

跨省水火协同优化电力调峰辅助服务市场机制设计

黄海涛,叶志鹏

(上海电力大学 电气工程学部,上海 200090)

摘要:针对区域调峰市场服务主体扩大至常规水电及其与省级市场衔接问题,构建了一种跨省水火协同优化电力调峰辅助服务市场机制。该机制考虑水电上网电价、不同的运行区经济和安全稳定特性,提出了水电基本调峰基准界定方法与调峰机会成本方法;针对发电权置换区域调峰市场类型,根据水煤调峰电量有无返还的不同调峰交易类型、深度调峰成本的显著差异,紧密结合区内各省级调峰市场限价的地区差别,细分水电与燃煤深度调峰交易品种,提出了一种“分类分级限价、分类出清”交易机制,实现水电优先出清及其与煤机的差异化限价,兼顾了省级调峰市场限价要求,构造与之适配的补偿与分摊机制。算例验证表明该机制可进一步深挖水电深度调峰能力,统筹水煤调峰服务特性与成本显著差异,实现协同市场化调峰优化,提升系统调峰能力、降低调峰成本,避免省级购买区域调峰资源成本超过自身调峰价格上限。

关键词:电力市场;调峰辅助服务市场;区域调峰辅助服务市场;水火协同调峰;水电深度调峰

Design of an inter-provincial hydro-thermal coordinated ancillary service market for power peak regulation

HUANG Haitao, YE Zhipeng

(Faculty of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: A cross-provincial hydro-thermal ancillary service market mechanism is proposed to address the integration of conventional hydropower into regional peak regulation markets and its coordination with provincial markets. Hydropower feed-in tariffs are considered, together with the economic attributes and security-stability characteristics of different operational zones. A method for hydropower basic peak regulation is proposed, and an opportunity cost model for peak regulation is developed. For the generation right replacement market, transactions are categorized. The categorization is based on whether energy return is involved in hydro-coal peak regulation. The significant differences in deep peak regulation costs are considered, as well as the regional variations in provincial market price caps. Distinct trading products are defined for hydropower deep peak regulation and coal-fired deep peak regulation. A mechanism of categorized and tiered price caps with separate clearing is then proposed to achieve priority clearing for hydropower and differentiated price caps for hydro and coal units. Meanwhile, provincial price cap requirements are accommodated. Compatible compensation and cost allocation mechanisms are constructed. Through case verification, it is demonstrated that the deep peak regulation capability of hydropower is further harnessed. Hydro-coal peak regulation services are coordinated despite their cost differences. Market-based peak regulation optimization is enabled. System regulation capability is enhanced and overall costs are reduced. The exceeding of provincial peak regulation price caps by the cost of purchasing regional peak regulation resources is prevented.

Key words: electricity market; peak-shaving ancillary service market; regional peak-shaving ancillary service market; hydro-thermal coordinated peak regulation deep; hydropower peak regulation

0 引言

新型电力系统构建下,区域内新能源跨越式发展,其功率高峰时段大幅挤占常规机组功率空间,造成系统可调节能力下降,调峰问题突显^[1-2]。与此同时,区外清洁能源往往以不调峰或反调峰的方式馈入,加剧系统供需不平衡^[3]。因此,亟待开展跨省调峰资源交易,以市场价格信号为指导,促进可

调节资源在区域内优化配置。目前我国电力市场处于改革阶段,多数省份现货市场尚在试运行中,未能构建较为成熟的“中长期+现货”市场体系,省间及区域现货市场亟待完善^[4-6]。区域调峰市场作为调节区域内各省市供需不平衡的关键机制仍需保留,将适宜可调节性资源纳入服务主体范围内。常规水电响应速度快、启停灵活,适宜承担调峰责任。水电机组调节范围通常在稳定运行区及无振动区内,未能进一步考虑可短时调减至限制运行区的深度调峰能力,可挖掘此部分容量。国家发展改

收稿日期:2026-03-18;修回日期:2026-05-18

基金项目:国家自然科学基金项目(U2066214)

革委、国家能源局发布新的限价政策以来^[7],陕西、宁夏、青海等省市自治区已调整调峰辅助服务价格限制,不高于当地平价新能源项目上网电价。然而,区域调峰市场尚未作出调整,缺少可提供经验。

针对调峰市场,已有大量文献研究市场机制设计^[8-11]以及市场竞价策略^[12-14]等方面。参与主体上,早期以燃煤机组、抽水蓄能电站为主;后续则将新型可调节资源纳入市场体系中^[15-18]。对于水电机组参与有偿调峰以固定补偿的启停调峰方式为主,较少研究深度调峰方式。西北将梯级水电纳入到区域调峰市场中,设计了水电“丰枯双向参与”方式,从而避免弃水损失^[9]。青海调峰市场将调峰弃水纳入到实时深度调峰交易品种中,但执行固定补偿价格。云南探索了水电机组运行在特殊工况下获取调峰补偿^[19]。文献[20]从水电机组日平均功率确定调峰基准,未能考虑水电不同运行区功率特性以及没有实现市场交易。综上所述,对于装机容量丰富、调节性能优越的常规水电,如何挖掘深度调峰能力、实现市场化配置待研究。

针对以上不足,本文设计了水火协同参与区域调峰市场机制。提出了水电基本调峰基准并构建基于机会成本的调峰成本测算方法,挖掘了水电短时深度调峰能力;设计“分类分级限价、分类出清”的交易机制,克服了水火电机组因交易类型和调峰成本差异难以协同出清的障碍,同时避免省级购买区域调峰资源成本超过自身价格限制。

1 市场机制设计及其框架

原区域调峰市场为燃煤深度调峰单一交易品种,执行发电权置换交易^[21]。买方申报日前调峰购买需求96点曲线,卖方申报分段递减式日前96点调峰“电力-电价”曲线,无价格限制。采用统一边际电价出清机制,按原有合同电量电价与出清价格差值形成调峰补偿价格,以“谁引起,谁分摊”原则分摊调峰费用。在原市场基础上,将常规水电纳入提供主体,并考虑与省级调峰市场限价衔接^[9]。

基于水煤调峰方式差异化设计交易品种,考虑调峰成本,衔接省级限价政策,设置分类限价,总体框架如图1所示。①设置水煤深度调峰交易品种。水电采用“低谷调减功率、高峰电量追补”调峰方式,以避免弃水,仅为功率下调而非煤机电量形式的调峰服务,决定了不可采用原市场调峰电量视为已发电量,从中长期合约中扣除的发电权置换交易类型,故增设水电电量追补的下调功率交易类型,细分交易品种。②考虑分省限价与水火协同优

化的分类分级市场交易与出清机制。报价方式上,考虑交易类型的不同、调峰机会成本差异显著,根据边际调峰成本高低,采用分段或单段报价机制,设置水电申报上限,对燃煤交易品种设置“分级限价”机制,形成两市场间价格衔接。市场出清上,水电优先出清,充分利用水电低成本调峰容量;燃煤分级出清,避免各省市购买区域调峰市场资源成本超过自身消纳新能源成本上限。最后,形成“分类分级限价、分类出清”机制,实现水煤差异化补偿,避免水电过度补偿。③相应调整补偿、分摊机制,以市场出清价格为基准,形成水煤差异化调峰补偿价格与费用计算方法,费用分摊规则不变。

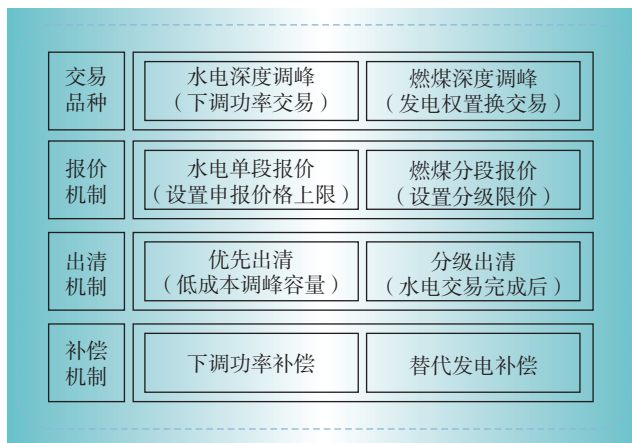


图1 市场机制总体框架

Fig. 1 Overall framework of market mechanism

2 水电与燃煤机组调峰成本与比较

2.1 调峰基准确定

燃煤机组基本调峰基准目前已达成共识,受技术运行经济性、容量补贴电价,以及锅炉稳燃、水动力工况与脱硝装置等是否正常的影响,通常按负荷率界定,具体各地区不同。目前水电厂普遍执行优先发电政策,根据政府核定上网电价结算,其中包括了义务调峰责任。按照《水轮机运行规程》规定,不宜在限制运行区长期运行、不应在禁止运行区运行^[22],未能考虑具有调节能力的水电厂具备将功率短时调减至限制运行区的深度调峰能力。可根据其上网电价、各运行区经济和安全稳定特性,界定基本调峰基准,即:将耗水率增加、振动加大与存在转轴磨损加重的限制运行区视为深度调峰^[23],云南调峰市场已经考虑此部分容量,已发布征求意见^[19]。具体可依据并网调度协议或机组稳定性试验报告确定,深度调峰容量取限制运行区内且距该区间下限预留5%~10%安全裕度。

2.2 水电与燃煤机组调峰成本

机组深度调峰成本主要包括固定成本、机会成本两部分。固定成本为机组调减功率时造成的机械损失以及调峰所需要的各种行为的费用,纳入到折旧费中,通过上网电价和容量补贴电价回收。机会成本则反映机组承担调峰辅助服务而少发电量引起的利润损失。水电机组的螺栓、导叶等部件成本较低^[24],故不考虑额外运维成本,仅对机会成本补偿。

机组机会成本由电能量收入损失和运行成本增量两部分组成。燃煤机组在深度调峰不投油阶段主要为电能量收入损失;进入深度调峰投油阶段后,因单位煤耗明显上升,燃料成本增量显著增加与投油成本,机会成本大量增加。因此,限价政策未施行前,燃煤调峰补贴价格在0.1~1.0元/kWh,如图2(a)所示。水电机组调峰电量追补,故无电能量收入损失,只有运行成本增量。具体为机组调减功率致耗水率增加,导致可发电量损失,使此部分电量无法获得上网收益,如图2(b)所示,机会成本在0.03元/kWh以内。对比水煤调峰机会成本可知,两者差异显著,应进行分类补偿。水电调峰机会成本测算方法具体分析见附录A。

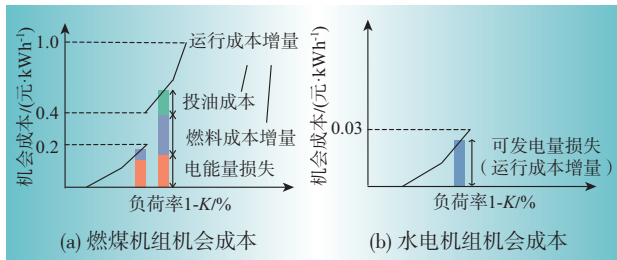


图2 水煤机组机会成本分段线性化

Fig. 2 Piecewise linearization for opportunity cost in thermal-hydro units

3 考虑分省限价与水火协同优化的分类分级市场交易与出清机制

3.1 报价方式与价格限制

价格限制方面,按照“调峰成本合理补偿”“各省新能源消纳成本不超过其发电价值”原则确定。考虑水电机组调峰机会成本远低于新能源平价上网电价,因此按其2.2节测算结果确定水电申报价格上限,燃煤机组根据各省级调峰市场限价水平差异化,确定分级数目与价格限制水平,从而形成“分类分级”限价机制。此外,综合考虑交易类型的不同、调峰机会成本差异显著,根据不同负荷率下的边际调峰成本高低,制定分段或单段报价机制。其中,水电机组执行报量报价且不分段,燃煤机组则

执行非递增式多段式报价。

3.2 市场出清

水煤交易类型的不同、调峰成本的差异,宜采用分类出清方式。水电优先出清,按买方省市调峰需求比例分配,公平共享。燃煤机组分级出清,当出清价格违反了任何一级限价时,则按所违反的最高一级限价确定本级出清价格,将售出报价高于该级限价的申报量总和按买方省市调峰需求比例分配本级中标调峰需求,剩余调峰需求再按此方式进行出清,得到分级出清价格和分级各省购买调峰容量。最终,形成“分类分级限价、分类出清”机制,实现水煤差异化补偿,避免水电过度补偿。

3.3 与省级市场的衔接

在省级电网进行本省调峰市场或现货市场交易后仍预测调峰资源不足时,相应省级电力调度机构向区域电力调度机构申报调峰需求,卖方为省级及以上调度机构调度管辖且所处电网调峰资源充足的发电机组,由区域电力调度机构进行区域调峰市场出清,形成考虑安全约束的出清结果纳入省间联络线计划执行。对于省级现货市场未运行地区,根据区域调峰市场出清结果,更新省内机组次日发电计划。省级现货市场运行地区则先开展本省现货市场预出清,再参与区域调峰市场,出清结果作为本省现货市场出清边界条件,中标容量在省内现货市场出清中预留,最后得到省内现货市场正式出清结果。费用补偿与分摊衔接见第5节。

4 市场出清模型

4.1 目标函数

调峰辅助服务费用分为两部分,一是购买水电优先出清的下调功率费用,二是购买燃煤机组分级出清的发电权置换费用,为买方省付给买方省厂站的增发电量费用与卖方省支付的替发补偿费用差值。以两者费用最小化为目标函数,如式(1)所示

$$\min F = \sum_{t=1}^T \left[\sum_{l=1}^L \sum_{m=1}^M P_{t,l,m} R_{t,l,m} + \sum_{k=1}^K \sum_{n=1}^N \sum_{d=1}^D P_{t,k,n} (R_d - R_{t,k,n}) \right] \quad (1)$$

式中: T 为调度总时段; L 和 K 分别为水电机组数量; M 和 N 分别为水电机组、燃煤机组申报价格分段数; D 为区域内买方省市总数; $P_{t,l,m}$ 和 $P_{t,k,n}$ 分别为时段 t 水电机组 l 在第 m 段中标量、燃煤机组 k 在第 n 段中标量; R_d 为买方省市 d 价格限制; $R_{t,l,m}$ 、 $R_{t,k,n}$ 分别为时段 t 水电机组 l 第 m 段功率区间的报

价、燃煤机组 k 第 n 段功率区间的报价。

4.2 系统调峰平衡约束

$$\sum_{l=1}^L \sum_{m=1}^M P_{t,l,m} + \sum_{k=1}^K \sum_{n=1}^N P_{t,k,n} + \sum_{d=1}^D \Delta P_{t,d} = Q_t \quad (2)$$

式中: $\Delta P_{t,d}$ 为时段 t 分级出清下买方省市 d 未能购买到的调峰容量; Q_t 为时段 t 下所有买方省市申报的调峰容量。

4.3 机组功率约束

水电机组功率上下限约束

$$P_l^b \leq P_{t,l} \leq P_l^{\max} \quad (3)$$

$$P_{t,l} = P_{t,l,0} - \sum_{m=1}^M P_{t,l,m} \quad (4)$$

式中: P_l^b 为水电机组 l 深度调峰状态下的最小功率; $P_l^{\max}$ 为水电机组 l 最大功率; $P_{t,l}$ 为时段 t 水电机组 l 功率; $P_{t,l,0}$ 为水电机组 l 原计划功率。

燃煤机组功率上下限约束

$$P_k^b \leq P_{t,k} \leq P_k^{\max} \quad (5)$$

$$P_{t,k} = P_{t,k,0} - \sum_{n=1}^N P_{t,k,n} \quad (6)$$

式中: P_k^b 为燃煤机组 k 深度调峰状态下的最小功率; $P_k^{\max}$ 为燃煤机组 k 最大功率; $P_{t,k}$ 为时段 t 燃煤机组 k 功率; $P_{t,k,0}$ 为燃煤机组 k 原计划功率。

4.4 爬坡约束

水电机组爬坡约束

$$-\Delta P_l^{\text{dn}} \leq P_{t,l} - P_{t-1,l} \leq \Delta P_l^{\text{up}} \quad (7)$$

式中: ΔP_l^{up} 和 ΔP_l^{dn} 分别为水电机组 l 的爬坡功率上、下限值。

燃煤机组爬坡约束

$$-\Delta P_k^{\text{dn}} \leq P_{t,k} - P_{t-1,k} \leq \Delta P_k^{\text{up}} \quad (8)$$

式中: ΔP_k^{dn} 和 ΔP_k^{up} 分别为燃煤机组 k 的爬坡功率上、下限值。

4.5 线路潮流约束

$$-P_x^{\min} \leq P_{t,x} \leq P_x^{\max} \quad (9)$$

$$P_{t,x} = P_{t,x,0} - \sum_{l=1}^L \sum_{m=1}^M P_{t,l,m} Z_{t,l,x} - \sum_{k=1}^K \sum_{n=1}^N P_{t,k,n} Z_{t,k,x} - \sum_{g=1}^G \left(\sum_{l=1}^L \sum_{m=1}^M \delta_{g,l} P_{t,l,m} + \sum_{k=1}^K \sum_{n=1}^N \delta_{g,k} P_{t,k,n} \right) Z_{t,g,x} \quad (10)$$

式中: $P_x^{\min}$ 和 $P_x^{\max}$ 分别为线路 x 潮流最小、最大值; $P_{t,x}$ 和 $P_{t,x,0}$ 分别为时段 t 线路 x 的潮流值、初始潮流值; $Z_{t,l,x}$ 、 $Z_{t,k,x}$ 和 $Z_{t,g,x}$ 分别为时段 t 水电机组 l 、燃煤机组 k 和省间联络线 g 对线路 x 的灵敏度; $\delta_{g,l}$ 、 $\delta_{g,k}$ 分别为水电机组 l 、燃煤机组 k 在省间联络线 g 的线路因子,取0或1。

4.6 断面潮流约束

$$P_y^{\min} \leq P_{t,y} \leq P_y^{\max} \quad (11)$$

$$P_{t,y} = P_{t,y,0} - \sum_{l=1}^L \sum_{m=1}^M P_{t,l,m} Z_{t,l,y} - \sum_{k=1}^K \sum_{n=1}^N P_{t,k,n} Z_{t,k,y} - \sum_{g=1}^G \left(\sum_{l=1}^L \sum_{m=1}^M \delta_{g,l} P_{t,l,m} + \sum_{k=1}^K \sum_{n=1}^N \delta_{g,k} P_{t,k,n} \right) Z_{t,g,y} \quad (12)$$

式中: $P_y^{\min}$ 和 $P_y^{\max}$ 分别为网络断面 y 潮流最小、最大值; $P_{t,y}$ 和 $P_{t,y,0}$ 分别为时段 t 断面 y 的潮流值、初始潮流值; $Z_{t,l,y}$ 、 $Z_{t,k,y}$ 和 $Z_{t,g,y}$ 分别为时段 t 水电机组 l 、燃煤机组 k 和省间联络线 g 对断面 y 的灵敏度。

分级出清模型具体分析见附录B。

5 调峰费用补偿与分摊

考虑区域电网电费结算管理模式,采用区域电网居中与各省级电网以及直调机组结算,各省级电网再与购买与售出调峰服务的发电企业进行电费结算。以市场出清价格为基准,形成水煤差异化的调峰补偿价格与调峰费用计算方法。费用分摊沿用原市场规则,即省级现货市场未运行地区按区域调峰市场运营规则分摊,省级现货市场运行地区按当地现货市场规则规定分摊。

5.1 调峰费用补偿

水电调峰补偿费用按其交易品种的边际出清价格乘以中标电量形成。水电机组调峰电量返还,在月内负荷高峰时期增发。

$$F_{l,c} = \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M P_{t,l,m} R_{t,l,s} \quad (13)$$

式中: $F_{l,c}$ 为水电机组 l 调峰补偿费用; $R_{t,l,s}$ 为时段下水电深度调峰交易品种的边际出清价格。

燃煤根据各级出清价格向买方支付替代发电补偿费用,收益为原有合同电量电价与分级出清价格差值乘以中标电量。燃煤机组调峰电量视为已发电量从中长期合约扣除。

$$F_{k,c} = \sum_{t=1}^T \sum_{x=1}^X P_{t,k,x} R_{t,k,x} \quad (14)$$

$$\sum_{x=1}^X P_{t,k,x} = \sum_{n=1}^N P_{t,k,n} \quad (15)$$

式中: $F_{k,c}$ 为燃煤机组 k 支付的替代发电补偿费用; X 为分级限价下出清价格总数; $R_{t,k,x}$ 为燃煤深度调峰交易品种在第 x 级限价下的出清价格; $P_{t,k,x}$ 为燃煤机组 k 在第 x 级限价下的中标容量。

5.2 调峰费用分摊

当买方省市发电企业在调峰市场交易时段内发电利用率大于在该省消纳所有发电企业的平均发电利用率视为未履行调峰责任,按超出平均发电利用率的多发电量占总多发电量的比例分摊调峰费用。

$$F_{d,u,f} = \sum_{t=1}^T \frac{Q_{t,u,d}^{\text{more}}}{\sum_{u=1}^U Q_{t,u,d}^{\text{more}}} \left[\sum_{l=1}^L \sum_{m=1}^M \frac{Q_{t,d}}{\sum_{d=1}^D Q_{t,d}} P_{t,l,m} R_{t,l,s} + \sum_{x=1}^X \sum_{k=1}^K P_{t,d,x,k} (R_d - R_{t,k,x}) \right] \quad (16)$$

式中： $F_{d,u,f}$ 为买方省市 d 中发电企业 u 分摊的调峰辅助服务费用； $Q_{t,u,d}^{\text{more}}$ 为时段 t 下买方省市 d 中发电企业 u 的多发电量； $P_{t,d,x,k}$ 为时段 t 下买方省市 d 在第 x 级限价下购买的燃煤机组 k 的调峰容量。

6 算例分析

为验证所提机制合理性,从测算水电机组调峰机会成本和模拟参与某日区域调峰市场开展分析。

6.1 算例验证

6.1.1 水电基本调峰界定与调峰机会成本测算

某实际水电站单机装机容量为 600 MW,功率特性曲线如附录 C 图 C-1 所示。210 MW 以下为禁止运行区,210 MW~300 MW 为限制运行区,300 MW~600 MW 为稳定运行区。取稳定运行区下限 300 MW 为基本调峰基准,上网电价取 0.25 元/kWh。根据 2.2 节模型,对水电机组调峰机会成本进行测算,得到的水电机组调峰机会成本曲线如图 3 所示。

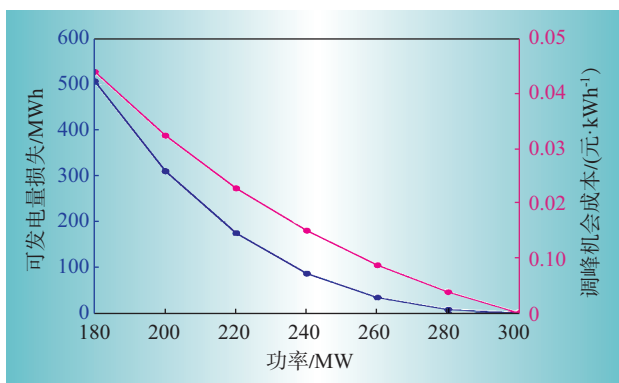


图3 水电机组调峰机会成本曲线

Fig. 3 Peak-shaving opportunity cost curve for hydropower units

由图 3 可知,水电机组在额定水头下功率处于限制运行区时,调峰机会成本在 0~0.03 元/kWh。进入禁止运行区以后,耗水率明显增加,造成机会电量与调峰机会成本大幅上升。同时,考虑低负荷功率对水电机组的机械损伤,适合在限制运行区内确定深度调峰范围,且预留一定安全裕度。

6.1.2 算例描述

以某区域调峰市场夜间风电大发模拟运行数据为基础。A、B 省需求曲线如附录 C 图 C-2 所示。

23 台燃煤机组以及 2 台 600 MW 直调网调水电机组参与交易。燃煤机组上网电价为 399.88 元/MWh。各省级调峰市场限价如附录 C 表 C-1 所示。设置两级限价,根据各省市限价水平以及综合考虑中长期合约价格,暂以上浮 20% 为基础试算,设 A 省为一级限价 100 元/MWh, B 省为二级限价 80 元/MWh。根据 6.1.1 节测算结果,设置水电机组深度调峰范围为 250~300 MW,申报价格限制依据调峰机会成本并考虑一定程度上浮设置为 18 元/MWh。水电机组限价前后报价如附录 C 表 C-2 所示。本文出清模型转化为线型模型,在 Matlab 中调用 Cplex 求解。

6.1.3 场景设置

设置 4 种场景进行市场交易,分析不同市场机制下购买调峰资源经济结果,如附录 C 表 C-3 所示。

6.2 市场交易结果分析

6.2.1 调峰激励与成本回收分析

由表 1 可知,在场景 2、场景 3 中水电机组参与区域调峰市场,分别为系统增加 100 MW、80 MW 的调峰容量。相比较场景 1,购买燃煤调峰费用分别下降了 109 062 元、91 405 元。原因在于水电调峰成本相较于燃煤机组更低,优先中标,从而分别替代了 100 MW、80 MW 高成本燃煤调峰资源。

表1 水电参与调峰市场交易结果

Table 1 Transaction outcomes of hydro power in peak regulation ancillary market

场景	水电提供容量/MW	水电调峰成本/元	水电调峰费用/元	燃煤调峰费用/元
1	0	0	0	2 064 370
2	100	4 387.5	52 500	1 955 308
3	80	2 610.0	5 400	1 972 965

通过场景 2、场景 3 对比可知,水电机组未限价参与调峰市场时相互申报高价,只要保证在调峰市场中标即可,导致场景 2 中购买水电调峰费用远大于场景 3,存在成本过度回收现象。采用限价后,此时水电不再以原有自身最大可调节能力申报 50 MW 调峰容量,而是申报 40 MW 调峰容量追求净收益最大化。

水电依据调峰机会成本设置价格上限在保障水电回收调峰成本的同时,其限价水平高低一定程度上影响水电申报调峰容量,故价格上限设置的是否合理对于能否激励参与市场至关重要。

6.2.2 “分类分级”限价分析

由表 2 可知,场景 3、场景 4 设定水电价格上限后,A、B 两省购买水电调峰费用较场景 2 分别下降了 28 251.2 元和 18 848.1 元。

表2 “分类分级”限价前后交易结果

Table 2 Pre/Post-implementation transaction outcomes under categorized-tiered price caps

场景	水电调峰费用		燃煤调峰费用	
	A省	B省	A省	B省
2	31 508.1	20 991.9	1 198 364.1	756 943.9
3	3 256.9	2 143.1	1 209 561.8	763 403.5
4	3 256.9	2 143.1	1 189 268.3	761 195.1

调峰市场若限价过高,调峰成本将可能超过新能源增发带来的收益,故省级调峰市场限价为当地平价新能源上网电价。区域调峰市场若未能有效协调各省限价差异,部分省份存在超出自身承受能力价格购买调峰资源的情况,使得整体经济性下降。场景3未执行“分级”限价时,第9—10时段区域调峰市场出清价格为91元/MWh,将突破A省价格下限100元/MWh,A省增发电量需支付更多调峰费用。场景4“分级”限价后,触发分级出清,一、二级出清价格分别为100元/MWh、93元/MWh。此时,A省消纳新能源功率仍存在收益。

A、B两省在第9—10时段燃煤调峰费用分别下降21 282.7元、4 747.3元,如图4所示。市场出清结果调整后,A省只进行一级出清,存在93.37 MW小部分调峰容量缺口未能满足,但相比继续购买高价调峰资源,选择主动弃风调峰方式更能节省成本。此时,原卖方中标的部分容量变为未中标,获得的收益下降。B省以第一级出清价格购买的燃煤调峰容量为1 136.36 MW,不足部分以二级出清价格购买,故燃煤调峰费用下降。

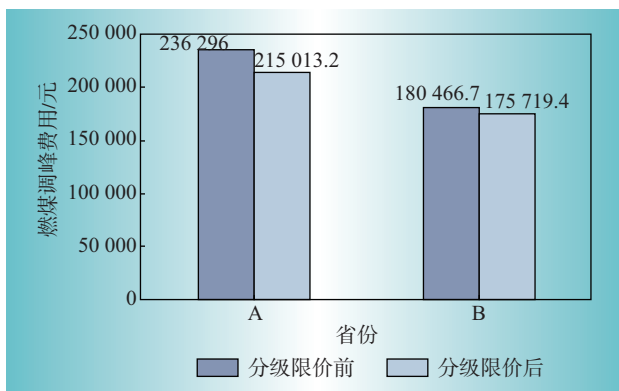


图4 第9—10时段交易结果

Fig. 4 Trading results for periods 9—10

综上可知,“分类分级限价、分类出清”机制可很好起到协调区域内各省市限价水平差异的作用。对于卖方高调峰成本与虚假报低价追求高利润的机组存在被挤出市场或中标量下降的风险。

6.2.3 出清结果分析

采用“分类限价、分类出清”机制后,水电出清价格一直为18元/MWh,燃煤出清价格如附录D图D-1所示,总体上与调峰需求呈现负相关趋势。机组中标结果如附录D表D-1所示。

第1—2时段,买方调峰需求小,卖方供给富裕,市场出清价格处于较高水平。进入第3—6时段,A省调峰需求增加,卖方机组需提供更多调峰容量,希望通过低替发价格补偿调峰成本,出清价格下降。第7—10时段内,卖方部分机组受本省调峰影响和爬坡限制,剩余调峰容量较少。此时,A、B两省调峰需求较大,导致市场出清价格进一步下跌;第9—10时段,突出A省价格下限,进行分级出清。第11时段以后,买方调峰需求下降,但卖方仍受本省调峰限制,出清价格上升不明显。伴随买方调峰需求进一步下降,出清价格回暖。

由上可知,市场出清价格不仅与买方调峰需求有关,还与卖方机组发电计划存在耦合关系,即卖方可调容量不足时,往往申报较低补偿价格或不参加区域调峰市场,从而影响市场出清价格。

6.2.4 调峰费用补偿与分摊分析

市场交易结束后,卖方水电获得调峰补偿费用为5 400元,燃煤需向买方支付1 006 196元的替代发电补偿,但可获得1 913 243元收益。A、B省发电企业各自需分摊的1 191 750.7元、760 964.6元调峰费用,额外可获得增发电量部分的上网收益。

7 结束语

通过多场景对比分析,验证了所提市场机制的有效性,总调峰成本下降了5.26%,结论如下:

(1) 基于科学界定基本调峰基准和提出的机会成本测算方法,验证了水电短时调减至限制运行区的可行性,有效刻画其深度调峰成本。

(2) 对于不同交易类型、调峰成本存在明显差异的调峰资源,宜采用“分类限价、分类出清”的方式参与调峰市场,实现差异化补偿调峰成本。

(3) 针对各省调峰市场限价差异所设计的“分级限价”机制,规避了省级电网因购买高价跨省调峰资源,反而承担更高经济代价的负向循环。

随着现货市场推进,调峰市场如何融合衔接将是下一步重点研究方向。现货市场尚未成熟阶段,考虑燃煤深度调峰成本,可实现现货与调峰联合市场报价与出清机制的深度耦合;待现货市场成熟后,伴随中长期市场的完善,通过市场价格信号引

导机组调整功率,从而替代调峰市场。D

附录见本刊网络版(<http://dsm.ijournals.cn>)。

参考文献:

- [1] 李军徽,董福财,郭琦,等. 考虑调峰特性的抽水蓄能电站综合效能量化评估[J]. 全球能源互联网, 2024, 7(5):567-578.
LI Junhui, DONG Fucui, GUO Qi, et al. Quantitative assessment of the integrated efficiency of pumped storage power stations considering peak shifting characteristics [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2024, 7(5):567-578.
- [2] 王德林,谢文锦,于希娟,等. 考虑新能源随机场景的省间电力现货日前鲁棒调度策略[J]. 电力需求侧管理, 2025, 27(4): 57-63.
WANG Delin, XIE Wenjin, YU Xijuan, et al. Day-ahead robust scheduling strategy for inter-provincial electricity spot market considering stochastic scenarios of renewable energy[J]. Power Demand Side Management, 2025, 27(4): 57-63.
- [3] 徐帆,葛朝强,吴鑫,等. 区域电网省间调峰辅助服务的市场机制与出清模型[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(20): 175-184.
XU Fan, GE Zhaoqiang, WU Xin, et al. Market mechanism and clearing model of inter-provincial peak regulation ancillary service for regional power grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(20): 175-184.
- [4] 黄海煜,熊华强,江保锋,等. 区域电网省间调峰辅助服务交易机制研究[J]. 智慧电力, 2020, 48(2): 119-124.
HUANG Haiyu, XIONG Huaqiang, JIANG Baofeng, et al. Design of day-ahead trading mechanism for trans-provincial peak-shaving auxiliary service of regional power grid[J]. Smart Power, 2020, 48(2): 119-124.
- [5] 李灏翀,宁龙飞,王德林,等. 基于大数据与K-means聚类的省间电力现货市场购售双侧报价行为特征分析[J]. 电力需求侧管理, 2025, 27(4): 111-118.
LI Haochong, NING Longfei, WANG Delin, et al. Analysis of bidding behavior characteristics in inter-provincial electricity spot markets using big data and K-means clustering[J]. Power Demand Side Management, 2025, 27(4): 111-118.
- [6] 李雪松,魏旭,周浩,等. 电力中长期市场与现货市场衔接关系及机制设计[J]. 电力需求侧管理, 2025, 27(2): 93-98.
LI Xuesong, WEI Xu, ZHOU Hao, et al. Integration relationship and mechanism design between mid- to long-term and spot electricity markets [J]. Power Demand Side Management, 2025, 27(2): 93-98.
- [7] 国家发展改革委,国家能源局. 关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知[EB/OL]. (2024-2-7) [2025-11-26]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202402/content_6931026.html.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Notice on establishing and improving the market price mechanism for electric power ancillary services[EB/OL]. (2024-2-7) [2025-11-26]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202402/content_6931026.html.
- [8] 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.
- [9] 薛晨,任景,马晓伟,等. 面向高比例新能源消纳的西北调峰辅助服务市场机制及实践[J]. 中国电力, 2021, 54(11): 19-28.
XUE Chen, REN Jing, MA Xiaowei, et al. Mechanism of peak regulation auxiliary electricity market in the presence of high-penetration renewable energy and its practice in northwest china [J]. Electric Power, 2021, 54(11): 19-28.
- [10] 刘永奇,张弘鹏,李群,等. 东北电网电力调峰辅助服务市场设计与实践[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(10): 148-154.
LIU Yongqi, ZHANG Hongpeng, LI Qun, et al. Design and practice of peak regulation ancillary service market for northeast china power grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(10): 148-154.
- [11] 黄海煜,王春明,夏少连,等. 兼顾正负旋转备用的华中电力调峰辅助服务市场设计与实践[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(16): 171-177.
HUANG Haiyu, WANG Chunming, XIA Shaolian, et al. Considering positive and negative spinning reserve design and practice of peak regulation auxiliary service market for central china power grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(16): 171-177.
- [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): 1 935-1 947, 1 955.
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):1 935–1 947, 1 955.
- [13] 田亮, 谢云磊, 周桂平, 等. 基于两阶段随机规划的热电机组深调峰辅助服务竞价策略[J]. 电网技术, 2019, 43(8):2 778–2 787.
- TIAN Liang, XIE Yunlei, ZHOU Guiping, et al. Deep Peak regulation ancillary service bidding strategy for chp units based on two-stage stochastic programming [J]. Power System Technology, 2019, 43(8):2 778–2 787.
- [14] 杨镜司, 秦文萍, 史文龙, 等. 基于电动汽车参与调峰定价策略的区域电网两阶段优化调度[J]. 电工技术学报, 2022, 37(1):58–71.
- YANG Jingsi, QIN Wenping, SHI Wenlong, et al. Two-Stage optimal dispatching of regional power grid based on electric vehicles' participation in peak-shaving pricing strategy [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(1):58–71.
- [15] 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.
- [16] 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 servicetransaction between energy storage users and new energy [J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(1):113–120.
- [17] 冶兆年, 韩恺, 王永真, 等. 热电联产型共享储能的技经分析与市场机制研究[J]. 全球能源互联网, 2024, 7(2):190–200.
- YE Zhaonian, HAN Kai, WANG Yongzhen, et al. Technology and economic analysis and market mechanism research of cogeneration shared energy storage [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2024, 7(2):190–200.
- [18] 郁海彬, 章明, 徐金鑫, 等. 考虑碳交易与需求响应的虚拟电厂参与电力市场调度策略[J]. 上海电力大学学报, 2023, 39(3):211–218.
- YU Haibin, ZHANG Ming, XU Jinxin, et al. Low-carbon economic dispatching strategy of virtual power plant participating in electricity market considering carbontrading and demand response [J]. Journal of Shanghai University of Electric Power, 2023, 39(3):211–218.
- [19] 国家能源局云南监管办公室. 关于公开征求《云南电力调峰辅助服务市场交易规则(试行)(征求意见稿)》意见的通知 [EB/OL]. (2024–08). [2025–11–26]. https://ynb.nea.gov.cn/dtyw/gsgg/202408/t20240814_267962.html.
- Yunnan Regulatory Office of National Energy Administration. Notice on publicly soliciting opinions on the 《Yunnan Electric Power Peak-Shaving Ancillary Service Market Trading Rules (Trial) (Draft for Comments)》 [EB/OL]. (2024–08). [2025–11–26]. https://ynb.nea.gov.cn/dtyw/gsgg/202408/t20240814_267962.html.
- [20] 王若谷, 王建学, 张恒, 等. 水电机组调峰服务的成本分析及实用补偿方法[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(23):41–46.
- WANG Ruogu, WANG Jianxue, ZHANG Heng, et al. A cost analysis and practical compensation method for hydropower units peaking service [J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(23):41–46.
- [21] 孙大雁, 史新红, 冯树海, 等. 全国统一电力市场环境下的电力辅助服务市场体系设计[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(4):13–24.
- SUN Dayan, SHI Xinhong, FENG Shuhai, et al. Design of auxiliary service market system under national unified electricity market [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(4):13–24.
- [22] 水轮机运行规程: DL/T710—2018[S]. 北京: 中国电力出版社, 2018.
- Code of operation for hydraulic turbines: DL/T710—2018 [S]. Beijing: China Electricity Council, 2018.
- [23] 毛田, 莫帅帅, 程兰芬, 等. 水电站调峰价值分析及其补偿机制研究[J]. 水力发电, 2022, 48(10):88–93.
- MAO Tian, MO Shuaishuai, CHENG Lanfen, et al. Analysis on the peak regulation value of hydropower stations and research on its compensation mechanism [J]. Water Power, 2022, 48(10):88–93.
- [24] 胡雄峰, 刘峰, 郑应霞, 等. 基于全生命周期的水轮机导水机构改造费用计算方法与应用[J]. 中国农村水利水电, 2021, (2):166–169.
- HU Xiongfeng, LIU Feng, ZHENG Yingxia, et al. Calculation method and application of the Refurbishment of distributor mechanism in a hydropower plant based on a full life-cycle analysis [J]. China Rural Water and Hydropower, 2021(2):166–169.

作者简介:

黄海涛(1978), 女, 上海人, 博士, 副教授, 主要从事电价理论与应用、电力市场、能源互联等工作;

叶志鹏(2001), 男, 江西抚州人, 硕士研究生, 主要从事电力市场工作。

(责任编辑 崔素媛 王晗雯 安然)

附录 A

通过测算水电机组调峰电量与未深调时的最少可发电量差值,即可发电量损失,从而测算出调峰成本,测算方法如下。

(1) 将额定水头下水电机组稳定运行区的功率下限记为基本调峰基准,将机组某一固定功率调减至基本调峰基准以下,认定处于深度调峰阶段,计算调峰电量,如下所示

$$E = \sum_{t=1}^T (P_{H,a} - P_{H,t})t \quad (\text{A-1})$$

式中: E 为调峰电量; t 为深度调峰时间; $P_{H,a}$ 为水电机组在额定水头 H 下基本调峰基准; $P_{H,t}$ 为水电机组在额定水头 H 下深度调峰功率。

(2) 将每个时段下的调峰电量转化成耗水量,如下所示

$$V = \sum_{t=1}^T \mu_{H,t} (P_{H,a} - P_{H,t})t \quad (\text{A-2})$$

式中: V 为耗水量; $\mu_{H,t}$ 为水电机组功率 $P_{H,t}$ 时的耗水率。

(3) 在耗水量的限制下,计算水电机组未进行深度调峰时的最少可发电量,如下所示

$$E_0 = \frac{V}{\mu_{H,0}} \quad (\text{A-3})$$

式中: E_0 为最少可发电量; $\mu_{H,0}$ 为水电机组功率 $P_{H,a}$ 时的耗水率。

(4) 调峰电量与最小可发电量的差值即为因发电效率损失而造成的可发电量损失,如下所示

$$E_j = E_0 - E \quad (\text{A-4})$$

式中: E_j 为可发电量损失。

(5) 可发电量损失导致该部分无法获得上网电价收入,除以调峰电量得到水电机组调峰机会成本,如下所示

$$S = \frac{qE_j}{E} \quad (\text{A-5})$$

式中: S 为调峰机会成本; q 为水电厂上网电价。

附录 B

触发“分级出清”机制时,对市场形成的边际出清价格进行分级排序,得到分级出清价格,如下所示

$$\begin{cases} R_{t,d}^j = R_{\text{eq}} & R_{\text{eq}} \geq R_1 \\ R_{t,d}^j = R_1, R_{t,d,1}^j = R_{t,1} & R_1 > R_{\text{eq}} \geq R_2 \\ R_{t,d}^j = R_1, R_{t,d,1}^j = R_2, R_{t,d,2}^j = R_{t,2} & R_{\text{eq}} > R_2 \end{cases} \quad (\text{B-1})$$

式中: R_{eq} 为 t 时段调峰市场边际出清价格; R_1 、 R_2 分别为一级限价、二级限价; $R_{t,d}^j$ 、 $R_{t,d,1}^j$ 、 $R_{t,d,2}^j$ 分别为 t 时段买方省市 d 购买燃煤调峰容量的价格、一级出

清、二级出清价格; $R_{t,1}$ 、 $R_{t,2}$ 分别为 t 时段买方省市 d 在一级、二级出清中重新排序形成的出清价格。

各省调整分级出清中的各级购买量,如下所示

$$\begin{cases} Q_{t,d}^j = Q_{t,d}^{\text{mei}} & R_{\text{eq}} \geq R_1 \\ Q_{t,d}^j = \frac{Q_{t,d}}{\sum_{d=1}^D Q_{t,d}} Q_{t,1} + Q_{t,2} & R_1 > R_{\text{eq}} \geq R_2 \\ Q_{t,d}^j = \frac{Q_{t,d}}{\sum_{d=1}^D Q_{t,d}} Q_{t,1} + \frac{Q_{t,d}^{\text{vz}}}{\sum_{d=1}^D Q_{t,d}^{\text{vz}}} Q_{t,2} + Q_{t,3} & R_{\text{eq}} > R_2 \end{cases} \quad (\text{B-2})$$

式中: $Q_{t,d}^j$ 和 $Q_{t,d}^{\text{mei}}$ 分别为 t 时段买方省市 d 最终购买和未分级出清时购买的燃煤调峰容量; $Q_{t,d}$ 和 $Q_{t,d}^{\text{vz}}$ 分别为 t 时段下买方省市 d 申报的调峰容量和二级出清时还缺少的调峰容量; $Q_{t,1}$ 、 $Q_{t,2}$ 和 $Q_{t,3}$ 分别为 t 时段下中标燃煤机组售出报价高于一级限价、处于一级和二级限价之间和低于二级限价的调峰容量。

实际中,区域调峰市场可根据各省价格水平差异,将式(B-1)、式(B-2)扩展到任意级数限价,实现多级出清。

附录 C

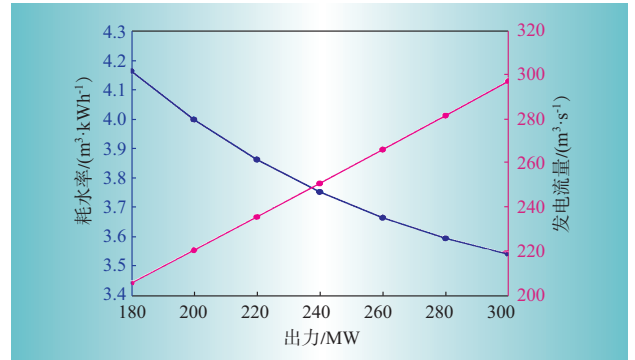


图 C-1 水电机组功率特性曲线

Fig. C-1 Power characteristic curve of hydroelectric generating units

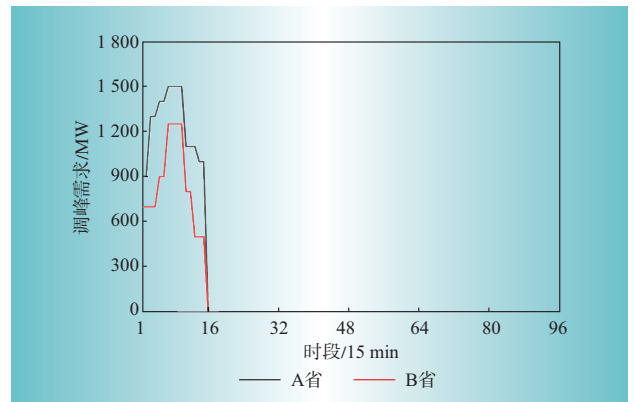


图 C-2 调峰需求 96 点曲线

Fig. C-2 96-period peak regulation requirement profile

Table C-1 Provincial peak regulation market price caps
元·MWh⁻¹

省市	A	B	C	D	E
价格	415.5	384.4	415.3	391.0	393.2

Table C-2 Hydropower bid prices before and after price caps implementation

申报容量/MW	限价前/(元·MWh ⁻¹)		限价后/(元·MWh ⁻¹)	
	F1	F2	F1	F2
0~50	139.0	140.0	17.9	18.0

Table C-3 Scenario setting

场景	水电是否参与市场	限价机制
1	否	无分类分级限价
2	是	无分类分级限价
3	是	分类限价
4	是	分类分级限价

附录 D

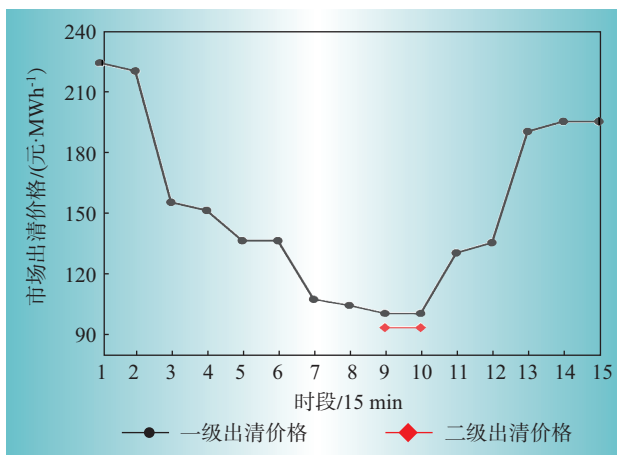


Fig. D-1 Market clearing price

Table D-1 Market clearing results for generating units

[illegible]