

考虑风险规避和需求响应的电力市场 可再生能源综合交易决策研究

陈 灏, 田 琳, 盛剑胜, 张云勇, 厉 轲

(广东电力交易中心, 广东 广州 510062)

摘 要: 可再生能源在电力市场供给端所占比例逐步扩大, 而其供给不确定性将提升电力市场交易风险。在此背景下, 考虑日前电价和供给不确定性, 提出了一种综合交易策略。首先, 可再生能源聚合体采用需求响应来应对电力生产的不确定性, 并综合考虑合同结算价格、激活需求响应费用与需求响应运营商签订合同, 再根据需求转移功率。需求响应转换到不同时间的成本将由合同功率保证, 无需考虑其最终使用情况。然后, 运营商通过非合同需求响应参与日前市场交易, 进一步提高其收益。最后, 通过条件风险价值(CVaR)来评估预期成本波动性, 将风险规避纳入决策模型中, 避免过度保守的交易方案。在测试系统对所提出的决策方法进行了评估, 验证了方法的有效性, 结果表明该方法可在降低相关风险的同时增加不同市场主体的预期收益。

关 键 词: 电力市场; 需求响应; 风险规避

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2023.01.004 中图分类号: TM863 文章编号: 1673-9140(2023)01-0027-08

Research on comprehensive trading decision of renewable energy in power market considering the risk aversion and demand response

CHEN Hao, TIAN Lin, SHENG Jiansheng, ZHANG Yunyong, LI Ren

(Guangdong Power Exchange Center, Guangzhou 510062, China)

Abstract: The proportion of renewable energy in the supply side of the electricity market is gradually expanding, whilst its supply uncertainty increases the risk of electricity market trading. Under the background, an integrated trading strategy is proposed considering the day-ahead electricity price and supply uncertainty. Firstly, renewable energy aggregators utilize the demand response to deal with the uncertainty of electricity production. Then, they make a contract with demand response operators by comprehensively considering the contractual settlement price and activation charge of demand response. After that, the power is transferred according to demand. The cost of demand response switching to different times is decided by the contracted power, no need to consider when and where they will be used. Secondly, the operator participates in day-ahead market transactions through non-contractual demand response and further increases its revenue. Finally, the conditional value-at-risk (CVaR) by assessing expected cost volatility. Thereby, the risk aversion is incorporated into the decision model to avoid overly conservative trading scenarios. In the end, the proposed decision method is evaluated in a test system to validate the effectiveness of the method. It is shown that the proposed method can increase the expected returns of different market participants while reducing the associated risks.

Key words: electricity market; demand response; risk aversion

收稿日期: 2021-11-17; 修回日期: 2022-02-21

基金项目: 南方电网公司重点科技项目(GDKJXM20201925)

通信作者: 陈 灏(1987—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事电力市场研究; E-mail: 272507319@qq.com

双碳背景下,政府部门一直在推广可再生能源发电技术,以减少碳排放^[1-2]。然而,如风能和光伏等可再生能源的间歇性使其难以被准确预测^[3]。由于可再生能源的不确定性,大多数电力市场都会对日前报价与实际输出之间的偏差进行处罚^[4-5]。可再生能源的不确定性对其在电力市场的交易带来了风险。因此,交易策略的制定是可再生能源在电力市场竞争面临的一个关键问题。

目前已经提出了多种方法来应对可再生能源的不确定性,降低系统不平衡带来的风险^[6-10]。文献[11]提出了电力市场中联合风电场及水电系统,基于风险规避的优化运行策略,使用水电站补偿风电预测误差;文献[12]提出了基于日前功率输出预测的风电场和抽水蓄能电站的协调运行,包括机会约束和基于场景的随机规划;文献[13]描述了风能和其余可再生资源最佳协调的决策框架,确定了在电力市场中可调度资源(分布式发电、水力发电机组等)的最佳数量,以便在市场交易每个阶段使用更新的风能预测来缓解不确定性带来的风险;文献[14]提出一种考虑日间需求响应的可再生能源风险管理策略,基于该方法可以预测用户和运营商之间的交易风险,模型中还考虑了日前市场中发电策略的价格分布;文献[15]分析了风险管理和可再生能源最优交易的影响;文献[16]基于双层模型提出一个交易决策方法,上层代表发电决策,下层代表需求响应聚合模型。

需求响应指的是一种电价或计划,旨在激励终端用户改变用电量,以应对电价波动^[17]。在需求响应交易市场中,卖家提供需求响应服务,包括大型能源消费者、电网公司等。买家购买需求响应服务以提高其盈利能力,包括业务零售商、分销商和发电公司等,还出现了专门从事需求响应交易的运营商。需求响应主要以2种不同的方式作为虚拟商品进行交易:商品池形式、合约形式。消费者(或需求响应运营商)在能源价格高时减少其电力消耗,在能源价格低时增加电力消耗,从而收到激励性效益。一些研究已经描述了需求响应在电力市场中的优势^[18]。在可再生能源高渗透率系统中,需求响应可发挥关键作用,可利用其灵活性来进行功率平衡^[19-20]。

本文以风力发电为例,分析了参与竞争性电力市场的可再生能源交易决策优化问题。风力发电场采用需求响应来应对电力生产的不确定性。为此,风力发电场与需求响应运营商签订合同。考虑到风电交易的最佳性,可以根据需求响应转移一定数量的功率。合同主要包括2个决定因素:合同结算价格和激活需求响应的费用。需求响应转换到不同价格时间的成本由合同功率保证,无需考虑它们的最终使用情况如何。但是,运营商可以通过非合同需求响应参与日前市场交易,从而进一步提高其收益。不确定性并非可再生能源所独有,日前市场中电力需求和电价也有类似特性。因此,风险度量在不确定性条件下的优化中起着重要作用。通过条件风险价值(conditional value-at-risk, CVaR)来评估预期成本波动性,可避免过度保守的交易方案,从而将风险规避纳入决策模型中。

1 综合交易策略

1.1 关键问题

假设风力发电场在日前市场提交其能源报价,并在平衡市场中消除不平衡。此外,风力发电场对其交易策略和发电量变化负责,如果发电不足,将会受到经济处罚。超额发电的补偿价格将低于日前市场价格。

自有价格弹性是需求响应运营商对价格信号的即时反应,而交叉价格弹性指需求响应运营商在其他时间对价格的反应,并对应于负荷转移。需求响应建模不是本文研究重点。本文的需求响应模型详细内容可参考文献[21],包括基于交叉价格弹性和价格边界设置等模型细节。通过风力发电和需求响应之间的合同结算,确保了与市场过程中等效负荷转移相关的成本和收益。风力发电场与需求响应运营商签订合同,需求响应合同价格取决于需求响应发生切换时减少的预期利润。风力发电场和需求响应运营商之间的双边协议采用不随时间变化的需求响应价格,减少了双方面临的价格不确定性。需求响应同时考虑了2种切换模式:从高峰时间到非高峰时间的切换(负向)以及从非高峰时间到高峰时间的切换(正向)。

需求响应运营商可以与风力发电场进行需求响应交易或参与日前电力市场。每个时间段的需求响应合同份额保证了需求响应运营商因负荷转移而产生的成本和预期收益。将合同价格视为优化问题的内生变量,不仅可以降低日前市场交易的相关风险,还可以在高峰时段增加用电量以适应风电失衡。因此,可根据风力发电签订的合同量,在日前电力市场上报价。

根据上述问题所制定的策略,考虑了与模型相关的不确定性,包括日前市场价格、日内价格、不平衡价格和发电量。蒙特卡罗模拟用于生成不同的需求场景^[22]。如果在场景模拟时考虑到足够多的元素,则场景可充分体现电力生产、电力市场日前和不平衡价格的不确定性。

此外,使用CVaR方法,用于量化交易过程中针对不确定性的风险^[23]。CVaR评估能够量化风险价值(VaR)以外的潜在风险,可将发电量、日前和日内价格不确定性等固有风险管理问题纳入交易决策中。VaR的不连续分布可能导致优化问题的失效。此外,VaR风险度量对极端风险不敏感,存在风险限定值。CVaR给出了切尾均值,并提供了加权成本的估计值。对于给定的 $\alpha \in (0, 1)$,CVaR定义为小于收益分布 $(1-\alpha)$ 分位数的收益期望值。如果所有场景都是等概率的,则CVaR为最坏情况中的 $(1-\alpha) \times$ 预期收益。CVaR也称为平均超额损失或平均风险价值。基于这一观点,CVaR是随机优化问题的一个适当的风险规避指标。

1.2 优化模型

预期目标是在考虑风险规避和需求响应成本与效益的情况下,实现风力发电利润最大化。根据所研究的市场交易模型,目标函数可表示为

$$\max \left[\sum_{w,s} \left((1-\beta) \cdot \xi_w \cdot \xi_s \cdot E_{s,w} \right) + \beta \cdot F_{\text{CVaR}} \right] \quad (1)$$

式中, w 为风能场景; s 为日前价格场景; $E_{s,w}$ 为风力发电场在场景 s 和 w 下的预期利润,元; ξ_w 为风能场景概率; ξ_s 为日前价格场景概率; β 为成本与风险权衡的加权参数, β 值为 $0 \sim 1$,表示风险规避程度。

CVaR的决策变量:日前市场的风力发电供给为 w_t (MW),第 t 小时的正向合约需求响应为 D_t^+

(MW),第 t 小时的负向合约需求响应为 D_t^- (MW),第 t 小时 w 下的预期正、负激活需求响应分别为 $d_{t,w}^+$ 、 $d_{t,w}^-$ (MW)。而价格正偏差对应日内价格的额外收益,价格负偏差会减少预期收入。由此可得到利润公式为

$$E_{s,w} = \sum_t \lambda_{t,s} \cdot w_t + \lambda_{t,s}^+ \cdot \sigma_{t,w}^+ - \lambda_{t,s}^- \cdot \sigma_{t,w}^- - d_{t,w}^+ \cdot y_t^+ - d_{t,w}^- \cdot y_t^- - (D_t^+ + D_t^-) \cdot c \quad (2)$$

其中, $\lambda_{t,s}$ 为第 t 小时 s 下的日前价格,元/(MW·h); $\lambda_{t,s}^+$ 、 $\lambda_{t,s}^-$ 分别为第 t 小时 s 下正、负偏差的预期成本,元/(MW·h); $\sigma_{t,w}^+$ 、 $\sigma_{t,w}^-$ 分别为第 t 小时 w 下的预计每小时不平衡正、负偏差,MW; y_t^+ 、 y_t^- 分别为第 t 小时的正、负向激活需求响应成本,元/(MW·h); c 为需求响应合约价格,元/(MW·h)。

基于场景相关成本计算CVaR,以获得适当的高斯分布:

$$F_{\text{CVaR}} = F_{\text{VaR}} - \frac{1}{1-\alpha} \sum_{w,s} \xi_w \cdot \xi_s \cdot \eta_{s,w} \quad (3)$$

$$F_{\text{VaR}} - E_{s,w} - \eta_{s,w} \leq 0 \quad (4)$$

$$\eta_{s,w} \geq 0 \quad (5)$$

其中,式(4)、(5)为式(3)的约束公式, F_{CVaR} 、 F_{VaR} 分别为CVaR、VaR的值, $\eta_{s,w}$ 为用于在 s 和 w 下计算CVaR的辅助变量,其等于场景中相应利润和VaR之间的差值, α 为置信水平。在式(4)中,如果场景 w 的总成本低于VaR,则辅助变量 $\eta_{s,w}$ 等于零。

根据交叉弹性概念,确定了每小时和每个场景的需求响应限值,即

$$D_{t,s} = \sum_{t_1} \epsilon_{t,t_1} \cdot \left(\frac{d_t + d_{t_1}}{2} \right) \cdot \left(\frac{\xi_{t,s}^+ + \xi_{t,s}^-}{\bar{\lambda}_{t,s}} \right), \forall t \neq t_1 \quad (6)$$

式中, $D_{t,s}$ 为第 t 小时 s 下的需求响应,MW; ϵ_{t,t_1} 为交叉价格需求弹性, d_t 为总需求功率,MW; $\bar{\lambda}_{t,s}$ 为第 t 小时 s 下的日前平均成本,元/(MW·h); $\xi_{t,s}^+$ 、 $\xi_{t,s}^-$ 为第 t 小时 s 下的正、负偏差日前价格,元。函数的斜率由价格弹性确定。由于考虑了需求响应运营商的参与,因此预期消费模式的修改意愿取决于日前市场中观察到的价格差异。

为了保证每小时在2个方向上的合约需求响应水平低于式(6)所考虑的加权平均值限制,可得约束条件为

$$D_t^+ \leq \sum_s \xi_s \cdot D_{t,s} \quad (7)$$

$$D_t^- \leq \sum_s \xi_s \cdot D_{t,s} \quad (8)$$

由于正、负向合约需求响应不能高于可用需求响应,因此,激活的需求响应水平低于不同时段、场景的合约需求响应水平,可得约束式为

$$0 \leq d_{t,w}^+ \leq D_t^+ \quad (9)$$

$$0 \leq d_{t,w}^- \leq D_t^- \quad (10)$$

在本文中,定义偏差为风电报价与预测场景价格之间的差异。为了说明正偏差和负偏差,在模型描述中引入了额外的二进制变量。正偏差和负偏差的计算公式为

$$\rho_{t,w}^+ = n_{t,w} \cdot (\tau_{t,w} - \omega_t) \quad (11)$$

$$\rho_{t,w}^- = (1 - n_{t,w}) \cdot (\omega_t - \tau_{t,w}) \quad (12)$$

$$\rho_{t,w}^+ \geq 0 \quad (13)$$

$$\rho_{t,w}^- \geq 0 \quad (14)$$

式(11)~(14)中, $\rho_{t,w}^+$ 为第 t 小时 ω 下的预期正修正偏差,MW; $\rho_{t,w}^-$ 为第 t 小时 ω 下的预期负修正偏差,MW; $\tau_{t,w}$ 为第 t 小时 ω 下的预测风力发电量,MW; $n_{t,w}$ 为第 t 小时 ω 下的控制风能预测偏差的二进制变量,偏差为正时, $n_{t,w}$ 为1,否则为0。

定义不平衡偏差是指需求响应合同激活后的最终偏差。由此可得到不平衡偏差的数学表达式为

$$\sigma_{t,w}^+ = \rho_{t,w}^+ - d_{t,w}^+ \quad (15)$$

$$\sigma_{t,w}^- = \rho_{t,w}^- - d_{t,w}^- \quad (16)$$

综合式(11)~(16),可得到日前市场的正、负价格偏差为

$$\zeta_{t,s}^+ = v_{t,s} \cdot (\lambda_{t,s} - \bar{\lambda}) \quad (17)$$

$$\zeta_{t,s}^- = (1 - v_{t,s}) \cdot (\bar{\lambda} - \lambda_{t,s}) \quad (18)$$

预期的日前价格和价格偏差与风电供应以及需求响应的预期成本都相关。 $v_{t,w}$ 为第 t 小时 s 下控制价格偏差的二元变量,偏差为正,则 $v_{t,w}$ 为1,否则为0。

为了确定成本与响应价格,引入公式:

$$\sum_t ((D_t^+ + D_t^-) \cdot c) \geq \sum_{t,s} (\xi_s \cdot D_t^+ \cdot \zeta_{t,s}^+ + \xi_s \cdot D_t^- \cdot \zeta_{t,s}^-) \quad (19)$$

不等式(19)中的第1项表示风力发电场向需求响应运营商支付的款项,而第2项表示与市场需

求响应切换相关的成本。式(19)确定了双边协议的需求响应价格,该双边协议保证需求响应运营商与风力发电的关联是有益的。

正、负向合约需求响应量由自身的价格弹性决定,引入公式:

$$\sum_t D_t^+ \geq \sum_t D_t^- - \sum_{t,s} \xi_s \cdot \epsilon_{t,t} \cdot d_{t,s} \cdot \left(\frac{\zeta_{t,s}^+ - \zeta_{t,s}^-}{\bar{\lambda}_{t,s}} \right) \quad (20)$$

式(20)中,需求响应运营商的预期日消耗量在自身的价格弹性约束范围内变化。

综上,分别对日前电力市场的平均价格及正、负偏差价格进行定义,即

$$\bar{\lambda} = \sum_{t,s} \frac{\lambda_{t,s}}{T} \quad (21)$$

$$\lambda_{t,s}^+ = 0.9\lambda_{t,s} \quad (22)$$

$$\lambda_{t,s}^- = 1.1\lambda_{t,s} \quad (23)$$

增加正偏差系数或减小负偏差系数会降低综合交易策略的盈利能力。模型中存在非线性项,它们的类型为(二进制变量) \times (连续变量)或(连续变量) \times (连续变量)。

1.3 线性化方法

使用二进制扩展方法处理模型中的非线性项^[24]。通过使用二进制变量 $\kappa_{k,t}$,可得:

$$D_t^+ = D_t^{0+} + \Delta D_t^+ \cdot \sum_k 2^k \cdot \kappa_{k,t} \quad (24)$$

$$D_t^- = D_t^{0-} + \Delta D_t^- \cdot \sum_k 2^k \cdot \partial_{k,t} \quad (25)$$

式(24)、(25)中, D_t^{0+} 、 D_t^{0-} 分别为第 t 小时的正、负向需求响应上限,MW; ΔD_t^+ 、 ΔD_t^- 分别为第 t 小时内2个连续正、负向需求响应值之间的差值,MW; k 为线性化参数; $D_t^{\max+}$ 为第 t 小时内最高的正向需求响应,MW; $D_t^{\max-}$ 为第 t 小时内最低的负向需求响应,MW; $\kappa_{k,t}$ 、 $\partial_{k,t}$ 为线性化的辅助二进制变量。

定义等价整数线性重构:

$$\begin{aligned} \theta_{t,w} &= b_{t,w} \cdot v_{t,w} \quad b \in \{0, 1\}, \\ v &\in \{v^{\min}, v^{\max}\} \end{aligned} \quad (26)$$

式中, $b_{t,w}$ 、 $v_{t,w}$ 为线性化的辅助二进制度量。

重构公式包含一个辅助变量 r ,即

$$\theta_{t,w} = v_{t,w} - r \quad (27)$$

$$b_{t,w} \cdot v^{\min} \leq v_{t,w} - r \leq b_{t,w} \cdot v^{\max} \quad (28)$$

$$(1 - b_{t,w}) \cdot v^{\min} \leq r \leq (1 - b_{t,w}) \cdot v^{\max} \quad (29)$$

基于式(26),与二进制变量和连续变量乘积相关的非线性项可被离散为一组有限值。二进制变

量和连续变量的非线性乘积可以等效为一组整数线性方程。

2 案例分析

为验证所提出方法的有效性,进行了仿真研究,对一个具有风电场和需求响应运营商的虚拟电力市场进行了案例分析,系统细节参照文献[25]。风电场装机容量为7 MW。需求响应运营商在高峰时(第 21 小时)聚合到 7 MW。为了分析日前价格和风力发电的不确定性,采用了 CVaR 方法。蒙特卡罗模拟用于生成足够数量的风力和日前价格场景。获得的场景用于计算 95% 置信水平的 CVaR,其中风险规避程度由 β 表示,该值在(0,1)变化。风力发电和需求场景如图 1、2 所示,风力发电预测区间为 2.8~7.2 MW,需求区间为 3.8~7.0 MW。每种场景由日前价格场景和风力预测场景组合而成。风电和日前价格预测考虑了场景 1~10。在其组合后,共产生 100 种场景。

用于场景生成的价格数据如图 3 所示。仿真结果说明了所提出的综合交易策略如何增加这 2 种市场主体的预期收益并降低相关风险。仿真在 Power

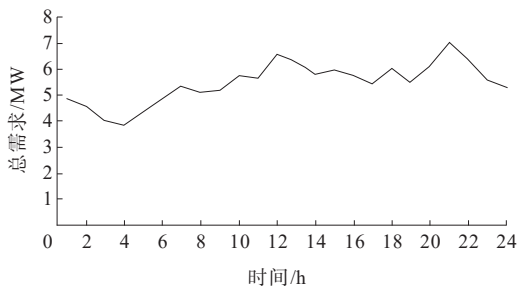


图 1 系统总需求功率

Figure 1 System Total demand power

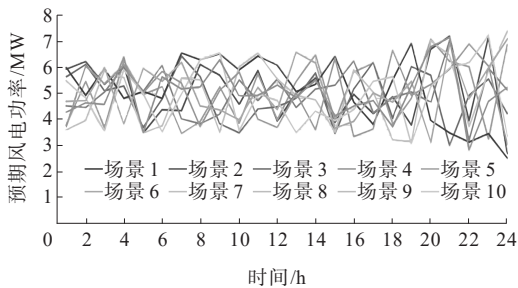


图 2 不同场景风电预测功率

Figure 2 Predicted power of wind power in different scenarios

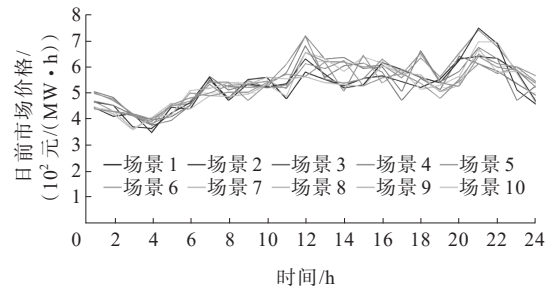


图 3 日前市场价格场景

Figure 3 Day ahead market price scenario

Edge R910X64 平台上实现,该平台具有 4 个 8 GHz 的 CPU 和 32 GB 的 RAM。对于参数 β 从 0.01 到 0.99 所需的 11 次迭代,需要大约 70 s。CPU 迭代时间与参数 β 的值无关。

在不考虑需求响应的情况下,风力发电场日前市场中每小时的最佳功率出价量如图 4 所示。第 5 小时市场需求功率约为 4.5 MW,不同场景下风电预测区间为 3.7~6.0 MW,低于需求的风电预测场景共 7 种,当风险规避程度 $\beta=0.99$ 即避险情绪最高时,风电供给最低预测值为 3.7 MW。除此之外,第 15、22 小时时避险情绪也导致风电供给大量减少。

模型中包含需求响应的最优交易策略的测试结果,如图 5 所示。在交易过程中,综合考虑风力发电和需求响应运营商将导致日前市场中提供更高的风电容量,从而提高可再生能源技术的普及率。将需求响应纳入日前交易策略将为风力发电带来更高的预期利润,同时保证需求响应运营商进行功率切换时成本的回收。因此,风力发电和需求响应的联合交易对双方都是有利的,可以减少功率不平衡,促进可再生能源技术的整合。2 种交易策略之间的差异如图 6 所示。

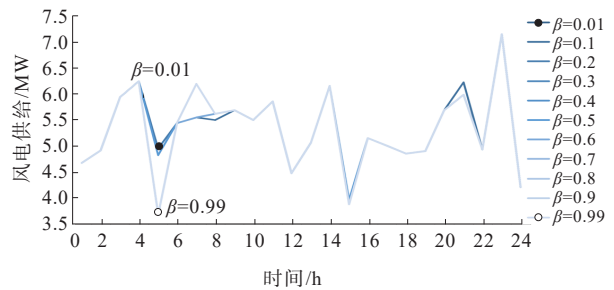


图 4 未考虑需求响应的风电供给

Figure 4 Wind power supply without considering the demand response

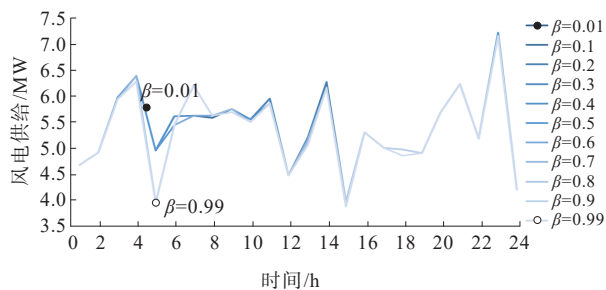


图5 考虑需求响应的风电供给

Figure 5 Wind power supply considering the demand response

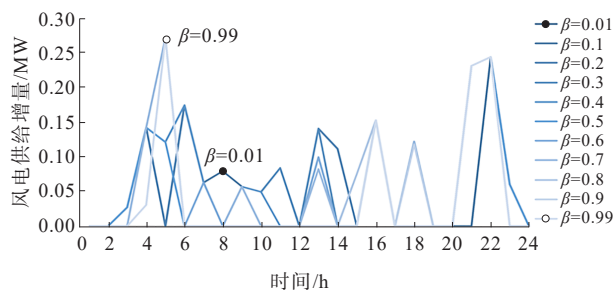


图6 考虑需求响应的风电供给增量

Figure 6 Wind power supply increment considering the demand response

如模型式(19)所示,需求响应可以在正向和负向订立合约。正向和负向合约需求响应的仿真结果如图7、8所示。正向需求响应在第1个小时内签约,因为它们对应于较低的能源价格。合约需求响应用于提高日前市场的风力发电报价量。可以观察到,风力发电的风险规避程度越低,合约需求响应的水平就越高。通过在风力发电交易中加入需求响应,报价量和最终风力发电产量之间的偏差会减少,从而增加风力发电的预期利润。

未考虑需求响应的风力发电最优交易情况下的仿真结果如表1所示。预期利润与CVaR的对比如图9所示。95%的置信水平用于计算所有情况下

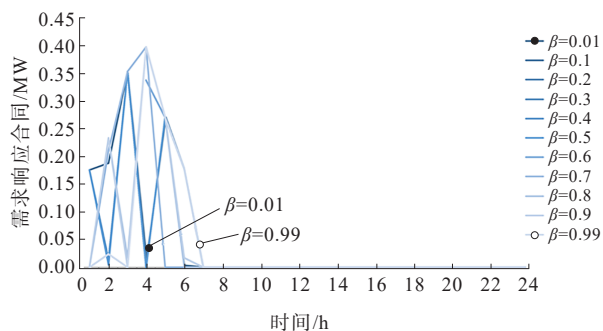


图7 正向合同需求响应

Figure 7 Positive contracted demand response

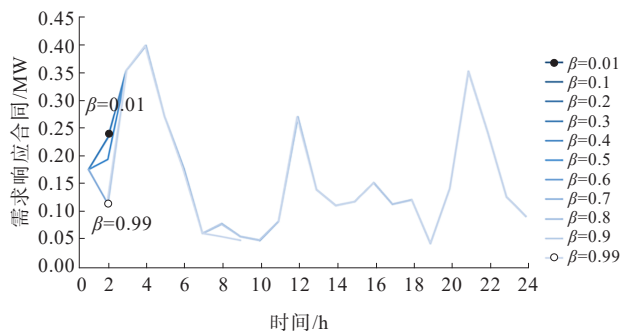


图8 负向合同需求响应

Figure 8 Negative contracted demand response

的CVaR。通过修改参数 β ,求解式(1)~(29)中描述的最大化问题。该参数对预期利润和利润可变性(以CVaR衡量)之间的平衡进行建模。图9中第一点是通过求解参数 β 接近零时得到的。该点代表最大利润,但CVaR最小($\beta \approx 0$)。根据式(1), $\beta \approx 0$ 的数值结果等价于无CVaR的随机最优交易策略。由图9可知,风险规避程度越高,预期利润越低,从而导致交易更保守。

表1 未考虑需求响应的风电最优交易情况

Table 1 Optimal wind power transaction situation without considering the demand response

α	β	收益/元	VaR/元	CVaR/元
0.95	0.01	63 173.69	60 824.35	60 295.32
0.95	0.10	63 173.69	60 824.35	60 295.32
0.95	0.20	63 169.36	60 845.78	60 316.36
0.95	0.30	63 168.31	60 851.3	60 319.49
0.95	0.40	63 168.31	60 851.3	60 319.49
0.95	0.50	63 168.31	60 851.3	60 319.49
0.95	0.60	63 157.55	60 798.68	60 329.82
0.95	0.70	63 144.02	60 767.34	60 336.44
0.95	0.80	63 144.02	60 767.34	60 336.44
0.95	0.90	63 144.02	60 767.34	60 336.44
0.95	0.99	63 144.02	60 767.34	60 336.44

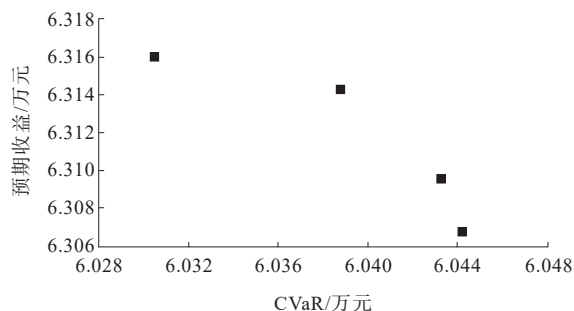


图9 未考虑需求响应时预期收益与CVaR对比

Figure 9 Comparison of expected profit and CVaR without considering the demand response

在综合考虑风电和需求响应时,风力发电预期利润的仿真结果如表 2 所示。所提出的方法使风力发电的预期利润显著增加约 2%,同时保证需求响应运营商收回所有相关成本。

表 2 考虑需求响应的风电最优交易情况
Table 2 Optimal wind power transaction situation considering the demand response

α	β	收益/元	VaR/元	CVaR/元
0.95	0.01	64 272.0	61 757.8	61 757.8
0.95	0.10	64 272.0	61 757.8	61 757.8
0.95	0.20	64 270.3	61 766.5	61 766.5
0.95	0.30	64 262.7	61 789.0	61 789.0
0.95	0.40	64 248.9	61 818.2	61 818.2
0.95	0.50	64 209.5	61 877.1	61 877.1
0.95	0.60	64 130.1	62 007.4	62 007.4
0.95	0.70	64 123.7	62 011.6	62 011.6
0.95	0.80	63 847.4	62 136.9	62 136.9
0.95	0.90	63 824.9	62 156.2	62 156.2
0.95	0.99	63 543.0	62 196.3	62 196.3

综合考虑风电和需求响应时,预期利润与 CVaR 之间的关系如图 10 所示。根据仿真结果,所提出的综合交易策略使得风力发电的预期利润显著增加约 2%。需求响应的价格定义为模型中的内生变量。不同 β 下的合同需求响应成本如图 11 所

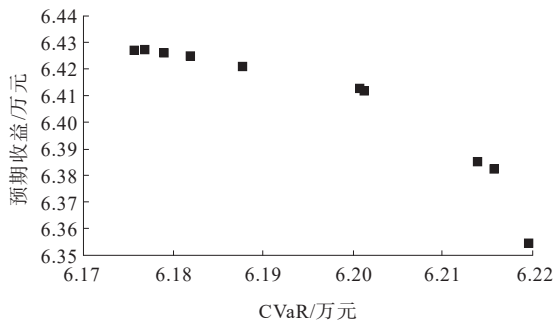


图 10 考虑需求响应时预期收益与 CVaR 对比

Figure 10 Comparison of expected profit and CVaR considering the demand response

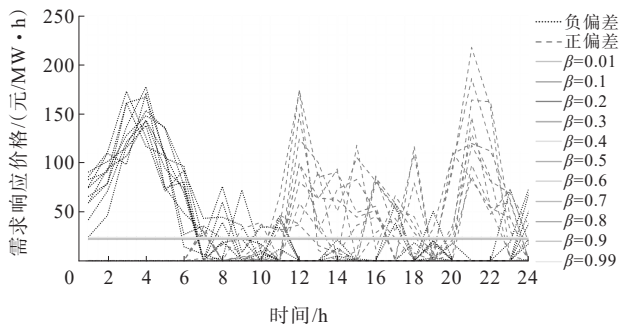


图 11 合约需求响应价格 c 和日前偏差价格 $\zeta_{t,s}^+$ 与 $\zeta_{t,s}^-$

Figure 11 Contracted demand response price c and the day-ahead deviation prices $\zeta_{t,s}^+$, $\zeta_{t,s}^-$

示,置信水平为 95%。不同 β 下的需求响应价格几乎相同,约为 23 元/(MW·h)。图 11 中,需求响应合同价格为 c ,而正、负偏差价格分别为 $\zeta_{t,s}^+$ 、 $\zeta_{t,s}^-$ 。

3 结语

本文在考虑风险规避的情况下,提出了一种风力发电和需求响应结合的综合交易决策方法。这 2 种技术的结合向日前市场交易提供了更大的灵活性。在所提出的方法下,风力发电的预期收益显著增加约 2%,同时保证需求响应运营商收回所有相关成本并得到预期利润。风电和需求响应之间双边协议价格是优化问题的内生变量。此外,综合交易策略减少了系统不平衡,考虑了风险规避,使风力发电和系统运营商都受益。

参考文献:

- [1] 卢操,管霖,陈恒安,等.考虑储能调度的可再生能源独立微电网电源规划[J].电测与仪表,2021,58(4):84-91.
LU Cao, GUAN Lin, CHEN Heng'an, et al. Generation planning for renewable energy isolated micro-grid considering energy storage dispatching[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(4): 84-91.
- [2] 赵晶晶,应伦杰,屈靖雅.多区域含冷热电联供和储能的综合能源系统运行优化[J].电测与仪表,2022,59(10):16-22.
ZHAO Jingjing, YING Lunjie, QU Jingya. Operation optimization of multi-region integrated energy system including cool-heat-electricity cogeneration and energy storage equipment[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(10): 16-22.
- [3] 鲁宗相,李昊,乔颖.从灵活性平衡视角的高比例可再生能源电力系统形态演化分析[J].全球能源互联网,2021,4(1):12-18.
LU Zongxiang, LI Hao, QIAO Ying. Morphological evolution of power systems with high share of renewable energy generations from the perspective of flexibility balance[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(1): 12-18.
- [4] 刘源,檀勤良,张兴平.基于交互算法的多代理虚拟电厂调度优化及风险分析[J].电力工程技术,2022,41(6):2-12.
LIU Yuan, TAN Qinliang, ZHANG Xingping. Multi-agent VPP coordinated control optimization and risk analysis based on the interactive algorithm[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(6): 2-12.
- [5] 范宏,陆骁霄.基于HSS算法的多区域虚拟电厂综合能

- 源调度[J].电测与仪表,2021,58(1):124-130.
- FAN Hong, LU Xiaoxiao. Integrated energy scheduling of multi-regional virtual power plants based on HSS algorithm [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(1): 124-130.
- [6] 李坚, 吴亮红, 张红强, 等. 基于排序交叉优化算法的冷热电联供微电网经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(18): 137-145.
- LI Jian, WU Lianghong, ZHANG Hongqiang, et al. Microgrid economic dispatch of combined cooling, heating and power based on a rank pair learning crisscross optimization algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(18): 137-145.
- [7] 洪扬, 惠思思, 宋莹. 风电直流外送系统风机高压脱网的风险评估[J]. 高压电器, 2022, 58(9): 102-111.
- HONG Yang, HUI Sisi, SONG Ying. Risk assessment of wind turbine high voltage trip-off in wind power DC delivery system[J]. High Voltage Apparatus, 2022, 58(9): 102-111.
- [8] 王开艳, 梁岩, 贾嵘. 考虑共享储能的冷热电联供型微网低碳经济调度[J]. 电网与清洁能源, 2022, 38(11): 155-162.
- WANG Kaiyan, LIANG Yan, JIA Rong. Low-carbon economical dispatch of the combined cooling, heating and power microgrid considering shared energy storage[J]. Power System and Clean Energy, 2022, 38(11): 155-162.
- [9] 杨贤东, 袁旭峰, 熊炜, 等. 考虑源荷不确定性的风光火储系统低碳经济调度[J]. 智慧电力, 2022, 50(8): 22-29.
- YANG Xiandong, YUAN Xufeng, XIONG Wei, et al. Low-carbon economic dispatch of wind-solar-fired-storage system considering source-load uncertainty[J]. Smart Power, 2022, 50(8): 22-29.
- [10] 郑涛, 戴则梅, 姚家豪, 等. 综合能源系统控制自由度指标及其对经济调度的影响[J]. 中国电力, 2021, 54(4): 95-106+118.
- ZHENG Tao, DAI Zemei, YAO Jiahao, et al. Control freedom index of integrated energy system and its impact on economic dispatch[J]. Electric Power, 2021, 54(4): 95-106+118.
- [11] JIANG Y, HOU J, LIN Z, et al. Optimal bidding strategy for a power producer under monthly pre-listing balancing mechanism in actual sequential energy dual-market in China[J]. IEEE Access, 2019, 7: 70986-70998.
- [12] YU J, RYU J H, LEE I A. A stochastic optimization approach to the design and operation planning of a hybrid renewable energy system[J]. Applied Energy, 2019, 247: 212-220.
- [13] VAHEDIPOUR-DAHRAIE M, RASHIDIZADEH-KERMANI H, NAJAFI H R, et al. Stochastic security and risk-constrained scheduling for an autonomous microgrid with demand response and renewable energy resources[J]. IET Renewable Power Generation, 2017, 11(14): 1812-1821.
- [14] DAI X, LI Y, ZHANG K, et al. A robust offering strategy for wind producers considering uncertainties of demand response and wind power[J]. Applied Energy, 2020, 279: 115742.
- [15] DAI T, QIAO W. Optimal bidding strategy of a strategic wind power producer in the short-term market[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(3): 707-719.
- [16] MAHMOUDI N, SAHA T K, EGHBAL M. Modelling demand response aggregator behavior in wind power offering strategies[J]. Applied Energy, 2014, 133: 347-355.
- [17] 李鹏, 吴迪凡, 李雨薇, 等. 基于综合需求响应和主从博弈的多微网综合能源系统优化调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(4): 1307-1321.
- LI Peng, WU Difan, LI Yuwei, et al. Optimal dispatch of multi-microgrids integrated energy system based on integrated demand response and stackelberg game[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(4): 1307-1321.
- [18] CONEJO A J, MORALES J M, BARINGO L. Real-time demand response model[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2010, 1(3): 236-242.
- [19] JORDEHI A R. Optimisation of demand response in electric power systems, a review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019, 103: 308-319.
- [20] LI H, WAN Z, HE H. Real-time residential demand response[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(5): 4144-4154.
- [21] KLOBASA M. Analysis of demand response and wind integration in Germany's electricity market[J]. IET Renewable Power Generation, 2010, 4(1): 55-63.
- [22] 游广增, 汤翔鹰, 胡炎, 等. 基于典型运行场景聚类的电力系统灵活性评估方法[J]. 上海交通大学学报, 2021, 55(7): 802-813.
- YOU Guangzeng, TANG Xiangying, HU Yan, et al. Flexibility evaluation method for power system based on clustering of typical operating scenarios[J]. Journal of Shanghai Jiaotong University, 2021, 55(7): 802-813.
- [23] ROCKAFELLAR R T, URYASEV S. Optimization of conditional value-at-risk[J]. Journal of Risk, 2000, 2: 21-42.
- [24] AKBARI T, BINA M T. Linear approximated formulation of AC optimal power flow using binary discretisation[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, 10(5): 1117-1123.
- [25] CAO D, HU W, XU X, et al. Bidding strategy for trading wind energy and purchasing reserve of wind power producer-A DRL based approach[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 117: 105648.