

面向东北电网调峰辅助服务市场交易主体的 分摊上限动态机制设计

王一帆,王艺博,尹立敏,刘 闯,蔡国伟,徐粤洋

(东北电力大学 电气工程学院,吉林 吉林 132012)

摘要:东北电网现行的调峰辅助服务市场机制难以应对市场结构变化带来的交易主体实际调峰收益低于预期、积极性降低等问题,且难以满足未来我国以新能源为主体的新型电力系统发展需求。在介绍东北电网现行调峰辅助服务市场费用分摊机制的基础上,分析其局限性,提出面向市场参与主体的分摊上限动态调整机制,以保障调峰供应方的调峰收益;构建以市场交易主体综合收益最高为目标的动态分摊上限数学模型,并提出用于评估调峰辅助服务市场的指标体系。基于辽宁省电网实际运营数据的算例结果验证了所提机制的合理性与有效性。

关键词:东北电网;辅助服务;分摊机制;电力市场;新能源消纳

中图分类号:TM73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202306014

0 引言

为应对以化石能源为主的世界能源结构带来的能源枯竭和环境污染问题,全球能源转型势在必行,这一转型也将改变我国电力能源领域传统的生产方式和消费结构。构建以新能源为主体的新型电力系统是实现碳达峰、碳中和目标的一条重要途径^[1-2],然而,新能源的迅猛发展也带来了一系列问题,最直接的表现就是突出的弃风、弃光问题,这主要是由于我国电力系统调峰能力不足以及缺乏相应的市场机制^[3]。随着未来新能源比例的不断攀升,挖掘电力系统灵活性调节能力愈加重要。

目前,我国电力体制改革正在快速推进,电力现货市场建设进入加速期。建立现货市场是实现调峰的一种有效方法,已有多个国家建立了相对成熟的现货市场,我国首批现货市场试点也取得了一定的成效^[4]。然而,水电比例低、大风期与供热期重叠等特点决定了东北地区现货市场的建设是一项综合性的改革工作^[5]。东北地区调峰辅助服务市场多年积累的运行经验和相对成熟的交易机制与体系能够助力现货市场的建设,因此,在现货市场建设初期,进一步健全完善并利用好调峰辅助服务市场,对电力系统的发展有着重要的现实意义。

现行的调峰辅助服务市场机制使得火电企业的实际深度调峰收入低于预期,这使其参与调峰的积极性降低,造成该情况的原因在于:东北地区新能源装机容量与火电深度调峰能力增长速度不匹配;现

行“两个细则”中的有偿调峰费用分摊机制难以精细化划分分摊责任,这使调峰费用存在缺额。因此,应充分考虑东北地区电力调峰辅助服务市场的运营现状,保障市场主体的合理利益,引导火电企业积极挖掘调峰潜力,释放新能源发电空间,并促进东北地区能源结构向绿色低碳方向转型。

当前,已有学者对我国深度调峰及市场机制设计的问题开展研究。文献[6-7]提出利用储能技术进行电力系统调峰,以缓解调峰压力。文献[8-9]提出将虚拟电厂作为新兴的调峰资源,通过合理调整火电机组的启停调峰有效地解决系统调峰压力过大的问题。文献[10]介绍华东地区调峰辅助服务市场机制,分析市场的运行实践和存在的问题。文献[11]设计火电与新能源双边参与报价的市场机制,并对市场主体进行效益评估。文献[12]建立跟随负荷波动的动态调峰基准以及有利于市场监管的报价规则。上述文献主要是通过改造火电机组的灵活性或增加调峰资源提高电网对新能源的消纳能力,但没有从调峰需求侧出发,通过调整市场主体的利益分配挖掘火电调峰潜力,而合理的市场机制可使电网调峰达到事半功倍的效果。

为了掌握电力市场运行情况,有效规范市场秩序,需要从不同维度科学、合理地分析市场运行效果^[13]。文献[14]介绍国外较为成熟的电力市场监管体系和评价指标,并结合我国实际情况,从信息披露、监管职能、评价机制等方面给出适应现阶段我国电力市场建设的若干建议。文献[15-16]以云南电力市场为基础,构建交易机制的评价指标方法,采用层次分析法与模糊综合评判法完成对模糊评价目标的定量分析。当前关于东北电网调峰辅助服务市场运行评价指标设计的研究成果较少。

收稿日期:2022-11-22;修回日期:2023-04-17

在线出版日期:2023-06-25

基金项目:国家重点研发计划项目(2019YFB1505400)

Project supported by the National Key Research and Development Program of China(2019YFB1505400)

在现有研究的基础上,本文首先对东北电网电力调峰辅助服务市场中的参与方分摊机制及其局限性进行分析;然后,基于东北电网调峰辅助服务市场中的现行分摊机制,设计面向交易主体的分摊上限动态调整机制,建立分摊上限动态调整机制的数学模型,利用市场化手段实现市场主体利益的重新分配,并构建用于评估动态机制下的调峰辅助服务市场指标体系;最后,基于辽宁省电网的实际运营数据进行算例分析,验证本文所提分摊上限动态机制的合理性与有效性。

1 东北电网调峰辅助服务费用分摊机制

1.1 现行分摊机制介绍

东北地区是我国最早的电力辅助服务市场专项改革试点,本文将重点对东北辅助服务市场中的实时深度调峰交易进行分析。深度调峰交易下火电厂实行阶梯式报价方式与价格机制,发电企业需在日前实现浮动报价,现行机制下的火电厂报价规则如附录A表A1所示。

深度调峰费用的结算是辅助服务市场的关键环节,如何合理分配市场各参与方的利益对辅助服务市场的建设有着深远的意义。在现行机制下,东北地区调峰辅助服务费用分摊方包括未达到有偿调峰基准的火电厂、无法承担调峰的风电场、光伏电站和核电厂。各分摊方的分摊方法如下。

1)火电厂的分摊方法。参与分摊的火电机组的实际负荷率是影响耗煤量的关键因素,在负荷率达到一定值后,火电机组的煤耗成本随着负荷率的提高而降低,因此,实行阶梯式分档,根据不同的负荷率区域逐步调整火电机组的分摊比例。火电机组调峰的分摊金额为:

$$F_d = \frac{Q_d^*}{\sum Q_d^* + \sum Q_w^* + \sum Q_s^* + \sum Q_h^*} I \quad (1)$$

式中: F_d 为火电机组 d 调峰的分摊金额; Q_d^* 为火电机组 d 修正后的发电量; I 为调峰补偿总金额; Q_w^* 为风电机组 w 修正后的发电量, Q_s^* 为光伏方阵 s 修正后的发电量, Q_h^* 为核电机组 h 修正后的发电量,修正后的发电量计算公式如附录A式(A1)~(A3)所示。

2)风电场、光伏电站的分摊方法。参与分摊的机组按照修正后的发电量比例进行分摊。修正系数的具体分类如附录A表A2、A3所示。风电机组及光伏方阵调峰的分摊金额分别为:

$$F_w = \frac{Q_w^*}{\sum Q_d^* + \sum Q_w^* + \sum Q_s^* + \sum Q_h^*} I \quad (2)$$

$$F_s = \frac{Q_s^*}{\sum Q_d^* + \sum Q_w^* + \sum Q_s^* + \sum Q_h^*} I \quad (3)$$

式中: F_w 、 F_s 分别为风电机组 w 、光伏方阵 s 调峰的分

摊金额。

3)核电厂的分摊方法。若核电厂有不少于2台机组运行,则分摊的准则为按照机组的实际发电量进行分摊;若核电厂仅有1台机组运行,则核电厂负荷率超过77%的电量参与分摊。具体计算公式如附录A式(A4)、(A5)所示。

在分摊调峰服务费用时需要设置分摊上限,以提高分摊机制的合理性,当统计周期内的分摊方需要分摊的费用高于设置的分摊上限时,该分摊方按照分摊上限进行支付,分摊上限的计算公式如附录A式(A6)~(A9)所示。

当因发电企业受分摊上限的约束而产生调峰服务费用缺额时,将缺额按一定比例分摊给未达到分摊上限的发电企业,具体计算公式如附录A式(A10)所示。若在所有分摊方均按照分摊上限支付后仍存在调峰服务费用缺额,则缺额由参与调峰的火电机组的调峰收入抵消,直到所有调峰机组的调峰收入与所有分摊方支付的分摊费用总额相同,抵消公式如附录A式(A11)所示。

1.2 现行分摊机制的局限性

近年来,东北地区火电机组的灵活性改造程度及调峰能力逐年增加,市场供需结构不断发生变化,受限于现行机制下的分摊上限约束,参与分摊的新能源场站没有承担其应承担的调峰辅助服务费用,这导致火电有偿调峰补偿费用缺额的产生,火电厂调峰收益呈现逐年下降的趋势,现有的补偿和分摊规则难以保证火电厂的利益,使其参与深度调峰的意愿降低。综上可知,现行机制应对市场结构性变化的能力有限,对参与方的利益分配与风险共担问题的处理效果尚待提高,调峰需求方的分摊上限难以适应高比例新能源接入的场景,市场机制的引导作用减小,不利于新能源的消纳。

2 辅助服务费用分摊机制设计与模型构建

2.1 辅助服务费用分摊机制设计

分摊上限机制通过调整调峰市场参与者的利益分配挖掘调峰潜力,由于调峰辅助服务费用以15 min为一个周期进行统计,因此本文以相同时间单位设立动态调峰分摊上限,引导市场向每个状态下的运行效率最高点运行,从而解决有偿调峰费用缺额问题,保障市场运行效率以及参与方的综合收益。

本文提出的分摊机制规定:调峰辅助服务购售电双方的收支费用以15 min为一个出清时段进行清算,辅助服务费用与当月电费一并结算。在竞价日($T-1$, T 为某一参考交易日):调峰市场交易主体完成交易申报;调控中心实时计算上一时段的辅助服务费用分摊上限,结合调峰辅助服务费用计算方法完成市场日前预出清。在运行日(T):以15 min为一

个周期进行实时出清,形成日内发电计划;每小时调控中心对各市场交易主体公示上一小时的交易情况、分摊结果等实时信息;在每个调度周期内,实时调用火电机组并统计实际调用的调峰电量。在运行日结束后:调控中心在第2天($T+1$)01:00发布前一天深度调峰交易的最终交易结果;每月技术支持系统在重新核准各电厂的收支数据后于第5个工作日前公示上个月辅助服务市场的月度信息,使市场公平、透明。市场交易流程图如附录A图A1所示。

2.2 辅助服务费用分摊机制的数学模型

2.2.1 目标函数

本文所提出的面向市场交易主体的分摊上限动态调整机制数学模型以各交易主体的综合收益最高为目标,即:

$$\begin{cases} \max U_D^t = \sum_{d=1}^{n_1} R_{d,t} + \sum_{d=1}^{n_1} I_{d,t} - \sum_{d=1}^{n_1} C_{d,t} - \min \left\{ \sum_{d=1}^{n_2} F_{d,t}, \sum_{d=1}^{n_2} F_{d,t}^{\text{lim}} \right\} \\ \max U_W^t = \sum_{w=1}^{n_3} R_{w,t}^{\text{A-on}} + \sum_{w=1}^{n_4} R_{w,t}^{\text{C}} - \min \left\{ \sum_{w=1}^{n_3} F_{w,t}, \sum_{w=1}^{n_3} F_{w,t}^{\text{lim}} \right\} \\ \max U_S^t = \sum_{s=1}^{n_5} R_{s,t}^{\text{A-on}} + \sum_{s=1}^{n_6} R_{s,t}^{\text{C}} - \min \left\{ \sum_{s=1}^{n_5} F_{s,t}, \sum_{s=1}^{n_5} F_{s,t}^{\text{lim}} \right\} \\ \max U_H^t = \sum_{h=1}^{n_7} R_{h,t}^{\text{A-on}} - \min \left\{ \sum_{h=1}^{n_7} F_{h,t}, \sum_{h=1}^{n_7} F_{h,t}^{\text{lim}} \right\} \end{cases} \quad (4)$$

式中: U_D^t 、 U_W^t 、 U_S^t 、 U_H^t 分别为 t 时刻参与调峰辅助服务市场的火电厂、风电场、光伏电站、核电厂的综合收益; n 为所有火电厂机组总数; $R_{d,t}$ 为 t 时刻火电机组 d 的上网电量收益; n_1 为所有火电厂中提供调峰有偿辅助服务的机组总数; $I_{d,t}$ 为 t 时刻火电机组 d 的调峰补偿费用; $C_{d,t}$ 为 t 时刻火电机组 d 的运行成本; n_2 为所有火电厂中负荷率高于有偿调峰基准的机组总数; $F_{d,t}$ 、 $F_{w,t}$ 、 $F_{s,t}$ 、 $F_{h,t}$ 分别为 t 时刻火电机组 d 、风电机组 w 、光伏方阵 s 、核电机组 h 的调峰分摊金额; $F_{d,t}^{\text{lim}}$ 、 $F_{w,t}^{\text{lim}}$ 、 $F_{s,t}^{\text{lim}}$ 、 $F_{h,t}^{\text{lim}}$ 分别为 t 时刻火电机组 d 、风电机组 w 、光伏方阵 s 、核电机组 h 的有偿调峰费用分摊上限; n_3 、 n_5 、 n_7 分别为所有风电场、光伏电站、核电厂中购买调峰有偿辅助服务的机组总数; $R_{w,t}^{\text{A-on}}$ 、 $R_{s,t}^{\text{A-on}}$ 、 $R_{h,t}^{\text{A-on}}$ 分别为 t 时刻风电机组 w 、光伏方阵 s 、核电机组 h 参与调峰市场获得的上网电量收益; $R_{w,t}^{\text{C}}$ 、 $R_{s,t}^{\text{C}}$ 分别为 t 时刻风电机组 w 、光伏方阵 s 参与跨区现货市场获得的收益; n_4 、 n_6 分别为所有风电场、光伏电站中参与跨区现货市场的机组总数。

火电机组上网电量收益可表示为:

$$R_{d,t} = Q_{d,t}^{\text{on}} \rho_e \quad (5)$$

式中: $Q_{d,t}^{\text{on}}$ 为 t 时刻火电机组 d 的上网电量; ρ_e 为火电机组的上网电价。

火电机组调峰补偿费用可表示为:

$$I_{d,t} = \left(\sum_{l=1}^2 Q_{l,d,t}^{\text{A}} \rho_l \right) v \quad (6)$$

式中: $Q_{l,d,t}^{\text{A}}$ 为 t 时刻火电机组 d 在第 l 档提供的有偿调峰电量; ρ_l 为第 l 档的实际出清电价; v 为修正系数,在供热期时,其值为1,在非供热期时,其值为0.5。

有偿调峰费用分摊上限可表示为:

$$F_{d,t}^{\text{lim}} = Q_{d,t} \rho_e \times 0.25 \alpha_1 \quad (7)$$

$$\begin{cases} F_{w,t}^{\text{lim}} = Q_{w,t} \rho_e \times 0.3 \alpha_2 \\ F_{w',t}^{\text{lim}} = Q_{w',t} \rho_e \times 0.6 \alpha_3 \end{cases} \quad (8)$$

$$\begin{cases} F_{s,t}^{\text{lim}} = Q_{s,t} \rho_e \times 0.2 \alpha_4 \\ F_{s',t}^{\text{lim}} = Q_{s',t} \rho_e \times 0.4 \alpha_5 \end{cases} \quad (9)$$

$$F_{h,t}^{\text{lim}} = Q_{h,t} \rho_e \times 0.3 \alpha_6 \quad (10)$$

式中: $Q_{d,t}$ 、 $Q_{w,t}$ 、 $Q_{s,t}$ 、 $Q_{h,t}$ 分别为 t 时刻火电机组 d 、风电机组 w 、光伏方阵 s 、核电机组 h 的实际发电量; α_1 — α_6 为动态分摊系数; $F_{w,t}^{\text{lim}}$ 、 $F_{s,t}^{\text{lim}}$ 分别为 t 时刻有补贴风电机组 w' 、光伏方阵 s' 的分摊上限。

火电机组运行成本可分为两部分:一部分是提供调峰有偿辅助服务的火电机组运行成本,即火电机组的调峰成本;另一部分是负荷率高于有偿调峰基准的火电机组运行成本,即火电机组的煤耗成本。具体计算公式及推导过程如附录A式(A12)—(A16)所示。

将新能源机组参与调峰市场获得的上网电量收益定义为有偿调峰电量与电价的乘积,并将风电机组/光伏方阵参与跨区现货市场获得的收益定义为参与跨区现货市场的售出电量与电价的乘积,具体计算公式如附录A式(A17)—(A20)所示。

2.2.2 约束条件

1) 系统功率平衡约束^[17],即:

$$\sum_{w=1}^{n_3} P_{w,t} + \sum_{s=1}^{n_5} P_{s,t} + \sum_{h=1}^{n_6} P_{h,t} = \sum_{d=1}^{n_1} P_{d,t}^{\text{sub}} \quad (11)$$

式中: $P_{w,t}$ 、 $P_{s,t}$ 、 $P_{h,t}$ 分别为 t 时刻风电机组 w 、光伏方阵 s 、核电机组 h 的出力; $P_{d,t}^{\text{sub}}$ 为 t 时刻有意愿参与调峰的火电机组 d 的调峰容量。

2) 机组运行约束^[18]。该约束包括火电机组和新能源机组运行约束,其中火电机组运行约束包含爬坡速率约束和机组出力约束。具体公式如附录A式(A21)—(A25)所示。

3) 弃风、弃光率约束,即:

$$\sum_{t=1}^{96} \sum_{w=1}^{n_3} (P_{w,t}^{\text{max}} - P_{w,t}) \leq l_W \sum_{t=1}^{96} \sum_{w=1}^{n_3} P_{w,t}^{\text{max}} \quad (12)$$

$$\sum_{t=1}^{96} \sum_{s=1}^{n_5} (P_{s,t}^{\text{max}} - P_{s,t}) \leq l_S \sum_{t=1}^{96} \sum_{s=1}^{n_5} P_{s,t}^{\text{max}} \quad (13)$$

式中: $P_{w,t}^{\text{max}}$ 、 $P_{s,t}^{\text{max}}$ 分别为 t 时刻风电机组 w 、光伏方阵 s 的最大出力; l_W 、 l_S 分别为根据不同地区电网需求所制定的一天内的弃风、弃光率上限。

4)动态分摊系数约束,即:

$$M_1 \leq \alpha \leq M_2 \quad (14)$$

式中: M_2 、 M_1 分别为动态分摊系数的上、下限,实际计算中可根据动态调整后允许的分摊系数最大值、最小值进行选取。

3 调峰辅助服务市场综合评估

市场机制的有效性对东北地区辅助服务市场的发展具有重要作用,如何科学、合理地分析辅助服务市场的运行效果是当前市场监管部门所关注的问题。本文综合考虑评价指标的实用性与具体性,从市场供需、行为、环保、风险4个方面设计用于评估调峰辅助服务市场的指标体系,以期能对东北地区调峰辅助服务市场的运营情况进行系统的评价,促进市场机制的优化。

3.1 市场供需类指标

市场供需类指标描述了调峰供应方和调峰需求方之间的关系。考虑到东北地区新能源资源丰富的3、4、9、10月(调峰需求增大)与供热期的11、12月(调峰资源减少)是关键月份,在这些时间可能出现调峰供需关系紧张,因此,对关键月份的供需比进行分析,新能源资源丰富月份的供需比与供热期的供需比指标分别为:

$$\Gamma_x = \frac{\sum Q_{i,x}^{\text{sell}}}{\sum Q_{j,x}^{\text{buy}}} \quad (15)$$

$$\Gamma_y = \frac{\sum Q_{i,y}^{\text{sell}}}{\sum Q_{j,y}^{\text{buy}}} \quad (16)$$

式中: $x=3, 4, 9, 10$; $y=11, 12$; Γ_x 为新能源资源丰富的 x 月的调峰辅助服务供需比; $Q_{i,x}^{\text{sell}}$ 为调峰辅助服务供应方 i 在 x 月的供应电量; $Q_{j,x}^{\text{buy}}$ 为有偿调峰辅助服务购买方 j 在 x 月的需求电量; Γ_y 为供热期 y 月的调峰辅助服务供需比; $Q_{i,y}^{\text{sell}}$ 为有偿调峰辅助服务供应方 i 在 y 月的供应电量; $Q_{j,y}^{\text{buy}}$ 为有偿调峰辅助服务购买方 j 在 y 月的需求电量。

3.2 市场行为类指标

为了体现调峰辅助服务供应主体规划的容量策略,定义持留比率为可用辅助服务供应量与可提供辅助服务供应总量之间的比值,如式(17)所示。在市场供应量较紧张时,供应主体可能采取持留容量的策略,通过抬高价格获取高利润,针对该情况,需采取管制措施,以维持市场秩序^[19]。

$$\Lambda_{\text{ret}} = \frac{P_{\text{dec},i}^{\text{max}} - P_{\text{dec},i}}{P_{\text{dec},i}^{\text{max}}} \quad (17)$$

式中: Λ_{ret} 为持留比率; $P_{\text{dec},i}^{\text{max}}$ 为机组可提供调峰辅助服务的最大容量,实际中可取为调峰辅助服务供应方 i 的单日最大申报量; $P_{\text{dec},i}$ 为机组提供调峰辅助服务的实际容量,可取为调峰辅助服务供应方 i 的单日

平均实际申报量。

3.3 市场环保类指标

本文选取新能源消纳电量增长率与 CO_2 、 SO_2 减排量作为市场环保类指标,分别如式(18)—(20)所示。

$$r_{\text{inc}} = \frac{Q_{\tau}^{\text{inc}} - Q_{\tau-1}^{\text{inc}}}{Q_{\tau-1}^{\text{inc}}} \quad (18)$$

$$G_{\text{CO}_2} = \left(\sum P_d^{\text{sell}} \beta \right) c \times 10^{-6} \quad (19)$$

$$G_{\text{SO}_2} = \sum P_d^{\text{sell}} \beta \times 2\gamma s (1-\eta) \quad (20)$$

式中: r_{inc} 为新能源消纳电量增长率; Q_{τ}^{inc} 、 $Q_{\tau-1}^{\text{inc}}$ 分别为在统计期 τ 和统计期 $\tau-1$ 内消纳的新能源发电量; G_{CO_2} 、 G_{SO_2} 分别为 CO_2 、 SO_2 减排量; P_d^{sell} 为单位时间内火电机组 d 下调的调峰容量; β 为煤耗率; c 为碳排放系数; γ 为煤中硫转化为 SO_2 的转化率; s 为煤中的全硫份含量; η 为脱硫效率,为简便计算,本文假设未采用脱硫装置,即 $\eta=0$ 。指标 r_{inc} 通常以年度作为统计周期进行统计分析。

3.4 市场风险类指标

价格波动率是表征市场风险的重要指标^[20],为市场最高边际电价和最低边际电价的差值与日平均出清价格的比值,即利用出清价格的最大波动范围表示价格的波动性,从而体现市场的风险性。价格波动率指标为:

$$\Lambda_{\text{fluct}} = \frac{\rho_{\text{cl}}^{\text{h}} - \rho_{\text{cl}}^{\text{l}}}{\rho_{\text{cl}}} \quad (21)$$

式中: Λ_{fluct} 为价格波动率; $\rho_{\text{cl}}^{\text{h}}$ 为辅助服务市场的最高边际电价,实际中可取为辅助服务市场的最高出清价格; $\rho_{\text{cl}}^{\text{l}}$ 为辅助服务市场的最低边际电价,实际中可取为辅助服务市场最低出清价格; ρ_{cl} 为日平均出清价格。

4 算例分析

4.1 算例概述

为了验证本文所设计机制的合理性,基于辽宁省电网实际运营数据进行算例分析,选取非供热期中2d(采样日1和采样日2)的数据以及供热期中2d(采样日3和采样日4)的数据,并设置现行机制场景和各采样日场景。在现行机制下的分摊系数为0.6,风电动态分摊上限调整参数上限 $M_1=1.67$,下限 $M_2=0.67$ 。所选4d内的实际负荷曲线、新能源预测曲线与实际出力曲线如附录B图B1所示,采样周期内的火电机组参数如附录B表B1所示。另外,新能源消纳电量增长率指标通常以年度作为统计周期,但由于年份数据不足,对于该指标,本文仅对比现行机制和动态机制下4个采样日的新能源消纳电量。

4.2 动态分摊上限结果分析

基于辽宁省电网实际运营数据,根据本文所提

模型计算得到各采样日的风电调峰辅助服务费用分摊结果,如图1所示。

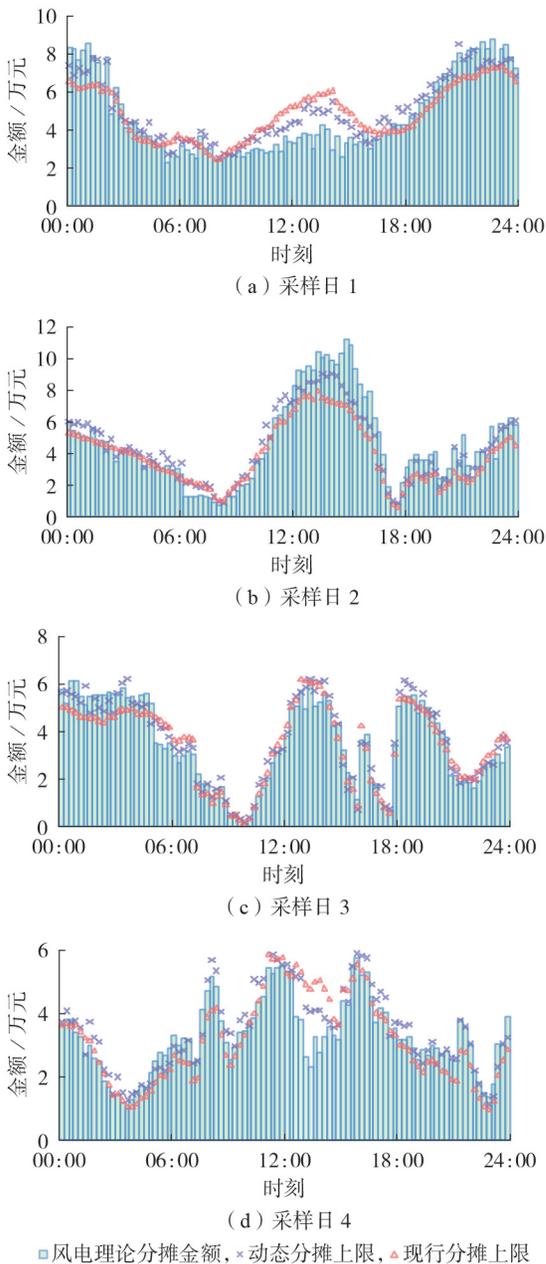


图1 各采样日的风电调峰辅助服务费用分摊结果
Fig.1 Cost allocation results of wind power peak regulation auxiliary service in each sampling day

由图1可知:在大多数情况下风电参与方的动态分摊上限与其理论分摊金额更接近,即相较于现行机制,动态机制下的分摊上限能够更好地与理论分摊金额相适配;在采样日1—4,风电理论分摊金额高于现行分摊上限的时刻数占比分别为51%、74%、53%、62%,这使得现行机制下火电厂调峰收益低于预期,火电厂调峰费用存在较大缺口,从而导致火电厂参与调峰辅助服务的积极性降低。由分摊上限的计算公式可知,分摊上限的主要决定因素为风电修正后的实际发电量,而在图1中的大多时刻,

动态分摊上限高于现行分摊上限对应于风电出力较大的情况,动态分摊上限低于现行分摊上限对应于风电出力较小的情况,即风电出力大小对分摊系数的变化有一定影响。图2为现行机制和动态机制下分摊系数的对比,可以看出,动态机制下的分摊系数能够在各时刻动态调整,这表明电力系统灵活性资源的价值应随着差异化场景的变化而变化。

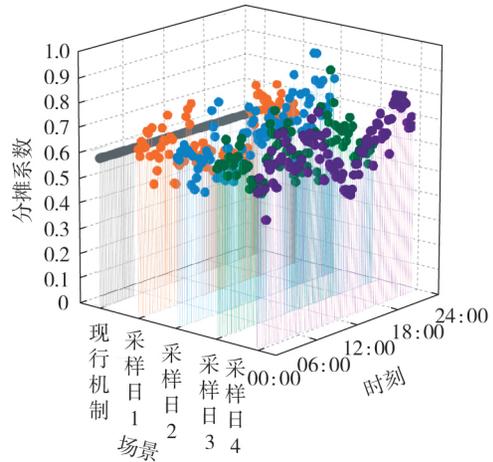


图2 现行机制和动态机制下分摊系数的对比
Fig.2 Comparison of allocation coefficients between current and dynamic mechanisms

4.3 交易主体经济效益分析

图3为各采样日动态机制相较于现行机制的火电厂调峰收益变化。在采样日1—4,火电厂调峰收益分别增加23.49、36.27、13.49、20.84万元。其中,在采样日2的火电厂调峰收益最大,这是由于该日

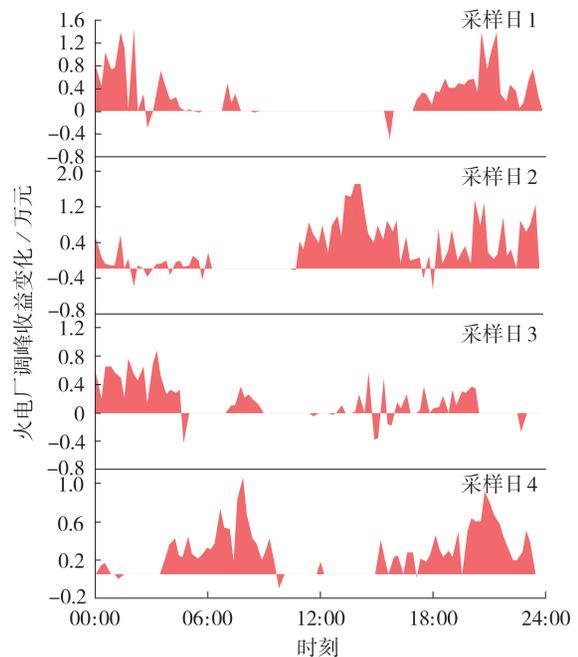


图3 各采样日的火电厂调峰收益变化
Fig.3 Peak regulation revenue change of thermal power plants in each sampling day

的风电调峰辅助服务费用分摊金额几乎均达到上限,火电厂调峰收益的潜在空间最大。综上可知,动态机制保障了火电厂参与调峰辅助服务的收益。

为进一步验证动态机制的优越性,对比动态机制、直接调整和现行机制下的火电厂收益缺额,如附录C表C1所示。在采样日1—4,动态机制下96点的分摊系数均值分别为0.61、0.67、0.64、0.67。由于直接调整下分摊系数的选取缺乏理论依据,为保持客观性,对直接调整设定3种方案:直接调整方案1,将分摊系数设定为4个采样日动态分摊系数的均值0.65;直接调整方案2,将分摊系数调高至0.68;直接调整方案3,将分摊系数调高至0.70。由表可知:动态机制的效果优于直接调整方案1;直接调整方案2下的火电厂收益缺额总和小于动态机制,但相差不大,且在采样日2和采样日4直接调整方案2下的火电厂收益缺额大于动态机制,即直接调整方案2的总体效果优于动态机制,但并不能保证对所有场景的效果最优;直接调整方案3下的火电厂收益缺额总和最小,且由于直接调整方案3的分摊系数设定得过高,在采样日1和采样日3,相较于现行机制,该方案下的火电厂收益增幅比动态机制分别提高22.4%、29.3%,但在采样日4该方案下的火电厂收益缺额大于动态机制,即直接调整方案3也无法保证对所有场景的效果最优。综上可知,对于实际复杂多变的场景,难以设定一个能保证所有场景效果的分摊系数。

表1为考虑弃风与不考虑弃风时现行机制和动态机制下各采样日的风电收益。相较于现行机制,在采样日1—4,动态机制下的风电收益均有不同程度的增大,当考虑弃风时,风电收益分别增大15.8、38.2、21.0、33.2万元,当不考虑弃风时,风电收益分别增大16.1、38.8、21.4、33.8万元。采样日2与采样日4的风电收益大于采样日1和采样日3,这是由于采样日2与采样日4的风电出力大幅增加。因此,在动态机制下,通过火电出让电量空间可以提高风电发电比例,且通过成本优势和相应政策支持可实现风电收益的提升,即动态机制能够有效保障风电参与方的收益。不考虑弃风时各采样日的风电收益均优于考虑弃风,可见新能源渗透率的提高会增加调峰需求,并促使新能源积极参与分摊。

表1 各采样日的风电收益对比

Table 1 Comparison of wind power revenue in each sampling day

是否考虑弃风	机制	风电收益/万元			
		采样日1	采样日2	采样日3	采样日4
是	现行机制	1151.0	3214.4	1568.1	2428.0
	动态机制	1166.8	3252.6	1589.1	2461.2
否	现行机制	1174.6	3280.5	1600.3	2477.9
	动态机制	1190.7	3319.3	1621.7	2511.7

4.4 市场效益评估

为进一步验证动态机制的优越性,对比4类指标计算结果,如表2和表3所示。由表2和表3可知:在2种机制下,各采样日的关键月份供需比均小于1,这表明调峰辅助服务市场供不应求,火电有能力影响市场价格,其调峰潜力并未完全释放,相较于现行机制,动态机制下各采样日的关键月份供需比均有所增大,这表明动态机制能够使市场充分竞争;相较于现行机制,在采样日1—4,动态机制下的持留比率分别降低0.095、0.084、0.009、0.022个百分点,在一定程度上降低了火电对调峰供应量的控制程度,从而降低了火电通过限量抬价扰乱市场秩序进而牟取高额利润的可能性;相较于现行机制,在采样日1—4,动态机制下的新能源消纳电量分别增长0.162%、0.265%、0.165%、0.211%,同时,单位电量的CO₂、SO₂排放量也有所降低,调峰市场具有良性发展态势;动态机制下各采样日的价格波动率均在合理范围内,能够规避市场风险,保持交易的稳定性。

表2 市场供需类和行为类指标计算结果

Table 2 Calculation results of market supply-demand and behavioral indicators

场景	机制	关键月份供需比/%	持留比率/%
采样日1	现行机制	0.669	0.434
	动态机制	0.778	0.339
采样日2	现行机制	0.363	0.597
	动态机制	0.459	0.513
采样日3	现行机制	0.319	0.451
	动态机制	0.372	0.442
采样日4	现行机制	0.277	0.481
	动态机制	0.335	0.459

表3 动态机制下的市场环保类和风险类指标计算结果

Table 3 Calculation results of market environmental protection and risk indicators under dynamic mechanism

场景	新能源消纳电量增长率/%	CO ₂ 减排量/t	SO ₂ 减排量/t	价格波动率/%
采样日1	0.162	7656.766	5802.106	0.528
采样日2	0.265	9967.925	7553.446	0.787
采样日3	0.165	5588.903	4235.132	0.492
采样日4	0.211	6550.024	4963.445	0.336

综上所述,相较于现行机制,动态机制下的调峰辅助服务市场竞争更充分,能够实现资源的优化配置,并在一定程度上调动火电厂参与调峰的积极性。

5 结论

针对因东北电网现行的调峰辅助服务市场机制难以应对市场结构变化而导致的交易主体实际调峰收益低于预期、积极性降低等问题,本文提出市场交易主体有偿调峰费用动态分摊上限思想,构建调峰

辅助服务市场分摊上限动态调整机制,在机制设计的基础上建立数学模型,同时,综合考虑评价指标的实用性和具体性原则,提出具有代表性的4类评价指标,并基于辽宁省供热期与非供热期采样日的实际运营数据,验证了本文所提动态机制能够充分发挥市场的引导作用,有利于均衡市场各交易主体的利益,提高了火电厂调峰积极性。

本文仅考虑源侧各发电企业作为有偿调峰辅助服务费用的分摊方,而没有考虑需求侧,后续笔者将开展考虑将需求侧纳入市场主体的调峰辅助服务费用分摊机制研究,并从预测精度的角度探索火电所提供灵活性的价值量化评估方法,建立考虑灵活性价值的收益分配机制,挖掘系统各环节的灵活性潜力。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 鞠平,姜婷玉,黄桦. 浅论新型电力系统的“三自”性质[J]. 中国电机工程学报,2023,43(7):2598-2608.
JU Ping, JIANG Tingyu, HUANG Hua. Brief discussion on the “three-self” nature of the new power system[J]. Proceedings of the CSEE,2023,43(7):2598-2608.
- [2] 高志远,张晶,庄卫金,等. 关于新型电力系统部分特点的思考[J]. 电力自动化设备,2023,43(6):137-143,151.
GAO Zhiyuan,ZHANG Jing,ZHUANG Weijin, et al. Thoughts on some characteristics of new style power system[J]. Electric Power Automation Equipment,2023,43(6):137-143,151.
- [3] 江岳文,韦嘉睿. 考虑用户侧参与的调峰辅助服务费用分摊机制[J]. 电力自动化设备,2022,42(4):41-47.
JIANG Yuewen,WEI Jiarui. Allocation mechanism of peak-shaving auxiliary service cost considering consumer side participation[J]. Electric Power Automation Equipment,2022,42(4):41-47.
- [4] 宋永华,包铭磊,丁一,等. 新电改下我国电力现货市场建设关键点综述及相关建议[J]. 中国电机工程学报,2020,40(10):3172-3187.
SONG Yonghua,BAO Minglei,DING Yi, et al. Review of Chinese electricity spot market key issues and its suggestions under the new round of Chinese power system reform[J]. Proceedings of the CSEE,2020,40(10):3172-3187.
- [5] 樊宇琦,丁涛,孙瑜歌,等. 国内外促进可再生能源消纳的电力现货市场发展综述与思考[J]. 中国电机工程学报,2021,41(5):1729-1752.
FAN Yuqi,DING Tao,SUN Yuge, et al. Review and cogitation for worldwide spot market development to promote renewable energy accommodation[J]. Proceedings of the CSEE,2021,41(5):1729-1752.
- [6] 崔杨,修志坚,薄利明,等. 考虑火-储深度调峰容量二次分配的含风电电力系统分层优化调度[J]. 电网技术,2022,46(7):2520-2531.
CUI Yang,XIU Zhijian,BO Liming, et al. Hierarchical optimal scheduling of power systems with wind generation considering secondary allocation of thermal-storage deep peaking capacity[J]. Power System Technology,2022,46(7):2520-2531.
- [7] 马静,沈玉明,荣秀婷,等. 考虑储能用户与新能源双边交易调峰服务的电力系统联合运营模式[J]. 电力自动化设备,2023,43(1):113-120.
MA Jing,SHEN Yuming,RONG Xiuting, et al. Joint operation mode of power system considering bilateral peak regulation service transaction between energy storage users and new energy[J]. Electric Power Automation Equipment,2023,43(1):113-120.
- [8] 李嘉媚,艾芊,殷爽睿. 虚拟电厂参与调峰调频服务的市场机制与国外经验借鉴[J]. 中国电机工程学报,2022,42(1):37-56.
LI Jiamei,AI Qian,YIN Shuangrui. Market mechanism and foreign experience of virtual power plant participating in peak-regulation and frequency-regulation[J]. Proceedings of the CSEE,2022,42(1):37-56.
- [9] 李嘉媚,艾芊. 考虑调峰辅助服务的虚拟电厂运营模式[J]. 电力自动化设备,2021,41(6):1-13.
LI Jiamei,AI Qian. Operation mode of virtual power plant considering peak regulation auxiliary service[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(6):1-13.
- [10] 胡朝阳,毕晓亮,王珂,等. 促进负备用跨省调剂的华东电力调峰辅助服务市场设计[J]. 电力系统自动化,2019,43(5):175-182.
HU Zhaoyang,BI Xiaoliang,WANG Ke, et al. Design of peak regulation auxiliary service market for East China power grid to promote inter-provincial sharing of negative reserve[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(5):175-182.
- [11] 张敏,王建学,王秀丽,等. 面向新能源消纳的调峰辅助服务市场双边交易机制与模型[J]. 电力自动化设备,2021,41(1):84-91.
ZHANG Min,WANG Jianxue,WANG Xiuli, et al. Bilateral trading mechanism and model of peak regulation auxiliary service market for renewable energy accommodation[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(1):84-91.
- [12] 罗桓桓,王昊,葛维春,等. 考虑报价监管的动态调峰辅助服务市场竞价机制设计[J]. 电工技术学报,2021,36(9):1935-1947,1955.
LUO Huanhuan,WANG Hao,GE Weichun, et al. Design of dynamic peak regulation ancillary service market bidding mechanism considering quotation supervision[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2021,36(9):1935-1947,1955.
- [13] 和识之,何翔路,姜素华,等. 南方(以广东起步)电力现货市场“月结算”试运行关键监测指标及市场力分析[J]. 电网技术,2023,47(1):175-185.
HE Shizhi,HE Xianglu,LIU Suhua, et al. Key monitoring indicators and market power analysis in “monthly settlement” trial operation of Southern China electricity spot market (starting with Guangdong Province)[J]. Power System Technology,2023,47(1):175-185.
- [14] 江昕玥,侯佳莹,吴华华,等. 澳大利亚电力监管机制及其对中国的启示[J]. 电力系统自动化,2021,45(14):1-12.
JIANG Xinyue,HOU Jiaxuan,WU Huahua, et al. Electricity regulatory mechanisms in Australia and its enlightenment to China[J]. Automation of Electric Power Systems,2021,45(14):1-12.
- [15] 周崇东,杨怡静,王帮灿,等. 电力市场评估指标体系设计及应用:基于模糊层次分析法对云南电力市场的综合评价[J]. 价格理论与实践,2019(7):112-115.
ZHOU Chongdong,YANG Yijing,WANG Bangcan, et al. Design and application of electric power market evaluation index system—a comprehensive evaluation of Yunnan power market based on fuzzy analytic hierarchy process[J]. Price: Theory & Practice,2019(7):112-115.
- [16] 王帮灿,张茂林,徐俊杰,等. 电力市场交易机制综合评价模型研究[J]. 云南电力技术,2019,47(1):80-84,88.

- WANG Bangcan, ZHANG Maolin, XU Junjie, et al. Research on comprehensive evaluation model of electricity market trading mechanism[J]. Yunnan Electric Power, 2019, 47(1): 80-84, 88.
- [17] 郭红霞,白浩,刘磊,等. 统一电能交易市场下的虚拟电厂优化调度模型[J]. 电工技术学报, 2015, 30(23): 136-145.
- GUO Hongxia, BAI Hao, LIU Lei, et al. Optimal scheduling model of virtual power plant in a unified electricity trading market[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(23): 136-145.
- [18] KNUEVEN B, OSTROWSKI J, WATSON J P. Exploiting identical generators in unit commitment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(4): 4496-4507.
- [19] 薛松,胡源,李维,等. 售电市场建设发展成效评估国际经验及我国售电市场评估体系[J]. 电网技术, 2019, 43(6): 1969-1977.
- XUE Song, HU Yuan, LI Wei, et al. International experience in construction and development evaluation of electricity retail market and China's electricity retail market evaluation system design [J]. Power System Technology, 2019, 43(6): 1969-1977.
- [20] LAI S Y, QIU J, TAO Y C, et al. Risk hedging strategies for electricity retailers using insurance and strangle weather derivatives [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 134: 107372.

作者简介:

王一帆(1998—),女,硕士研究生,研究方向为电力系统调峰辅助服务市场与参与方收益分配等;

王艺博(1989—),男,副教授,博士,研究方向为电力市场、电力系统优化调度、功率电子变换技术(E-mail: wangyibofangyuan@126.com)。

(编辑 王锦秀)

Allocation upper limit dynamic mechanism design for trading subjects of peak regulation auxiliary service market in Northeast Power Grid

WANG Yifan, WANG Yibo, YIN Limin, LIU Chuang, CAI Guowei, XU Yueyang

(School of Electrical Engineering, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China)

Abstract: The current peak regulation auxiliary service market mechanism in Northeast Power grid is difficult to cope with the problems such as actual peak regulation revenue lower than expected value and the reduced enthusiasm of trading subjects caused by the change of market structure, and it is difficult to satisfy the future development demand of new style power system with renewable energy as the main body in China. On the basis of introducing the current cost allocation mechanism of peak regulation auxiliary service market in Northeast Power grid, its limitations are analyzed, and an allocation upper limit dynamic adjustment mechanism for market participating subjects is proposed to guarantee the peak regulation revenue of peak regulation suppliers. A mathematical model of dynamic allocation upper limit is constructed with the highest comprehensive revenue of market trading subjects as the object, and an index system for evaluating the peak regulation auxiliary service market is proposed. The example results based on the actual operation data of Liaoning Power Grid verify the rationality and effectiveness of the proposed mechanism.

Key words: Northeast Power Grid; ancillary service; allocation mechanism; electricity market; renewable energy consumption

附录 A:

表 A1 现行机制下火电厂的报价规则

Table A1 Offer rules for thermal power plant under the current mechanism

时期	报价档位	火电厂类型	火电厂负荷率	报价下限[元·(kW·h) ⁻¹]	报价上限[元·(kW·h) ⁻¹]
非供热期	第一档	纯凝火电机组	40%<负荷率≤50%	0	0.4
		热电机组	40%<负荷率≤48%		
	第二档	全部火电机组	负荷率≤40%	0.4	1.0
		纯凝火电机组	40%<负荷率≤48%		
供热期	第一档	热电机组	40%<负荷率≤50%	0	0.4
		纯凝火电机组	40%<负荷率≤48%		
	第二档	全部火电机组	负荷率≤40%	0.4	1.0
		热电机组	40%<负荷率≤50%		

火电机组修正后发电量可表示为:

$$Q_d^* = \sum_{l=1}^3 (Q_{d-l} \times k_l) \quad (A1)$$

式中: Q_{d-l} 为第 l 档火电机组实际发电量; k_l 为修正系数。火电厂具体分档及不同档位下修正系数的取值如表 A2 所示。

风电机组、光伏方阵修正发电量表示如下:

$$Q_w^* = Q_w \times f \times p \times z \quad (A2)$$

$$Q_s^* = Q_s \times f \times q \times z \quad (A3)$$

式中: Q_w 和 Q_s 分别为风电机组、光伏方阵的实际发电量; f 为供热期修正系数; z 为风电场/光伏电站差异性修正系数; p 为风电场上年利用小时数修正系数; q 为光伏电站上年利用小时数修正系数。

表 A2 火电厂有偿调峰费用修正系数

Table A2 Modification factor of paid peak shaving costs for thermal power plant

报价档位	火电厂负荷率 (%)	修正系数
第 1 档	(0,70]	1
第 2 档	(70,80]	1.5
第 3 档	(80,100]	2

表 A3 修正系数分类

Table A3 Correction coefficient classification

修正系数	数值	风电场	修正系数	数值	光伏电站
f	1	非供热期	f	1	非供热期
	2	供热期		2	供热期
z	0.5	无补贴风电场及上网电价与本省火电环保标杆电价价差低于 0.01 元的风电场	z	0.5	无补贴光伏电站及上网电价与本省火电环保标杆电价价差低于 0.01 元的光伏电站
	0.8	国家认定的风电特许权项目		1	其他光伏电站
	1	其他风电场		1	其他光伏电站
p	1	风电场上年利用小时数大于等于上年度保障性收购小时数	q	1	光伏电站上年利用小时数大于等于上年度保障性收购小时数
	0.9-0.1n	低于上年度保障性收购小时数 200*n 小时, n ≥ 1		0.9-0.1n	低于上年度保障性收购小时数 150*n 小时, n ≥ 1
	0	n ≥ 9		0	n ≥ 9

若核电厂不少于 2 台机组运行时，核电机组分摊金额计算如下：

$$F_h = \frac{Q_h \times f}{\left(\sum Q_d^* + \sum Q_w^* + \sum Q_s^* + \sum Q_h^*\right)} \times I \quad (\text{A4})$$

若核电厂仅有 1 台机组运行时，核电机组分摊金额计算如下：

$$F_h = \frac{(Q_h - Q_h^U \times 77\%) \times f}{\left(\sum Q_d^* + \sum Q_w^* + \sum Q_s^* + \sum Q_h^*\right)} \times I \quad (\text{A5})$$

式中： F_h 为核电机组分摊金额； Q_h^U 为核电机组额定可发电量； Q_h 为核电机组实际发电量。

现行机制下有偿调峰费用分摊上限计算方式如下：

$$F_d^{\text{lim}} = Q_d \times \rho_e \times 0.25 \quad (\text{A6})$$

$$\begin{cases} F_w^{\text{lim}} = Q_w \times \rho_e \times 0.3 \\ F_w^{\text{lim}} = Q_w \times \rho_e \times 0.6 \end{cases} \quad (\text{A7})$$

$$\begin{cases} F_s^{\text{lim}} = Q_s \times \rho_e \times 0.2 \\ F_s^{\text{lim}} = Q_s \times \rho_e \times 0.4 \end{cases} \quad (\text{A8})$$

$$F_h^{\text{lim}} = Q_h \times \rho_e \times 0.3 \quad (\text{A9})$$

式中： F_d^{lim} 、 F_w^{lim} 、 F_s^{lim} 、 F_h^{lim} 分别为火电机组 d 、风电机组 w 、光伏方阵 s 、核电机组 h

的分摊上限； F_w^{lim} 、 F_s^{lim} 分别为有补贴风电机组 w' 、光伏方阵 s' 的分摊上限。

未达上限的发电企业所需承担的调峰服务费用缺额 F_{Q-m} 计算方式如下：

$$F_{Q-m} = (Q_m^* - Q^*) \times F_Q \quad (\text{A10})$$

式中： F_Q 为深调费用总缺额； Q_m^* 为发电企业 m 修正后发电量； Q^* 为分摊费用低于分摊上限的发电企业总修正后发电量。

火电机组的缺额消减费用 F_{X-i} 计算公式如下：

$$F_{X-i} = (F_i - F) \times F_Q \quad (\text{A11})$$

式中： F_i 为调峰提供方 i 所得深调费用； F 为调峰提供方 i 其所在地区深调费用的总额。

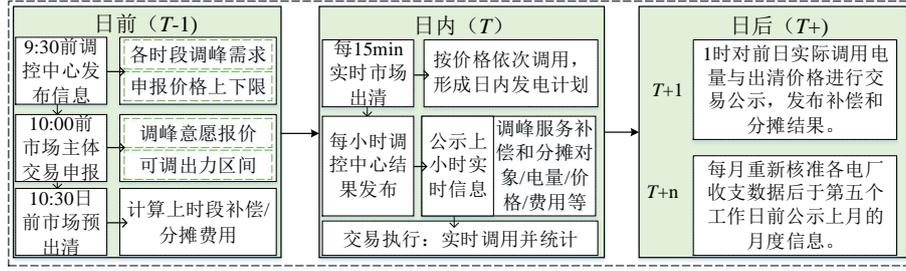


图 A1 市场交易流程图

Fig.A1 Market transaction flowchart

火电机组运行成本可表示为:

$$\sum_{d=1}^n C_{d,t} = \sum_{d=1}^{n_1} C_{\text{peak},d,t} + \sum_{d=1}^{n_2} C_{\text{coal},d,t} \quad (\text{A12})$$

式中: $C_{\text{peak},d,t}$ 为火电机组 d 在 t 时刻的调峰成本; $C_{\text{coal},d,t}$ 为火电机组 d 在 t 时刻的煤耗成本。

火电机组煤耗成本可表示为:

$$C_{\text{coal},d,t} = a \cdot P_{d,t}^2 + b \cdot P_{d,t} + c \quad (\text{A13})$$

式中: $P_{d,t}$ 为火电机组 d 在 t 时刻的实际出力; a 、 b 、 c 为火电耗量特性参数。

火电机组调峰成本可表示:

$$C_{\text{peak},d,t} = C_{\text{peak},d,t}^1 + C_{\text{peak},d,t}^2 = \rho_e \left[P_{d,t}^{\text{plan}} - P_{d,t} \right] + \rho_r \left[a \cdot \left(P_{d,t}^2 - (P_{d,t}^{\text{plan}})^2 \right) + b \cdot \left(P_{d,t} - P_{d,t}^{\text{plan}} \right) \right] \quad (\text{A14})$$

$$C_{\text{peak},d,t}^1 = \rho_e \left(P_{d,t}^{\text{plan}} - P_{d,t} \right) - \frac{P_{d,t}^{\text{plan}} - P_{d,t}}{P_{d,t}^{\text{plan}}} \left(a \cdot P_{d,t}^{\text{plan}^2} + b \cdot P_{d,t}^{\text{plan}} + c \right) \rho_r \quad (\text{A15})$$

$$C_{\text{peak},d,t}^2 = \rho_r \left(a \cdot P_{d,t}^2 + b \cdot P_{d,t} + c \right) - \frac{P_{d,t}}{P_{d,t}^{\text{plan}}} \left(a \cdot \left(P_{d,t}^{\text{plan}} \right)^2 + b \cdot P_{d,t}^{\text{plan}} + c \right) \rho_r \quad (\text{A16})$$

式中: $C_{\text{peak},d,t}^1$ 为火电机组 d 在 t 时刻损失的发电收益; $C_{\text{peak},d,t}^2$ 为火电机组 d 在 t 时刻改变出力产生的煤耗成本; ρ_r 为燃煤价格; $P_{d,t}^{\text{plan}}$ 为火电机组 d 在 t 时刻的预计出力。

新能源机组参与调峰市场获得的上网电量收益可表示为:

$$R_{w,t}^{\text{A-on}} = Q_{w,t}^{\text{A}} \times \rho_e \quad (\text{A17})$$

$$R_{s,t}^{\text{A-on}} = Q_{s,t}^{\text{A}} \times \rho_e \quad (\text{A18})$$

$$R_{h,t}^{\text{A-on}} = Q_{h,t}^{\text{A}} \times \rho_e \quad (\text{A19})$$

式中: $Q_{w,t}^{\text{A}}$ 、 $Q_{s,t}^{\text{A}}$ 、 $Q_{h,t}^{\text{A}}$ 分别为风电机组 w 、光伏方阵 s 、核电机组 h 在 t 时刻购买的有偿调峰电量。

风电机组/光伏方阵参与跨区现货市场获得的收益可表示为:

$$\begin{cases} R_{w,t}^{\text{C}} = Q_{w,t}^{\text{C}} \times \rho_c \\ R_{s,t}^{\text{C}} = Q_{s,t}^{\text{C}} \times \rho_c \end{cases} \quad (\text{A20})$$

式中: $Q_{w,t}^{\text{C}}$ 、 $Q_{s,t}^{\text{C}}$ 分别为风电机组 w 、光伏方阵 s 在 t 时刻参与跨区现货市场售出电量; ρ_c 为跨区现货市场电价。

火电机组爬坡速率约束可表示为:

$$\begin{cases} \sum_{d=1}^{n_1} P_{d,t} - \sum_{d=1}^{n_1} P_{d,t-1} \leq \sum_{d=1}^{n_1} P_d^{\text{up}} \times \Delta T \\ \sum_{d=1}^{n_1} P_{d,t-1} - \sum_{d=1}^{n_1} P_{d,t} \leq \sum_{d=1}^{n_1} P_d^{\text{down}} \times \Delta T \end{cases} \quad (\text{A21})$$

式中： P_d^{up} 、 P_d^{down} 为系统内有意愿参与调峰的火电机组最大向上/下爬坡速率； ΔT 取 15 分钟作为统计周期。

火电机组出力约束可表示为：

$$P_d^{\text{min}} \leq P_{d,t}^{\text{plan}} - P_{d,t} \leq P_d^{\text{max}} \quad (\text{A22})$$

式中： P_d^{max} 、 P_d^{min} 分别为参与调峰的火电机组 d 最大、最小技术出力值。

新能源机组运行约束可表示为：

$$0 \leq P_{w,t} \leq P_{w,t}^{\text{max}} \quad (\text{A23})$$

$$0 \leq P_{s,t} \leq P_{s,t}^{\text{max}} \quad (\text{A24})$$

$$0 \leq P_{h,t} \leq P_{h,t}^{\text{max}} \quad (\text{A25})$$

式中： $P_{w,t}^{\text{max}}$ 、 $P_{s,t}^{\text{max}}$ 、 $P_{h,t}^{\text{max}}$ 分别为风电机组 w 、光伏方阵 s 、核电机组 h 在 t 时刻的最大出力能力。

附录 B:

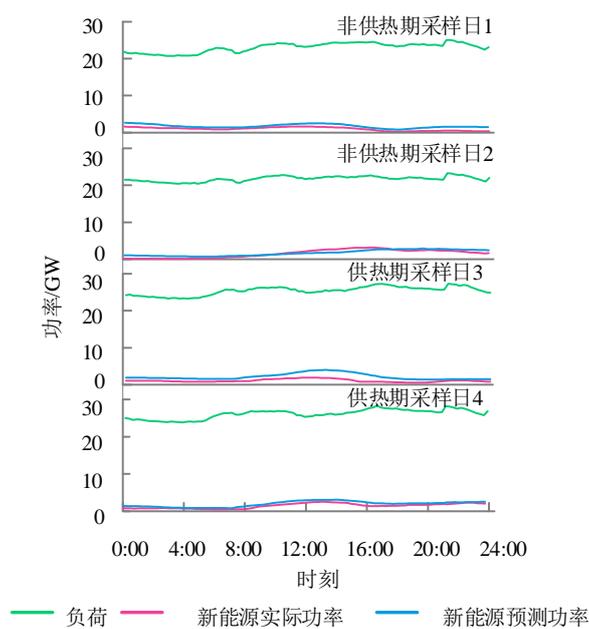


图 B1 辽宁省日负荷及新能源出力曲线

Fig.B1 Daily load and new energy output curve in Liaoning Province

表 B1 算例火电机组数据

Table B1 Example data of thermal power unit

机组	最大出力/MW	最小出力/MW	机组爬坡 / (MW·min ⁻¹)	机组	最大出力/MW	最小出力/MW	机组爬坡 / (MW·min ⁻¹)
1-4	350	70	3.5	38,39	300	90	5
5,60	300	70	4	42-45	300	120	3
6-7	350	60	3.5	48,49	220	88	2.2
8,61	135	60	1.5	50	150	95	3
9-10	330	80	4	51	180	90	2
11,12,58	350	120	3.5	52,53	330	120	3.5
13,14	320	120	3.2	54,55	350	150	3.5
15,16	600	90	6	56,57	330	95	3
17,18	600	170	6	59,70-72	150	60	2
19,63	350	105	3.7	62,63	200	85	2
20,21	350	130	3.5	64,65	90	48	2
22-27	300	100	3	66	120	72	3
28,29	350	100	6	67	135	72	3
30-33,40,41,46,47	600	180	6	68	350	295	3.5
34,35	270	150	3	69	330	295	3.5
36,37	350	135	3.5				

附录 C:

表 C1 不同分摊系数下火电厂收益缺额对比

Table C1 Thermal power revenue shortfall under different apportionment coefficients

场景	火电厂收益缺额/万元				
	直接调整	直接调整	直接调整	动态机制	现行机制
	方案 1	方案 2	方案 3		
采样日 1	19.48	11.26	7.15	15.98	39.48
采样日 2	63.03	52.18	45.46	48.24	84.51
采样日 3	11.59	6.33	3.73	10.87	24.36
采样日 4	16.89	12.32	9.34	7.42	28.26
合计	111.00	82.08	65.68	82.50	176.60