 为中断系数； $P_{el}(t)$ 为 t 时刻下的电负荷。

4)功率平衡约束

N_{wind}P_{wind}^{w_i}(t) + N_{pv}P_{pv}^{s_j}(t) + P_{conv}^{wsp}(t) + P_{esd}^{wsp}(t) + E_p^{wsp}(t) = E_s^{wsp}(t) + P_{el}(t) - P_{curt}^{wsp}(t) + P_{esc}^{wsp}(t) \tag{24}

式中： $P_{wind}^{w_i}(t)$ 为 t 时刻在第 w_i 个风电场景下单台风机的出力； $P_{pv}^{s_j}(t)$ 为 t 时刻在第 s_j 个光伏场景下单组光伏阵列的出力。

5)备用容量约束

N_cP_{c,max} - P_{conv}^{wsp}(t) + k_{curt}P_{el}(t) - P_{curt}^{wsp}(t) \geq R(t) \tag{25}

式中： $R(t)$ 为 t 时刻 VPP 系统所需要的备用容量^[21]。

6)CVaR 风险约束

为便于求解引入虚拟变量 z_k^{wsp} ^[22]，令 $z_k^{wsp} = [f(x,y) - \alpha]^+$ 表示超过 VaR 的损失，损失函数 $f(x,y)$ 取收益的负值。为了便于计算将其松弛为下面两个不等式；

z_k^{wsp} \geq 0 \tag{26}

z_k^{wsp} \geq - \left[\sum_{t=1}^T (E_s^{wsp}(t)\lambda^{p_k}(t) - E_p^{wsp}(t)k_{purchase}\lambda^{p_k}(t)) - C_F^{wsp} - C_{dr}^{wsp} - C_o - C_{OM} - C_R \right] - \alpha \tag{27}

综上，上述优化问题的决策变量包括： $\{N_{wind}, N_{pv}, N_b, N_c, P_{conv}^{wsp}(t), P_{esd}^{wsp}(t), P_{esc}^{wsp}(t), W_b^{wsp}(t), E_p^{wsp}(t), E_s^{wsp}(t), P_{curt}^{wsp}(t), \alpha, z_k^{wsp}\}$ 。

3 算例求解与分析

3.1 求解方法

本文所建立的优化模型为典型的混合整数线性规划问题，可以在 GAMS 平台上借助 CPLEX 求解

器进行求解。

3.2 算例参数

选取美国德克萨斯州某地不同区域的风、光资源及电价、负荷数据，采用上述模型进行计算，时间步长取为 1 h，计算时间为全年 8 760 h。选取过去 4 年的风、光、电价历史数据作为风、光、电价场景集 w,s,p 里的不同场景，即 $n_w=n_s=n_p=4$ ，各场景概率均为 0.25，对这 3 个场景集中的 4 个场景依次进行排列组合，则总场景共有 $n_wn_sn_p=64$ 个，通过大量场景来模拟 VPP 中可再生能源出力及电价的不确定性。考虑到负荷数据波动性远小于风速、光照强度及电价数据的波动性，本文忽略负荷数据的波动性，选取过去 4 年平均历史负荷作为负荷数据。风速^[23]、光照^[24]、电价^[25]及负荷^[25]的全年曲线如附录 A 图 A1 所示。

考虑到该地区年平均负荷为 300 kW，选择额定功率为 200 kW 的风机；单块最大功率为 200 W 的光伏电池板，根据系统功率等级要求将 14 块光伏电池板串联构成一组光伏阵列；采用单体容量为 800 Ah 的铅酸蓄电池作为储能单元，根据并网电压输入允许范围，将 240 节电池串联构成一个蓄电池组。本文所选中断补偿费用为 40 美元/MW，柴油价格取为 0.001 美元/g。所选风机、光伏电池板、柴油发电机及铅酸蓄电池的具体参数如附录 A 表 A1 所示。柴油发电机污染物排放量、环境价值、罚款数量级取自文献^[26]，具体数据如附录 A 表 A2 所示。本文假定所有电源同属于一家投资商。

3.3 算例结果与分析

3.3.1 风险系数对容量配置策略的影响

不同风险偏好系数下，VPP 的容量配置及目标函数各部分的计算结果如表 1 所示。可以看出，随着风险偏好系数 L 的增大，VPP 的等年值总建设运行成本 λ 增加，而 CVaR 值逐渐减小，说明投资者对风险的厌恶程度加深，规划策略趋于保守。

表 1 容量配置结果
Table 1 Capacity allocation results

L	λ /美元	δ /美元	N_{wind} /台	N_{pv} /组	N_b /组	N_c /台
0.05	77 592.166	115 268.075	32	98	4	21
0.08	78 076.374	109 054.124	19	88	3	21
0.10	78 882.464	103 335.826	18	85	2	10
0.14	79 875.784	99 077.710	15	80	2	10
0.15	80 722.178	97 056.638	13	77	2	9
0.20	82 505.897	93 867.392	10	73	2	6
0.40	85 325.676	91 136.804	7	65	2	6
0.60	86 899.703	89 742.129	6	59	2	6
0.80	88 527.067	88 731.416	5	41	3	6
2.00	90 989.136	87 811.101	3	27	3	6

目前储能技术及价格尚未发展到足以取代常规

机组来平抑可再生能源出力的波动,因此当 L 较小时会优先选择价格较低廉的柴油发电机发电来平抑波动以及大量向市场售电,配置结果中储能数量较少,柴油发电机数量较多;而当 L 增大时,VPP 主要以满足负荷需求及降低电价波动带来的风险性为主,售电量大大降低,风、光配置相应减小。尽管储能及柴油发电机都能够在可再生能源功率缺额时满足负荷需求,但只有储能可以根据电价的波动灵活地通过充放电来调整售电量,显然其风险性相对于柴油发电机更小,因此储能配置比例相对升高。

根据上表结果可以得到总成本关于 CVaR 的有效前沿曲线^[27],如图 1 所示。

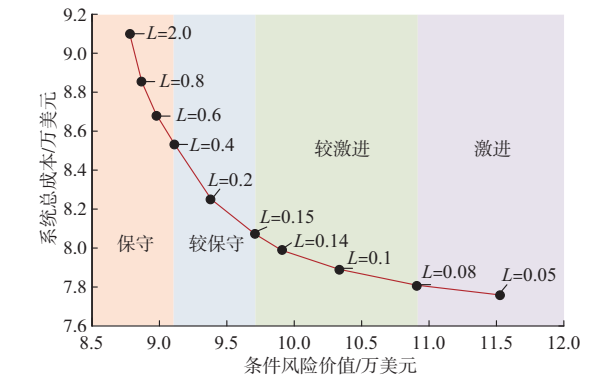


图 1 系统总成本和 CVaR 的有效前沿曲线
Fig.1 Efficient frontier curves of total cost and CVaR

如图 1 所示可将风险偏好系数水平划分为四部分,分别代表投资商为保守型、较保守型、较激进型和激进型。为了给不同风险偏好的投资商提供容量配置的定量依据,下面分别选取代表 4 种不同投资策略的风险偏好系数: $L=0.05$ 代表投资商为激进型; $L=0.1$ 代表投资商为较激进型; $L=0.2$ 代表投资商为较保守型; $L=2$ 代表投资商为保守型。在此基础上,分别计算 4 个不同类型投资商规划 VPP 时的多电源容量最优配置策略,结果如附录 A 图 A2 所示。

3.3.2 环境成本的敏感度分析

下面对污染物排放的惩罚力度进行敏感度分析,假设投资商确定风险偏好系数为 1 时,改变环境成本,得到如图 2 所示配置结果。

当不考虑柴油发电机环境成本时,柴油发电机总装机容量较大,甚至超过可再生能源总装机容量,可以看出此时规划出的 VPP 仍然是一个以火力发电为主的电厂,其对于分布式能源优化利用效果不明显,污染物排放量较多;当考虑柴油发电机环境成本时,柴油发电机配置比例下降,可再生能源总装机容量大于常规机组,且系统优先使用储能来平抑可再生能源出力波动,此时 VPP 经济、高效、环保的特

点得以体现;当污染物环境价值及罚款数量级提高至 5 倍时,柴油发电机数量急剧减少,更加充分体现了发展 VPP 对于环境保护的作用。

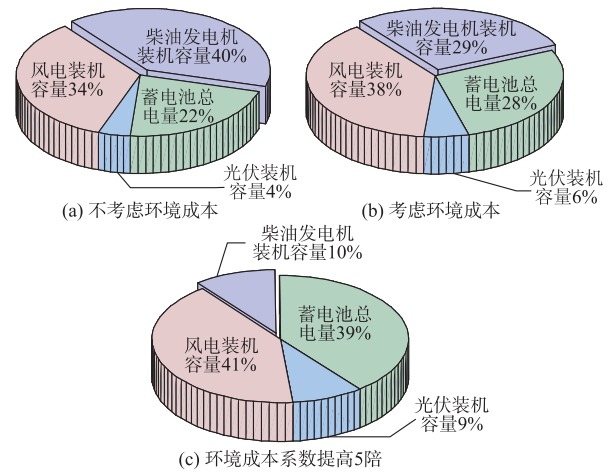


图 2 环境成本影响下的容量配置比
Fig.2 Capacity allocation ratio under influence of environmental cost

通过以上敏感度分析可以看出,VPP 容量优化配置随国家相关政策的影响较大,为了响应全球节能减排的号召,国家会制定相关政策及相应的补贴,以减少柴油发电机在 VPP 中的配置比例。

3.3.3 自然资源及负荷相关性对容量配置的影响

不同地区自然资源之间或与负荷之间相关性不同,对于 VPP 容量配置结果也有影响。现选择 3 个典型场景进行分析:场景 1 选为 w_1, s_1, p_1 组成的场景;场景 2 选为 w_1, s_2, p_2 组成的场景;场景 3 选为 w_4, s_3, p_1 组成的场景。各场景下风险系数均为 1,容量配置结果如表 2 所示。

表 2 不同场景下容量配置结果
Table 2 Capacity allocation results under different scenes

场景	风速、光照 相关系数	光照、负荷 相关系数	$N_{wind}/$ 台	$N_{pv}/$ 组	$N_b/$ 组	$N_c/$ 台
1	0.003 7	0.423	3	25	3	7
2	-0.009 4	0.607	3	76	3	4
3	-0.023 0	0.488	3	27	2	5

将场景 2 结果与场景 1 对比可以看出,当光照、负荷相关程度较高时,此时由于光伏出力波动导致的失负荷的风险减小,因此配置结果中光伏组数较多。将场景 3 与场景 1 对比可以看出,当风速、光照呈负相关且程度略大时,说明一定程度上抑制了可再生能源出力总波动,因此配置结果中储能及柴油发电机数量减少,可再生能源配置比例增加。

3.3.4 VPP 出力计划分析

VPP 作为一个电厂,其日前调度出力计划必不可少,当投资商确定风险偏好水平后,本文研究模型

不仅能够给出最优的容量配置策略,同时也能够得到 VPP 每日出力计划。

选取一个典型日 24 h (4 560~4 583 h),投资商风险系数选值为 1,以此规划出的 VPP 有 3 台风机、29 组光伏阵列、3 组蓄电池串联组及 6 台柴油发电机。VPP 日出力计划如图 3 所示。

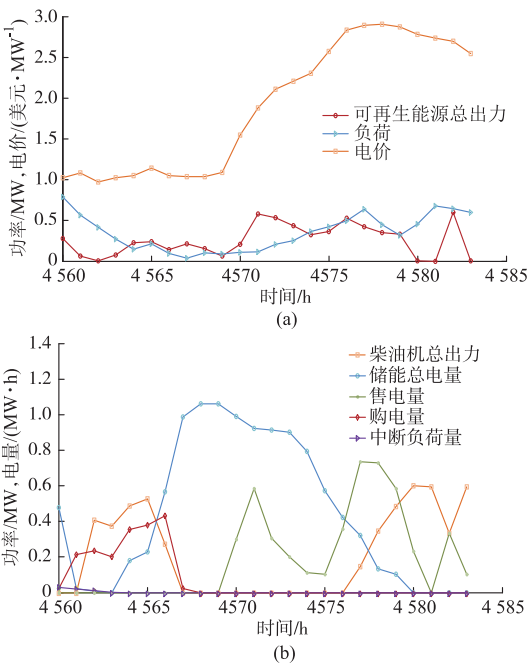


图 3 VPP 日出力计划
Fig.3 Daily output plan of VPP

4 560~4 564 h: 电价较低,可再生能源出力小于负荷需求;VPP 优先调度储能进行放电,当储能放电量不足以弥补功率缺额时,启动柴油发电机进行发电,由于电价很低,选择购入部分电量及中断部分负荷以满足负荷需求。

4 564~4 569 h: 电价较低,可再生能源出力略大于负荷需求;VPP 调度可再生能源和柴油发电机剩余出力以及购入部分电量对储能进行充电,当储能电量充满时,停止柴油发电机和购电。不在电价低时向市场售电。

4 569~4 574 h: 电价较高,可再生能源出力大于负荷需求;VPP 调度可再生能源剩余出力向市场出售,并调度储能适当放电向市场出售。

4 574~4 583 h: 电价高,可再生能源出力小于负荷需求;VPP 调度储能放电及柴油发电机发电,将满足负荷需求之外的剩余电力全部向市场出售。

4 结论

本文围绕含风、光、柴、储的 VPP 多电源容量配置问题,建立了基于风险量度理论的 VPP 投资组合

容量规划模型,由研究结果可得结论如下。

1)CVaR 的引入能够直观地量度投资者在规划和运行 VPP 时面临的风险。通过对风险偏好系数的设定能够更好地衡量规划建设 VPP 的经济性与风险性之间的关系。

2)随着风险偏好系数的增大,配置方案会优先减小波动性大的因素,因此风电的容量配置比下降得最快。

3)在不同风险偏好系数下配置柴油发电机及储能所发挥的功能侧重不同。

4)VPP 最优容量配置方案受国家环保政策、选址区域自然资源及负荷相关性等因素影响较大。

此外,本文假设各电源从属于一家投资商,即没有考虑 VPP 内部既得利益的再分配。因此在本文基础上,可进一步考虑假设在 VPP 内部利益需要再划分前提下的容量配置问题。

附录见本刊网络版 (<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

[1] 叶莘,韦钢,马雷鹏,等.含分布式电源的直流配电网供电能力评估[J].电力系统自动化,2017,41(9):58-64. DOI:10.7500/AEPS20161017009.

YE Shen, WEI Gang, MA Leipeng, et al. Power supply capability evaluation of DC distribution network with distributed generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 58-64. DOI: 10.7500/AEPS20161017009.

[2] 丁明,王伟胜,王秀丽,等.大规模光伏发电对电力系统影响综述[J].中国电机工程学报,2014,34(1):1-14.

DING Ming, WANG Weisheng, WANG Xiuli, et al. A review on the effect of large-scale PV generation on power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(1): 1-14.

[3] 杨丽君,吕雪姣,李丹,等.含分布式电源的配电网多故障抢修与恢复协调优化策略[J].电力系统自动化,2016,40(20):13-19. DOI:10.7500/AEPS20160116002.

YANG Lijun, LYU Xuejiao, LI Dan, et al. Coordinated optimization strategy of multi-fault repair and recovery for distribution network with distributed generators [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(20): 13-19. DOI: 10.7500/AEPS20160116002.

[4] 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.

[5] 荆朝霞,胡荣兴,袁灼新,等.含风/光/抽水蓄能并计及负荷响应的海岛微网优化配置[J].电力系统自动化,2017,41(1):65-72. DOI:10.7500/AEPS20160106008.

JING Zhaoxia, HU Rongxing, YUAN Zhuoxin, et al. Capacity configuration optimization for island microgrid with wind/solar/

- pumped storage considering demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(1): 65-72. DOI: 10.7500/AEPS20160106008.
- [6] DUFO-LOPEZ R, BERNAL-AGUSTIN J L, YUSTA-LOYO J M, et al. Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV-wind-diesel systems with batteries storage [J]. Applied Energy, 2011, 88(11): 4033-4041.
- [7] 刘梦璇,王成山,郭力,等.基于多目标的独立微电网优化设计方法[J].电力系统自动化,2012,36(17):34-39.
LIU Mengxuan, WANG Chengshan, GUO Li, et al. An optimal design method of multi-objective based island microgrid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(17): 34-39.
- [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.DOI:10.7500/AEPS20141110001.
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. DOI: 10.7500/AEPS20141110001.
- [9] ELAINE K, HART M, JACOBSON Z. A Monte Carlo approach to generator portfolio planning and carbon emissions assessments of systems with large penetrations of variable renewable[J]. Renewable Energy, 2011, 36(8): 2278-2286.
- [10] 苗福丰,唐西胜,齐智平.储能参与风电场惯性响应的容量配置方法[J].电力系统自动化,2015,39(20):6-11.DOI:10.7500/AEPS20150201006.
MIAO Fufeng, TANG Xisheng, QI Zhiping. Capacity configuration method for wind power plant inertia response considering energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(20): 6-11. DOI: 10.7500/AEPS20150201006.
- [11] 郑雅楠,周明,李庚银.大用户购电组合决策模型及对比分析[J].电网技术,2011,35(3):188-194.
ZHENG Yanan, ZHOU Ming, LI Gengyin. Decision-making models for large consumer electricity purchasing portfolio and contrastive analysis on them[J]. Power System Technology, 2011, 35(3): 188-194.
- [12] ZHENG Q P, WANG J H, LIU A L. Stochastic optimization for unit commitment: a review[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(4): 1913-1924.
- [13] ROCKAFELLAR R T, URYASEV S. Optimization of conditional value-at-risk[J]. Journal of Risk, 2000, 2(3): 21-41.
- [14] 徐维军,周平平,李婷,等.基于 CVaR 和多元权值约束下的积极投资组合模型[J].系统管理学报,2017,26(2):219-224.
XU Weijun, ZHOU Pingping, LI Ting, et al. Active portfolio model with CVaR and multiple weight constraints[J]. Journal of Systems & Management, 2017, 26(2): 219-224.
- [15] 张江林,夏榆杭,段登伟,等.基于 WCVaR 评估的虚拟发电厂能量市场收益-风险模型[J].电力系统自动化,2017,41(9): 77-83.DOI:10.7500/AEPS20160716004.
ZHANG Jianglin, XIA Yuhang, DUAN Dengwei, et al. Benefit-risk model of virtual power plant in energy market based on WCVaR assessment [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 77-83. DOI: 10.7500/AEPS20160716004.
- [16] URYASEV S. Conditional value at risk, optimization algorithms and applications[J]. Financial Engineering News, 2000, 2(3): 1-5.
- [17] 黄友珀,唐振鹏,周熙雯.基于偏 t 分布 realized GARCH 模型的尾部风险估计 [J]. 系统工程理论与实践, 2015, 35(9): 2200-2208.
HUANG Youpo, TANG Zhenpeng, ZHOU Xiwen. Estimation of tail risk based on realized GARCH model with skew- t distribution [J]. Systems Engineering—Theory & Practice, 2015, 35(9): 2200-2208.
- [18] RAMLI M A M, HIENDRO A, AL-TURKI Y A. Techno-economic energy analysis of wind/solar hybrid system: case study for western coastal area of Saudi Arabia[J]. Renewable Energy, 2016, 91: 374-385.
- [19] 王海冰,王承民,张庚午,等.考虑条件风险价值的两阶段发电调度随机规划模型和方法[J].中国电机工程学报,2016, 36(24):6838-6848.
WANG Haibing, WANG Chengmin, ZHANG Gengwu, et al. Two-stage stochastic generation dispatching model and method considering conditional value-at-risk [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(24): 6838-6848.
- [20] DABBAGH S R, SHEIKH-EL-ESLAMI M K. Risk assessment of virtual power plants offering in energy and reserve markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(5): 3572-3582.
- [21] SHABANZADEH M, SHEIKH-EL-ESLAMI M K, HAGHIFAM M R. The design of a risk-hedging tool for virtual power plants via robust optimization approach [J]. Applied Energy, 2005, 155: 766-777.
- [22] ARDAKANI F J, RIAHY G, ABEDI M. Optimal sizing of a grid-connected hybrid system for north-west of Iran-case study [C]// IEEE Environment and Electrical Engineering, May 16-19, 2010, Prague, Czech Republic: 1369-1380.
- [23] NREL [EB/OL]. [2015-10-24]. http://wind.nrel.gov/Web_nrel/.
- [24] NREL [EB/OL]. [2015-10-24]. http://www.nrel.gov/electricity/transmission/solar_integration_methodolog.html.
- [25] PJM [EB/OL]. [2017-01-21]. <http://www.pjm.com/markets-and-operations/ancillary-services.aspx>.
- [26] 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.
- [27] 刘小茂,李楚霖,王建华.风险资产组合的均值-CVaR 有效前沿(II)[J].管理工程学报,2005,19(1):1-5.
LIU Xiaomao, LI Chulin, WANG Jianhua. Mean-CVaR efficient frontier and its economic implications (II)[J]. Journal of Industrial Engineering and Engineering Management, 2005, 19(1): 1-5.

卫志农(1962—),男,博士,教授,主要研究方向:电力系统运行分析与控制、输配电系统自动化。E-mail: wzn_nj@263.com

陈 妤(1993—),女,通信作者,硕士研究生,主要研究方向:虚拟电厂优化调度、电力系统规划。E-mail:

cnshengang@163.com

黄文进(1977—),男,硕士研究生,高级工程师,主要研究方向:电力系统调度自动化技术。E-mail: 13851064100@126.com

(编辑 万志超)

Optimal Allocation Model for Multi-energy Capacity of Virtual Power Plant Considering Conditional Value-at-risk

WEI Zhinong¹, CHEN Yu¹, HUANG Wenjin², XU Zheng², SUN Guoqiang¹, ZHOU Yizhou¹

(1. College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 210098, China;

2. Yancheng Power Supply Company of State Grid Jiangsu Electric Power Company, Yancheng 224002, China)

Abstract: Output uncertainties of the wind power, photovoltaic and other renewable energy sources, together with the fluctuation of market price will lead to the risk of the profit of the virtual power plant (VPP). The reasonable allocation of the capacity of wind turbine generators, photovoltaic generation, battery and conventional units can improve the reliability of power supply and maximize the interests of investors. This paper proposes a method of optimizing the capacity of units in VPP considering risk measurement based on the investment portfolio theory that both investment and operation cost are included in the objective. The conditional value-at-risk (CVaR) is set as the risk measurement index, and the impact of risk preference on the multi-energy capacity allocation of VPP is investigated. Historical data of wind, photovoltaic resource and market price in Texas of the United States are employed as the representative scenarios, by using the scenario technologies to simulate uncertainties. The results validate the effectiveness of the proposed model, and provides a quantitative basis for the investors with different risk preferences when planning the multi-energy capacity optimal allocation of VPP problem.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No.51277052) and State Grid Corporation of China (No. J2017129).

Key words: virtual power plant (VPP); conditional value-at-risk (CVaR); investment portfolio theory; capacity allocation optimization; uncertainties; integration of planning and operation