多时序市场中多种电源联合博弈建模与评估

随着电力现货市场的快速发展，我国将逐步形成“中长期电力市场＋电力现货市场”的市场交易格局。多时序市场下多种类型电源参与的联合博弈将成为未来电力市场交易的新形态。为此，重点对比了水电、火电等不同类型电源在不同时序市场下的竞争力，构建了基于双层结构的多时序市场下多种电源博弈框架；以效益最大化为目标，提出不同类型电源的竞价决策模型；最后根据我国某省区电网实际数据构造算例，验证了所提出方法的有效性。

施 磊 喻 乐 张 晶 谢 旭/国家电网公司华北分部

施 磊/高级工程师

关键词/Keywords
电力现货市场·
中长期电力市场·
多时序市场·
多种电源·
联合博弈·

0 引言

为推动电力市场改革纵深发展，国家发展改革委员会、国家能源局于2017年8月下发通知，明确了首批8个电力现货市场改革试点，正式启动了电力现货市场建设[1]。随着电力现货市场的不断成熟，我国将形成“中长期电力市场＋电力现货市场”的多时序市场交易格局。在该格局下，火电、水电等多种电源联合竞价，多时序市场多种电源联合博弈的复杂交易模式将成为我国电力市场的突出特点。

不同类型电源的运行特性不同、生产成本不同，造成交易竞价中不同类型的电源市场竞争力差别很大。如何设计合理的市场机制，为不同类型找到合适的机制“平衡点”，在保证电力有序可靠供应的基础上，实现资源优化配置，促进电力系统向节能减排的方向发展，是多种电源共同参与下电力市场交易机制设计的核心问题[2]。目前的研究集中于不同类型市场主体竞价博弈方面。文献[3-4]研究了用户侧竞价博弈的模型与方法。文献[5-6]分别讨论了风储火、供热供电联动两种场景下的发电侧在中长期市场中竞价博弈问题。文献[7]统筹考虑用电侧和发电侧，讨论了其在中长期双边市场中的博弈特征。

然而，多时序市场下多种电源联合博弈的分析框架和决策机制均尚未形成，这也成为限制市场机制研究的重要内容。本文将立足于上述问题，重点分析不同类型电源的竞争优势，提出多时序市场多种电源联合博弈的决策框架，围绕该框架，设计不同电源的决策模型，最后基于我国某省实际电网数据构造算例，以验证所提出方法的有效性。

国家电网公司科技项目（SGHB0000JYJS1300318）。

1 多时序市场下多种电源联合博弈框架

1.1 竞争力对比分析

“中长期电力市场＋电力现货市场”模式下，火电、水电等不同类型电源由于发电能力的可预测性不同，导致不同类型电源的竞争力不同[8]。表1为不同时序下的电源竞争力对比。从可预测性上来说，火电、气电、年调节及以上的水电、核电等电源出力可预测性较高，而风电、光伏发电等电源其出力与自然环境关系紧密，中长期市场中可预测性低，因此火电、气电等电源在中长期市场中容易占据竞争优势。而进入现货市场，风电、光伏和径流式小水电等边际发电成本较低，因此在现货市场中

通过发电权交易等方式向燃煤、燃气等类型电源购电，能够同时提升风电、光伏发电等可再生电源以及燃煤、燃气等电源的经济效益。

表1 不同时序电源竞争力对比

	燃煤、燃气和核电等电源	风电、光伏发电和径流小水电等电源
中长期电力市场	可预测性高，竞争力强	可预测性低，竞争力弱
电力现货市场	边际成本高，竞争力低	边际成本低，竞争力强

1.2 基于双层结构的联合博弈模型

不同类型的电源在“中长期电力市场＋电力现货市场”的市场结构下具有不同的竞争优势，这一特性说明多时序市场下多电源联合博弈具有时间维度的复杂性。为此，提出了基于双层结构的联合博弈模型，其体系如图1所示。

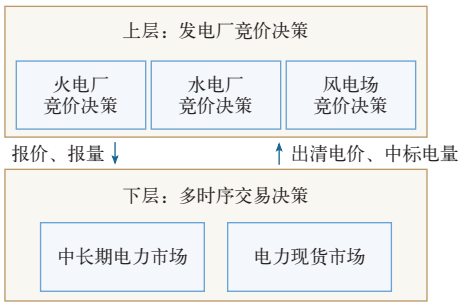


图1 某电网风电出力波动量分布

上层为各类型发电厂竞价决策层，火电、水电和风电根据其自身运行特性设计其报价策略，确定各阶段电力市场交易的申报电价与申报电量。

下层为多时序交易决策层，中长期电力市场和电力现货市场所包含的各时序市场品种，按照其交易出清原则，根据发电厂申报优化出清，得到各发电厂的出清电价和中标电量。

按照联合博弈理论，各类型发电厂根据自身运行特性所制定的报价策略将作为多时序交易决策的依据，而最终的出清结果将导致不同类型电源的效益有所差别。多时序市场中多种电源联合博弈分析的目标就是通过构建不同类型电源的竞价决策模型，对给定的多时序电力市场交易规则进行校验，分析不同类型电源的收益，以评估市场交易机制的合理性。当前围绕中长期电力市场、电力现货市场交易机制的研究已相对较多[9-10]，然而发电厂竞价决策模型的研究还相对较少，缺乏对不同机制运行差异的对比分析与实际测算。本文将重点介绍不同类型发电厂的竞价决策模型，并通过实际电网数据以验证该评估模型的有效性。

2 多种电源竞价决策建模

2.1 目标函数

不同类型电源在确定不同时序市场交易的申报电量和申报电价时，都以其预期整体收益最大作为其决策目标，可表示为

$$\max Ben_i = Rev_i - Cos_i \tag{1}$$

式中，max为该目标函数为最大化优化问题；Ben_i、Rev_i和Cos_i分别为发电厂i的整体收益、经营收入与成本支出。

在多时序市场交易体系下，发电厂的经营收入可表示为各时序下中标电量与出清价格的乘积，即满足

$$Rev_i = \sum_{t=1}^{N_T} EBid_{i,t} PBid_{i,t} \tag{2}$$

式中，N_T为多时序市场中所包含的市场交易品种数量；$EBid_{i,t}$、$PBid_{i,t}$分别为发电厂在时序市场交易品种下预测的中标电量和出清电价。

出清电价预测是电力市场研究的重要内容，根据出清电价预测结果，可以设定预期中标电量，以制定报价策略。

成本支出则可分为固定成本和可变成本两个主要部分。固定成本为与生产经营规模不直接相关的固定费用，包括人工费、设备折旧等；可变成本则是与生产经营规模直接相关的费用项目，包括燃料费、检修费等。发电厂的成本支出可表示为

$$Cos_i = FCos_i + \alpha_i \sum_{t=1}^{N_T} EBid_{i,t} \tag{3}$$

式中，$FCos_i$为发电厂i的固定成本；α_i为其可变成本与中标电量的相关系数；$\sum_{t=1}^{N_T} EBid_{i,t}$为其各时序市场下中标电量之和。

必须注意的是，不同类型电源的成本支出差

异较大。以火电和水电这两类主要电源为例，火电固定成本相对水电低，但是其可变成本主要为其燃料费用，相对较高，水电则以天然来水作为燃料，可变成本相比低的多。因此对于火电和水电存在如下关系式，即

$$\begin{cases} FCos_i^F < FCos_i^W \\ \alpha_i^F < \alpha_i^W \end{cases} \tag{4}$$

式中，$FCos_i^F$、$FCos_i^W$分别为火力发电厂i和水电厂i的固定成本；α_i^F、α_i^W分别为其可变成本系数。

2.2 约束条件

在发电厂竞价决策中，还必须考虑自身运行约束，主要包括发电能力约束、企业运营约束和偏差考核约束三个方面。

（1）发电能力约束

发电能力约束是指发电厂的申报电量应高于其中标电量，但是必须在其预测发电能力范围内。对于火力发电厂等传统电源，由于其燃料供应相对可控，因此只要求其发电量不超过其装机容量限制范围；而对于水电厂、风电场等清洁能源，则需要根据其不同时序的发电量预测结果限定其交易申报。该约束可表示为

$$\begin{cases} EBid_{i,t} \leqslant EDec_{i,t} \\ EDec_{i,t}^F \leqslant P_i^F \Delta T \\ EDec_{i,t}^W \leqslant EFor_{i,t}^W \end{cases} \tag{5}$$

式中，$EDec_{i,t}$为任意类型发电厂i在时序t的申报电量；$EDec_{i,t}^F$、$EDec_{i,t}^W$对应燃料可控型发电厂和不可控型发电厂的申报电量；P_i^F为可控型发电厂i的装机容量；ΔT为其交易时序的时间；$EFor_{i,t}^W$为不可控型发电厂的发电量预测值。

（2）企业运营约束

企业运营约束是指在每个月均要保证一定的营业收入，以维持发电厂的正常运转。该约束可表示为

$$\sum_{t=1}^{N_T} EBid_{i,t,m} PBid_{i,t,m} > Rev_{i,m}^{\min} \tag{6}$$

式中，$EBid_{i,t,m}$、$PBid_{i,t,m}$分别为发电厂i在时序t市场交易中第m月的中标电量与出清价格；$Rev_{i,m}^{\min}$为当月该厂生产经营所必须的最低经营收入。

（3）偏差考核约束

为确保电力可靠供应，市场交易设计中对发电厂由于自身发电能力限制导致中标电量不能完成的情况均作了特别规定。上述中标电量不能完成造成的实际电量与中标电量之差称为偏差电量。为确保实际收益能够满足企业计划发展要求，必须考虑偏差考核的影响。一般要求可能造成的偏差考核必须在给定的范围内，从而实现风险可控，该约束可表示为

$$\sum_{t=1}^{N_T} (EAct_{i,t} - EBid_{i,t}) PPen_{i,t} \leqslant CPen_i^{\max} \tag{7}$$

式中，$EAct_{i,t}$为发电厂i实际执行发电量折算至各时序交易后所得的预期完成电量；$PPen_{i,t}$为该时序偏差的考核价格；$CPen_i^{\max}$为可接受的考核费用限值。

3 算例分析

当前国家已经对中长期电力市场的交易规则作了具体规定。为验证所提出方法在市场机制设计评估分析方面的有效性，本文将以我国某省电网实际数据为基础，选择文献[11]和文献[12]中所提出的电力现货市场交易方法，构造对比分析案例。

3.1 基础数据

在该省区电网的发电厂中选择了三个火力发电厂、两个水电厂和两个风电场作为基础数据，各发电厂的基础信息如表2所示。从表2中可以看出，火力发电厂的固定成本整体上略低于水电厂，而其可变成本远远高于水电厂和风电场；风电场由于规模较小，固定成本相对较低，但是发电能力较弱，制约了其效益。

表2 各发电厂基础数据

机组类型	编号	固定成本/万元	可变系数/(万元/MW·h)	装机容量/MW	年预测最大利用小时/h
火力发电厂	1	1 950	450	1 200	5 400
	2	1 840	484	1 200	5 500
	3	2 100	445	2 400	5 600
水电厂	1	2 980	120	630	2 500
	2	2 870	110	800	2 200

（续）

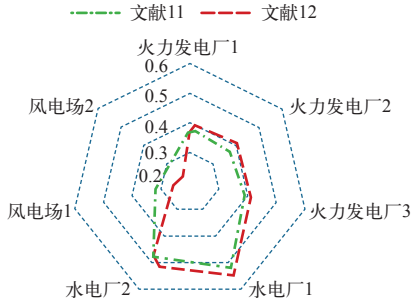
机组类型	编号	固定成本/万元	可变系数/(万元/MW·h)	装机容量/MW	年预测最大利用小时/h
风电场	1	530	40	120	1 400
	2	740	60	100	1 300

需要特别说明的是，表2中各发电厂的年预测最大利用小时数计算尺度略有差别，对于火力发电厂仅考虑其机组检修影响的发电利用小时数，而对于水电厂和风电场，则是根据其气象预测数据和机组检修数据两个方面综合分析测算得到。

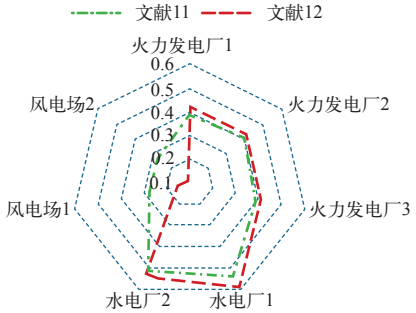
3.2 数据分析

文献[11]和文献[12]中电力现货市场交易机制的差别主要体现在文献[11]在文献[12]的基础上增加考虑了日内市场交易需求，并且设计了保障间歇式新能源的差别偏差考核措施。为论证两种电力现货市场交易机制的差别，设计了风电场年发电能力预测偏差10%和20%两个场景。

火力发电厂、水电厂和风电场在两种市场交易机制设计下的最终效益如图2所示。其中，图2a为预测偏差为10%的场景下效益率分布，图2b为预测偏差为20%场景下的效益率分布。效益率为发电厂收益与其经营收入的比值。通过采用该指标以



（a）预测偏差10%



（b）预测偏差20%

图2　发电厂效益对比分析图

横向对比不同类型电源的收益幅度。对比两个场景下的效益分布，可直观发现如下特征。

1）从不同电源效益水平来看，水电厂的效益率最高，其原因在于水电厂的整体经营成本普遍低于火力发电厂，而相对于风电场其发电能力更强，发电能力预测更准确。

2）不同机制下对风电场的影响不同，明显可以看出风电场在文献[12]的市场交易机制下效益率明显低于文献[11]，其原因在于风电场作为近年来快速兴起的清洁能源，一方面其建设投入较高，导致固定成本的比例相对较高，另一方面发电能力相对较弱，特别是发电预测准确率较低的问题对其经营效益影响较大，当预测偏差增大时，如果不增加对风电场的差别偏差考核措施，风电场竞争能力将大幅下降。

4　结束语

围绕多时序市场中多种电源联合博弈模型与测算问题，构建了博弈框架，并针对当前发电厂竞价决策研究较少的实际，重点提出了发电厂的竞价决策模型。基于某省实际数据的算例表明，该方法能够量化不同市场机制对各类型电源的影响程度，对于提升市场交易机制设计的合理性具有重要参考价值。

参考文献

[1] 国家发展改革委员会．关于开展电力现货市场建设试点工作的通知：发改办能源 [2017]1453号 [G]．北京：国家发展改革委员会，2017．

[2] 卢强，陈来军，梅生伟．博弈论在电力系统中典型应用及若干展望 [J]．中国电机工程学报，2014，34 (29)：5009-5017．

[3] 刘晓峰，高丙团，李扬．博弈论在电力需求侧的应用研究综述 [J]．电网技术，2018，42 (8)：2704-2711．

[4] 刘思源，艾芊，郑建平，等．多时间尺度的多虚拟电厂双层协调机制与运行策略 [J]．中国电机工程学报，2018，38 (3)：753-761．

[5] 李丹，刘俊勇，刘友波，等．考虑风储参与的电

力市场联动博弈分析 [J]．电网技术，2015，39 (4)：1001-1008．

[6] 方宇娟，魏韡，梅生伟，等．考虑节点边际价格的热电联产机组主从博弈竞价策略 [J]．控制理论与应用，2018，35 (5)：682-687．

[7] 吴诚，高丙团，汤奕，等．基于主从博弈的发电商与大用户双边合同交易模型 [J]．电力系统自动化，2016，40 (22)：56-62．

[8] 李俊，刘俊勇，谢连芳，等．发电侧与供电侧分时电价动态博弈联动研究 [J]．电力自动化设备，2012，32 (4)：16-19．

[9] 赵文会，闫豪楠，何威．基于风火网非合作博弈的电力市场均衡模型 [J]．电网技术，2018，42 (1)：103-111．

[10] 李清清，周建中，莫莉，等．基于通用博弈模型的电力市场均衡对比分析 [J]．电网技术，2010，34 (7)：14-19．

[11] 张馨瑜，陈启鑫，葛睿，等．考虑灵活块交易的电力现货市场出清模型 [J]．电力系统自动化，2017，41 (24)：35-41．

[12] 郭鸿业，陈启鑫，钟海旺，等．基于标准化金融交割曲线的现货市场建设路径设计 [J]．电力系统自动化，2017，41 (17)：1-8．

（收稿日期：2018－06－28）EA

(上接第81页)

[5] 李才华，杜松怀，陈志文，等．LMP机制下可中断负荷用于阻塞管理的最优调度方法 [J]．继电器，2008，36 (4)：67-71．

[6] 李海英，李渝曾，张少华，等．可中断负荷参与输电阻塞管理的模型与算法 [J]．电力系统自动化，2006，30 (10)：17-21．

[7] Ratra S，Singh P，Tiwari R．Soft computing techniques for congestion management in power systems [C]．2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics，Intelligent Control and Energy Systems，Delhi，2016：1-5．

[8] Moradi M H，Reisi A R，Hosseinian S M．An optimal collaborative congestion management based on implementing DR [J]．IEEE Transactions on Smart Grid，2018，9 (5)：5323-5334．

[9] Nguyen D B，Scherpen J M A，Bliek F．Distributed optimal control of smart electricity grids with congestion management [J]．IEEE Transactions on Automation Science and Engineering，2017，14 (2)：494-504．

[10] 王秀丽，甘志，雷兵，等．输电阻塞管理的灵敏度分析模型及算法 [J]．电力系统自动化，2002，26 (4)：10-13，22．

[11] Dehnavi E，Abdi H．Determining optimal buses for implementing demand response as an effective congestion management method [J]．IEEE Transactions on Power Systems，2017，32 (2)：1537-1544．

[12] 沈瑜，夏清，康重庆，等．发电联合转移分布因子及快速静态安全校核算法 [J]．电力系统自动化，2003，27 (18)：13-17．

[13] CSL．IEEE-30 buses system [EB/OL]．(2010.10.01)．http://icseg.iti.illinois.edu/ieee-30-bus-system/．

（收稿日期：2018－05－17）EA