

电网代理购电业务方法及对电网经营影响探究

杨 娜¹, 朱刘柱¹, 王 宝¹, 刘 丽¹, 黄 霞¹, 戴晓娟², 吴 凯², 陈雨果²

(1. 国网安徽省电力有限公司 经济技术研究院, 合肥 230022; 2. 北京清能互联科技有限公司, 北京 100080)

摘要:1439 号文放开所有燃煤机组进入市场,取消所有工商业用户的目录电价,并要求由电网暂时代理未进入市场的工商业用户购电,由此催生了市场新形势下的电网代理购电业务。根据 809 号政策要求,梳理电网代理购电业务开展流程及电网各部门的相关业务协同,并对电网代理购电关键环节的几个重点问题进行分析;提出一套电网代理购电价格计算方法,分析其对电网公司经营的影响,并构建算例进一步展示所提电网代理购电价格计算方法,为后续电网代理购电业务的实际开展提供参考和技术支撑。

关键词:电网代理购电;业务流程;代理购电价格;公司经营

中图分类号:TM73 **文献标志码:**A **文章编号:**1671-1807(2022)06-0104-05

自 2015 年国家发布电改“9 号文”^[1]以来,中国第二轮电力市场改革已逐步进入深水区^[2-4],面临计划体制与市场体系难以兼容,如用户目录电价、发电机组上网标杆电价和市场价格衔接问题,限制市场规模进一步扩大。2021 年 10 月,国家发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(1439 号文)^[5],明确放开燃煤发电市场化电量、电价,燃煤电量全部进入市场;放开工商业用户市场化电量和电价,取消工商业目录电价,暂未直接从电力市场购电的用户由电网企业代理购电;扩大中长期市场交易电价浮动范围至正负 20%;居民农业用户执行现行目录电价。随后,国家发布《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》(809 号文)^[6],对电网代理购电流程进行了规范说明,要求加强电网代理购电与相关政策的协同。1439 号取消了工商业目录电价,放开了所有燃煤发电市场市场化电量,对传统电力体制造成了较大的冲击和影响。在此背景下,电网由原有的统购统销转变成暂时代理工商业用户和居民农业用户的角色,工商业用户逐步进入市场直接交易成为未来市场发展趋势。而电网公司应如何开展代理购电业务及其对电网公司的影响是后续电网公司有效落实电网代理购电政策必须解决的问题。本文将结合 809 号文政策,梳理电网代理购电业务流程,提出

电网代理购电价格计算方法,为电网公司代理购电业务的开展提供参考。

现有研究多集中在市场与非市场情况,电网企业对购售电业务的优化决策和系统辅助决策研究方面。文献[7]建立了电网购售电业务风险监测与分析模型、电网购售电业务穿透查询分析模型和电网企业购售电业务联动监测分析模型,为电网企业购售电业务监测分析提供理论支撑;文献[8]提出了电网企业在电力市场环境,考虑价格和市场风险下的长期购电和短期购电计划的制定方法,并提出一套依据用户用电可靠性要求和电压等级制定的可靠性电价计算模型;文献[9]对电网公司购售电优化理论和模型进行研究,建立购售电环节的因素分析模型,并对电网企业购售电协调优化辅助决策支持系统进行了功能设计和系统开发。文献[10-13]在电网企业购电的长期合约市场和短期市场中引入风险因素对两市场的最优购电量分配问题进行研究,并分别考虑需求确定和不确定条件下的购电分配策略。文献[14]从负荷预测偏差、电力交易方式、市场结算和输电阻塞四个方面论述了电网购电风险,并提出应对风险的管理措施和方法。1439 号和 809 号文政策下的电网代理购电是我国电力市场改革过程中为进一步扩大市场规模、推进市场发展的一个特殊阶段,现阶段较少有对电网代

收稿日期:2022-01-24

基金项目:国网安徽省电力有限公司经济技术研究院项目(B61209210003)。

作者简介:杨娜(1983—),女,安徽宿州人,国网安徽省电力有限公司经济技术研究院,高级工程师,硕士,研究方向为电网规划、电力市场;戴晓娟(1988—),女,福建龙岩人,北京清能互联科技有限公司,咨询经理,硕士,研究方向为电力市场、电力系统调度运行。

理购电业务及其对电网经营影响进行分析的研究。

本文按照 809 号文政策要求,对电网代理购电业务流程及电网各部门业务之间的协同进行分析,在此基础上研究电网企业在代理购电业务关键环节中应重点关注的几个问题;设计了电网代理购电价格计算方法,及其对公司经营的影响;最后构建算例展示了本文提出的电网代理购电价格的计算过程。

1 电网代理购电业务流程和分析

按照 809 号文要求,电网需在月度最后 3 日前公布下月工商业代理购电价格,即电网需全面考虑电网公司在购电侧不同资源条件、市场条件下的购电成本,实现代理购电价格向用户侧的传导,确保电网公司按照输配电价获得收益。电网代理购电业务月度流程如图 1 所示。

流程步骤包含如下几个主要环节:

1)电网营销部分别预测下月电网代理居民农业、工商业用户的用电量和分时曲线。

2)电网发展策划部对优发机组下月发电进行预测和安排,下发月度优发机组电量计划。

3)电网营销部根据电网发展策划部下发的月度优发机组电量计划,确定电网需在市场购买的代理购电量和分时曲线。营销部根据代理购电的年度合同和下月代理工商业用户用电量预测情况,参与月度电力市场交易。在现货市场环境,营销部还需按照现货市场规则在月内每日参与现货市场。

4)电网营销部/财务部综合优发机组电量、代理工商业用户市场购电合约和偏差电量等,计算电网代理购电下月工商业用户电价。

5)电网营销部/财务部根据交易中心出具的月度结算依据,计算电网代理工商业用户的实际上网电价、偏差电费、辅助服务费等。

在电网代理购电业务的流程中,电网公司需注意以下几个问题:

1)电网需准确预测居民农业用电量、工商业用电量和电力曲线。电量预测的准确度将影响电网代理工商业购电价格预测的准确度,影响电网现金流收益和代理用户的黏性。在现货市场环境,电网公司需预测好代理工商业的电量分时曲线,否则面临偏差电量高买低卖的价格风险。

2)需准确预测优发机组的发电量和分时曲线。优发机组的发电量和分时曲线直接影响电网需要在市场购买电量的数量和曲线形状的决策,影响最终的偏差电量的大小和现货价格结算偏差电量的



图 1 电网代理购电业务月度流程

风险。

3)确定优发机组与农业居民用户的匹配方式。在优发机组电量大于农业居民用户用电量时,确定是按照优发机组上网电量的加权平均价格还是按照优发机组上网价格从低到高的方式匹配居民农业用户用电,这将影响电网代理工商业向优先发电购电的均价/费用。

4)结合电力市场规则,科学参与电力市场。电网公司代理用户后,采用何种市场购电策略,虽然不影响电网公司收益,但对代理用户的购电价格造成影响。电网代理购电用户将对电网公司的购电策略非常关心且敏感,相关的信息披露、对外应答工作将变得极其重要,需要有相关的分析决策平台对该项工作给予支撑。

现阶段,809 号文对电网参与市场购电的方式做了一定的限制,要求在 2021 年 12 月月底前,电网采用挂牌方式购电代理电量,在 2022 年 1 月以后,采用电网报量不报价、价格接受者方式参与电力集中竞争。在统一集中竞争方式下,电网公司只能接受统一集中竞价的典型/标准曲线,可能难以与电网代理工商业的市场化购电需求匹配,限制了电网代理工商业购电的灵活性,可能导致电网代理购电的偏差费用较大。

2 电网代理购电价格计算方法

电网代理工商业用户购电,采用本月预测下月代理购电价格的方式。一方面体现电网公司作为特殊的售电主体所承担的责任和义务,让代理用户提前知晓用电价格,帮助其评估用电成本,合理安排用电计划;另一方面也保障电网公司及时回收代

理购电成本,保障资金流及时兑现。按809号文要求,电网公司需每月月前最后3日前计算下月电网代理工商业用户的用电价格。

下月电网代理工商业用户用电价格=下月电网代理工商业购电费用/下月电网代理工商业用电量。

下月电网代理工商业购电费用主要包含以下4个部分。

2.1 预测下月电网代理工商业购电费用

计算电网代理工商业购电的预测费用需包含如下步骤:

1)分别预测下月电网代理居民农业、工商业用户的用电量和分时曲线。

2)根据电网发展策划部下发的月度优发机组电量计划,确定电网需在市场购买的代理购电量和分时曲线。

电网代理市场购电量=居民农业预测用电量+工商业用户预测用电量-优发机组电量。

3)结合现阶段电网已完成的市场化交易情况和对偏差电费、不平衡资金的预测,计算电网代理购电的市场购电费用。

4)计算代理工商业购电费用。若优发机组预测发电量大于居民农业电量,则

代理工商业购电费用=(优发机组预测发电量-居民农业预测用电量)×优先发电的平均上网电价+电网代理购电的市场购电费用。

若优发机组预测发电量小于居民农业电量,则

电网代理工商业购电费用=电网代理市场购电均价×电网代理工商业电量。

2.2 代理工商业购电的上月偏差电费

电力交易机构依据市场交易结算规则,对电网代理购电费用进行结算,在此基础上电网公司对比上月工商业用户购电费用计算电网代理工商业购电偏差费用。

上月偏差费用单价=实际代理工商业购电费用-预测代理工商业购电费用。

2.3 代理居民农业用户购电的新增损益分摊

按809号文要求,需将上月电网代理居民农业用户购电的新增损益费用分摊给全体工商业用户。但现阶段国家未对电网代理居民农业用户购电新增损益的定义和计算方式做详细说明。本文以核定的输配电价为基准,认为电网代理居民农业用户购售电的价差与输配电价的价差收益为电网代理居民农业用户购电的新增损益。因此,电网代理的

工商业用户分摊的居民农业新增损益费用步骤如下:

1)按照目录电价和居民农业用户实际用电量,计算上月居民农业用户实际电费。

2)依据现阶段核定的输配电价,计算居民农业用户对应的输配电费。

3)根据上月优发机组的实际发电情况计算电网代理居民农业用户购电的实际上网电费。

4)计算电网代理居民农业用户购电的新增损益。

新增损益费用=(上月居民农业用户实际电量-上月电网代理居民农业的实际上网电费-居民农业输配电费)×上月电网代理工商业用户电量占比。

2.4 辅助服务市场费用分摊

随着电力市场的发展,辅助服务费用分摊逐步按照“谁造成,谁分摊”原则开展。因此,用户侧也逐步纳入至辅助服务市场费用的分摊主体范围。与电网预测下月电网代理工商业购电费用方法和上月辅助服务市场偏差费用计算方法相同,电网公司计算上月辅助服务市场用户侧分摊费用和电网代理上月辅助服务偏差电费的加和,结合电网代理购电工商业用户预测电量占比,计算下月电网代理工商业用户购电的辅助服务市场分摊费用。

3 电网代理购电对公司经营的影响

在电网公司提前确定代理工商业用户购电价格的方式下,实际代理购电价格和预测代理购电价格的偏差需要在下月进行回收。在现货市场环境下,现货市场价格风险较高,电网代理购电可能需要在中长期市场和现货市场分别购买部分电量,需承担现货市场价格风险,电网代理购电价格月前预测难度大,导致电网代理购电的预测价格与实际的偏差也可能较大。若预测价格低于实际价格将导致电网现金流遭受一定程度上的损失;若预测价格高于实际价格,则电网公司现金流将有一定的增加。但实际来看,若电网公司长期预测价格高于实际价格,可能导致电网代理购电价格高于市场化工商业用户(不由电网代理)电价,降低电网代理购电工商业用户的黏性,导致客户流失。

在燃煤机组全部进入市场的情况下,部分省份可能出现电网代理的优先发电电量不能满足农业居民用户电量的情况,电网公司需要在电力市场中购买电量满足农业居民用户需求,而因此造成的电

网公司代理工商业用户价格的损益也需要下下月进行分摊/回收。

因此,电网公司代理工商业、居民农业用户购电在现金流方面,可能发生一定程度的损失。电网公司在经营方面要考虑到现金流减少对公司运营和收益方面所产生的影响,例如对资金链方面的负面作用,提前调整资金管理计划,保证现金流正常。

4 算例

假设现在为 4 月 26 号,电网需计算 5 月电网代理工商业用户的价格。系统中有一个优先用户 L1,电网代理工商业用户 L2,优发机组 G1 和 G2,各主体的 5 月预测电量和相关价格数据见表 1。电网代理工商业用户的在电力市场的购电价格为 600 元/(MW·h)。电网代理购电 3 月结算数据见表 2。

表 1 主体 5 月电量和价格数据		
用户与机组	预测电量/(MW·h)	价格/[元/(MW·h)]
L1	50	500
L2	100	
G1	60	400
G2	40	450

表 2 电网代理购电 3 月结算数据	
类别	数据
电网代理购电实际电费/元	47 000
电网代理工商业用户缴纳电费/元	45 000
辅助服务用户侧分摊费用/元	5 000
电网代理购电辅助服务偏差电费/元	-1 000

5 月电网代理工商业用户电量在全体工商业用户的占比为 10%,居民农业用户的输配电价为 100 元/(MW·h)。

按照第 3 节中电网代理购电价格计算方法,可得到:

5 月优发机组上网电量加权均价=(60×400+40×450)/100=420 元/(MW·h);

5 月电网代理购电预测电费=420×(100-50)+600×(100-50)=46 000 元;

3 月代理工商业购电的偏差电费=47 000-45 000=2 000 元;

3 月代理居民农业用户购电的新增损益分摊=[(420+100)-500]×50×10%=100 元;

3 月代理工商业辅助服务市场偏差费用=5 000×10%=500 元;

5 月电网代理购电价格=(46 000+2 000+100+500)/100=486 元/(MW·h)。

5 月电网代理购电价格数据见表 3。

表 3 5 月电网代理购电价格数据		
类别	计算方式	数据
5 月电网代理购电价格/[元/(MW·h)]	(①+②+③+④)/⑤	486
5 月电网代理购电预测电费/元	①	46 000
3 月代理工商业购电的偏差电费/元	②	20 000
3 月代理居民农业用户购电的新增损益分摊/元	③	100
3 月代理工商业辅助服务市场偏差费用/元	④	500
5 月电网代理工商业用户预测电量/MW	⑤	100

5 总结与展望

本文分析了在 1439 号和 809 号文政策下,电网代理购电业务的开展流程,总结电网代理购电应注意的几大问题,提出电网代理购电价格计算方法,分析电网代理购电对公司经营的影响,并构建算例进一步展示电网代理购电价格计算方法,为电网后续代理购电业务的开展提供了参考。

中国电力市场仍处于一个不断发展和完善的阶段,在此期间,包括电力市场价格模式、运行模式等多方面都仍在摸索改进之中。1439 号和 809 号文扫清了市场发展的部分阻碍,加快了中国市场改革进程。从现阶段政策看,电网代理购电只是未来工商业用户全部进入市场的过渡阶段方式,电网代理购电如何发展、代理购电规模如何变化等与国家政策、市场后续发展情况、主体选择有较大关系。但总体来看,中国电力市场一直在平稳有序发展过程中,1439 号和 809 号文的有效落实将扩大电力市场规模,进一步激活市场,加快市场体系、规则的完善,大力推动、加速中国电力市场发展。

参考文献

[1] 中共中央 国家发展改革委.《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9 号)[EB/OL]. 2015. http://www.ndrc.gov.cn/fzgggz/tzgg/ggkx/201504/t20150409_676931.html.

[2] 王鹏.电力现货市场建设的机遇和挑战[J].中国电力企业管理,2019(7):53-55.

[3] 肖谦,喻芸,荆朝霞.电力市场的目标,结构及中国电力市场建设的关键问题讨论[J].全球能源互联网,2020(5):10.

[4] 夏清,陈启鑫,谢开,等.中国特色、全国统一的电力市场关键问题研究(2):我国跨区跨省电力交易市场的发展途径、交易品种与政策建议[J].电网技术,2020,44(8):2801-2808.

[5] 中共中央 国家发展改革委.《关于进一步深化燃煤发电上

网电价市场化改革的通知》(中发〔2021〕1439 号)[EB/OL]. 2015. <https://zfxxgk.ndrc.gov.cn/web/iteminfo.jsp?id=18280>.

[6] 中共中央国家发展改革委.《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》(中发〔2021〕809 号)[EB/OL]. 2015. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202110/t20211026_1300892_ext.html.

[7] 陈坤. 电网企业购售电业务风险监测分析模型[D]. 北京: 华北电力大学, 2015.

[8] 曹福成. 电网企业购售电经营中的优化模型与方法研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2007.

[9] 周健. 电网公司购售电优化理论及其辅助决策支持系统研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2010.

[10] YAN H M, YAN H Z. Optimal energy purchases in de-regulated California energy markets[C]//Proceedings of 2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Singapore: IEEE, 2000: 1249-1254.

[11] LIU Y A, GUAN X H. Purchase allocation and demand bidding in electric power markets[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2003, 18(1): 106-112.

[12] 刘亚安, 管晓宏. 考虑风险因素的两市场购电优化分配问题[J]. 电力系统自动化, 2002(10): 41-48.

[13] 郭金, 江伟, 谭忠富. 风险条件下供电公司最优购电问题研究[J]. 电网技术, 2004, 28(11): 18-22.

[14] 郭金. 电网企业购电风险分析模型及管理策略研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2005.

Study on the Method of Grid Agent Power Purchase and Its Influence on Power Grid Operation

YANG Na¹, ZHU Liuzhu¹, WANG Bao¹, LIU Li¹, HUANG Xia¹,
DAI Xiaojuan², WU Kai², CHEN Yuguo²

(1. Economic Technology Research Institute, State Grid Anhui Electric Power Co., Ltd., Hefei 230022, China;
2. Beijing TsIntergy Technology Co., Ltd., Beijing 100080, China)

Abstract: Policy No. 1439 allows all coal-fired units to enter the market, cancels the catalog price for all industrial and commercial users, and requires the power grid to purchase power temporarily on behalf of industrial and commercial users who have not entered the market, thus gives birth to the power grid agent purchase business under the new situation of the market. According to the requirements of policy No. 809 policy, the development process of power grid agent power purchase business and relevant business coordination among all departments of power grid is sort out, and several key issues in the key link of power grid agent power purchase business is analyzed. A set of calculation method of power purchase price by power grid agent is proposed, its impact on the operation of power grid companies is analyzed, and an example to further demonstrate the calculation method of power purchase price is constructed by power grid agent proposed, providing reference and technical support for the actual development of power purchase business by power grid agent.

Keywords: grid agent power purchase; the business process; the price of grid agent power purchase; company operation