DOI：10.13500/j.dlkcsj.issn1671-9913.2022.04.001

电力设计企业参与新型储能工程项目实践调研

乔红雷[1]，马　雪[2]，彭烁君[3]，王洋洋[1]
(1. 中国电建集团河南省电力勘测设计院有限公司，河南　郑州　450000；
2. 中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司，四川　成都　610021；
3. 水电水利规划设计总院，北京　100120)

摘要：“双碳”目标下，储能产业发展迎来快速发展的机遇，各类相关产业政策集中出台，以电化学储能为代表的新型储能产业呈现出规模化和商业化的趋势。在分析新型储能产业相关政策的基础上，通过对相关电力设计企业参与储能项目实践情况进行调研，为产业发展政策和电力设计企业发展储能提供参考建议。

关键词：“双碳”目标；新型储能；电力设计企业
中图分类号：TM7　**文献标志码**：A　**文章编号**：1671-9913(2022)04-01-04

Field Research on the Practice of Electrical Power Design Enterprises Participating in Energy Storage Projects

QIAO Hong-lei[1], MA Xue[2], PENG Shuo-jun[3], WANG Yang-yang[1]
(1. PowerChina Henan Electric Power Engineering Co., Ltd., Zhengzhou 450000, China;
2. Southwest Electric Power Design Institute Co., Ltd. of CPECC, Chengdu 610021, China;
3. China Renewable Energy Engineering Institute, Beijing 100120, China)

Abstract: To achieve carbon peaking and carbon neutrality goals, energy storage industry has been facing a period of rapid development. Various industry-related policies were issued one after another. The new type of energy storage industry represented by electrochemical energy storage is trending toward large-scale and commercialization. Based on the analysis of the new type of energy storage industry-related policies and conducted field research on the practice of electrical power engineering enterprises participating in energy storage projects, this paper provides the related industrial development policy recommendations and how electrical power engineering enterprises carry out energy storage business.

Keywords: carbon peaking and carbon neutrality goals; new type of energy storage; electrical power design enterprise

0　引言

在“双碳”目标背景下，清洁能源发展和新型电力系统的建设需求为储能的发展提供了历史性机遇。传统意义的电力储能是为实现电力存储及双向转换的技术，电能以机械能、电磁能、化学能等形式存储下来，并适时反馈回电力网络。目前，常用的储能技术主要有以下几类：物理储能(抽水蓄能、压缩空气储能、

* **收稿日期**：2022-03-04
第一作者简介：乔红雷(1985-)，男，硕士，高级工程师，主要从事企业管理和市场统计分析工作。

万方数据

飞轮储能)、电磁储能(电容器储能、超导储能等)、电化学储能(锂离子电池、铅电池等)、化学储能(储氢等)和相变储能(熔融盐储热、冰蓄冷等)。每种储能技术都有自身的优势和限制，技术发展水平、适用场合和应用前景也各不相同。抽水蓄能技术相对成熟，目前处于主导地位。本文中新型储能是指除抽水蓄能以外的储能形式，其中电化学储能受地域、环境、资源情况影响较小，应用场景广泛，发展迅速，前景较好。

1 新型储能技术的应用

新型储能在电力系统的主要作用调峰、调频、改善电能质量、提高系统稳定性和可靠性。按照储能在电力系统中的位置功能划分，储能的应用可分为：发电侧储能、电网侧储能、用户侧储能等。在发电侧，储能主要用于辅助机组动态运行，提高机组的效率，提高可再生能源发电的可控性和友好性等[1]。储能系统在电网侧的作用主要是缓解输配电阻塞、延缓输配电设备扩容及无功支持，提高输配电网供电安全性、弹性、灵活性、稳定性与可靠性等服务[1]。在用户侧，储能主要应用于分时电价管理、容量费用管理、提高供电质量和可靠性、提高分布式能源就地消纳等方面[2]。

2 相关政策

2.1 新型储能直接政策

在“双碳”背景下，为促进新型储能产业实现规模化发展，国家能源局于2021年连续出台多项与新型储能相关的直接政策。《关于加快推动新型储能发展的指导意见》明确了我国新型储能发展的方向和商业化发展目标，提出了储能产业化发展的工作要求。《新型储能项目管理规范(暂行)》、《电化学储能电站安全管理暂行办法(征求意见稿)》两份文件，规范了储能全流程管理要求，明确“无歧视”并网，对国家各相关管理部门的安全职责进行了梳理和划分，明确各环节消防安全的管理责任。《电化学储能电站并网调度协议(示范文本)(征求意见稿)》首次针对新型电化学储能电站形成并网调度协议文本，改变了储能参与市场交易、并网调度无据可依的状态。

2.2 “可再生能源+储能”一体化发展的相关政策

2021年2月，国家发改委、国家能源局联合发布《国家发展改革委、国家能源局关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》(发改能源规〔2021〕280号)文件，明确要利用存量常规电源，合理配置储能，统筹各类电源规划、设计、建设、运营，优先发展新能源，积极实施存量“风光水火储一体化”提升，稳妥推进增量“风光水(储)一体化”，探索增量“风光储一体化”，严控增量“风光火(储)一体化”。

2021年5月国家能源局发布《关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》，首次将新型储能作为市场化落实并网条件之一；2021年8月，国家发改委发布《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》，首次在国家层面明确配建储能比例，由发电企业通过市场化方式配置调峰和储能资源。

2021年，全国多省份纷纷下达相关政策，明确“新能源+储能”的发展需求，并提出新增新能源项目配置5%～20%储能设施的要求，储能也成为优先并网优先消纳的技术条件。

2.3 电力系统辅助服务相关政策

2016年6月，国家能源局发布《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿(市场)机制试点工作的通知》，明确在发电侧建设的电储能设施，可与机组联合参与调峰调频，或作为独立主体参与辅助服务市场交易；用户侧建设的电储能设施，可作为独立市场主体或与电企业联合参与调频、深度调峰或启停调峰等服务。

2017年11月，国家能源局发布《完善电力辅助服务补偿(市场)机制工作方案》，提出鼓励采用竞争方式确定电力辅助服务承担机组，按需扩大电力辅助服务提供主体，鼓励储能设备、需求侧资源参与提供电力辅助服务，允许第三方参与提供电力辅助服务，确立在2019～2020年，配合现货交易试点，开展电力辅助服务市场建设。辅助服务交易逐渐实现市场化运作。

万方数据

2021 年 8 月，国家能源局公开征求《并网主体并网运行管理规定 (征求意见稿)》和《电力系统辅助服务管理办法(征求意见稿)》的意见，正式将新型储能作为市场主体，纳入到国家并网运行管理及辅助服务管理中。进一步支撑新能源接入和消纳，提升电力系统可靠性和电能质量。同时推动建立用户参与的分担共享机制，疏导电力系统运行日益增加的辅助服务费用。

东北、福建、山东、山西、新疆等多地在尝试开展辅助服务市场建设试点工作，给予储能平等的市场主体身份，为系统提供调峰等辅助服务。

2.4 电价改革方面

2021 年 7 月国家发改委发布的《关于进一步完善分时电价机制的通知》，优化了分时电价机制，确定了峰谷电价价差原则。随着国家政策的推动以及供电紧张的压力，目前已有十多个省份出台了完善分时电价的相关政策，通过拉大峰谷价差、优化峰谷时段来调节用电负荷。

3 储能项目实践调研

3.1 福建省某设计企业调研

福建省某设计企业是一家具备电力系统规划设计和各类大中型发电厂及电网工程勘察设计能力的大型科技企业，具备专业的储能项目团队，在储能项目规划、研发和生产方面经验丰富。本课题重点调研了该设计企业参与的某 100 MWh 级电网侧大型储能示范项目。

该储能示范项目于 2020 年 1 月实现并网调试，以 110 kV 接入省电网，搭载了百兆瓦时级大规模电池储能电站统一调度与控制系统，可为附近 3 个 220 kV 重负荷的变电站提供调峰调频服务，提高变电站的平均负载率，提升区域电网的利用效率。项目采用的电池单体循环寿命可达 12 000 次，远超 3 000 ～ 6 000 次的平均循环寿命，可以进一步提高项目效益，更好地为电网运行提供调峰、调频、需求响应等多种服务，实现电网削峰填谷，缓解高峰供电压力，为电网安全稳定运行提供支撑。项目运营效益受电价机制影响较大。

3.2 电力设计企业参与储能项目状况和特点

根据本课题调研情况，储能业务属于电力设计企业近几年内伴随着储能产业的崛起而发展起来的新兴业务，储能业务的体量占比并不高。电力设计企业对于储能业务的切入角度，仍侧重于其核心的规划咨询、勘测设计和 EPC 总承包业务模式。电力设计企业电力自身的资源禀赋和能力决定了其在储能业务竞争中的特点，主要体现在以下方面。

具备的优势：

1) 具有丰富的电力行业设计经验，熟悉电力系统发、输、变、供、配各环节的建设和运营情况，在技术、品牌和资源方面优势突出；

2) 掌握和了解属地区域的能源、电力方面的规划，熟悉相关行业政策；

3) 高端优秀的专业人才储备充足，技术创新和应用能力强；

4) 具备开展规划、咨询、设计、监理、总承包、投资运营等产业链条上多数业务环节的能力；

5) 在储能领域具备了一定的工程业绩和经验。

面临的挑战：

1) 与储能业务配套的组织模式、人员配置、资源投入等还不完全匹配；

2) 相关商业模式的创新和应用需进一步深化；

3) 储能业务的规模化发展的体系建设有待完善；

4) 储能电池技术是电化学储能项目的核心技术环节。电池设备厂商大部分都具有系统集成能力，掌握电池电芯相关的核心技术和成本控制能力，能独立完成电池系统集成方案，为业主提供成套的解决方案，同时对电池运行控制能给出更详细的方案，能给出更低的价格和更高效率的电池运行方案。相关方面目前属于电力设计院的短板。

4 储能业务发展面临的问题

1) 可再生能源配置储能设施后影响收益

国家要求新建可再生能源配置储能等调峰资源，在现阶段确实影响了发电企业的部分收益。当下业内对新能源发电项目强制配置储能

万方数据

设施的容量比例和调度运行方式存在不同的声音。单个新能源发电企业配置的储能或调峰设施规模较小，在运营过程中难以产生规模效应，将出现运营成本高、效率低等问题。可再生能源配置储能后，如何调度运行，如何参与市场，在尚未建立容量电价补偿机制的情况下，发电企业配置储能设施或调峰资源的固定成本增加如何疏导成为新能源企业关注的核心问题。

2) 储能参与市场机制不健全

在相关政策的支持下，发电侧和用户侧的储能发展迅速，但市场参与仍较为有限。目前的调峰市场未形成有效的价格机制，激励不充足、不稳定、不够准确。部分省份设定调峰服务固定补偿价格，但尚未为储能参与调峰提供充足利润。 国内省份的调频市场也引入了表现结果支付，给予响应速度快、精度高、延迟少的资源更多支付。此外，一些市场还对调频容量、调频里程给予部分支付。不过，目前大部分省份的调频市场依旧独立运行，无法很好地考虑调频、能量、备用等标的间的耦合关系。

3) 项目建设缺乏相关行业标准

新型储能项目分布在发电侧、电网侧和用户侧等各类场景，在不同应用场景下，对新型储能的规模、技术、性能要求差别很大。作为新生事物，新型储能项目在建设运营中尚缺乏国家相关规范和标准，可能导致安全隐患。为避免个别新型储能企业以牺牲安全为代价压低成本、造成劣币驱逐良币等情况发生，推动产业健康发展，新型储能相关行业标准的制订工作显得极为迫切。

5 结论与建议

5.1 政策方面

1) 国家在鼓励新能源配置一定规模储能设施的要求下，应尽快打通“新能源 + 储能”模式下的成本疏导渠道。探索一种按照价值表现参与电力市场化交易的方式，通过合理设置交易规则，使储能项目能够按照在电力系统中的作用价值实现经济回报。在有条件的地区，加快探索储能容量电费机制，尝试储能容量市场的建设。

2) 进一步完善相关电价机制。通过电费价格等利益信号，引导市场成员形成对储能项目开发和建设的内在驱动，实现自发选择储能项目建设模式和商业模式，能够自主参与市场竞争，充分提高储能资源的利用效率和价值作用。

3) 完善行业标准规范储能健康发展。建议政府部门、行业协会、相关利益方联合发力，完善储能相关标准。避免储能快速发展带来的一些问题，统筹考虑区域电源规划、新能源发展情形、电力市场建设进度等因素，合理测算电力系统储能需求，科学设计配置比例与时长，确保增设储能系统能够得到有效利用。

5.2 电力设计企业方面

1) 充分发挥规划咨询电力系统资源的先天优势，抢抓市场先机。储能发展与新型电力系统建设的发展相伴而生，储能项目的布局也伴随着新型电力系统的建设逐步趋于合理化。电力设计企业是新型电力系统建设中的关键力量，对属地区域电力系统“源网荷”的状况和特点极为熟悉。电力设计企业应充分发挥其在能源电力领域的规划咨询特长，积极参与储能项目规划和布局，锁定市场源端优势，站在产业链上游的视角培育项目，带动业务规模化发展。

2) 积极参与相关标准和规范的编制。随着新型储能相关支持性政策的密集出台，储能产业发展短期之内将涌现出极高的市场热情。同时，储能建设、管理、技术、运行等方面的相关规范、标准的制定和完善也愈发重要。 积极参与相关规范和标准的编制，不仅可以对促进储能产业规范贡献力量，而且在储能业务市场开发方面掌握主导权。

3) 拓展业务模式和商业模式的多元化发展。虽然，当下设备制造企业在独立储能电站方面也具有提供一体化解决方案的能力，但电力设计企业与其相比，在提供综合性解决方案层面更具备优势。随着用户侧储能表现出与分布式能源、微电网、5G 基站、综合智慧能源、工业园区等相结合多元化发展的趋势，储能作为应用场景中的一环，如何系统性规划并实现储能在综合场景中的价值，恰恰是电力设计企业所独具的优势能力。在储能项目运营收益能力还需进一步提高的阶段，电力设计企业应充分挖掘其在规划咨询、勘测设计和总承包建设管理

(下转第19页)

万方数据

表2　电力工程数字化业务项目复杂系数

复杂程度	工程设计条件	调整系数
简单	EPC管理模式 水电工程：主坝高度不超过50 m、装机容量不大于5万kW 风电、光伏工程：装机容量小于50 MW，变电站电压等级35 kV 火电工程：装机容量不大于5万kW	0.85
一般	EPC管理模式 水电工程：主坝高度51～70 m或装机容量为5～30万kW 风电、光伏工程：装机容量大于等于50 MW且小于150 MW，变电站电压等级110 kV 火电工程：装机容量为5～30万kW	1
复杂	DBB管理模式 水电工程：有两种坝型或两种厂型，或主坝高度71～150 m或装机容量为30万kW以上 风电、光伏工程：装机容量大于等于150 MW，变电站电压等级220 kV及以上 火电工程：装机容量为30万kW以上	1.15

注：当项目模式、装机容量、工程规模属于不同复杂程度时，按其中较高等级确定其复杂系数。

表3　电力工程数字化业务项目专业调整系数

专业	调整系数
水电、火电、核电、煤电	1.0
风电、光伏、生物质	0.9

4　结语

国内相关地方制定并发布了部分行业配套性的收费标准，有助于加速 BIM 的推广与应用。电力工程多为企业投资项目，尚无统一收费标准。合理的收费标准是对数字化设计价值的认可，有利于促进企业开展数字化设计。

本次课题仅为初步探索，受样本数量不足、BIM 设计深度不一、合同价格影响因素多等原因所限，仍然需要深入探索，广泛收集样本，还需要由政府主管部门、行业协会、电力投资企业、设计企业、施工单位共同制定收费标准，共同努力通过不断实践，完善和健全 BIM 收费标准，最大限度降低人为主观因素的影响，使其更加客观、科学、全面和系统。收费标准最好能依照具有一定的法律效力且基本符合工程项目实际情况的规定性或指导性文件或标准，才会消除成本、造价及审计等方面的顾虑。

参与课题研究的成员有：吕联亚、张曼（中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司）；岳振琪（中国电力工程顾问集团华北电力设计院有限公司）；刘湘晖（中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司）；许长红（中国电建集团中南勘测设计研究院有限公司）；张瑛（中国能源建设集团浙江省电力设计院有限公司）；王伟（湖北省工程设计研究院有限公司）等。

参考文献

[1] 丁琳. 浅析BIM技术应用收费标准[J]，城市道路与防洪，2021(5)：318-320.

（编辑　陈荣荣）

（上接第4页）

方面的市场价值。待时机成熟，也可参与储能项目“投建营”一体化业务，利用储能参与电力市场交易形成效益。

参与课题研究的还有：岳振琪（华北电力设计院有限公司）；李亚周（西北电力设计院有限公司）；薛立民（山西省电力勘测设计院有限公司）；余世峰（国网经济技术研究院有限公司）；张磊（贵阳勘测设计研究院有限公司）；孙卫锋（福建省电力勘测设计院有限公司）。

参考文献

[1] 孙振新，刘汉强，赵喆，等. 储能经济性研究[J]. 中国电机工程学报，2013，33(S1)：54-58.
[2] 孙玉树，杨敏，师长立，等. 储能的应用现状和发展趋势分析[J]. 高电压技术，2020，46(1)：80-89.

（编辑　陈荣荣）

万方数据