基于源荷协同的电网调峰辅助服务方法研究

随着电力系统能源结构及负荷需求特性的变化，电网的峰谷差呈现加大的趋势，调峰问题日益突出。在电力市场改革背景下，响应迅速且成本更低的负荷侧资源参与电力系统调峰辅助服务将实现“源荷双赢”的局面。在相关研究的基础上，提出了一种基于源荷协同的调峰辅助服务方法，介绍了双边交易和集中交易模式下的调峰权交易实施流程和价格机制。算例结果表明，以工业负荷为例的负荷侧资源参与电力系统提供调峰辅助服务后，电源及负荷侧企业均可获利，该方法在辅助服务市场具有很好的应用前景。

李　谦/国网宁夏电力有限公司经济技术研究院　邵　鹏　王　运　钟海亮
祁　鑫/国网宁夏电力有限公司电力调度控制中心

李　谦/高级工程师

关键词/Keywords
源荷协同·
辅助服务·
调峰·
工业负荷·
电力市场·

0　引言

近年来，随着人民生活平品质不断提高，第三产业和居民负荷比重有所增加，电网负荷峰谷差呈现增加趋势，大规模风电、光伏发电及核电等不具备调峰能力或调峰性能较差的新型能源并网进一步加剧了电网调峰的难度[1-3]。从需求侧出发，激发负荷侧资源参与调峰辅助服务的积极性，可促进新能源消纳、降低火电机组运行成本，是电力体制改革背景下提高电力系统运行经济性的新思路[4]。

国外电网辅助服务技术研究较为成熟，许多国家允许电解铝、冶金等行业以及民用负荷参与辅助服务，为电网运行提供调峰、调频等服务[5-8]。我国辅助服务市场开放较晚[9]，传统的调峰辅助服务由省级及以上电力调度机构调度调管的并网发电厂提供，多为水、火电机组。随着新能源装机容量不断增加，传统的辅助服务主体已无法满足电网运行需求，调峰服务主体扩展到风电、光伏发电、核电和抽水蓄能等类型。近年来，随着辅助服务市场化深入，多省市已明确鼓励中断负荷可参与调峰辅助服务[10-11]，并取得了一些成效[12]。文献[13-14]总结了我国辅助服务市场化面临的挑战和存在的问题，分析了电网调峰问题突出的原因。文献[15]提出了源荷协同的辅助服务理念，分析了电动汽车与火电机组进行协同调频辅助服务的可行性和经济性。文献[16]介绍了我国高耗能行业的负荷特点及灵活性响应机理，分析了电解铝、水泥和钢铁等典型高耗能行业参与辅助服务市场的短期和长期价值。

以上研究总结了我国电力市场体制背景下辅助服务市场化存在的问题，分析了负荷侧资源提供辅助服务的可行性和经济性，为负荷侧资源参与调峰辅助服务市场提供了理论依据。然而，由于我国处于辅助服务市场建设初期，相关体制不健全，亟需规范负荷侧资源参与辅助服务实施流程和交易规则。本文在源荷协同辅助服务现有成果的基础上，提出一种基于源荷协同的调峰辅助服务的体系和价格机制，分析了负荷侧资源参与调峰市场的经济效益。

1　源荷协同辅助服务

1.1　源荷协同辅助服务的概念

在我国，传统的调峰辅助服务主要由水、火电机组提供。其中水电机组需提供100%基本调峰辅助服务，不参与市场化管理；火电机组一般调峰率小于等

于50%为基本调峰辅助服务，大于50%为有偿调峰辅助服务。随着新能源装机容量增加，风电场、光伏电站和生物质发电厂等也逐步纳入市场化管理，提供调峰辅助服务。

在我国，水、火电机组仍然占据大部分省市全网装机的主要部分，是提供调峰辅助服务最重要的主体。水电机组调峰能力受来水影响，存在显著的季节性差异，汛期为了消落水位，夜间往往需要大发；枯水期因来水小，无法长时间开机发电。火电机组装机容量大，且不受季节影响，但是深度调峰不仅运行经济性差，机炉还存在熄火的风险。如果通过机组起停提供调峰辅助服务，则起停费用和设备磨损也会显著增加。风电、光伏发电等清洁能源不可存储，调峰将直接导致弃风、弃光。发电企业希望寻求其他形式的主体，通过调峰权交易，购买一定数额的调峰负荷，避免弃水、弃风或者深调。

工业负荷具有容量大、负荷调整灵活的特点，是与发电企业联合调峰的合适对象。通过电源侧和负荷侧灵活性资源的协同，共同为电网提供调峰、调频及有功备用等辅助服务，即称为源荷协同辅助服务。开展源荷协同辅助服务业务，旨在整合负荷侧和发电侧资源，最终实现“源荷双赢”。

1.2 负荷侧提供调峰辅助服务的可行性

随着我国电力辅助服务市场化深入，多省市已出台电力辅助服务市场运营规则，明确除并网发电机组以外，可中断负荷或电储能装置均可参与调峰辅助服务[10]，为负荷侧资源参与调峰市场提供了依据。

负荷侧资源具有容量大、响应快的特点，为电网提供辅助服务的潜能巨大，根据负荷类型可分为居民负荷、工业负荷及其他类型的负荷。居民负荷分布杂散，与居民生活规律联系紧密，居民负荷参与调峰实施难度大，也有悖于“保民生”的电网理念。工业负荷用电量大、相对集中，部分用户自动化水平较高，为电力调度控制中心进行负荷控制创造了条件。

近年来，我国工业用电量占全社会用电量的比重一直维持在70%左右[16]。以我国西北某省为例，其钢铁、冶金、建材和化工四大高耗能工业近两年用电量占全社会用电量的40%左右，以上行业用电特性和调峰意愿如表1所示。

表1 西北某省典型工业负荷用电特性

负荷类型	社会用电量占比(%)	主要用电设备	调峰意愿
钢铁工业	12.1	鼓风机，电炉，轧机，水泵	较强
冶金工业	11.6	电解槽	较强
化学工业	8.4	电焊机，电动机	一般
建材工业	7.8	电弧炉，轧钢机	较强

由表1可见，该省钢铁和冶金工业用电量占比超过10%，分别为12.1%、11.6%。根据调研结果，该省上述四大高耗能工业除化工行业外，其余行业参与调峰市场的意愿较为强烈，并且企业规模大，负荷相对集中，有利于源荷协同调峰市场开展。

1.3 负荷侧提供调峰辅助服务的效益分析

工业负荷参与提供调峰辅助服务，可以缓解火力发电厂深调压力，减小风电场、光伏电站的弃风、弃光电量，具有显著的经济效益和环保效益。

（1）提高发电企业运营经济性

负荷侧资源参与调峰辅助服务，对火电企业可降低发电机组深调压力，减少投油和因无法深调被动分摊的考核金额；对风电场（光伏电站），可减少弃风（弃光），提高资源利用率。

（2）提高工业用户运营经济性

工业用户可根据调峰补偿电价和下网电价实现“错峰用电”，在高峰时段减少生产，低谷时段增加生产，保证总生产量不减的同时优化用电方案，实现利益最大化。

（3）提高环保指标

火电机组深调至50%以下，脱销、脱硫系统运行工况会下降，导致尾气中氮氧化物、硫化物成分增加。负荷侧资源参与调峰，有利于缓减火电机组深调压力，提高火力发电厂环保参数。

（4）节省电力系统投资成本

为了满足社会用电需求增长，电网规模和装机容量需相应扩增。负荷侧资源参与调峰辅助

服务可有效减小用电负荷的峰谷差，减小装机需求，节省电网投资成本。

2 源荷协同调峰辅助服务体系架构

2.1 源荷协同调峰辅助服务实施原则

开展源荷协同调峰辅助服务市场，旨在充分调动负荷侧资源参与电网调峰的积极性，降低电源侧调峰压力，通过协同调峰实现“源荷双赢”。为了确保市场长期健康、稳定运转，源荷协同调峰辅助服务市场需遵循如下原则。

（1）鼓励多类型市场主体参与

在发电侧鼓励火电、风电、光伏发电和核电等所有类型的发电企业参与辅助服务市场，确保调峰市场需求。负荷侧鼓励容量大、负荷调整速率快的工业负荷参与，以满足调峰权供给。

（2）自愿参与原则

源荷协同调峰辅助服务采取“自愿参与”的原则，不强制要求发电企业或者用户参与。通过切实的经济利益鼓励具备准入条件的负荷侧资源参与调峰辅助服务市场，而最终决定权仍取决于市场主体。

（3）负荷侧设置准入条件

负荷侧用户需同时满足以下条件，方可参与调峰辅助服务市场。

1）用户规模。需满足交易中心规定的容量和年度用电量要求。

2）负荷调整速率。负荷调整速率满足电力调度中心规定范围，确保电力调度中心能快速、有效地实现负荷控制，提供调峰辅助服务。

3）自动化水平。要求用户具备较高的自动化水平，确保用电相关数据能准确、实时地上传至电力调度中心和交易中心。

4）人员资质要求。负荷侧运行管理人员需具备较高的业务水平，并取得省（市）级调度机构的受令资格。

2.2 交易实施过程

调峰辅助服务是通过调整发电侧出力和用电侧负荷，使前者满足后者变化需求。调峰辅助服务与电能市场联系紧密，服务的需求量随着系统运行状态的改变而不断变化，可采用双边交易和集中交易模式完成调峰权交易。

（1）双边交易

双边交易是指工业用户与电网企业双方自主协商确定调峰交易电力、电量和交易价格等。达成一致后，交易双方需向交易平台提交包含交易时段、15 min用电曲线和交易价格等内容，由电力调度机构进行安全校核后确认。双边交易成交价格由交易双方协商确定，签约协议内容具有保密权利，可不对外公布。

（2）集中交易

集中交易是指电力交易中心通过统一的交易平台进行集中撮合交易。工业用户在月前向交易平台申报交易时段、15 min用电曲线和意向价格等内容，由交易机构对外进行发布。发电企业根据交易机构发布的工业负荷交易信息，申报购买电力、电价及时段等信息。申报截止后，交易中心将所有工业用户报价曲线累加形成市场总供给曲线（递增曲线），将所有购买方的报价曲线累加形成的市场总需求曲线（递减曲线），供需曲线如图1所示。

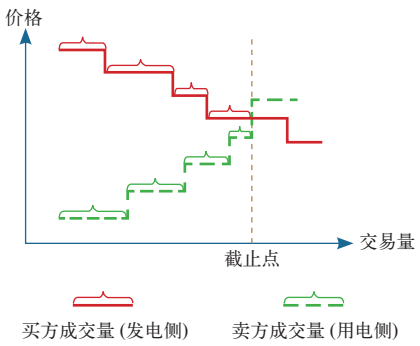

图1 集中交易供需曲线示意图

在日内调用调峰辅助服务时，由电力调度机构根据电网运行需要，按照市场总供给曲线由低到高依次调减工业负荷，按照市场总需求曲线由高到低依次安排购买方进行增发。集中交易价格以交易双方报价平均值作为最终出清价格。基于源荷协同的调峰权交易流程如图2所示。

为了鼓励工业用户积极参与调峰市场，用户

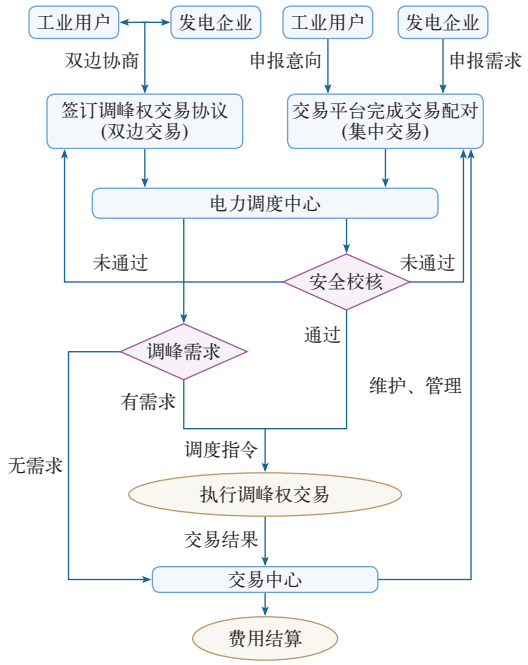

图2　源荷协同调峰权交易实施流程

3）市场监管机构。市场监管机构职责是指导交易中心制定交易规则，监督辅助服务交易实施，对恶意竞争和不规范的市场主体进行处罚，确保交易“公平，公正，公开”地进行。

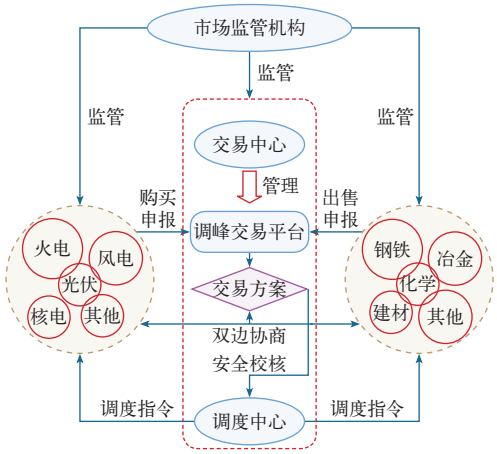

图3　源荷协同调峰辅助服务框架

申报的剩余电力电量（申报但未成交部分）按照交易中心规定的补偿办法进行补偿。补偿费用按照实时深度调峰辅助服务市场的分摊方法由调峰权购买方进行分摊。对于双边交易、集中交易后工业用户仍有剩余调峰空间的，由电力调度中心根据系统运行情况优先调用负荷侧调峰资源，确保风电、核电等清洁能源消纳。

2.3　源荷协同调峰辅助服务框架

基于源荷协同的调峰辅助服务市场组织机构包括交易中心、电力调度中心和市场监管机构，如图3所示。各机构主要职责如下。

1）交易中心。交易中心负责制定相应的交易规则，组织辅助服务市场运营、费用结算，调解交易过程中的矛盾；建立、维护市场交易的技术支持平台，发布调峰权交易的相关信息。

2）电力调度中心。电力调度中心作为电网运行的神经中枢，负责调峰需求评估、电网安全校核，按照交易结果指挥发电厂、工业用户安全、有序地开展调峰服务。电力调度中心还需实时评估市场运行状态，对市场规则提出修改意见，在紧急情况下中止市场运行，保障系统安全运行。

3　源荷协同调峰辅助服务市场价格机制

3.1　市场交易价格

基于源荷协同的调峰辅助服务交易按照电量进行结算，分为实际交易电量和申报剩余电量。实际交易电量的单价根据交易模式确定，采用双边交易模式按照协商价格结算，采用集中交易模式按照出清价格结算；申报剩余电量价格根据各省交易中心制定的交易规则结算，目前，国内一般按照集中交易设定的上、下限价格平均值作为最终价格。

3.2　交易费用计算

源荷协同调峰交易最终费用由交易中心负责核算，交易成交电量由电力调度中心提供。

（1）工业用户应获辅助服务费用

工业用户应获辅助服务费用分为两部分，调峰交易电量产生的费用和申报剩余电量产生的费用，其计算公式为

$$F_{\text{sell}} = P_{\text{d}}W_{\text{d}} + P_{\text{r}}W_{\text{r}} \qquad (1)$$

式中，W_{d}、W_{r}分别为实际交易电量和申报剩余电量；P_{d}、P_{r}分别为实际交易和申报剩余电量的单价。

（2）发电企业应付辅助服务费用

发电企业应付辅助服务费用也分为两部分，调峰交易电量产生的费用和额外分摊费用，其计算公式为

$$F_{\text{buy}} = P'_{\text{d}} W'_{\text{d}} + F'_{\text{a}} \tag{2}$$

式中，W'_{d}、P'_{d}分别为实际交易电量和价格；F'_{a}为额外分摊费用，以来补偿工业用户申报剩余电量和支付交易中心管理费用。

如果因发电企业自身原因（如火力发电厂辅机缺陷、风电场风资源不足等）造成实际调峰电量与合同发生偏差，视为交易已完成，后期不予追补。如果因电网安全及不可抗力原因未发出的交易电力，该期间视为交易暂停。其中，当工业用户低谷实际用电量大于合同电量时，交易电量为合同电量，仅对合同电量部分进行补偿；当工业用户低谷实际用电量小于合同电量时，交易电量为用户低谷实际用电量。

3.3 费用结算

费用结算方式、时间等参照交易中心制定的管理规则执行，目前辅助服务市场一般采用“日清月结”的方式。对于拖欠费用的发电企业将予以处罚，情节严重者将其强制退出源荷协同调峰辅助服务市场。

4 源荷协同调峰交易算例分析

为了分析源荷协同调峰交易实施的经济性，本节选取西北某省四个发电厂和四户工业用户作为研究对象，以集中交易模式为例计算源荷两侧开展源荷协同调峰辅助服交易的收益情况。

4.1 基础数据

（1）发电企业数据

发电侧以两个火力发电厂和两个风电场为例，其分摊调峰指标后的最大允许出力、火电深调、风电弃风成本及调峰权购买申报数据如表2所示。

假设调峰时段为2：00～6：00，共4 h，火力发电厂A、B装机容量分别为600 MW、300 MW，最小技术出力分别为300 MW、150 MW；该时段风电场A、B不参与调峰的平均出力预测分别为80 MW、60 MW，预测出力均受限为30 MW。

表2 发电企业调峰分摊及调峰权购买信息

发电厂名称	最大允许出力/MW	深调/弃风成本/(元/MW·h)	申报电力/MW	申报电价/(元/MW·h)
火电A	280	190	20	145
火电B	140	170	10	135
风电A	50	230	30	190
风电B	30	225	25	170

（2）工业用户调峰成本

考虑钢铁、冶金、化学和建材行业各一户用户，其负荷调整范围及平均调峰成本如表3所示。

表3 用户负荷调整范围及调峰权出售信息

负荷类型	负荷可调范围/MW	调峰成本/(元/MW·h)	申报负荷/MW	申报电价/(元/MW·h)
钢铁厂	－30～40	30.8	30	110
冶金厂	－20～30	25.5	20	125
化工厂	－10～15	57.8	10	130
建材厂	－30～50	20.0	20	120

表3中，调峰成本主要源于设备损耗、人员配置等因素，价格参考国外相关研究成果[7]。不考虑发电企业因调峰交易导致电量变化对赢利的影响，负荷侧也不考虑用户因产量变化带来的利润影响。

4.2 结果分析

按照集中交易模式的实施规则和定价原则，本次交易配对情况如表4所示，各参与方通过调峰权交易的获利情况如图4所示。

表4 源荷协同调峰权交易配对明细表

序号	出售方	购买方	成交电量/MW·h	成交价格/(元/WM·h)
Step1	钢铁厂	风电A	120	150.0
Step2	建材厂	风电B	80	145.0
Step3	冶金厂	风电B	20	147.5
Step4	冶金厂	火电A	60	135.0
Step5	化工厂	火电A	20	137.5
Step6	化工厂	火电B	20	132.5

由图4可见，所有参与源荷协同调峰的企业均可通过调峰权交易获利。其中，由于风电企业弃风导致单位电量损失大，在市场中交易意愿较强，获利比火电多。化工企业由于负荷可调范围小、调峰成本高，是负荷侧获利最低的企业。

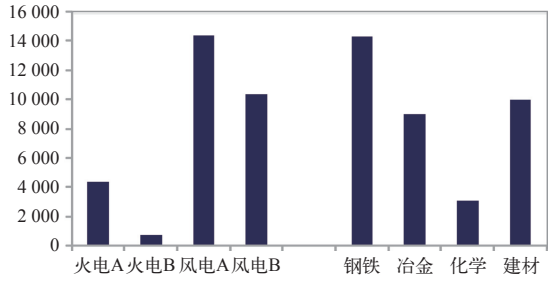

图4 源荷双方调峰交易获利情况（单位：元）

5 结束语

针对电力市场改革背景及日益严峻的调峰形式，提出了一种基于源荷协同的调峰权交易方法，构建了负荷侧资源参与辅助服务实施流程和交易规则，分析了工业负荷参与调峰市场的可行性和经济性。以我国西北某省为例，计算源荷两侧资源协同参与调峰权集中交易的获利情况。结果表明，负荷侧资源可有效缓解电网调峰压力，减小火电深调和风电场弃风，实现“源荷双赢”，该方法在调峰辅助服务市场有很好的应用前景。

参考文献

[1] Banakar H，Luo Changling，Ooi B T．Impacts of wind power minute-to-minute variations on power system operation [J]．IEEE Transactions on Power Systems，2008，23 (1)：150-160．

[2] Ma O，Alkadi N，Cappers P，et al．Demand response for ancillary services [J]．IEEE Transactions on Smart Grid，2013，4 (4)：1988-1995．

[3] 康重庆，杜尔顺，张宁，等．可再生能源参与电力市场：综述与展望 [J]．南方电网技术，2016，10 (3)：16-23．

[4] 李淑鑫，刘文颖，李亚龙，等．荷源联合调峰运行方案的电力节能评估研究 [J]．电力系统保护与控制，2016，44 (12)：7-14．

[5] Todd D．Alcoa-demand response innovation [R]．Washington，DC：Federal Energy Regulatory Commission，2010．

[6] Todd D，Caufield M，Helms B，et al．Providing reliability services through demand response：a preliminary evaluation of the demand response capabilities of Alcoa Inc [R]．Washington，DC：Federal Energy Regulatory Commission，2009．

[7] Sila K，Phil P，Mary A P，et al．Field testing of automated demand response for integration of renewable resources in california’s ancillary services market for regulation products [R]．Berkeley，California：Lawrence Berkeley National Laboratory，2010．

[8] Olsen D，Goli S，Faulkner D．Opportunities for energy efficiency and demand response in the california cement industry [R]．Berkeley，CA，USA：Lawrence Berkeley National Laboratory，2010．

[9] 温步瀛，周峰，程浩忠，等．电力市场辅助服务及其定价研究综述 [J]．华东电力，2001，39 (11)：30-34．

[10] 西北电监局．西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则 (试行) [G]．2011．

[11] 吴集光，刘俊勇，牛怀平，等．调峰电价与可中断负荷联动机制研究 [J]．中国电力，2005，38 (2)：59-63．

[12] 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．

[13] 张建平，周伟，张啸虎，等．华东电网调峰资源统筹利用研究 [J]．华东电力，2009，37 (5)：708-711．

[14] 张宏宇，印永华，申洪，等．大规模风电接入后的系统调峰充裕性评估 [J]．中国电机工程学报，2011，31 (22)：26-31．

[15] 谢平平，朱继忠，褚培正，等．源荷协同辅助服务市场框架及经济性分析 [J]．南方电网技术，2017，11 (2)：50-56．

[16] 姚明涛，韩雪，郑雅楠，等．推动高耗能行业参与电力辅助服务市场的思考 [J]．研究与探索，2018，40 (2)：22-26，47．

（收稿日期：2018－06－06）EA