

电力用户参与风电消纳的日前市场模式

夏 叶^{1,2}, 康重庆^{1,2}, 陈天恩³, 李 焰³

(1. 清华大学电机工程与应用电子技术系, 北京市 100084;

2. 电力系统及发电设备控制和仿真国家重点实验室, 清华大学, 北京市 100084;

3. 国家电网公司西北分部, 陕西省西安市 710048)

摘要:针对中国西北、华北、东北(“三北”)地区富风期与供热期相重叠造成的风电消纳困境,结合大用户直购电市场化改革方案,提出了激励电力用户参与风电消纳的日前市场模式。依托于现货市场环境下的电力用户与发电企业直接交易,设计了电力用户在日前市场中参与风电消纳的交易申报、交易出清、交易结算及市场组织;精细化考虑电力用户调峰用电曲线的个性化调用需求、电力用户报价限制等约束,建立了考虑电力用户参与风电消纳的日前市场出清模型。算例验证了所述市场模式及模型的合理性、有效性。

关键词:风电消纳;日前市场模式;直接交易;调峰成本分摊

0 引言

近年来国内风电装机容量规模增长迅速,根据国家能源局发布的全国电力工业统计数据,截至 2014 年底,全国全口径风电累计并网容量已达 95.8 GW,同比增长 25.6%^[1]。与此形成鲜明对比的是,2014 年国内并网风电设备的利用小时数仅为 1 905 h,同比下降 120 h^[1],大规模风电并网后的风电消纳困难问题日益凸显。

受地形、大气环流等因素影响,中国风能资源主要分布在西北、东北、华北(“三北”)地区,而“三北”地区由于供暖需要,电源结构中供热机组占比较高。以京津唐电网 2013 年底的情况为例,供热机组占火电装机容量的 60%,供热机组调峰率范围仅为机组额定容量的 12%~18%^[2]。“三北”地区供热期与富风期相重叠的特征为系统调峰带来极大挑战,在系统负荷低谷时段风电出力的“反调峰”特性更是加剧了系统调峰难度,存在着供热机组全部压出力下限运行却仍然大量弃风的现象,表明系统的发电侧调峰资源无法满足风电消纳需求,亟需寻找新的调峰资源。跨区风电调峰是近年来解决风电消纳问题的重要举措,2013 年京津唐电网通过低谷挂牌交易消纳蒙西、东北电网风电电量各 1 800 GW·h 和 4 000 GW·h^[2]。然而,考虑到受端电网负荷低谷

时段的调峰压力巨大,利用跨区调峰资源消纳风电的方式效果有限,有必要积极探索促进风电消纳的新思路。

纵观国外电力系统的风电消纳经验,可以归纳为以下 3 类主要解决思路:①利用燃气、水电及抽水蓄能等快速启停机组参与风电消纳调峰,如美国、德国、西班牙等;②利用邻国邻区电源结构的互补特性开展跨国跨区电力互济交易,如丹麦、德国等;③利用基于价格或激励机制的需求响应资源参与风电消纳,在智能电网环境下,需求响应已成为各国促进风电消纳的重要手段^[3]。国内外学者在利用需求侧响应促进风电消纳方面已经开展了大量研究工作,需求侧响应机制主要包括基于价格机制^[4-7]、激励机制^[8-9]和将二者相配合使用^[10-11]3 种类型,上述需求侧响应计划被应用于考虑大规模风电接入的日前调度优化决策^[4-5,7,10]、期货市场^[6]、日前市场出清^[8-9]、系统运行模拟^[11]等工作当中,研究结果表明需求侧响应对促进风电消纳、降低系统调峰压力具有显著作用。

2013—2014 年,国务院、发改委、国家能源局密集出台了一系列政策^[12-13],积极推进中国售电侧电力体制改革,广东、江苏、甘肃等地加速推进电力用户与发电企业(C-G)直接交易试点工作^[14-16]。随着 C-G 直接交易量的不断扩大,基于现货市场金融结算的 C-G 直接交易将仅对实时调度构成软约束,能够最大限度地降低直接交易对电网安全的影响,将成为未来国内售电侧市场发展的重要方向^[17]。然

收稿日期:2015-03-17;修回日期:2015-07-02。

国家杰出青年科学基金资助项目(51325702);国家电网公司科技项目(NWQJYQT(2014)72)。

而,基于现货市场的 C-G 直接交易仅作为一种双边交易模式,是市场成员锁定成交价格、规避风险的交易品种,而忽略了蕴藏在用户侧的调峰潜力。在售电侧市场化环境下,应积极发挥电力用户的需求响应作用,在市场机制设计中全面激发用户侧参与风电消纳的积极性,为系统消纳新能源提供调峰资源。

为此,本文以参与 C-G 直接交易的电力用户为研究对象,深入研究了激励电力用户积极参与风电消纳的市场机制,从交易原理、交易申报、交易出清、交易结算、交易流程等方面,详细设计电力用户参与风电消纳的日前市场模式;该市场模式将有效解决如下问题:①如何实现电力用户参与风电消纳的价格发现;②如何赋予电力用户调峰用电曲线的分散决策权;③如何设计电力用户调峰成本在市场成员中的合理分摊机制。基于上述市场模式设计,本文构建了电力用户参与风电消纳的日前市场交易出清模型,该模型精细化地考虑了市场模式中的各项机制设计,并通过算例验证了所述模式、模型的合理性和有效性。

1 电力用户参与风电消纳的日前市场模式

1.1 电力用户参与风电消纳的日前市场模式设计

现货市场环境 C-G 直接交易的基本特征^[17-19]为电力用户参与风电消纳提供了良好基础:①用户每日提交次日的用电计划曲线,用电计划性强;②参与 C-G 直接交易的电力用户一般为大型工商业用户或趸售商,用电行为可预测性、可塑性强。为此,本文基于现货市场环境 C-G 直接交易的基本框架,提出一种有利于电力用户参与风电消纳的日前市场模式,机制设计的基本原理如下。

1.1.1 基本原则

1)为了规避价格波动风险,用户会尽量按照在日前市场上所提交的交割曲线用电,偏差电量按照实时电价结算。

2)为了鼓励可再生能源消纳,风电按零报价参与日前市场出清,系统在发电侧调峰资源不足的情况下将出现弃风电量。

3)日前风功率预测误差,将由实时市场上的调频、备用机组承担,本文仅探讨日前市场出清的调峰资源优化问题。

4)系统调峰资源除常规机组外,新增了持有直接交易合同的电力用户。

1.1.2 交易申报

市场成员在日前市场开市前,在常规交易申报内容之外,还应申报如下信息。

1)电力用户申报。电力用户在日前市场开市

前,除申报一条 C-G 直接交易合同的日交割曲线外,应结合自身次日的用电计划、移峰能力申报一条或多条调峰用电曲线。考虑到电力用户的生产班制特性、用电设备特性及储能设备运行要求,应充分尊重直接交易电力用户用电行为的分散决策要求,因此,这类电力用户参与风电消纳的调峰用电曲线为固定型,而非由交易中心根据系统调峰需求确定其调峰用电曲线,这是区别于水、火电机组与一般需求侧响应用户的主要特征。对应各条调峰用电曲线,电力用户还应申报相应的调峰补偿费用,该费用反映了用户为了参与风电消纳而改变用电行为所需支付的成本,通常包括支付工人倒班工资、储能装置电能损耗、自备电厂发电成本等费用。

2)风电企业申报。风电企业应申报愿意承担的可接受调峰补偿价格,所有风电企业申报的最高价格将用于抑制电力用户在日前市场上的过高报价。

3)火电机组申报。火电机组除申报常规报价曲线、爬坡能力、出力上下限以外,供热机组在供热期应补充申报自身的供热出力调整范围。

1.1.3 交易出清

为衡量电力用户参与调峰为系统带来的风电消纳效益,应首先开展常规日前电能市场出清,出清后若存在弃风电量,则再执行电力用户参与风电消纳的日前电能市场出清。交易出清的关键环节如下。

1)不考虑电力用户参与调峰,执行常规日前电能市场交易出清 Ω ,根据交易出清结果,统计风电机组的日弃风电量 ΔQ_w 、弃风时段集合 T_w 。

若 $\Delta Q_w = 0$,则交易出清结果作为日前市场交易结果发布,不再执行电力用户参与风电消纳的日前电能市场出清 Π 。

若 $\Delta Q_w > 0$,根据弃风时段集合 T_w ,计算各电力用户所提交的各条调峰用电曲线的平均调峰补偿价格 $\lambda_{j,p}$,计算方法如下。

$$\lambda_{j,p} = \frac{\varphi_{j,p}}{\sum_{t \in T_w} \left[\frac{24}{T} (L_{j,p}^t - L_{j,0}^t) \right]} \quad (1)$$

式中: $L_{j,0}^t$ 为电力用户 j 所提交的原始日交割曲线在时段 t 的用电功率; $L_{j,p}^t$ 为电力用户 j 所提交调峰用电曲线 p 在时段 t 的用电功率; $\varphi_{j,p}$ 为调峰用电曲线 p 所对应的调峰补偿费用; T 为日前交易出清总时段数。

2)若 $\Delta Q_w > 0$,以电力用户提交的调峰用电曲线、调峰补偿费用作为基础数据,执行电力用户参与风电消纳的日前电能市场出清 Π ;则 Ω 的交易出清结果仅为 Π 结算提供相关基础数据,不作为常规电源的发电计划下发,以 Π 的交易出清结果作为最终

的发电计划、电力用户调峰计划下发。

计算弃风时段 T_w 各火发电机组的实际发电量, 定义其为火电机组潜在可调峰电量, 计算公式如下。

$$Q_i^G = \sum_{t \in T_w} P_{i,t}^G \tag{2}$$

式中: $P_{i,t}^G$ 为火电机组 i 在时段 t 的计划出力。潜在可调峰电量 Q_i^G 将作为交易结算时各火电机组分摊电力用户调峰补偿费用的依据。

1.1.4 交易结算

当前, 电网调度部门一般采用“两个细则”考核管理并网机组辅助服务, 并未涉及用户参与调峰补偿费用分摊。考虑电力用户参与风电消纳后, 电力用户调峰补偿成本应由哪些市场成员分摊是结算机制设计的关键所在。电力用户参与风电消纳的效益可以归纳为以下两点: ①受供热约束限制的火电机组在负荷低谷时段无法下调出力或停机调峰, 导致系统调峰能力不足, 电力用户相当于替代这部分火电机组调峰; ②风电场可以在负荷低谷时段大幅降低弃风电量。

本文遵循“谁受益, 谁付费”的市场公平性原则, 提出一种市场化的电力用户调峰成本分摊方法。具体原则如下: 具有潜在可调峰电量的火电机组、弃风电量减少的风电机组均应参与电力用户调峰补偿成本的分摊, 分摊比例按照各火电机组潜在可调峰电量、各风电机组弃风减少电量在上述电量总和中的占比确定。用户调峰补偿价格 μ , 以及各火电和风电机组所分摊的用户调峰补偿成本 $f_{G,i}$ 和 $f_{W,k}$ 的计算方法如下。

$$\mu = \frac{\Psi}{\sum_{i=1}^{N_G} Q_i^G + \sum_{k=1}^{N_W} \sum_{t \in T_w} Q_{k,t}^W} \tag{3}$$

$$f_{G,i} = \mu Q_i^G \tag{4}$$

$$f_{W,k} = \mu \sum_{t \in T_w} Q_{k,t}^W \tag{5}$$

式中: Ψ 为交易出清计算得到的全网电力用户调峰补偿总成本; $Q_{k,t}^W$ 为时段 t 风电机组 k 的弃风电量减少值; N_G 为火电机组台数; N_W 为风电机组台数。

电力用户在日前市场中标的调峰用电曲线将替代原有 C-G 直接交易合同的日交割曲线, 其余结算规则仍遵循传统金融交割方式。

1.2 电力用户参与风电消纳的日前市场组织流程

根据 1.1 节所设计的交易模式, 电力用户参与风电消纳的日前市场组织流程如图 1 所示。

具体步骤如下。

步骤 1: 在日前市场开市前, 交易中心发布次日系统负荷预测及次日的系统风功率预测曲线。

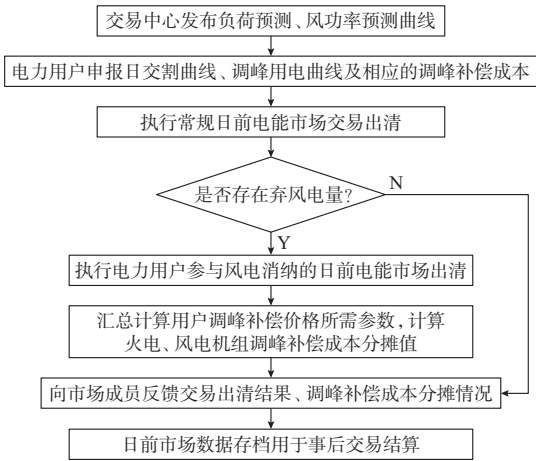


图 1 电力用户参与风电消纳的日前市场组织流程
Fig.1 Flow chart of day-ahead market organization with power consumers participated in wind accommodation

步骤 2: 根据系统风功率预测信息, 电力用户向交易中心申报日交割曲线的同时, 申报一条或多条调峰用电曲线及相应的调峰补偿费用。

步骤 3: 交易中心执行常规日前电能市场交易出清, 生成并存档交易出清结果, 包括火电、水电机组的次日发电计划及成交价格, 若存在弃风电量, 计算统计风电弃风电量、相应弃风时段及电力用户参与风电消纳的平均调峰补偿价格, 并转到步骤 4; 否则转到步骤 6。

步骤 4: 交易中心读入步骤 3 的计算结果, 执行电力用户参与风电消纳的日前电能市场出清, 生成并存档交易出清结果, 包括火电、水电机组的次日发电计划及成交价格, 电力用户调峰用电曲线的调用情况。

步骤 5: 统计火电机组的潜在可调峰电量、风电机组的弃风减少电量, 计算用户调峰补偿价格以及各火电、风电机组所分摊的用户调峰补偿成本。

步骤 6: 向发电企业反馈交易出清结果、用户调峰补偿成本分摊费用, 向电力用户反馈调峰用电曲线调用情况及补偿费用。

步骤 7: 日前市场交易结束, 形成清算单存档, 用于每月底汇总后与各市场成员结算费用。

2 电力用户参与风电消纳的日前市场出清模型

根据上述电力用户参与风电消纳的日前市场模式, 相应的市场出清模型应以购电成本、电力用户调峰成本、弃风电量最小为目标, 电力用户与常规机组同时作为调峰资源参与风电消纳。为突出主要问题, 模型仅考虑火电机组 (含供热机组和非供热机组

两类)及风电机组,在传统安全约束机组组合的基础上,构建详细数学模型如下。

2.1 参与风电消纳的用电负荷建模

对于参与日前市场风电消纳的电力用户 j , 其在母线相应用电负荷的建模方法如下。

$$L_{j,t}^D = \sum_{p=1}^K L_{j,p}^t I_{j,p} + L_{j,0}^t \left(1 - \sum_{p=1}^K I_{j,p}\right) \quad t=1,2,\dots,T \quad (6)$$

式中: $I_{j,p}$ 为电力用户 j 第 p 条调峰用电曲线的调用变量,为 0/1 整数变量; K 为电力用户申报调峰用电曲线的最大允许条数。

根据 1.1 节的模式设计,电力用户参与风电消纳的调峰用电曲线为固定型,式(6)反映了调用各调峰用电曲线对电力用户所在母线负荷的影响,即当 $I_{j,p}=1(p=1,2,\dots,K)$ 时,有 $L_{j,t}^D=L_{j,p}^t$; 当 $I_{j,p}=0(p=1,2,\dots,K)$ 时,则有 $L_{j,t}^D=L_{j,0}^t$ 。

电力用户的交易出清结果为调峰用电曲线被调用或未被调用,若为前者则需按中标的调峰用电曲线安排次日的生产计划;若为后者则表明该用户无需参与系统调峰,按原计划安排生产即可。

2.2 目标函数

目标函数如下:

$$\min \left\{ \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} (C_i^G(P_{i,t}^G) + C_{U,i}(\beta_{i,t}, \gamma_{i,t})) + M_1 \sum_{j=1}^{N_D} C_j^D(I_{j,p}) + M_2 W(\epsilon) \right\} \quad (7)$$

式中: $\beta_{i,t}$ 和 $\gamma_{i,t}$ 分别为火电机组 i 在时段 t 的开、停机变量; C_i^G 为火电机组 i 的发电成本函数,本文采用一次成本曲线 $C_i^G(P_{i,t}^G) = a_i P_{i,t}^G + b_i$ 表示; $C_{U,i}(\beta_{i,t}, \gamma_{i,t}) = u_i \beta_{i,t} + v_i \gamma_{i,t}$ 为火电机组 i 的启停成本函数, u_i 和 v_i 分别为火电机组 i 的启停成本系数; N_D 为参与风电消纳的电力用户个数;

$C_j^D(I_{j,p}) = \sum_{p=1}^K \varphi_{j,p} I_{j,p}$ 为电力用户 j 申报的调峰补

偿成本; $W(\epsilon) = \sum_{k=1}^{N_W} \sum_{t=1}^T \epsilon_{k,t}$ 为全网弃风电量,其中 $\epsilon_{k,t}$ 为风电机组 k 在时段 t 的弃风电量; M_1 和 M_2 均为罚因子,其中,只要 M_2 的数量级远大于 M_1 ,即可优先保障全网弃风电量最小,在本文算例中, M_1 取值为 10^3 , M_2 取值为 10^8 。

2.3 约束条件

2.3.1 含电力用户决策变量的约束条件

系统负荷平衡约束:

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{i,t}^G + \sum_{k=1}^{N_W} (\hat{w}_{k,t} - \epsilon_{k,t}) = \sum_{d=1}^{N_d} D_{d,t} + \sum_{j=1}^{N_D} L_{j,t}^D \quad (8)$$

式中: $\hat{w}_{k,t}$ 为风电机组 k 在时段 t 的日前风功率预测值; $D_{d,t}$ 为节点 d 在时段 t 的有功负荷; N_d 为未参与风电消纳的电力用户个数。

系统备用约束:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{N_G} \alpha_{i,t} P_i^{\max} \geq r_t^+ \left(\sum_{d=1}^{N_d} D_{d,t} + \sum_{j=1}^{N_D} L_{j,t}^D \right) \\ \sum_{i=1}^{N_G} \alpha_{i,t} P_i^{\min} \leq r_t^- \left(\sum_{d=1}^{N_d} D_{d,t} + \sum_{j=1}^{N_D} L_{j,t}^D \right) \end{cases} \quad (9)$$

式中: $P_i^{\max}$ 和 $P_i^{\min}$ 分别为火电机组 i 的出力上、下限; r_t^+ 和 r_t^- 分别为时段 t 系统的正、负备用率; $\alpha_{i,t}$ 为火电机组 i 在时段 t 的运行状态变量,1 为开机,0 为停机。

线路有功潮流约束:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{N_G} G_i^l P_{i,t}^G - \sum_{j=1}^{N_D} G_j^l L_{j,t}^D \leq f_l^{\max} + \sum_{d=1}^{N_d} G_d^l D_{d,t} - \sum_{k=1}^{N_W} G_k^l (\hat{w}_{k,t} - \epsilon_{k,t}) \\ - \sum_{i=1}^{N_G} G_i^l P_{i,t}^G + \sum_{j=1}^{N_D} G_j^l L_{j,t}^D \leq -f_l^{\min} - \sum_{d=1}^{N_d} G_d^l D_{d,t} + \sum_{k=1}^{N_W} G_k^l (\hat{w}_{k,t} - \epsilon_{k,t}) \end{cases} \quad (10)$$

式中: $G_i^l, G_j^l, G_k^l, G_d^l$ 分别为节点 i, j, k, d 对线路 l 的节点输出功率转移分布因子; $f_l^{\max}$ 和 $f_l^{\min}$ 分别为线路 l 的有功潮流上、下限。

电力用户调峰性能约束:

$$\sum_{p=1}^K I_{j,p} \leq 1 \quad (11)$$

用于限制每个电力用户所申报的 K 条调峰用电曲线,至多仅有一条会被调用。

风电消纳调峰补偿价格上限约束:

$$\lambda_{j,p} I_{j,p} \leq \chi^{\max} \quad (12)$$

式中: $\chi^{\max}$ 为所有风电企业申报的可接受调峰补偿价格的最大值,该约束用于抑制电力用户在日前市场中的恶意哄抬报价。

以上约束条件(式(8)至式(12))中,均有 $t=1, 2, \dots, T$ 。

2.3.2 不含电力用户决策变量的约束条件

不含电力用户决策变量的约束条件与常规机组组合模型相同,本文不再赘述。

3 算例分析

算例通过对比分析是否包含电力用户参与风电消纳的日前市场出清结果、电力用户调峰成本在市场成员间的分摊结果,验证本文所设计电力用户参

与风电消纳的日前市场模式与模型的合理性、有效性,混合整数规划模型采用 CPLEX12.3 软件包求解。

3.1 算例构造基础数据

算例分析在新英格兰 39 节点系统数据^[20]的基础上,采用国内北方某电网的系统日负荷曲线形状,见附录 A 图 A1。算例模拟了此电网的基本电源结构,机组 1,8,9 为非供热火电机组,机组 10 为风电机组,其他机组均为供热机组,则供热机组、非供热机组、风电机组的占比分别为 60%,25%,15%,其中供热机组、非供热机组的最小技术出力分别设置为 70%和 40%。考虑到本文的研究对象并非现货市场报价,各机组报价采用批复电价模拟,各发电机组的基本参数见附录 A 表 A1。算例中在 10 个节点上引入了参与日前市场风电消纳的电力用户,采用两类标么用电曲线模拟拥有自备电厂、储能装置或调整生产班制的工商业用户可能申报的调峰用电曲线,分别见附录 A 图 A2、图 A3;各节点上电力用户所采用的标么用电曲线类型以及相应的调峰补偿费用见附录 A 表 A2。

3.2 电力用户不参与风电消纳的日前市场出清

1)发电机组日计划
在未引入电力用户参与风电消纳的情况下,市场出清得到的日前发电计划如图 2 所示。

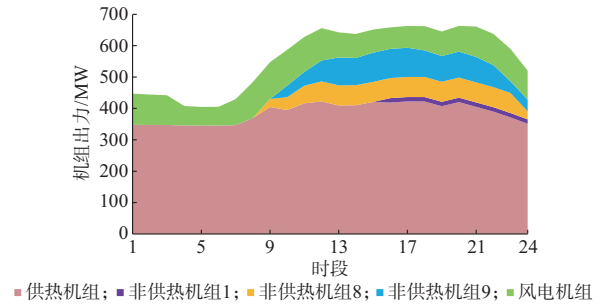


图 2 日前发电计划
Fig.2 Day-ahead power generation schedule

由图 2 可见,在系统负荷低谷时段,非供热机组均停机备用,供热机组受限于最小技术出力无法提供更多的下调旋转备用,导致风电消纳困难。

2)风电消纳情况

风电厂日前出力计划与风功率预测值对比如图 3 所示。可见,在负荷低谷时段风电场弃风严重,全天弃风电量为 288.7 MW·h,占风电厂日预测电量的 12%。上述计算结果描述了一个处于供热期与富风期相重叠的电力系统,电源结构中大量供热机组与风电机组并存情况下,在负荷低谷时段出现严重风电弃风的典型场景。

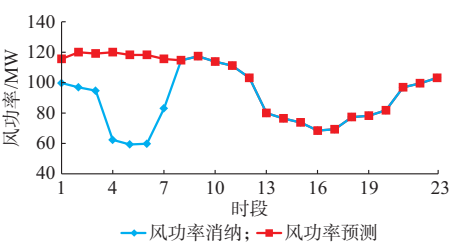


图 3 风电厂日前出力计划
Fig.3 Day-ahead output schedule of wind farm

3.3 电力用户参与风电消纳的日前市场出清

1)电力用户调用计划
通过调用电力用户参与风电消纳的日前市场出清模型,得到电力用户的调用计划如表 1 所示。参与申报的电力用户有 80%被调用,系统负荷曲线的峰谷差率下降了近 8%,电力用户参与风电消纳前后,系统的日负荷曲线对比如图 4 所示。

表 1 电力用户市场出清结果 Table 1 Market clearing result of power consumers			
电力用户序号	调用情况	电力用户序号	调用情况
1	未调用	6	调峰曲线 2
2	调峰曲线 2	7	调峰曲线 1
3	调峰曲线 2	8	调峰曲线 1
4	调峰曲线 1	9	未调用
5	调峰曲线 1	10	调峰曲线 2

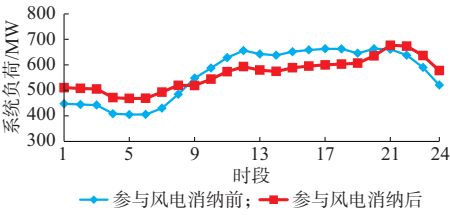


图 4 系统日负荷曲线对比
Fig.4 Comparison of system load profile

2)风电消纳情况
在引入电力用户参与风电消纳的日前市场模式下,风电全天弃风电量为 0,有效地促进了上述典型弃风场景的风电消纳。

3)发电机组日计划
在上述场景中引入电力用户参与风电消纳后的市场出清结果如图 5 所示。与图 2 相比,考虑电力用户参与风电消纳后,非供热机组的开停机计划有明显调整:机组 1 全天均可停机,机组 8 仍在早高峰时段开机,机组 9 可延迟至午后再次开机;考虑电力用户参与风电消纳后,在负荷低谷时段 1~8,供热机组的总发电量提高了 194 MW·h。

3.4 电力用户调峰成本分摊计算

1)电力用户调峰成本计算。根据电力用户申报

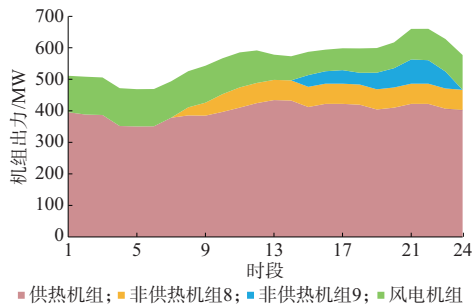


图 5 电力用户参与风电消纳的日前发电计划
Fig.5 Day-ahead power generation schedule with power consumers participated in wind power accommodation

的调峰补偿费用,本算例中全网的电力用户调峰成本为 16.5 万元。

2)电力用户调峰补偿价格计算。按照 1.1.4 节中设计的结算机制,首先统计日风电弃风减少电量, $\Delta Q_w=289\text{ MW}\cdot\text{h}$;火电机组总潜在可调峰电量, $\Delta Q_G=2\,596\text{ MW}\cdot\text{h}$;据此计算用户调峰补偿价格, $\mu=57.2\text{ 元}/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。

对于供热机组而言,其发电报价在 280 ~ 390 元/(MW·h),以 57.2 元/(MW·h)的调峰补偿价格向电力用户支付调峰补偿费用,仅占其申报价格的 14.7%~20.4%。对于风电机组而言,国家对其实施优先上网和电价补贴政策,第 1 类、第 2 类、第 3 类资源区风电标杆上网电价分别为 490, 520, 560 元/(MW·h)^[21]。在电网调峰困难时段,风电企业主动承担电力用户的调峰补偿成本、激励用户侧消纳风电,相比于被动弃风经济性显著。

3)电力用户调峰成本分摊计算。各火电机组按照其潜在可调峰电量占比,风电机组按照其弃风减少电量占比分摊被调用电力用户的总调峰成本,具体分摊结果如表 2 所示。

表 2 调峰成本在发电机组中的分摊结果
Table 2 Peak shaving cost allocation among generators

编号	补偿费用/元	占比/%
供热机组 2	35 913	22
供热机组 3	21 234	13
供热机组 4	27 566	17
供热机组 5	23 289	14
供热机组 6	21 687	13
供热机组 7	18 799	11
风电机组 10	16 513	10

从表 2 中可以看出,由于供热机组 2 的装机容量最大,因而其潜在可调峰电量也最大,其补偿费用分摊比例最高。风电机组 10 根据其弃风电量的减少量,承担了约 10%的用户调峰成本。调峰成本在各发电机组之间实现了合理分摊,一方面有利于激励供热机组申报其真实的供热期最小技术出力;另

一方面在供热期与富风期相重叠的情况下,为促进风电消纳提供了有效的市场结算模式。

4 结语

本文引入了参与 C-G 直接交易的电力用户作为系统调峰资源,从交易申报、交易出清、交易结算、交易组织几个方面设计了激励电力用户参与风电消纳的市场机制,建立了考虑电力用户参与风电消纳的日前市场出清模型。算例计算结果表明,在供热机组占比较高、供热期与富风期重合的电力系统中,系统下调旋转备用不足是造成风电弃风的主要原因;引入电力用户参与风电消纳为系统提供了一种负荷低谷时段的需求侧调峰资源,从而有效地减少了风电弃风电量,本文所设计结算机制可以实现调峰补偿成本在火电机组和风电机组之间的合理分摊。本文所提模式、模型具备风电消纳调峰价格发现、电力用户调峰潜力挖掘以及市场成员调峰义务分摊 3 个方面主要功能,将为促进中国“三北”地区富风期的风电消纳开辟市场化途径,为现货市场环境市场成员公平承担调峰义务提供合理的激励机制与市场模式。

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

参 考 文 献

[1] 国家能源局.国家能源局发布 2014 年全社会用电量[EB/OL]. [2015-01-16]. [http://www. nea. gov. cn/2015-01/16/ c133923477.htm](http://www.nea.gov.cn/2015-01/16/c133923477.htm).
[2] 中国电力网.2013 年华北电网风电消纳超 400 亿千瓦时[EB/OL]. [2013-11-22]. [http://www. chinapower. com. cn/ newsarticle/1198/new1198776.asp](http://www.chinapower.com.cn/newsarticle/1198/new1198776.asp).
[3] 黄雅莉,贺志峰.国外风电消纳的主要经验及借鉴[J].陕西电力, 2013(10):19-23.
HUANG Yali, HE Zhifeng. Main experience wind power consumption at abroad and its reference for China[J]. Shannxi Power, 2013(10): 19-23.
[4] 曾丹,姚建国,杨胜春,等.应对风电消纳中基于安全约束的价格型需求响应优化调度建模[J].中国电机工程学报,2014, 34(31):5571-5578.
ZENG Dan, YAO Jianguo, YANG Shengchun, et al. Optimization dispatch modeling for price-based demand response considering security constraints to accommodate the wind power [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(31): 5571-5578.
[5] 别朝红,胡国伟,谢海鹏,等.考虑需求响应的含风电电力系统的优化调度[J].电力系统自动化,2014,38(13):115-120.
BIE Zhaohong, HU Guowei, XIE Haipeng, et al. Optimal dispatch for wind power integrated systems considering demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(13): 115-120.
[6] WANG Jiankang, KENNEDY S W, KIRTLEY J L. Optimization of forward electricity markets considering wind

generation and demand response[J]. IEEE Trans on Smart Grid, 2014, 5(3): 1254-1260.

[7] 宋艺航, 谭忠富, 李欢欢, 等. 促进风电消纳的发电侧、储能及需求侧联合优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2014, 38(3): 610-615.

SONG Yihang, TAN Zhongfu, LI Huanhuan, et al. An optimization model combining generation side and energy storage system with demand side to promote accommodation of wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 38(3): 610-615.

[8] ASHKAN Y, HERBERT H I, TYRONE F, et al. An approach for wind power integration using demand side resources[J]. IEEE Trans on Sustainable Energy, 2013, 4(4): 917-924.

[9] PAPAVALIOU A, OREN S S. Large-scale integration of deferrable demand and renewable energy sources[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2014, 29(1): 489-499.

[10] 王卿然, 谢国辉, 张粒子. 含风电系统的发用电一体化调度模型[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(5): 15-18.

WANG Qingran, XIE Guohui, ZHANG Lizi. An integrated generation consumption dispatch model with wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(5): 15-18.

[11] 王蓓蓓, 刘小聪, 李扬. 面向大容量风电接入考虑用户侧互动的系统日前调度和运行模拟研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(22): 35-44.

WANG Beibei, LIU Xiaocong, LI Yang. Day-ahead generation scheduling and operation simulation considering demand response in large-capacity wind power integrated systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(22): 35-44.

[12] 国务院批转发展改革委关于 2013 年深化经济体制改革重点工作意见的通知[EB/OL]. [2015-03-02]. http://www.gov.cn/jzwgk/2013-05/24/content_2410444.htm.

[13] 国务院关于取消和下放一批行政审批项目等事项的决定 [EB/OL]. [2015-03-02]. http://www.gov.cn/jzwgk/2013-05/15/content_2403676.htm.

[14] 广东大用户直购电扩大试点首签 2.1 亿千瓦时[EB/OL]. [2015-01-14]. http://www.cpn.com.cn/zdyw/201308/t20130814_601637.html.

t20130814_601637.html.

[15] 江苏直购电交易试点扩容[EB/OL]. [2015-03-12]. <http://news.hexun.com/2014-05-12/164683041.html>.

[16] 甘肃电力交易平台完成首笔交易 5.68 亿千瓦时[EB/OL]. [2015-01-21]. http://www.cpn.com.cn/dljg/201407/t20140721_700903.html.

[17] 夏清, 白杨, 钟海旺, 等. 中国推广大用户直购电交易的制度设计与建议[J]. 电力系统自动化, 2014, 37(20): 1-7.

XIA Qing, BAI Yang, ZHONG Haiwang, et al. Institutional design and suggestions for promotion of direct electricity purchase by large consumers in China [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 37(20): 1-7.

[18] PJM. Internal transactions and InSchedule[EB/OL]. [2012-11-08]. <http://www.pjm-miso.com>.

[19] 李道强, 韩放. 美国电力市场中的金融交易模式[J]. 电网技术, 2008, 32(10): 16-21.

LI Daoqiang, HAN Fang. Financial transaction models applied in electricity market in USA[J]. Power System Technology, 2008, 32(10): 16-21.

[20] PAI M A. Energy function analysis for power system stability [M]. Kluwer Academic Publishers, 1989: 245-246.

[21] 国家发展改革委关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知 [EB/OL]. [2015-02-11]. http://www.sdpc.gov.cn/gzdt/201501/t20150109_659879.html.

夏 叶(1984—), 女, 通信作者, 博士, 助理研究员, IEEE 会员, 主要研究方向: 电力市场、调度计划、需求侧响应等。E-mail: xiaye@mail.tsinghua.edu.cn

康重庆(1969—), 男, 教授, IET Fellow, IEEE 高级会员, 主要研究方向: 电力规划与运行、可再生能源、负荷预测、低碳电力技术等。E-mail: cqkang@tsinghua.edu.cn

陈天恩(1963—), 男, 高级工程师, 主要研究方向: 电力市场、电力交易、电力营销等。

(编辑 章黎)

Day-ahead Market Mode with Power Consumers Participation in Wind Power Accommodation

XIA Ye^{1,2}, KANG Chongqing^{1,2}, CHEN Tianen³, LI Yan³

(1. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China;

2. State Key Laboratory of Control and Simulation of Power Systems and Generation Equipments, Tsinghua University, Beijing 100084, China;

3. Northwest Branch of State Grid Corporation of China, Xi'an 710048, China)

Abstract: Facing the wind power accommodation difficulties revealed in ‘Northwest, North and Northeast China’ region during heating season overlapping wind resource surplus season, a novel day-ahead market mode is proposed to encourage power consumers to participate in wind power accommodation based on the market reform plan of direct electricity purchase by major power consumers. Based on power consumer and generation company direct transactions in the spot market environment, the day-ahead market mode with power consumers participating in wind power accommodation is designed including transaction application, transaction clearing, transaction settlement and market organization. A day-ahead market model is developed with power consumers participation in the wind power accommodation mode taken into account alongside individual demands of each power consumer’s power consumption profile and bidding price limits on power consumers. The rationality and effectiveness of the proposed market mode and model is validated by numerical results.

This work is supported by National Science Fund for Distinguished Young Scholars (No. 51325702) and State Grid Corporation of China (No. NWQJYQT(2014)72).

Key words: wind power accommodation; day-ahead market mode; direct transaction; peak shaving cost allocation