

参与风电消纳的自备电厂发电权交易和 清洁替代优化模型

李雪芹¹, 吴文娴², 张诚敏², 欧阳顺¹, 周任军¹

(1. 长沙理工大学湖南省清洁能源与智能电网协同创新中心, 湖南 长沙 410114;
2. 国网湖南省电力有限公司供电服务中心(计量中心), 湖南 长沙 410004)

摘要:近年来电网调峰容量不足、弃风问题日益凸显,而大量燃煤自备电厂的调控潜能没有得到利用和重视。以现有市场政策为背景,考虑热电联产自备电厂参与交易、促进风电消纳,设计自备电厂参与短时间尺度发电权交易模式。在中长期电量交易基础上,发电权交易量、交易单价以小时为时间尺度,结算以天为时间尺度;在自备电厂内部,利用电加热装置消纳风电参与联合供热,解耦机组热电耦合约束,降低机组电出力;最后,以自备电厂运行成本最低为目标,构建风电厂清洁替代热电联产自备电厂调度模型。仿真结果表明,该方法有效提升风电消纳水平,降低自备电厂运行成本,减少燃煤消耗,实现电能清洁替代。

关键词:风电消纳;热电联产自备电厂;清洁替代;替代交易;短时间尺度发电权交易

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2022.04.007 中图分类号:TM73 文章编号:1673-9140(2022)04-0057-08

Power generation rights trade and clean replacement optimization model of captive power plant participating in the wind power consumption

LI Xueqin¹, WU Wenxian², ZHANG Chengmin², OUYANG Shun¹, ZHOU Renjun¹

(1. Hunan Province Collaborative Innovation Center of Clean Energy and Smart Grid, Changsha University of Science & Technology, Changsha 410114, China; 2. Power Supply Service Center (Metrology Center), State Grid Hunan Electric Power Co., Ltd., Changsha 410004, China)

Abstract: Due to the fact of insufficient peaking capacity in power grid, the wind curtailment becomes prominent in recent years. However, the regulation potential from a large number of coal-fired self-supply power plants is not fully valued and utilized. Under the background of current market policy, a short time-scale trading mode of power generation rights is designed with the consideration of captive power plants participating in transactions and promoting wind power consumption. The unit price of the transaction uses the hour as the time scale, and the settlement uses the day as the time scale. In addition, in the self-supplied power plant, the electric heating device is employed to absorb wind power and participate in the joint heating. Thus, the thermoelectric coupling constraints of the unit is decoupled, and the power output of the unit is reduced. Finally, The lowest cost is selected as the objective, and a clean alternative cogeneration dispatch model is constructed for wind power plants. Simulation results show that this method effective-

收稿日期:2020-11-25;修回日期:2020-12-29

基金项目:国家自然科学基金(91746118);湖南省自然科学基金(2019JJ40302)

通信作者:周任军(1964-),女,博士,教授,主要从事电力系统优化、电网规划与运行及新能源接入系统研究;E-mail: zrzj0731@163.com

ly improves the level of wind power consumption, reduces the operating cost of captive power plants, reduces coal consumption, and realizes clean replacement of electric energy.

Key words: wind power consumption; cogeneration self-supply power plant; clean alternative; alternative transactions; trading of power generation rights on short time scales

近年来因风电的“反调峰”和“随机”等特性,电网调峰容量不足,弃风现象常有发生^[1-2]。占中国火电总装机容量比重高达13%的燃煤自备电厂,装机容量小,响应速度快,具有一定的调控能力,但目前并未充分发挥其参与电网调控的潜能。同时自备电厂对冲了较大部分工业负荷的容量,减少了风电等新能源的发电上网空间^[3]。自备电厂是特殊时期的历史产物,管理水平相比公用电厂低,早期发展没有被重视,未被纳入公平参与市场竞争的对象,因此,其参与电网调控等辅助服务的潜能没有被充分挖掘。随着自备电厂相关文件出台,自备电厂规范发展,被认定为参与电力市场交易的主体^[4]。在新的政策引导下,自备电厂有更多机会参与市场交易,充分发挥其容量小、灵活、分布广泛的优势,积极参与电网调峰和清洁能源消纳等辅助服务。针对以上情况,目前,已有部分地区出台了自备电厂参与替代交易的相关政策,通过自备电厂参与调峰前提下的风电等新能源企业替代自备电厂发电,实质性提高新能源的发电上网电量。从技术层面分析自备电厂参与替代交易,量化风电消纳量、自备电厂机组燃煤消耗量、自备电厂运行成本等,有利于促进自备电厂参与市场替代交易的进一步实施,减少弃风、降低燃煤消耗,实现电能清洁替代。

在现有研究中,自备电厂将发电权转让给新能源发电企业,是其参与市场交易承担电网调峰和消纳风电的有效措施。从政策和市场的角度,自备电厂参与发电权交易是可行且必要的,建立新能源企业与自备电厂的中长期电量置换模型,可以实现交易双方共赢^[5-6];采用效用函数和 CVaR 方法,结合考虑电量、电价、燃料成本等风险因素建立自备电厂参与发电权交易的风险—评估—决策模型^[7];在发电权交易的关键参数优化方面,基于随机生产模拟的发电权交易可以实现促进风电消纳效果的快速定量评估^[8]。然而,目前关于自备电厂参与风电消纳

的研究主要集中在市场属性上,交易的方式以中长期电量交易为主。对于热电联产自备电厂(简称“自备电厂”)参与促进风电消纳的发电权替代交易,受其机组运行特性、风电出力情况影响,中长期合同在日内实际执行中,发电权实时供需关系存在较大偏差,使得自备电厂采用中长期合同的发电权交易在实际优化调度中不能很好被落实。此外,中长期合同发电权交易多以固定单价进行交易,不能体现发电权出售方和购买方短时间尺度的发电权供需关系。因此,考虑自备电厂短时间尺度发电权交易更能符合实际需求,有必要深入研究。

在已有研究基础上,本文设计自备电厂参与短时间尺度发电权交易模式,自备电厂内部利用电加热装置解耦机组“以热定电”约束,以自备电厂运行成本最低为目标,构建风电厂清洁替代自备电厂调度模型。仿真结果表明,该方法有效提升风电消纳水平,降低自备电厂运行成本,促进自备电厂参与市场替代交易,具有良好的社会经济价值。

1 短时间尺度发电权交易模式

1.1 考虑短时间尺度供需关系的发电权交易模式

文献[6]实行的中长期电量交易,而考虑到调度的时间跨度以及自备电厂热电机组“以热定电”的运行约束,导致在该交易模式下,按照初定的交易计划执行时风电厂的新增上网功率与自备电厂的降低出力在时间上的匹配度较低。因此,本文设计了风电厂与自备电厂进行短时间尺度发电权交易模式,将中长期的电量交易转化为在短时间尺度内交易并落实执行,即风电厂与自备电厂达成中长期的合作意向,具体日内交易执行,则由日前预测的风电厂次日各时刻出力、基础负荷以及预弃风情况等来确定;同时考虑短时间尺度内各个时刻风电厂与自备电厂发电权的供需关系,发电权交易量和单价以小时为时

间尺度,结算以天为时间尺度。

风电—自备电厂短时间尺度发电权交易模式中,以双边协商交易方式进行,电网调度部门在日前编制双方发电计划。风电厂根据历史气象数据以及历史负荷情况预测次日风电出力、预上网电量(与自备电厂企业交易之前的基础负荷),作为已知基础数据上报给调度中心;自备电厂企业则根据生产线规划确定次日热负荷及电负荷,并上报给调度中心。交易中心作为枢纽站,在保证系统运行安全并且满足企业内部电、热负荷供应的前提下,调节风电厂与自备电厂发电权交易时间、功率,以自备电厂企业的日运行成本最低为调度目标,做出相关调度计划并上报。风电—自备电厂短时间尺度发电权交易模式如图 1 所示。

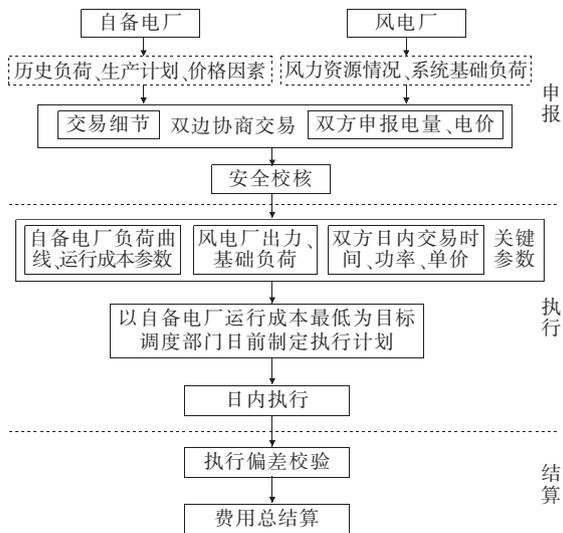


图 1 风电—自备电厂短时间尺度发电权交易模式

Figure 1 Schematic diagram of WPP-SPP short-time scale trading model of power generation rights

1.2 风电—自备电厂短时间尺度发电权交易实现电能清洁替代

风电—自备电厂发电权交易模式,包括二者发电权的交易和供电的交易。发电权交易是指自备电厂企业将享有的规定发电量指标转让给风电厂,风电厂向自备电厂企业支付发电权转让费用;供电交易是指风电厂对自备电厂企业供电,替代自备电厂的部分自发电量,自备电厂支付用电费用给风电厂。根据文献[5]的结论,当发电权交易价格满足一定关系时,风电厂和自备电厂进行发电权交易,可以实现

双方共赢。在该交易模式下,自备电厂将发电权转让给风电厂,降低机组出力,减少燃煤消耗;同时风电厂增加上网电量,减少弃风,风力发电替代燃煤发电,实现了电能的清洁替代。

2 短时间尺度发电权交易的能量供应关系

2.1 风电—自备电厂供能关系

在考虑短时间尺度发电权交易的风电—自备电厂供能关系中,自备电厂热源包括热电联产机组和电加热装置,其中热电联产机组是采用“以热定电”运行方式^[9],具体如图 2 所示。自备电厂企业在未参与交易之前其所发电量全部自发自用,电网购电量极少;在参与发电权交易后,自备电厂机组出力不足部分由风电厂对自备电厂企业通过大用户直购供应。风电—自备电厂供能关系为

$$\begin{cases} P_{chp} + P_w = P_L + P_{ch} \\ H_{chp} + Q_{ch} = H_L \end{cases} \quad (1)$$

式中 P_{chp} 、 H_{chp} 分别为自备电厂热电机组的供电、供热功率; P_w 为风电供电功率; P_L 、 H_L 分别为自备电厂企业电、热负荷; P_{ch} 、 Q_{ch} 分别为电加热装置的用电、产热功率。

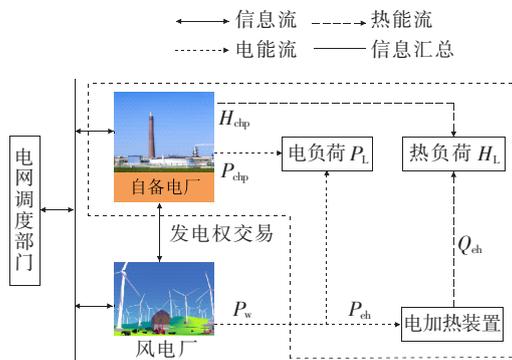


图 2 考虑短时间尺度发电权交易风电—自备电厂供能关系
Figure 2 WPP-SPP energy supply relationship considering the short-time scale generation rights trading

2.2 自备电厂内部运行特性

在自备电厂内部,根据生产工艺的需求,采用抽凝式热电机组供热、供电,针对负荷的变化,机组出力有一定的调节范围^[10-11],但受机组热电耦合约束,调节范围有一定限制。因此,考虑利用电加热装

置将热负荷转换为电负荷,通过降低机组的热出力来达到降低其“以热定电”的必发电功率的效果。其供热数学模型^[10]为

$$Q_{\text{ch},t} = \gamma P_{\text{ch},t} \quad (2)$$

式中 $Q_{\text{ch},t}$ 为电加热装置 t 时段的制热功率; $P_{\text{ch},t}$ 为电加热装置 t 时段输入电功率; γ 为电加热装置制热效率。

2.3 自备电厂消纳风电率

自备电厂的电、热负荷主要受主营企业生产计划影响,可通过日前预知。由自备电厂内部运行特性分析可知,抽凝式机组电热出力可以在一定范围调节,当存在电加热装置时,可进一步扩大自备电厂机组的热电出力调节范围^[12],从而增加发电权交易的量。风电厂预调度后的弃风功率是自备电厂转让发电权的关键因素,历史数据中风电厂的弃风时段主要在夜间 23 点至次日上午 8 点,若调度部门在该时段减少自备电厂机组出力,可以有效增加风电上网功率。风电—自备电厂系统风电消纳功率包括 2 个部分:①电加热装置作为用电负荷消纳风电功率;②电加热装置参与联合供热后,机组因热电耦合产生的必发电功率的减少部分。自备电厂企业对风电厂预调度后剩余功率的消纳率为

$$\psi = \frac{P_{\text{w},t}}{P_{\text{w},t}^*} \quad (3)$$

式中 $P_{\text{w},t}$ 、 $P_{\text{w},t}^*$ 分别为 t 时刻风电厂供给自备电厂电功率、预调度后风电厂弃风功率。

3 风电厂清洁替代热电联产自备电厂优化调度模型

3.1 目标函数

在风电替代自备电厂发电模型中,主要考虑自备电厂企业供能成本的经济性,增强其参与消纳风电的动力,暂不考虑电加热装置的初始投资成本,故日前调度模型中以自备电厂运行成本最低为目标函数:

$$\text{Min } L = L_G + L_F + L_C + L_W \quad (4)$$

式中 L_G 为自备电厂热电机组煤耗成本^[10]; L_F 为机组发电国家征收的基金与附加费补贴费用; L_C 碳排放成本^[13]; L_W 为风电消纳成本^[6]。

$$\begin{cases} L_G = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_1} [a_i (P_{\text{chpi},t} + \beta_{\text{chpi}} H_{\text{chpi},t})^2 + b_i (P_{\text{chpi},t} + \beta_{\text{chpi}} H_{\text{chpi},t}) + c_i] \\ L_F = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_1} c_{fj} P_{\text{chpi},t} \\ L_C = K_c \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_1} [(H_{\text{chpi},t} + \beta_{\text{chpi}} P_{\text{chpi},t}) \cdot \xi - E_f] \\ L_W = \sum_{t=1}^T (C_{\text{w},t} - C_{\text{ex},t}) P_{\text{w},t} \end{cases} \quad (5)$$

式中 $P_{\text{chpi},t}$ 、 $H_{\text{chpi},t}$ 分别为 t 时刻第 i 台机组的电、热功率; N_1 为机组台数; a_i 、 b_i 、 c_i 均为自备电厂机组的耗能函数系数; β_{chpi} 为机组热出力等效为电出力系数; T 为计量周期; c_{fj} 为自备电厂单位发电量需要交的基金费用和附加费用补贴等; K_c 、 ξ 、 E_f 分别为碳交易价格、单位电量对应的 CO_2 排放量、免费享有的碳排放额度; $C_{\text{ex},t}$ 为 t 时刻自备电厂转让发电权的单价; $C_{\text{w},t}$ 为风电厂向自备电厂企业供电单价。

3.2 约束条件

3.2.1 功率平衡约束

1) 系统电功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^{N_1} P_{\text{chpi},t} + P_{\text{w},t} = P_{L,t} + \sum_{i=1}^{N_2} P_{\text{chi},t} \quad (6)$$

式中 $P_{L,t}$ 为自备电厂企业 t 时刻的电负荷; N_2 为电加热装置台数。

2) 系统热功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^{N_1} H_{\text{chpi},t} + \sum_{i=1}^{N_2} Q_{\text{chi},t} = H_{L,t} \quad (7)$$

式中 $H_{L,t}$ 为 t 时刻系统中自备电厂企业的热负荷。

3.2.2 参与发电权交易的风电功率上下限约束

自备电厂的最大允许交易功率 P_{ex}^{\max} 为

$$P_{\text{ex}}^{\max} = \bar{P}_L - P_G^{\min} \quad (8)$$

式中 \bar{P}_L 、 P_G^{\min} 分别为自备电厂所属企业周期 T 内的用电功率的均值、机组的最小稳定功率。

要求风电—自备电厂交易的功率不能超过自备电厂企业的最大允许交易功率 P_{ex}^{\max} 和弃风功率 $P_{\text{w},t}^*$ 二者的最小值:

$$0 \leq P_{w,t} \leq \min(P_{\text{ex}}^{\max}, P_{w,t}^*) \quad (9)$$

3.2.3 自备电厂热电机组

1) 等效电出力上下限约束。

$$P_{\min} \leq P_{\text{chpi},t} + \beta_{\text{chpi}} H_{\text{chpi},t} \leq P_{\max} \quad (10)$$

式中 P_{\min} 、 P_{\max} 分别为自备电厂机组的最小和最大电、热负荷之和。

2) 热电比。

$$\partial_{\text{chp},\min} \leq \frac{H_{\text{chpi},t}}{P_{\text{chpi},t}} \leq \partial_{\text{chp},\max} \quad (11)$$

式中 $\partial_{\text{chp},\min}$ 、 $\partial_{\text{chp},\max}$ 为机组热电比的最小值、最大值。

3) 自备电厂热电机组运行特性约束。

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{\text{chpi},t} \geq \max \left(P_{\text{chp},t}^{\text{co},\min} - c_{v,i} H_{\text{chpi},t}, \right. \\ \left. P_{\text{ba},i}^{\text{co}} + c_{m,i} H_{\text{chpi},t} \right) \end{array} \right. \quad (12)$$

$$P_{\text{chpi},t} \leq P_{\text{chp},t}^{\text{co},\max} - c_{v,i} H_{\text{chpi},t}$$

式中 $C_{v,i}$ 为进气量一定、单位热出力变化时电出力随之变化量; $P_{\text{chp},t}^{\text{co},\max}$ 、 $P_{\text{chp},t}^{\text{co},\min}$ 分别为机组在纯凝气工况下的最大、最小电出力; $P_{\text{ba},i}^{\text{co}}$ 为常数,其数值等于背压曲线上热出力为零时对应的电出力值。

4) 爬坡约束。

$$-D_{\text{chpi},\max} \leq \frac{d(P_{\text{chpi},t} + \beta_{\text{chpi}} H_{\text{chpi},t})}{dt} \leq U_{\text{chpi},\max} \quad (13)$$

式中 $D_{\text{chpi},\max}$ 、 $U_{\text{chpi},\max}$ 分别为系统内第 i 台机组的爬坡率下限、上限。

3.2.4 电加热装置

1) 耗电功率上、下限约束。

$$P_{\text{eh},\min} \leq P_{\text{ehi},t} \leq P_{\text{eh},\max} \quad (14)$$

式中 $P_{\text{eh},\max}$ 、 $P_{\text{eh},\min}$ 分别为电加热装置的耗电功率上限、下限。

2) 响应速率约束。

$$-D_{\text{eh},\max} \leq \frac{dP_{\text{ehi},t}}{dt} \leq U_{\text{eh},\max} \quad (15)$$

式中 $U_{\text{eh},\max}$ 、 $D_{\text{eh},\max}$ 分别为电加热装置用电功率的上、下爬坡功率的最大值。

3.2.5 发电权交易价格

发电权交易价格约束^[5]为

$$C_{w,t} - C_{w0} \geq C_{\text{ex},t} \geq C_{w,t} - C_{s0} \quad (16)$$

式中 C_{w0} 为风电厂的单位发电变动成本; C_{s0} 为自备电厂企业的单位发电变动成本。

约束式(6)~(16)与常规的功率平衡约束基本相

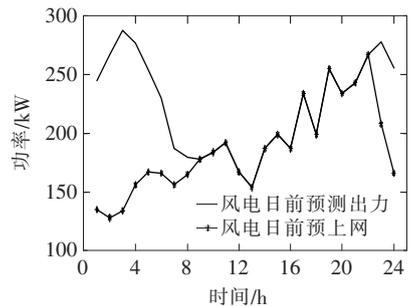
同,但是随着风电—自备电厂发电权交易的进一步深入,风电供电功率会增大,自备电厂机组出力会降低。

4 算例分析

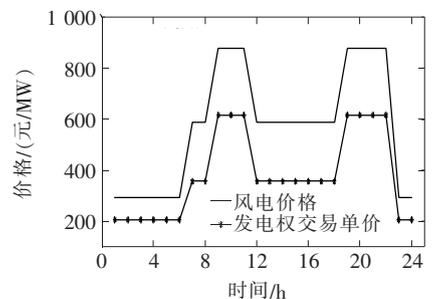
4.1 算例情景设定

考虑风电—自备电厂短时间尺度发电权交易、电加热装置对提高风电消纳能力和减少燃煤消耗以及降低自备电厂企业用能成本的有效性,通过仿真对比 3 种不同运行情景下各设备出力情况、风电消纳量、耗煤量以及运行成本。设定 3 种运行情景:①无短时间尺度发电权交易,无电加热装置;②有短时间尺度发电权交易,无电加热装置;③有短时间尺度发电权交易,有电加热装置。

以某地区的风电厂和某个热电联产自备电厂为例,该风电厂与自备电厂之间实行短时间尺度发电权交易。其中,风电装机容量为 300 MW,自备电厂总装机容量为 160 MW,机组台数 $N_1=2$,电加热装置 $N_2=1$, T 取 24 h。当地分时电价时段划分:选取 01:00—06:00、23:00—24:00 为用电低谷,09:00—11:00、19:00—22:00 为用电高峰,其余为平时段。风电厂日前预测出力和预上网曲线、风电价格和发电权交易单价曲线如图 3 所示。



(a) 风电厂日前预测出力与预上网



(b) 风电价格与发电权交易单价曲线

图 3 风电厂预调度与价格曲线

Figure 3 Wind power plant pre-dispatch and its price curve

4.2 算例仿真结果分析

4.2.1 各情景风电消纳率

各情景下自备电厂企业对风电厂预调度后剩余功率的消纳情况如表 1 所示。情景 1 中自备电厂与风电厂未进行替代交易,自备电厂企业对风电消纳率为 0;情景 2 中自备电厂与风电厂进行了替代交易,在风电厂预调度后,自备电厂企业对风电厂剩余功率的消纳率平均值为 0.632;情景 3 中在加入电加热装置供热后,解耦了自备电厂机组热电运行约束,对风电厂预调度后的剩余功率的消纳率平均值为 0.977。通过对比可知,本文所提方法可以有效地促进自备电厂企业参与市场,参与风电消纳,实现电能清洁替代。

表 1 各情景下自备电厂企业风电率消纳

Table 1 Wind power absorptive rate of self-contained power plant under different scenarios

时间/ h	各情景下的消纳率			时间/ h	各情景下的消纳率		
	1	2	3		1	2	3
1	0	0.463	0.999	7	0	1.000	0.929
2	0	0.418	1.000	8	0	1.000	0.906
3	0	0.482	0.998	9~22	—	—	—
4	0	0.534	0.996	23	0	0.744	0.989
5	0	0.541	0.987	24	0	0.566	0.976
6	0	0.572	0.993	平均值	0	0.632	0.977

4.2.2 各情景运行成本

各情景下自备电厂运行成本如表 2 所示,可知在调度周期内,情景 2、3 相比于情景 1,总成本分别降低了 2.38%、7.40%;燃煤成本分别降低了 2.49%、10.51%;风电厂收益分别增加了 40 338、66 000 元。在降低自备电厂运行成本的同时,减少了燃煤的消耗,增加了风电的上网空间,具有较大的社会效益。

表 2 各情景下自备电厂运行成本

Table 2 Operation cost of self-contained power plant under different scenarios 元

情景	燃煤成本	基金与附加补贴成本	碳排放成本	风电消纳成本	总成本
1	1 153 300	392 540	59 894	0	1 605 734
2	1 124 600	344 640	57 927	40 338	1 567 505
3	1 032 100	333 400	55 472	66 000	1 486 972

4.2.3 各情景电、热功率平衡

情景 1 在调度周期内,自备电厂与风电厂未实

施短时间尺度发电权交易,自备电厂主营企业内部电负荷、热负荷仅由自备电厂机组提供,如图 4 所示。

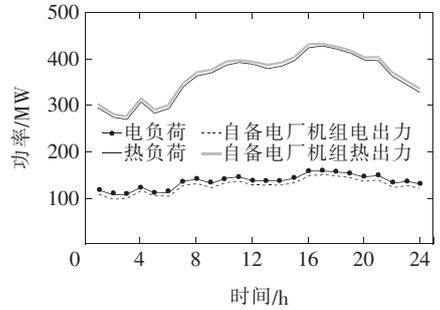
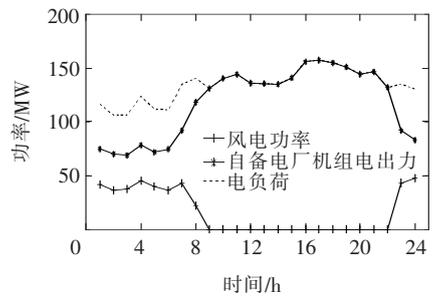


图 4 电、热功率平衡(情景 1)

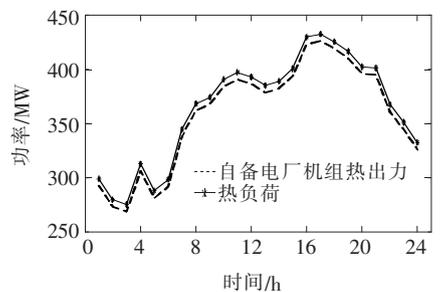
Figure 4 Electricity and heating power balance(Scenario 1)

结合表 1、2 数据分析,受热电机组“以热定电”约束,机组出力情况要时刻根据生产线的热负荷变化,机组自主供电调节能力较差,自备电厂机组单一供应企业电、热负荷,机组耗煤量较大,所交发电附加费用较多,因此运行成本较高。该情景下自备电厂没有与风电厂进行发电权交易来参与消纳风电,则风电厂的弃风量也会较高。

情景 2 下电、热功率平衡如图 5 所示,可知风电厂与自备电厂共同承担企业的电负荷,热负荷仅由自备电厂机组承担,即图 5 中的自备电厂机组热出力曲线与热负荷曲线重合。



(a)电功率平衡



(b)热功率平衡

图 5 电、热功率平衡(情景 2)

Figure 5 Electricity and heating power balance(Scenario 2)

结合表 1、2 数据分析,在 01:00—08:00、23:00—24:00 风电厂存在弃风,此时自备电厂将发电权转让给风电厂,利用风电供电成本相比自备电厂发电成本要低,可以降低自备电厂企业用能成本,自备电厂有动力参与风电消纳。但是受制于机组热电约束,需要优先满足企业生产线上的供热需求,此时机组会有必发电功率,剩余的电功率缺额再利用风电供应,消纳风电的范围有一定限制。

情景 3 下电负荷由自备电厂与风电厂承担,企业的电负荷则由自备电厂单一供应变为电加热装置与自备电厂机组共同承担,如图 6 所示。

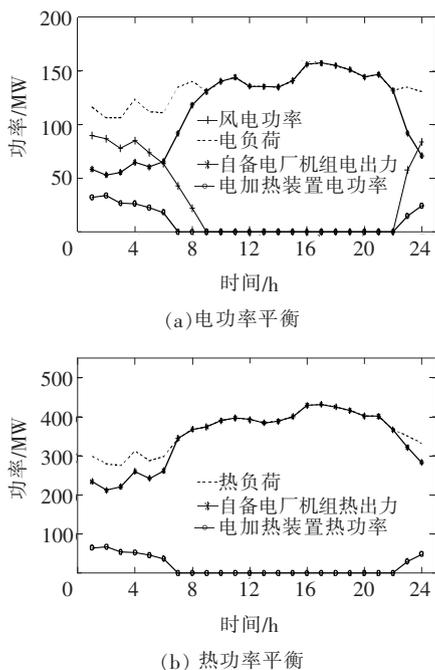


图 6 电、热功率平衡(情景 3)

Figure 6 Electricity and heating power balance(Scenario 3)

结合表 1、2 数据分析,与情景 2 相同,只有在 01:00—08:00、23:00—24:00 风电厂存在弃风,且在时段自备电厂与风电厂进行交易可以降低企业用能成本。加入电加热装置联合参与供热后,电加热装置不仅作为电负荷增大风电的消纳量,同时电加热装置承担部分供热任务,降低热机组的热出力,发电功率也随之减少,为风电腾让了更多的上网空间。

4.2.4 未来风电与自备电厂发电权交易的发展

仿真结果表明,自备电厂转让发电权给风电厂的时段主要集中在系统用电低谷时期。通过分析,当自备电厂消纳风电的成本低于自发自用成本时,

就会倾向选择转让发电权给风电厂。特别是未来随着现货市场的深入发展,交易时间尺度越密集,在按小时的分时电价下,自备电厂与风电厂的发电权交易会更加的灵活与频繁。当出现更大的峰谷电价差,发电权转让的单价差也将随之变化,在谷值时期自备电厂更加倾向转让发电权给风电厂;峰值时期,发电权转让的单价也会更高,若风力资源还有富余,自备电厂同样会倾向将发电权转让给风电厂,若风力资源不足,自备电厂则可以多发电,参与系统调峰,并获得相关收益。未来随着市场机制更加完善,对参与市场的主体管理更规范,自备电厂与风电厂实行发电权交易,将会丰富交易机制在现实中的应用。

5 结语

以中国当前市场交易机制为基础,自备电厂参与短时间尺度内促进风电消纳的替代交易模式,利用电加热装置消耗风电参与联合供热,可以促进风电消纳,实现电能清洁替代。

在系统弃风时段,自备电厂与风电厂实行发电权替代交易,自备电厂减少燃煤消耗,获得发电权转让收益,降低了运行成本;风电厂增大上网电量,减少弃风。

随着自备电厂参与市场交易的政策、技术发展完善,考虑市场价格和风功率随机性,则自备电厂参与发电权交易和消纳风电的研究和应用更有意义。

参考文献:

- [1] 徐文涛,张晶,马红明,等. 计及多能转化效率的区域综合能源系统协同优化模型研究[J]. 电网与清洁能源, 2021,37(10):98-106.
XU Wentao, ZHANG Jing, MA Hongming, et al. Research on the collaborative optimization model of comprehensive energy system considering multi-energy conversion efficiency[J]. Power System and Clean Energy, 2021,37(10):98-106.
- [2] 许志恒,张勇军,陈泽兴. 考虑 P2G 备用服务的电—气联合网络风电消纳及低碳效益分析[J]. 电力科学与技术学报, 2020,35(3):36-45.
XU Zhiheng, ZHANG Yongjun, CHEN Zexing, et al.

- The benefit on wind power accommodation and low carbon effects of integrated electricity and gas network considering reserve of P2G facilities [J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2020, 35(3): 36-45.
- [3] 赵佳伟. 促进高比例新能源消纳的市场机制效益量化研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2019.
- [4] 国家发改委 国家能源局. 关于积极推进电力市场化交易, 进一步完善交易机制的通知(发改运行[2018]1027号)[Z], 2018-7-16.
- [5] 陈艺华, 张炜, 张成刚, 等. 促进新能源消纳的省间、省内两级电力现货市场运行机制[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(14): 104-113.
CHEN Yihua, ZHANG Wei, ZHANG Chenggang, et al. Operation mechanism of inter- and intra-provincial electricity spot markets to promote renewable energy accommodation [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(14): 104-113.
- [6] 贺元康, 丁涛, 刘瑞丰, 等. 新能源消纳电量库交易机制的实践与经验[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(7): 163-169.
HE Yuankang, DING Tao, LIU Ruifeng, et al. Practice and experience of trading mechanism for energy pool of renewable energy accommodation [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(7): 163-169.
- [7] 杨波, 汤文成, 吴福保, 等. 考虑 CVaR 的“新能源+储能”电厂日前市场投标策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(9): 93-101.
YANG Bo, TANG Wencheng, WU Fubao, et al. Day-ahead market bidding strategy for “renewable energy + energy storage” power plants considering conditional value-at-risk [J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(9): 93-101.
- [8] 徐昊亮, 靳攀润, 姜继恒, 等. 促进风电消纳的发电权交易优化方法[J]. *中国电力*, 2020, 53(3): 167-176.
XU Haoliang, JIN Panrun, JIANG Jiheng, et al. Optimization method of generation rights transaction mechanism for power system accommodation improvement [J]. *Electric Power*, 2020, 53(3): 167-176.
- [9] 王仰之, 周任军, 李娟, 等. 热负荷参与调节的风—电—热电厂双阶段优化调度[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2019, 31(5): 13-20.
WANG Yangzhi, ZHOU Renjun, LI Juan, et al. Two-stage optimal dispatch model for wind power-electric boiler-thermal power system with the interaction of thermal loads [J]. *Journal of Electric Power System and Automation*, 2019, 31(5): 13-20.
- [10] 田潇潇. 多区域互联电热联合系统协调调度[D]. 武汉: 华中科技大学, 2019.
- [11] 胡剑, 林耀玮, 阎发友, 等. 考虑光热电站接入的电力系统双层双时间尺度优化调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(13): 23-32.
HU Jian, LIN Yaowei, YAN Fayou, et al. Two-layer double-time scale optimal dispatch for a power system considering concentrating solar power plant penetration [J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(13): 23-32.
- [12] 施锦月, 许健, 曾博, 等. 基于热电比可调模式的区域综合能源系统双层优化运行[J]. *电网技术*, 2016, 40(10): 2959-2966.
SHI Jinyue, XU Jian, ZENG Bo, et al. A bi-level optimal operation for energy hub based on regulating heat-to-electric ratio mode [J]. *Power System Technology*, 2016, 40(10): 2959-2966.
- [13] 黄宗龙, 江修波, 刘丽军. 低碳化背景下配电网“源—储—荷”多目标优化配置[J]. *电力科学与技术学报*, 2020, 35(5): 36-45.
HUANG Zonglong, JIANG Xiubo, LIU Lijun. Multi-objective optimal allocation of “generation-storage-load” under the low-carbon background [J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2020, 35(5): 36-45.