



西北省间调峰辅助服务市场机制设计与实践

马晓伟¹, 薛晨¹, 任景¹, 张小东¹, 孟鑫羽², 杨迎², 汪洋², 夏清³

(1. 国家电网公司西北分部, 陕西 西安 710048; 2. 北京清能互联科技有限公司, 北京 100080;
3. 清华大学电机系, 北京 100084)

摘 要: 长期以来, 西北电网弃风、弃光问题突出, 西北各省(区)的电源装机特性和用电特性具有互补互济的特点, 迫切需要建设调峰辅助服务市场以消纳更多的清洁能源。重点介绍西北省间调峰辅助服务市场的设计背景、基本原则与基本理念, 并针对市场品种设计机理进行深入探讨。基于“谁受益, 谁承担成本”的原则, 设计考虑调峰效用的费用分摊方式, 在一定程度上保证市场运行的公平性。通过算例以及实践运行表明, 所设计的市场机制有助于促进省间调峰资源在西北区域实现优化配置。

关键词: 省间调峰; 费用分摊; 辅助服务; 西北电网; 清洁能源

DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.202005050

0 引言

西北地区是能源资源聚集地之一, 拥有丰富的风力资源和充足的光照环境, 是发展风电、光伏等新能源的良好地带。在国家政策的大力扶持下, 西北区域的新能源发展迅速, 对电力系统的运行、规划和发展带来了显著的影响。截至 2019 年年底, 西北电网新能源累计装机容量 10 309 万 kW, 弃光率同比下降 2.3 个百分点至 5.9%, 弃风率同比下降 5.2 个百分点至 5.3%^[1-2]。尽管外送通道的建立为促进清洁能源消纳提供了一定空间, 但随着清洁能源装机容量的不断提升, 传统的调度模式不能解决调峰利益分配问题, 不能从根本上调动网内机组参与调峰的积极性。因此, 迫切需要采用市场机制进行利益合理分配, 实现调峰资源的优化配置。

调峰市场对调节电力负荷峰谷差、有效促进清洁能源消纳具有重要作用, 是近年来学者研究的重点与关注的热点。文献 [3-4] 分析了华北电网和东北电网电力调峰辅助服务市场的运营规则及运营状况; 文献 [5] 对比分析了中国传统调峰补偿机制、东北及华北调峰市场补偿机制, 并提出

了适用范围更广泛的调峰市场机制; 文献 [6-8] 研究了调峰市场的成本定价与费用分摊机制; 文献 [9] 建立了风电并网系统的区域间调峰互济调度模型, 利用不同区域调峰能力差异解决系统调峰压力; 文献 [10] 分析了不同情况下燃煤机组调峰效益; 文献 [11] 分析了深度调峰变化工况下, 330 MW 火电机组协调控制方法。虽然以上文献针对某些地域或从不同角度分析了调峰辅助服务需要探讨的问题, 但针对西北调峰辅助服务市场讨论并不多。

本文紧密结合西北电网实际情况, 介绍西北省间调峰辅助服务市场的设计原理与基本理念, 分析市场品种以及市场费用分摊的设计机理, 采用算例分析西北调峰辅助服务市场费用分摊的原理, 并结合评价指标, 对西北电网调峰市场运行效率进行分析。

1 市场设计的基本原则和基本理念

1.1 基本原则

西北省间调峰市场必须遵循的基本原则如下。

(1) 解决新能源消纳矛盾, 丰富电网调峰品种, 深挖电网调峰空间。

(2) 省间调峰市场在省内调峰市场之后开展, 省内资源优先满足省内调峰需求。

(3) 依据“谁受益, 谁承担成本”的原则,

收稿日期: 2020-05-08; 修回日期: 2020-09-27。

基金项目: 国家自然科学基金重点项目(基于全成本节点电价智能电网规划与运行理论研究, 51537005)。



考虑市场主体经济承受能力，进行费用分摊。

1.2 基本概念

从西北各省电源特性来看，在西北区域内，陕西火电装机容量占比最高，占该省装机容量的73%；甘肃新能源装机占比最高，而省内用电负荷增长乏力；青海水电装机占比最高；新疆的总装机容量最大，且火电的装机容量占比较高；宁夏的水电机组较少，大部分为火电以及新能源机组。从负荷特性分析来看，宁夏、甘肃、青海最高负荷出现在冬季，陕西最高负荷出现在夏季，各省之间在季节时间尺度上存在互补特性；从日内负荷特点来看，陕西、甘肃负荷变化相对较大，其余各个省（区）日内负荷相对比较平稳；从最低、最高负荷日内时间分布来看，各省冬季最高负荷时间较为统一，调峰较为困难，而夏季最高（低）负荷、冬季最低负荷均存在时间差异，有利于省间通过电网调度，消纳更多可再生能源。

西北电网各省资源互补、负荷特性的差异给实现跨省调峰提供了基础，同时，调峰资源也成了西北电网真正的稀缺资源。西北电网调峰困境的核心问题在于新能源装机容量过高，新能源的反调峰特性对于年用电量较低的西北电网造成极大的消纳及调峰困境，而网内火电机组长期处于压出力运行，经济利益得不到合理保障。因此，西北调峰市场的基本理念为：在利用省间调峰资源互补的基础上，调节调峰供求双方经济效益分配，给予调峰机组合理补偿，从而实现西北电网新能源积极消纳与调峰市场健康持续运行。

在进行市场机制设计时，一方面，要充分发挥稀缺资源的价值，必须从市场交易品种的设计以及参与方式出发，为具备调峰能力的机组设计与之相适应的市场品种以及市场参与方式，充分激励机组参与调峰市场；另一方面，从市场费用分摊来看，调峰需求省的省内所有电源企业都有承担电网调峰的义务，即跨省调峰费用应该由省内所有机组进行分摊，各类机组的分摊方式，既要符合科学、合理的原则，又要“以分摊促消纳”，从分摊角度间接激励机组参与调峰。

因此，如何结合西北电网特性，设计满足各类机组运行特性的市场品种；如何调配各类机组分摊比例，满足市场设计的激励相容原理是需要重点考虑的问题。

2 市场规则设计

2.1 市场品种

火电机组可以通过“调减出力”方式提供调峰服务。一般情况下，火电机组最小技术出力为50%负荷率，低于最小技术出力范围时，火电机组由于燃烧不稳等原因需要增加燃烧成本。因此，应以50%负荷率为分界点，对火电机组提供的调峰服务加以区分。另外，各省火电机组参与跨省调峰将对省内火电机组发电量产生影响，需要兼顾火电机组年度基数电量合约的完成情况。

水电机组具备一定的调节能力，但是由于西北区域内黄河等梯级流域的限制，单台水电机组或单座水电站参与调峰势必影响上下游水电机组出力计划，水电机组参与调峰需要兼顾梯级流域的影响。

西北电网除水电及火电机组之外，还有总装机容量3817万kW自备电厂，占西北发电总装机的29.53%。自备电厂目前参与市场的方式主要为发电权替代^[12-13]。发电权替代的方式是从中长期时间维度出发，由自备电厂与新能源企业签订合同，约定发电权交易的量价，在一定程度上促进了新能源消纳。从自备电厂机组类型来看，自备电厂具备参与系统调峰的潜力。针对自备电厂的特殊性，需要设计相应的调峰市场交易品种，激励自备电厂参与调峰市场。

考虑上述因素，在进行市场设计过程中，西北省间调峰辅助服务市场设计了有偿调峰、启停调峰、虚拟储能3类市场品种。下面主要对有偿调峰以及虚拟储能进行重点阐述。

2.1.1 有偿调峰

有偿调峰包括火电机组有偿调峰以及水电机组有偿调峰。考虑到火电机组50%负荷率的界限以及基数电量完成的约束，在火电机组的有偿调峰中，本市场设计中主要考虑：50%负荷率及以上产生的调峰电量予以追补，并以月度为单位进行滚动平衡；而50%负荷率以下产生的调峰电量不予追补，作为替发电量，从当月发电计划中核减。

对于参与省间调峰的50%负荷率以上的火电机组，总发电量保持不变，并能从调峰市场获取一定收益。在50%负荷率以下的火电机组深调方式，发电量不进行追补，本质上进行的是发电权

替代交易。在火电机组参与调峰市场机制设计中，不对火电机组参与省间调峰的形式进行“一刀切”划定，使得各市场主体可以根据基数电量完成情况，合理选择参与调峰市场的方式，清晰评估其不同负荷率下参与市场带来的效益，充分发挥市场主体的自主选择权。

在水电机组有偿调峰中，西北电网具备调峰条件的大型水电厂一般分布于黄河上游，隶属同一水电企业，且均是“以水定电”的模式运行，即分中心根据黄河水利委员会的水库计划确定月度发电计划。因此，网内水电机组可以以“群”模式参与有偿调峰，即将参与调峰的水电机组群当作一个电厂，由调度机构整体把控出力调整计划，根据水电机群的可调节容量，参与调峰市场申报。“群”模式为水电机组参与调峰提供了可行方式，进一步挖掘了系统调峰能力。

2.1.2 虚拟储能

针对自备电厂参与调峰，本市场设计过程中提出了虚拟储能交易模式。

自备电厂发电权交易中，当新能源电量卖出价格低于自备电厂自身发电成本与输配电费用之和时，自备电厂可获得相应的价差收益^[12]。随着弃风弃光电量的下降，新能源电量卖出价格会相应提升。当自备电厂发电成本与输配电费用之和等于新能源电量卖出价格时，自备电厂不再从发电权交易中获利。此时，自备电厂不再参与发电权交易，即无法促进新能源消纳。

基于上述情况，在本市场设计过程中，提出虚拟储能交易模式。虚拟储能交易模式是在日前或更短时间维度上，通过自备电厂与新能源之间替代发电，在新能源大发时，自备电厂削减出力，而新能源发电低谷时，再多发出力，追补自备电厂计划电量，自备电厂总电量计划保持不变。虚拟储能本质是通过自备电厂发用电计划的“时空平移”，实现新能源灵活存取的储能效果。在日前阶段，自备电厂根据自身生产计划以及发电预计划，向本省（区）电力调度机构提交次日虚拟储能曲线，即带时标的跨省可调峰电量。本省调度机构将通过安全校核的自备电厂虚拟储能计划提交至分中心。分中心将虚拟储能可调峰能力与实际跨省调峰需求进行匹配出清，并将出清结果下发至各省（区）电力调控中心。各

省（区）电力调控机构据此修改省内自备电厂次日出力计划，自备电厂按照调度下发的出力计划进行发电。具体交易流程如图 1 所示。

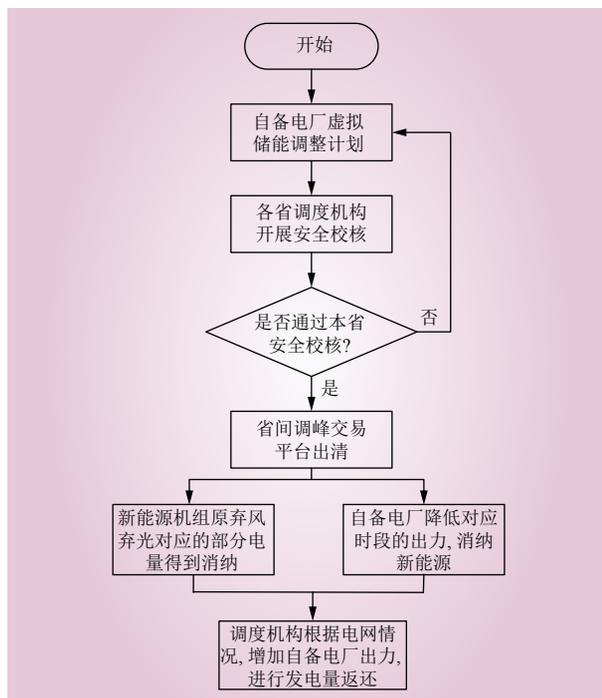


图 1 自备电厂参与虚拟储能交易流程
Fig. 1 Flowchart for self-provided power plants to participate in virtual energy storage trading

在费用结算设计环节，针对自备电厂上下网电价不一致问题，虚拟储能建议采取“上下网电量不变+虚拟储能服务费”的方式对自备电厂进行结算，即在自备电厂上下网各部分电量不变的基础上，自备电厂参与虚拟储能可根据参与电量获得虚拟储能服务费。该种结算方式有效规避了上下网电价不一致对自备电厂造成的损益。由于上下网电量不变对企业自身生产计划影响较小，有效激发了自备电厂参与调峰的积极性。

在市场起步初期，虚拟储能模式以试点进行推广，且出力调整计划以调度机构进行安全校核后执行。

2.2 市场费用结算

市场费用结算涉及市场主体的切身利益，是市场主体关注的重要环节之一。对于调峰提供方，市场费用的结算可以直接依据市场出清价格以及实际执行效果进行结算。本节主要分析调峰接受方的结算方式。

依据“谁受益，谁承担成本”的原则，所有



电厂都有承担电网调峰的义务以及责任。对于不承担或无法承担电网调峰的电厂，应作为分摊方承担本省跨省调峰需求的费用。因此，西北跨省调峰费用分摊方主要为省内负荷率大于深度调峰基准（初期为 50%）的火电厂、无法承担调峰的风电场和光伏电站以及部分省份如甘肃、青海的水电厂。

各类电源的分摊系数是市场接收方最重要的可变参数之一。各省可以根据省内各类电源企业的情况执行不同的分摊系数。西北各省区的分摊方法基本一致，只是具体分摊系数略有不同。以火电机组以及新能源机组为例，介绍西北省间调峰市场费用的分摊方式。

机组主要通过并网发电获得电能量收益，从调峰市场角度来看，分摊金额与发电量密切相关，各电厂调峰分摊金额与发电量呈正相关关系，需要结合不同电源类型进行电量修正。即有

$$A_i = \frac{D_i}{D_{f_all} + E_{N_all}} \times A \quad (1)$$

式中： A_i 为第*i*台机组应承担的省间调峰费用； D_i 为第*i*台机组修正发电量； D_{f_all} 为省内参与分摊的所有火电厂修正后的总发电量； E_{N_all} 为参与分摊的所有风电场、光伏电站修正后的总发电量； A 为需求省参与省间调峰需要承担的总金额。

各类电源电量修正方式应结合不同电源收益方式进行综合评定。

(1) 火电厂分摊方法。火电机组运行在不同负荷率对应的煤耗不同，50%负荷率以上火电机组随负荷率的升高，其边际煤耗处于下降趋势。因此，参与分摊的火电厂应根据深度调峰交易期内的实际负荷率，依次加大分摊比重。本市场设计过程中，根据西北火电机组平均负荷率情况，分3档（负荷率在低于60%、60%~70%、高于70%，修正系数依次为 k_1 、 k_2 、 k_3 ）加大分摊比重，进行“阶梯式”分摊。具体修正方式为

$$D_{f_j} = \sum_{j=1}^3 B_{f_j} k_j \quad (2)$$

式中： D_{f_j} 为第*j*档火电机组修正后的发电量； B_{f_j} 为第*j*档火电机组实际发电量； k_j 为第*j*档修正系数。

火电机组的修正系数的取值主要取决于调峰

需求省火电机组的调峰效用。调峰效用由未承担调峰任务的电量确定。

对于调峰需求省，负荷率大于有偿调峰基准的火电机组的调峰效用为未承担调峰义务而增加的发电收益。当需求省不购买跨省调峰资源时，该类火电机组在省内调峰市场资源均被调用的情况下，需要承担剩余的调峰义务而下调出力，其发电收益 $C_{i,1}$ ^[14]为

$$C_{i,1} = \rho_{BG_d}(P_i^0 - P_i^*) - F_i(P_i^0 - P_i^*) \quad (3)$$

式中： ρ_{BG_d} 为调峰需求省的火电上网标杆电价； P_i^0 为机组*i*的计划发电出力； P_i^* 为不购买调峰时机组*i*需要承担的义务调峰容量，即实际未承担的调峰容量； $F_i(\cdot)$ 为机组*j*的发电二次成本函数，可表示为

$$F_i(P_i) = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i \quad (4)$$

式中： P_i 为机组*i*的实际发电出力； a_i 、 b_i 、 c_i 为机组*i*的发电成本函数系数。

从省外购买调峰容量后，省内负荷率在有偿调峰基准以上的火电机组可以规避义务调峰造成的出力下调，按原计划发电，则其计划发电收益 $C_{i,2}$ 为

$$C_{i,2} = \rho_{BG_d} P_i^0 - F_i(P_i^0) \quad (5)$$

则火电机组*i*的调峰效用为

$$C_i = C_{i,1} - C_{i,2} = \rho_{BG_d} P_i^* - [F_i(P_i^0) - F_i(P_i^0 - P_i^*)] \quad (6)$$

对于负荷率大于有偿调峰基准的火电机组需要根据修正后的发电量与新能源场站共同承担调峰费用，调峰费用根据跨省调峰电量与调峰市场出清价格计算，表达式为

$$F = Q_v P_c = \sum_i P_i^* T P_c \quad (7)$$

式中： F 为跨省调峰费用； Q_v 为跨省交易的调峰电量； P_c 为跨省交易的调峰市场出清价格； T 为调峰时段时长。

机组*i*分摊的调峰费用为

$$A_i = \frac{k_\xi P_i^0}{\sum_{i \in \Omega_1} k_1 P_i^0 + \sum_{i \in \Omega_2} k_2 P_i^0 + \sum_{i \in \Omega_3} k_3 P_i^0 + \sum_{i \in \Omega_N} k_N P_{N,i}} \times F \quad (8)$$

式中： k_ξ 为机组*i*所对应的修正系数， $\xi=1, 2, 3$ ； Ω_1 为负荷率在有偿调峰基准至60%之间的火电机组集合； Ω_2 为负荷率在60%~70%之间的火电



机组集合； Ω_3 为负荷率大于70%的火电机组集合； Ω_N 新能源场站集合； k_N 为新能源修正系数； $P_{N,i}$ 为新能源场站*i*的实际发电出力。

需要注意的是，不同机组不同时刻对应的分摊调峰费用后火电机组的净调峰效用 φ_i 为

$$\varphi_i = C_i - A_i \quad (9)$$

分摊调峰费用时，需求省火电机组分摊的调峰费用小于其调峰效用才能保证跨省调峰交易具有可行性，因此火电机组分摊系数的设计需要满足各火电机组分摊调峰费用后的调峰净效用大于零。同时，为保证费用分摊的公平性，使未承担调峰任务越多的机组分摊的费用越多，则各机组单位未承担的调峰容量分摊的费用应相等。综上，火电机组的修正系数需满足的条件为

$$\begin{cases} \varphi_i > 0 \\ \frac{A_1}{P_1^*} = \frac{A_2}{P_2^*} = \dots = \frac{A_i}{P_i^*} \end{cases} \quad (10)$$

(2) 风电场、光伏电站分摊方法。对于新能源企业，保障性收购办法为新能源企业的收益带来一定的保障。西北电网大部分地区处于《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》划定的

I、II类地区，然而由于省内负荷有限，跨省通道消纳受限等诸多因素，长期以来，大部分新能源无法达到最低保障性收购小时数。因此，本市场机制设计时，以保障性收购小时数为界限，在保障性收购小时数以下的新能源机组适当降低分摊比例，而在保障性收购小时数以上的新能源机组适当增加分摊比例。新能源修正电量 $E_{N,i}$ 为

$$E_{N,i} = B_{N,i} k_N \quad (11)$$

$$k_N = 0.9^n \quad (12)$$

$$n = \frac{T_c - T_s}{100} \quad (13)$$

式中： $B_{N,i}$ 为风电场、光伏电站月度实际发电量； T_c 为保障性收购小时数； T_s 为实际利用小时数。

3 相关问题探讨

3.1 与华东、东北、华北省间调峰市场的区别

表1从市场定位、市场品种、出清方式、分摊对象对华东、东北、华北与西北调峰市场进行对比。

表 1 华东、东北、华北、西北调峰市场的区别

Table 1 The peak regulation differences between east China, northeast China, north China and northwest China

市场类型	市场定位	市场品种	出清方式	分摊对象
华东调峰市场	通过调峰服务市场交易保证电网安全稳定运行	有偿调峰	所有参与调峰的机组使用统一出清价格，且根据机组负荷率的不同而设不同的档位	负荷率大于本省平均发电负荷率的机组
东北调峰市场	促进东北地区风电消纳，降低弃风量	以省间深度调峰为主	调峰服务分为有偿调峰和无偿调峰。负荷率小于有偿调峰基准的，根据机组负荷率的不同分为3档	核电厂、风电场、光伏电站、负荷率大于有偿调峰基准的火电厂
华北调峰市场	充分挖掘华北电网及各省网调峰资源	全容量有偿调峰	统一边际出清，分档申报，以额定容量的100%~70%为一档，70%以下每10%为一档报价	负荷率高于平均负荷率的火电企业和新能源场站
西北调峰市场	促进西北地区新能源消纳，降低弃风弃光率	有偿调峰、启停调峰、虚拟储能	以深度调峰基准负荷率为划分标准，50%负荷率及以上的调峰电量予以追补并给予一定补偿，深度调峰基准以下负荷率不予追补，且根据负荷率不同分档进行补偿	省内负荷率大于深度调峰基准的火电厂、风电场、光伏电站、水电站

各区域调峰辅助服务市场本质上都是以促进新能源消纳以及保障电网安全稳定运行为首要目的。在市场品种设计上均以火电机组有偿调峰为主；在出清方式上，华东、华北调峰市场执行统一出清，而东北和西北调峰根据机组负荷率不同，区分不同等级的调峰档位进行出清。在分摊

对象上，华东调峰市场未区分不同类型机组，按照“电量分摊”的原则进行费用分摊；东北、华北、西北电网考虑不同类型机组的特性，区分了不同类型机组的分摊方式。相比于华东、东北、华北调峰市场，西北电网提出虚拟储能调峰市场品种，将自备电厂纳入调峰市场提供方，有效扩



充调峰市场主体范围，提升系统调峰能力。

3.2 调峰市场与现货市场的关系

调峰辅助服务本质以及定位是以市场的方式促进可再生能源消纳，尤其是针对随机波动性比较大的风电和光伏。而现货市场的本质为通过市场竞争方式，反映不同时空下电力资源所具备的价值。两者都是通过市场竞争形成合理的补偿价格，实现调峰资源或电力资源的优化配置。

从开展时序来看，2 个市场开展时序为“先现货、后调峰”，调峰市场和现货市场相互独立，单独出清。省内现货市场出清决定机组次日分时出力计划以及对应的电价，当省内现货出清结束之后，有调峰需求的情况下组织调峰市场交易，通过非可再生资源（主要是火电机组）下调出力，得到调峰市场对应的价格和新增消纳空间，以促进可再生能源消纳。

与此同时，根据中国“统一市场、两级运作”的市场建设框架，省间市场出清结果作为省内市场开展的边界条件^[15-16]。省间现货市场的定位是进一步挖掘省间通道输电潜力，促进可再生能源消纳。然而，省间调峰市场本质上是通过进一步挖掘非可再生能源调峰能力，提升可再生能源消纳空间，2 个市场之间存在一定的重复性。随着省间现货市场的建立，很可能挤压省间调峰市场交易空间。

4 市场分摊算例及运行实践分析

4.1 分摊修正系数算例分析

以装机容量 1000 MW、600 MW 和 330 MW 的燃煤火电厂为样本，利用其在不同负荷下的发电煤耗量测数据分析火电机组在不同负荷率下的平均发电煤耗，分析结果如图 2 所示。

现以某日两省之间的跨省调峰为例，进行分摊系数的测算。假设根据日前发电计划，以 1 h 为考察期，在日内 T 时段 A 省涉及调峰费用分摊的发电机组的负荷率及发电功率如表 2 所示。表中 3 台机组根据平均发电煤耗曲线计算其发电成本。

以西北五省之一的甘肃省为例，2018 年全省风电发电量为 228.96 亿 kW·h，光伏发电量为 92.97 亿 kW·h，弃风、弃光量分别为 54.47 亿 kW·h 和 10.4 亿 kW·h。参考甘肃省的新能源发电

及弃风弃光情况，假设 A 省风电计划发电功率为 230 MW，光伏发电计划功率为 100 MW，新能源电站因天气变化的原因，在 T 时段的最大出力预测值将大于计划出力值，调用完省内调峰市场出清的调峰资源后，仍存在 54 MW·h 的弃风和 14 MW·h 的弃光电量。

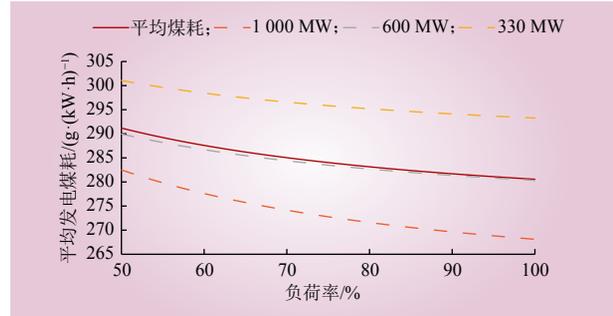


图 2 不同负荷率下火电机组的平均发电煤耗

Fig. 2 Average power generation coal consumption of thermal power units under different load rates

表 2 机组日前计划负荷率及发电功率

Table 2 The day ahead planning load rate and power generation capacity of generator units

机组	负荷率/%	计划发电功率/MW
火电1	60	100
火电2	65	100
火电3	75	100

为消纳弃风、弃光电量，A 省作为调峰需求省，通过跨省调峰市场购买省外调峰资源消纳本省 64 MW·h 的富余可再生能源。B 省作为调峰供给省，通过下调省内火电机组出力为 A 省提供调峰容量，交易出清电价取西北电网火电跨省调峰历史平均出清电价 192.01 元/(MW·h)，则 A 省需要支付的调峰费用为 12250 元。

若 A 省不购买跨省调峰资源，则需要对负荷率大于有偿调峰基准的火电 1、火电 2 和火电 3 的计划出力值统一下调至同一负荷率，调整后的发电计划如表 3 所示。

测算 A 省火电机组的调峰效用参照甘肃省相关参数，火电上网标杆电价取甘肃省 2018 年的 297.8 元/(MW·h)；依据 2018 年 12 月甘肃省的电煤价格指数 501.55 元/t，得到标煤价格为 638.34 元/t。根据式 (6) 计算得到各火电机组的运行费用及调峰效用如表 4 所示。



表 3 不购买调峰容量后机组计划出力值
Table 3 The planned output value of generator units without purchasing peak load adjustment capacity

机组	负荷率/%	发电功率/MW	调峰容量/MW
火电1	52	87	13.33
火电2	52	80	20.00
火电3	52	69	30.67

表 4 A 省火电机组的调峰效用
Table 4 Peak regulating utility of energy-saving thermal power units in Province A

机组	运行费用/元		调峰效用/元
	购买调峰	不购买调峰	
火电1	18357	16062	1676
火电2	18270	14827	2513
火电3	18131	12850	3851

测算风电和光伏发电电量修正系数时同样以甘肃省为依据，2018 年甘肃省风电和光伏的实际利用小时数分别为 1807 h 和 1397 h，国家核定保障性收购小时数分别为 1800 h 和 1500 h。根据式 (12)、(13)，风电和光伏发电的修正系数分别为 1.007 和 0.897。

根据式 (10) 求解方程组，得到各修正系数需满足的关系为 $k_2 = 1.5k_1$ ， $k_3 = 2.3k_1$ 。

市场初期，为确保新能源能获得一定的调峰收益，并减轻调峰费用的分摊压力，考虑到新能源单位上网电量分摊的调峰费用不超过火电机组的单位上网电量的分摊费用，针对平均负荷率在第 1 档的火电机组，其修订系数应当不小于新能源的修订系数，同时该档位的火电机组负荷率接近有偿调峰基准，不应过多承担调峰费用， k_1 可等于新能源的修订系数。在本算例中，风电的修正系数为 1.007，因此 k_1 取近似值为 1，A 省各跨省调峰费用分摊主体的修正系数、修正电量和分摊费用的测算结果如表 5 所示。

当不考虑电量修正时，即每个调峰费用分摊主体的修正系数均为 1，按实际发电量分摊调峰费用，则分摊结果如表 6 所示。

由此可知，基于修正电量确定的跨省调峰费用分摊结果，不仅能使省内有偿调峰基准以上的火电机组获得一定的净调峰效用，以保证跨省调峰交易的可持续性，同时能使各火电机组单位未

调峰电量分摊的一致，实现火电企业“少调峰多分摊”，从而保证调峰费用分摊的公平性。

表 5 考虑电量修正后的分摊结果
Table 5 The allocation results after electricity revision

机组	修正系数	修正电量/(MW·h)	分摊费用/元	净调峰效用/元	单位未调峰电量的分摊成本/(元·(MW·h) ⁻¹)
火电1	1.0	100	1417	259	106.24
火电2	1.5	149.98	2125	388	106.24
火电3	2.3	229.92	3257	594	106.24
风电	1.0	286.10	4054	—	—
光伏	0.9	98.69	1398	—	—

表 6 不考虑电量修正的分摊结果
Table 6 The allocation results without considering electricity revision

机组	修正系数	修正电量/(MW·h)	分摊费用/元	净调峰效用/元	单位未调峰电量的分摊成本/(元·(MW·h) ⁻¹)
火电1	1	100	1765	-90	132.39
火电2	1	100	1765	748	88.26
火电3	1	100	1765	2086	57.56
风电	1	284	5013	—	—
光伏	1	110	1942	—	—

4.2 市场运行情况分析

截至 2019 年年底，西北省间调峰辅助服务市场有偿调峰交易 6 230 笔，调峰电量 40.26 亿 kW·h，调峰费用共计 52 621.65 万元。除此之外，启停调峰 9 台次，合计费用 1080 万元。虚拟储能目前以甘肃兰铝电厂为试点，总计调峰电量 2297.5 MW·h，费用 11.51 万元。全年各月市场交易情况如图 3 所示。相比于市场开展前，预计年度有偿调峰空间为 95.81 亿 kW·h。市场开展初期，有偿调峰交易电量占预计有偿调峰空间的 42% 左右，说明所设计的调峰市场机制能有效促进市场主体挖掘调峰空间。

调峰市场交易主要集中在 4 月—11 月，而 11 月—次年 3 月，省间调峰需求量较少。主要由于冬季光伏电站发电量减少，且西北区域内冬季采暖负荷需求增大。

4.3 市场运行评估指标分析

根据市场实际运行数据，从 2 项典型评价指标^[17-20]分析西北调峰辅助服务市场运行效果。

4.3.1 勒纳指数 LI

价格是反映市场势力的一个重要指标，但在

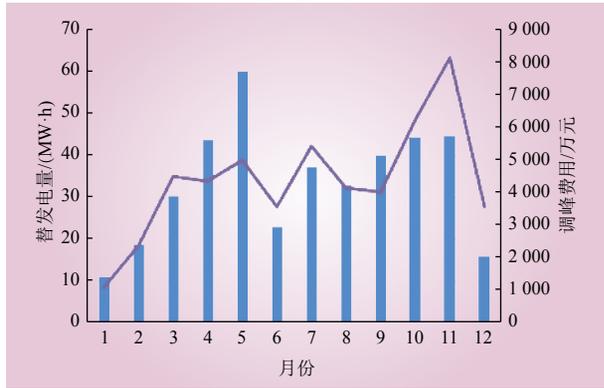


图3 西北电网调峰辅助服务运行情况

Fig. 3 Operation of peak regulation auxiliary service in Northwest Power Grid

不同市场中，甚至是同一市场的不同时段，价格都会发生变化。一个较好的方法是将电价与发电边际成本相比较。如果价格明显高于边际成本，则说明存在市场力。任何企业经营的目的都是利润最大化，企业应获取合理的利润，因此价格可以比边际运行成本高。勒纳指数反映价格与边际成本的相对水平，根据辅助服务的市场交易价或者合同价和其生产成本，得到辅助服务市场的勒纳指标为

$$LI = \frac{\bar{P} - C_{MC}}{\bar{P}} \quad (14)$$

式中： \bar{P} 为辅助服务的平均价格； C_{MC} 为辅助服务的核算成本。

勒纳指数LI在0和1之间变动。在完全竞争市场中，价格等于边际成本，勒纳指数为0；在完全垄断市场中，勒纳指数会大一些，但不会超过1。勒纳指数越大，越趋于1，则市场竞争程度越低，垄断性越强，市场效率越差。根据相关数据分析，西北调峰辅助服务市场一档火电有偿调峰电量占比85%左右，其勒纳指数LI为0.167；二、三档火电有偿调峰的勒纳指数有所升高。在西北调峰辅助服务市场在初期运行阶段，市场垄断性较弱，市场竞争度良好。随着十三五期间新能源装机规模的扩大，市场调峰需求量将不断攀升，考虑适当通过扩大调峰供给方规模、改善机组性能等措施，保持西北调峰市场良好竞争度。

4.3.2 价格波动性指标

区域辅助服务市场的交易价格随市场供需情况而变动，价格的波动性^[21]直接影响市场成员在参与市场过程中的收支情况，给市场成员带来一

定的风险。价格波动性作为衡量市场风险性的一项重要指标，主要反映的是市场成员参与市场交易的收益与亏损的不确定性。价格波动性可以用统计学中的标准差 σ 来衡量，表示为

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}{n}} \quad (15)$$

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n} \quad (16)$$

式中： X_i 为某辅助服务商提供的辅助服务的成交价格； \bar{X} 表示期望值； n 为辅助服务市场中辅助服务成交商的总个数。

西北电网2019年上半年市场出清价格标准差如图4所示。

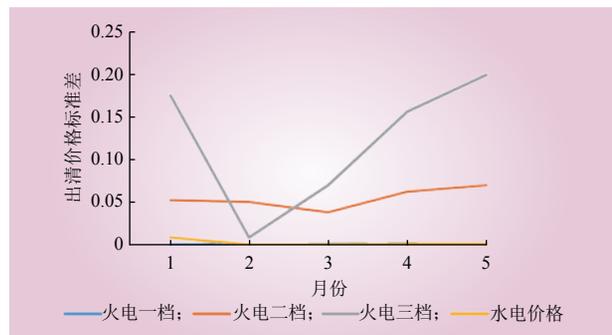


图4 火电、水电价格1—5月波动情况

Fig. 4 Price fluctuation of thermal power and hydropower from January to May

由图4可知，水电及火电一档、二档的有偿调峰出清价格标准差均小于0.1，波动性小；火电三档有偿出清价格由于申报价格区间上下限差异较大，不同机组采用不同的报价策略，因此波动性较大但符合预期。总体来看，西北省间调峰辅助服务市场出清价格稳定，波动性小，市场风险较小，有利于吸引市场主体参与市场交易。

5 结语

长期以来，弃风弃光率高居不下一直是西北电网亟须解决的重要难题。西北省间调峰市场的建立，为深挖区域内机组调峰能力，解决新能源消纳困境提供了市场化手段。同时，西北省间调



峰市场将水电机组以“群”模式纳入省间调峰市场,并根据西北大工业用户特性,首次提出自备电厂虚拟储能消纳机制,充分挖掘区域内电网调峰空间,符合国家清洁能源消纳计划的要求。

目前西北省间调峰市场采用的是接收方报价不报价的形式,一定程度上不利于市场主体充分开展市场竞争。随着市场主体意识的发展成熟,有望通过增设市场品种与市场主体,进一步建立健全市场机制。

参考文献:

- [1] 国家能源局. 2019 年光伏并网运行情况 [EB/OL]. (2020-02-28) [2020-09-25]. http://www.nea.gov.cn/2020-02/28/c_138827923.htm
- [2] 国家能源局. 2019 年风电并网运行情况 [EB/OL]. (2020-02-28) [2020-09-25]. http://www.nea.gov.cn/2020-02/28/c_138827910.htm
- [3] 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.
- [4] 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.
- [5] 杨萌, 张粒子, 杨巍巍. 考虑可再生能源参与的调峰交易机制设计 [J]. 电力系统自动化, 2018, 42(20): 45-52, 79.
YANG Meng, ZHANG Lizi, YANG Weiwei. Design of trading mechanism for peak shaving service considering participation of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(20): 45-52, 79.
- [6] 姚刚, 赵翔宇, 张耀, 等. 考虑新能源波动性的调峰辅助服务成本定价研究 [J]. 电力大数据, 2019, 22(7): 76-81.
YAO Gang, ZHAO Xiangyu, ZHANG Yao, et al. Research on cost pricing of the peak load adjustment auxiliary service considering the new energy volatility[J]. Power Systems and Big Data, 2019, 22(7): 76-81.
- [7] 王玉萍, 刘磊, 李小璐, 等. 调峰辅助服务费用分摊机制 [J]. 广东电力, 2019, 32(2): 1-7.
WANG Yuping, LIU Lei, LI Xiaolu, et al. Allocation mechanism of peak load regulation auxiliary service cost[J]. Guangdong Electric Power, 2019, 32(2): 1-7.
- [8] 梅天华, 甘德强, 谢俊. 燃煤发电机组调停调峰成本的公平分摊 [J]. 电力自动化设备, 2016, 36(12): 69-74.
MEI Tianhua, GAN Deqiang, XIE Jun. Fair allocation of coal-fired unit shutdown cost for peaking in valley time[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(12): 69-74.
- [9] 马洪艳, 韩笑, 严正, 等. 鲁棒性驱动的含风电不确定性区域间调峰互济方法 [J]. 电力系统自动化, 2017, 41(7): 28-36.
MA Hongyan, HAN Xiao, YAN Zheng, et al. Robustness driving reciprocal peak-regulation trading method of inter-regional grids containing wind power uncertainty[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(7): 28-36.
- [10] 章良利, 李敏, 周晓蒙, 等. 深度调峰下燃煤机组运行方式对能耗的影响 [J]. 中国电力, 2017, 50(7): 85-89.
ZHANG Liangli, LI Min, ZHOU Xiaomeng, et al. Impact of the running modes of coal-fired units on energy consumption in in-depth peak load cycling[J]. Electric Power, 2017, 50(7): 85-89.
- [11] 李玲, 刘鑫屏. 新能源大规模并网条件下火电机组深度调峰控制策略优化 [J]. 中国电力, 2020, 53(1): 155-161.
LI Ling, LIU Xinpeng. Control strategy optimization for thermal power unit adapted to deep peak shaving for large-scale new energy source integration[J]. Electric Power, 2020, 53(1): 155-161.
- [12] 华夏, 罗凡, 张建华, 等. 促进新能源消纳的自备电厂发电权交易模式可行性探讨 [J]. 电力系统自动化, 2016, 40(12): 200-206.
HUA Xia, LUO Fan, ZHANG Jianhua, et al. Feasibility analysis of trade mode promoting new energy consumption based on generation rights trade of self-generation power plants[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(12): 200-206.
- [13] 李东波, 李凤婷, 宋学强, 等. 促进新能源消纳的自备电厂参与替代交易风险管理研究 [J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(11): 30-36.
LI Dongbo, LI Fengting, SONG Xueqiang, et al. Research on risk management of participatory alternative power plants to promote new energy consumption[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(11): 30-36.
- [14] 梅坚, 杨立兵, 李晓刚, 等. 调峰市场效用分析与低谷调峰市场设计 [J]. 电力系统自动化, 2013, 37(21): 134-138, 175.
MEI Jian, YANG Libing, LI Xiaogang, et al. Utility analysis for peak regulation market and trading market design for peak regulation capacity in valley time[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(21): 134-138, 175.



- [15] 李晓刚, 杨立兵, 吴敏, 等. 两级电力市场协同方法及其特点 [J]. 中国电力, 2020, 53(9): 71–80, 116.
LI Xiaogang, YANG Libing, WU Min, *et al.* The coordination method and its characteristics of two-level electricity market[J]. Electric Power, 2020, 53(9): 71–80, 116.
- [16] 胡超凡, 王扬, 赵天阳, 等. 省间日内现货市场设计的挑战与思考 [J]. 电网技术, 2020, 44(2): 573–579.
HU Chaofan, WANG Yang, ZHAO Tianyang, *et al.* Challenges and strategies of cross-provincial intraday market design[J]. Power System Technology, 2020, 44(2): 573–579.
- [17] 李霄. 我国电力市场评价指标和方法研究 [D]. 北京: 华北电力大学 (北京), 2017.
LI Xiao. Research on evaluation indexes and methods of electricity market in China[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2017.
- [18] 严宇, 林济铿, 侯验秋. 电力市场适应性评估框架体系构建 [J]. 中国电力, 2018, 51(12): 149–157.
YAN Yu, LIN Jikeng, HOU Yanqiu. Construction of the framework for adaptability evaluation of electricity market[J]. Electric Power, 2018, 51(12): 149–157.
- [19] 程诚. 电力市场运营效率评价指标体系及评价方法研究 [D]. 北京: 华北电力大学 (北京), 2011.
CHENG Cheng. Research on indices system and evaluating method of electricity market operational efficiency[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2011.
- [20] 赵文猛, 周保荣, 黎小林, 等. 电力市场综合评估指标体系及评价方法 [J]. 南方电网技术, 2019, 13(8): 74–80.
ZHAO Wenmeng, ZHOU Baorong, LI Xiaolin, *et al.* Comprehensive evaluation index system and evaluation method of electricity market[J]. Southern Power System Technology, 2019, 13(8): 74–80.
- [21] 林钦梁. 电力市场价格风险及避险策略研究 [D]. 长沙: 湖南大学, 2011.
LIN Qinliang. Research on price risk in electricity market and strategy on avoiding risk[D]. Changsha: Hunan University, 2011.

作者简介:

马晓伟 (1978—), 男, 硕士, 高级工程师, 从事电网调控运行工作, E-mail: maxw@nw.sgcc.com.cn;

薛晨 (1986—), 女, 高级工程师, 从事调度计划和新能源消纳管理工作, E-mail: xuec@nw.sgcc.com.cn;

任景 (1982—), 女, 硕士, 高级工程师, 从事调度计划和新能源消纳管理工作, E-mail: renj@nw.sgcc.com.cn;

张小东 (1980—), 男, 回族, 硕士, 高级工程师, 从事电力系统运行与控制研究, E-mail: zhangxd@nw.sgcc.com.cn;

夏清 (1957—), 男, 教授, 博士生导师, IEEE 高级会员, 从事智能电网、发电计划、电力规划、电力市场、负荷预测等研究, E-mail: qingxia@tsinghua.edu.cn.

(责任编辑 李博)

Design and Practice of Inter-Provincial Peak Regulation Auxiliary Service Market Mechanism for Northwest China Power Grid

MA Xiaowei¹, XUE Chen¹, REN Jing¹, ZHANG Xiaodong¹, MENG Xinyu², YANG Ying²,
WANG Yang², XIA Qing³

(1. Northwest Branch of State Grid Co., Ltd., Xi'an 710048, China; 2. Beijing Tsintergy Technology Co. Ltd., Beijing 100080, China;
3. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract: For a long time, the problem of wind and light power curtailment is prominent for Northwest Power Grid. The provinces in the northwest China have mutual complementary characteristics in installed generator units and power consumption characteristics, and it is urgent to build a peak regulation auxiliary service market to accommodate more clean energy. The paper introduces the background, basic principles and concepts for designing inter-provincial peak regulation auxiliary service market for Northwest Power Grid, and discusses the design mechanism of the market varieties in detail. Based on the principle of "who benefits, who bears the cost", a cost-sharing method considering the peak regulation utility is designed to ensure the fairness of market operation to a certain extent. The results of case study and practical operation show that the designed market mechanism is helpful to promote the optimal allocation of inter-provincial peak regulation resources in the northwest China.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (Theoretical Research on Smart Grid Planning and Operation Based on Full-Cost Node Electric Price, No.51537005).

Keywords: inter-provincial peak regulation; cost sharing; auxiliary service; Northwest Power Grid; clean energy