

DOI:10.3969/j.issn.2097-0706.2024.03.008

蒙西地区规模化储能商业运行模式及风险分析

Business operation modes and risk analysis of large-scale energy storage
in western Inner Mongolia

苑曙光^a, 张瑜婷^a, 王峰^{b*}, 苑广震^b

YUAN Shuguang^a, ZHANG Yuting^a, WANG Feng^{a*}, YUAN Guangzhen^b

(内蒙古工业大学 a. 经济管理学院; b. 能源与动力工程学院, 呼和浩特 010051)

(a. School of Economics and Management; b. School of Energy and Power Engineering,
Inner Mongolia University of Technology, Hohhot 010051, China)

摘要: 储能是新型电力系统实现高比例风光消纳的关键。作为国家重要能源和战略资源基地, 内蒙古提出在国内率先建成以新能源为核心的新型电力系统。因此, 研究适用于内蒙古地区的储能商业模式具有较强现实意义。为了全面比较各种现行储能商业模式在内蒙古地区的应用潜力, 以蒙西地区为例, 首先从技术视角分析了适用于蒙西地区的规模化储能技术路线、应用场景和配置原则; 其次, 结合蒙西地区电力生产、输送和消费特点, 对目前国内典型的储能商业模式可行性及风险进行分析。研究表明: 化学储能受自然条件影响较小, 其中磷酸铁锂技术更适应当前电力系统储能规模化发展; 短期内用户侧储能只有参与虚拟电厂聚合及参与需求侧响应才能获得盈利空间; 合同能源管理模式和共享储能模式更加适用于现阶段蒙西地区规模化储能发展。本文研究能够为能源投资商的蒙西地区储能项目提供决策支持, 也可为其他地区储能项目决策和开发提供参考。

关键词: 规模化储能; 新型电力系统; 风光消纳; 磷酸铁锂电池; 虚拟电厂聚合; 需求侧响应; 合同能源管理模式; 共享储能模式

中图分类号: TK 02

文献标志码: A

文章编号: 2097-0706(2024)03-0063-09

Abstract: Energy storage is the key to achieving high-proportion wind and solar energy consumption in new power systems. As an important national energy and strategic resource base, Inner Mongolia has taken the lead in building new power systems with renewable energy as their cores. It is important to find an energy storage business mode suitable for Inner Mongolia. In order to comprehensively compare the potential of existing energy storage business modes, the technical routes, application scenarios and configuration principles of large-scale energy storage projects in western Inner Mongolia are studied. Taking the characteristics of power generation, transmission and consumption in this area into consideration, the feasibility and risks of typical energy storage business modes in China are analyzed. The research results show that chemical energy storage technologies are less affected by natural conditions, among which the LiFePO₄ battery is more suitable for large-scale energy storage of current power system. In the short term, user-side energy storage can only obtain profit through participating in virtual power plant aggregation and demand-side response. Energy performance contracting mode and shared energy storage modes are more suitable for large-scale energy storage projects in western Inner Mongolia. This study can assist investors of energy storage projects in western Inner Mongolia in making decisions, and can also provide reference for decision-making on energy storage projects in other regions.

Keywords: large-scale energy storage; new power system; accommodation of renewable energy; LiFePO₄ battery; virtual power plant aggregation; demand side response; energy management contracting mode; shared energy storage mode

基金项目: 内蒙古自治区科技计划项目(2021GG0253); 内蒙古工业大学博士启动基金项目(BS2021041); 内蒙古工业大学自然科学基金项目(ZZ202110); 内蒙古电力科学研究院科技项目(2023150001000084)

Inner Mongolia Science and Technology Plan Project (2021GG0253); Inner Mongolia University of Technology Doctoral Scientific Startup Foundation (BS2021041); Inner Mongolia University of Technology Natural Science Foundation (ZZ202110); Inner Mongolia Electric Power Academy Science and Technology Project (2023150001000084)

0 引言

以风电和光伏为代表的清洁能源产业良性发展是能源转型的关键。由于政策大力扶持, 截至2021年底, 我国风电和光伏发电累计装机容量达

635 GW^[1]。风电和光伏发电出力具有随机性和波动性^[2],随着新能源接入规模不断扩大,电力系统安全稳定运行和新能源消纳等方面的压力日益加大。为应对高比例新能源发电对电网运行的影响,目前世界各国都在大力开发能够快速响应出力不可控电源的系统灵活性资源^[3],如灵活发电、储能及需求响应资源。储能设备可将不稳定的可再生能源转化为可靠稳定的能源供应,对提高电力系统稳定性、促进新能源消纳具有重要意义。

内蒙古风力资源丰富。目前,内蒙古风电装机总量约 39.96 GW,居全国首位。其中,蒙西电网风电装机规模约 21.65 GW,占蒙西电网总装机规模的 26.0%。但由于电源结构、网架结构等制约,目前蒙西电网风电利用效率仅为 89.2%。从短时间供需平衡角度来看,目前蒙西电网负荷日内最大峰谷差为 4.00 GW。由于蒙西部分地区新能源占电力装机结构比重较高,储能及灵活性资源匮乏,伴随风电日内出力波动,特别是在 16:00—24:00 风电出力不足,造成局部地区缺电。由此可见,蒙西地区存在新能源开发需求较高但消纳能力不足、新能源占比高但调节能力不足及电力供应整体富裕局部紧缺的三重矛盾。

2020 年 8 月国家发展改革委和国家能源局发布《关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见(征求意见稿)》,两个“一体化”分别从电源侧和需求侧强调储能的优化配置,强调发挥系统调节能力促进新能源消纳。2021 年 12 月和 2022 年 12 月内蒙古自治区人民政府先后发布《关于加快推进新型储能发展的实施意见》和《自治区支持新型储能发展若干政策(2022—2025 年)》,要求新建保障性并网新能源项目,配建储能原则上不低于 15%/2 h;新建市场化并网新能源项目,配建储能原则上不低于 15%/4 h。从国家和内蒙古能源转型需求来看,未来蒙西地区新能源需求较高。为保证新能源利用水平,未来蒙西电网新能源场站对化学储能需求较为旺盛。

为适应新型电力系统关于高弹性、高灵活性的要求,储能技术将围绕低成本、长寿命、高安全性、大容量四大主线加快攻关,提高储能设备经济性、安全性和可靠性^[4]。随着储能技术的成熟、材料和生产工艺的进步,中国储能产业迅速发展,制约储能大规模应用的障碍不再是技术,而在于政策环境的限制和商业模式的缺失^[5-6]。在储能商业模式方面,开赛江等^[7]基于储能应用价值的容量相关性约束,提出一种储能规模化应用商业模式精确定量评估方法。闫东翔等^[8]详细描述了共享储能的应用场

景及国内外工程实践,分析了共享储能在降低用户成本、提高储能利用率、促进可再生能源消纳和提升电网运行稳定性等方面的潜力。李姚旺等^[9]提出一种面向电力系统的多能源云储能模式。Li 等^[10]分析了现有储能商业模式的弊端。胡静等^[11]分析了储能在电力系统中的应用价值,提出电网侧储能潜在的商业模式。Hartmann 等^[12]分析了配电系统投资建设储能的商业模式。

综上所述,当前规模化储能商业运行模式的种类较多,但未从整体上对各种储能商业模式进行比较分析。因此,针对目前国内储能市场运行机制不明晰及蒙西新能源装机结构、供需水平和消纳方面存在的问题,结合当下新能源开发和高效利用对储能的需求,对目前已投入商业运行的典型储能技术路线和商业运行模式进行梳理,结合蒙西地区现状,分析储能商业模式中存在的风险,对推动蒙西地区储能项目决策和开发具有重要意义。

1 储能典型应用场景、技术路线和配置原则

1.1 应用场景

随着电力系统由“源网荷”向“源网荷储”逐步推进,储能作为电网升级转型关键技术^[13]被广泛应用于发电侧、电网侧及用户侧,在电力系统各环节都发挥重要作用。储能项目典型应用场景见表 1。

储能技术在发电侧的主要作用是缓解发电的随机性与波动性,保证可再生能源的平滑输出,促进可再生能源消纳,保证电力系统稳定运行。在电网侧,利用储能设备灵活快速的特性,缓解电力缺口、参与电网调峰、降低电网升级改造投资并提高电网侧的供电可靠性,减少资源浪费。在用户侧,峰谷价差套利主要通过用户调整自身用电计划而实现,这是用户侧储能的主要获利方式。同时,储能用户还可通过参与需求侧响应项目获得补偿收益^[14]。

目前蒙西新能源消纳水平低于华北其他省份,冬季和夜间弃风严重,储能应用的价值较高。因此蒙西地区火电厂都在积极配置储能电站,储能参与辅助服务的市场日渐萎缩,但新能源场站配置储能的需求日益上升。蒙西地区抽水蓄能资源稀缺,而电化学储能电站参与电网调峰不具有显著经济效益。此外,蒙西地区目前没有峰谷电价机制,用户侧储能短期内只有参与虚拟电厂聚合或参与需求侧响应才能获得盈利空间。综上所述,规模化储能在蒙西电网的应用主要可以起到以下作用:提升新能源利用水平,提高电网运行效率和效益;保证电网安全稳定运行;提升电网运行及响应灵活性。

表 1 储能项目典型应用场景
Table 1 Typical application scenarios for energy storage projects

应用场景		应用模式
发电侧	新能源消纳	配合可再生能源发电,能够有效平滑发电出力曲线,提高利用小时数,从而促进可再生能源消纳
	调频、备用等辅助服务	提高发电站自动发电控制(Automatic Generation, AGC)调节特性
	受端电网紧急电源支撑	在电网正常运行所需的发电出力意外中断时,可快速提供负荷所需电能,保证电力系统稳定运行
电网侧	缓解电力缺口	通过储能,缓解特定时段电力缺口
	参与电网调峰	电网可以利用储能装置在负荷高峰时期放电,在负荷低谷时充电,从而达到改善负荷特性、参与系统调峰
	延缓电网升级改造	延缓电网传统的升级措施
	备用电源	缓解电网建设过渡阶段用电,以及电网黑启动用电
	缓解输配电线路阻塞	为大电网提供虚拟同步惯量,保障电网安全可靠运行
用户侧	大用户峰谷价差套利	峰谷价差套利是在低电价或系统边际成本时段存储电能,在高电价或供不应求时段使用或卖出
	参与需求侧响应	利用储能技术特性,参与需求侧响应管理
	提高分布式电源利用率	响应净负荷曲线,增加新能源电量消纳
	提高用户供电可靠性	作为备用电源,减少停电次数,提高电能质量及供电可靠性

1.2 技术路线

储能技术总体上可分为机械储能、化学储能和电磁储能 3 类,不同储能技术路线的特性、优势、劣势以及适用性见表 2^[15]。

由表 2 可见,在现有储能技术路线中,除抽水蓄能和压缩空气储能外,其余类型的储能技术在应用规模上占据绝对优势。虽然抽水蓄能和压缩空气

储能的单体项目容量较高,但是受限于选址条件。由于蒙西地区常规水电资源匮乏,抽水蓄能资源不足,开发潜力较小。在维持现有规模条件下,随着风电、光伏等新能源电源的倍增式入网,蒙西地区现有火电站及抽水蓄能电站在超负荷状态下运行,难以满足电网需求。而电磁储能容量较小且成本较高,不适宜在现阶段规模化发展。

表 2 不同储能技术路线比较
Table 2 Comparison of different energy storage technical routes

	储能类型	容量	工作时间	成本	优势	劣势	功率型应用	容量型应用
机械储能	抽水蓄能	100~200 MW	4~10 h	4 200 元/kW	高容量、成本低	对场地要求高	不可行	完全可行
	压缩空气储能	10~300 MW	1~20 h	3 200 元/kW	高容量、成本低	特殊场地	不可行	完全可行
	飞轮储能	5 kW~10 MW	1 s~30 min	1 200 美元/(kW·h)	功率高	能量密度低	完全可行	可行、昂贵
化学储能	锂电子电池	kW 级~MW 级	min 级~h 级	780 美元/(kW·h)	比能高、效率高	成本高	完全可行	可行、昂贵
	铅酸电池	kW~500 MW	min 级~h 级	150 美元/(kW·h)	价格低	深充寿命短	完全可行	可行、昂贵
	镍氢电池	—	min 级~h 级	350 美元/(kW·h)	效率高	寿命短	完全可行	有合理性
	钠硫电池	100 kW~100 MW	h 级	350 美元/(kW·h)	比能高、效率高	成本高、效率低	完全可行	完全可行
	全钒液流电池	5 kW~100 MW	1~20 h	350 美元/(kW·h)	深放电寿命长	能量密度低	有合理性	完全可行
电磁储能	超导储能	10 kW~50 MW	2 s~5 min	6 000 美元/(kW·h)	功率高	比能低、成本高	完全可行	不可行
	超级电容储能	10 kW~1 MW	1~30 s	600 美元/(kW·h)	寿命长、效率高	能量密度低	完全可行	有合理性

电化学储能受自然条件影响较小。其中,锂离子电池具有能量密度高、工作电压大、循环寿命长、充电速度快等特点,发展潜力更大。锂离子电池中,主要有三元锂和磷酸铁锂 2 个技术路线。相比于前者,后者具有成本低、放电稳定、安全性高、循环寿命长、高温性能优良、无污染等特点。而储能对价格、稳定性、循环寿命等方面要求高,对极致的能量密度方面要求并不高,加上蒙西地区电价低,三元锂技术路线方案盈利能力不足,因此磷酸铁锂的特性与电力系统储能契合度很高,具有规模化发展的价值。

在电力系统灵活性资源中,化学储能由于具有

响应速度快、部署灵活、调节品质高等技术特点^[16],近年来受到各国的关注,成为促进新能源发展的关键技术与产业。近年来,化学储能成本不断降低,目前已具备规模化生产和应用的条件,特别是随着新能源平价上网^[17]和“源网荷储”一体化^[18]进程的推进,化学储能产业面临空前的发展机遇。与此同时,由于缺少储能产业扶持政策 and 市场运行机制,化学储能产业发展也面对严峻的挑战。

1.3 新能源配置储能的原则

从目前新能源场站配置储能的运行效果来看,光伏发电配置储能的效益要优于风电配置储能。一般电化学储能满功率连续充放电时间为 1~4 h,可

有效应对新能源日内波动。受容量规模限制,当出现长时间无风或大风等极端天气,储能利用效率可能受到较大限制。通过对西北电网新能源历史出力特性统计分析得出,单一省份极端无风天气最大持续时间达 6 d,频次最高达 3 次/a。若联网规模缩小至单个风力发电场,极端无风或持续大风天气可持续数周。风电大发时间通常在晚上或夜间,此时负荷较低,与风电消纳匹配性较差,同时北方地区供暖季还存在“以热定电”的矛盾,火电机组调峰能力受限,因此储能系统需要配置更大的容量。

与风电相比,光伏发电出力的规律性更强,储能可实现定期充放,利用率相对较高。同时,光伏发电输出功率峰值时段也是白天用电高峰时段,与负荷匹配度较好,只需配置较小容量的储能系统。

新能源汇集区配置储能要优于各个新能源场站配置储能。一方面,新能源汇集区配置储能所需的容量要显著小于各新能源场站单独配置储能所需容量之和。从统计规律上看,风光具有互补特性,各新能源场站出力通过相互叠加能够在一定程度上降低峰谷差。另一方面,新能源汇集区配置储能的经济效益要显著好于新能源场站单独配置储能。新能源汇集区配置储能可实现系统级调峰,各个新能源场站均可共享,大大提高了储能设施利用率。同时,由于储能配置在升压站外,不存在新能源补贴等计量方面的问题,交易和结算边界清晰。

按新能源装机容量比例配置储能的一刀切做法有待商榷。从目前政策来看,部分省份提出按新能源发电项目的装机容量比例配置储能,配置比例为 5%~20%。由于各地新能源发展规模、电网结构、调峰资源缺口程度有所不同,在新能源场站无差异化地配置储能有可能降低设备利用效率,增加项目总体成本。因此,需要根据新能源场站配置储能的功能定位合理配置,并非越大越好。

2 典型储能商业模式运营机制分析

2.1 发电侧储能商业模式

2.1.1 发电企业自建储能盈利模式

发电侧储能是指在火电厂、风电场、光伏电站等发电上网关口内建设的电储能设施。2022 年,内蒙古自治区能源局发布的《蒙西新型电力系统建设行动方案(2021—2030 年)(1.0 版)》中指出,全面推动自备电厂参与调峰,支持拥有自备电厂的工业企业在不减少购买电网电量的基础上,与新能源发电企业开展电力交易。发电企业自建储能盈利模式如图 1 所示。

发电企业自建储能装置在火电厂可以用于调

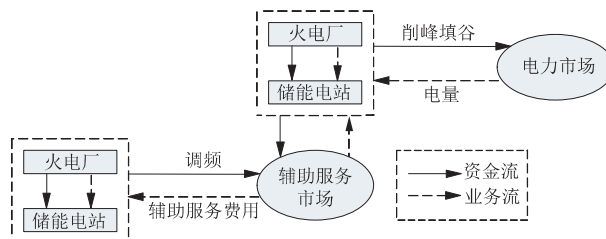


图 1 自建储能盈利模式

Fig. 1 Business mode of the self-built energy storage project

频辅助服务,提高机组寿命和机组效率,并通过提高有效发电量来获取发电效益,或辅助收益;储能装置在新能源厂站能够平滑新能源出力的功率波动性,实现削峰填谷,促进新能源消纳,储存电量减少“弃光弃风”现象,辅助新能源并网。

2.1.2 合同能源管理模式

合同能源管理是发达国家普遍推行的、运用市场手段促进节能的服务机制^[19]。2020 年 3 月,中华人民共和国国家市场监督管理总局、国家标准化委员会发布 GB/T 24915—2020《合同能源管理技术通则》规定了合同能源管理的技术要求和合同文本。合同能源管理模式是在增量配电网或微网中,由网内分布式电源业主(通常为综合能源服务公司)为分布式电源配置储能,或者由储能投资方与储能厂商联合投资储能,并与电力用户签订能源管理合同,按照合同价格进行电能交易。通常储能系统运营方负责设备维护,并承担存储过程中的能量损耗、设备运维等支出费用,为电网提供无功补偿、主变节能、线路降损等节能服务,并在设备寿命期末回收储能系统。合同能源管理模式示意图如图 2 所示。在该模式下,综合能源公司也可与火电厂或新能源场站合作,改善 AGC 调频质量,改善或提高新能源场站的利用小时数。

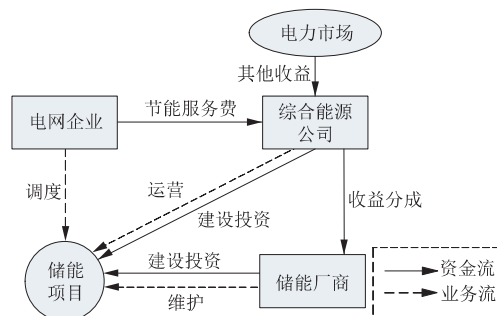


图 2 合同能源管理模式

Fig. 2 Energy performance contracting mode

由于储能配置在需求侧,且储能设施服务的对象较为明确,通常是某工业大用户,综合能源公司在该模式下主要扮演储能服务商的角色。在部署储能设施之前,需要仔细研究客户的用能需求及上级电网的电力供应水平,通常还需要根据客户用能

特点对储能设施的运行策略进行优化。由于调峰需求较低,该模式投入资金规模较小,同时可以充分发挥综合能源公司和储能生产商的技术优势,推进储能技术的商业化应用进程。

2.1.3 “共享储能”模式

“共享储能”是指某一储能实体电站在市场化交易过程中,同时为多个发电企业、电网企业或电力用户提供储能服务的商业模式。该模式可充分利用多个新能源场站及电力用户的发用电时空互补性,提升储能电站的利用率,同时提升电力系统灵活性,最大限度实现储能降本增效。

“储能服务共享”是将储能作为一种服务由独立的运营商提供给用户。用户可以随时随地、按需使用电网级的共享储能资源池中的资源,并向云储能运营商支付相应服务费。

“共享储能”的商业模式如图3所示。在该模式下,网内多个参与共享的实体储能可视为一个虚拟储能池,由电网的交易平台进行整合,参与电网调峰、调频服务,或将这些储能融合在虚拟电厂调度平台中,直接参与交易。未来,国家或地区将加大对新能源场站的AGC考核,新建新能源场站将强制配置储能。采用共享储能方式,可减少新能源场站侧的储能配置规模,采取“新能源+共享储能”联合运行方式,极大降低系统建设成本。

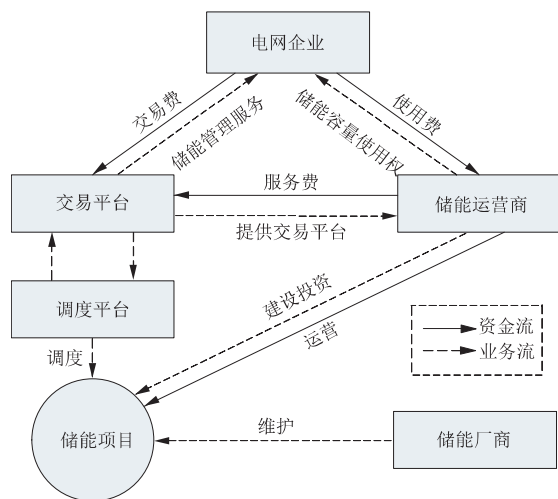


图3 储能服务共享模式

Fig. 3 Shared energy storage service mode

目前,蒙西地区很多新能源示范项目规模较大,开发风险较高。为降低业主投资风险,通常采取分段招标,而整个项目的储能则按项目装机容量配置。在平价上网约束下,新能源示范项目盈利能力较低,且受风资源影响较大。储能项目如果由各方分别配置,则会提高业主的投资风险。在此场景下,整个项目由多个业主组成,任一业主因投资储

能设施而向其他业主收取服务费有失公允。因此,需要由新能源业主之外的其他资本投资储能。这种面向多个新能源业主的储能项目部署在园区内,从实质上讲,部署储能的目的在于提高新能源项目利用小时数,对整个电网系统调节作用不大。由于储能服务收益者较少,其价值主要在于保证项目批复所需储能容量,因此该种模式属于“储能容量共享”模式。

对于电网公司而言,既可以选择在变电站侧自建储能项目,向新能源业主收取定量的服务费用以补偿因为项目投资储能而提高的输配电成本,也可以委托综合能源公司作为独立的储能业主,参与整个新能源项目的运营,各新能源业主向综合能源公司付费。电网企业或综合能源公司投资建设“储能容量共享”的模式如图4所示。

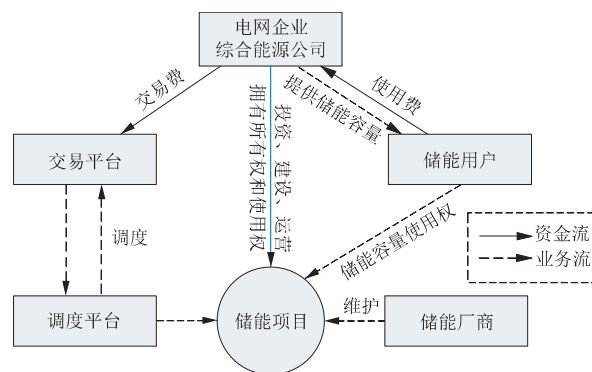


图4 储能容量共享模式

Fig. 4 Shared energy storage capacity mode

在这种模式下,由于电网或综合能源公司建设了相当规模的储能项目,各新能源业主作为储能使用方获得了储能容量的使用权,并且在实际运行中由于储能的调节,项目的利用小时数得到明显增长。因此在该模式下,储能使用者向电网企业或综合能源公司支付容量使用费用及电量费用。

2.2 电网侧储能商业模式

电网企业投资储能项目主要是为了调峰,特别是在新能源装机比重较高区域,响应新能源出力,实现“削峰填谷”。根据储能投资主体及盈利方式,目前,国内适用于电网企业的规模化储能商业模式可分为业主投资和经营租赁。2022年,内蒙古自治区人民政府办公厅关于印发的《自治区支持新型储能发展若干政策(2022—2025年)》中指出,要鼓励新建电源侧独立新型储能电站,支持开展出售、租赁调峰容量等共享服务,建立完善协调运营、利益共享机制,促进产业多元化、市场化发展。

2.2.1 业主投资模式

业主投资模式是电网企业利用自有资金或银

行借贷资金进行投资建设,自行配置储能系统的运营模式。储能设备可由业主自行运维或由储能厂商提供运维服务,设备期末业主自行处置。业主投资模式如图 5 所示。

该模式中,业主对储能电站的控制能力较强,成本及经济收益均由业主独立承担,计入电网企业资产,适用于电网必要的安全支撑与应急备用场景。在该模式下,商业储能已经发展至主流市场阶段,在性能、安全、价值方面已经得到市场的检验和认可,业主只需向储能设备销售方定期支付维保的费用,就能获得相关运维和技术服务,保障储能的正常运行。2022 年内蒙古能源局发布《蒙西新型电力系统建设行动方案(2021—2030 年)(1.0 版)》中指出,要大力推进需求侧响应能力建设,鼓励社会资本投资建设、运营维护独立储能电站。

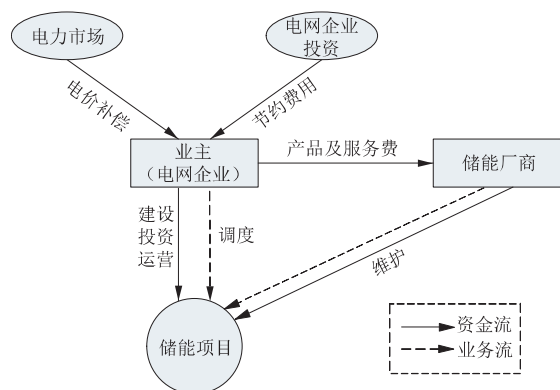


图 5 业主投资模式

Fig. 5 Owner investment mode

2.2.2 经营租赁模式

经营性租赁模式是由设备生产商或其他第三方负责储能设备的投资和运维,由电网租赁使用,通过租赁费用收回投资。商定的租赁期结束后,设备方可按照约定的资产余值续租,并可在达到续租期时按照残值进行回购。经营租赁模式如图 6 所示。该模式适用于以电网提供调峰调频等辅助服务为主,兼顾应急备用的场景,储能技术类型以抽水蓄能和电化学储能为主。

该模式主要面向新能源装机较高区域或结构性缺电区域电网,以蒙西乌兰察布地区为例,在风资源供应能力较低场景下,由于网架约束,区域限电严重。如采用该模式,靠近负荷侧配置较大规模储能电站,可显著缓解目前缺电处境。虽然与建设电源点相比,大型调峰储能电站具有利用效率高、经济性好的优势,但由于缺乏峰谷电价机制支撑,电网投资储能电站的成本较高,与降低输配电价的精神相悖。因此,采用经营租赁模式可解决电网企业初期资金投入过大的问题,降低储能技术推广应

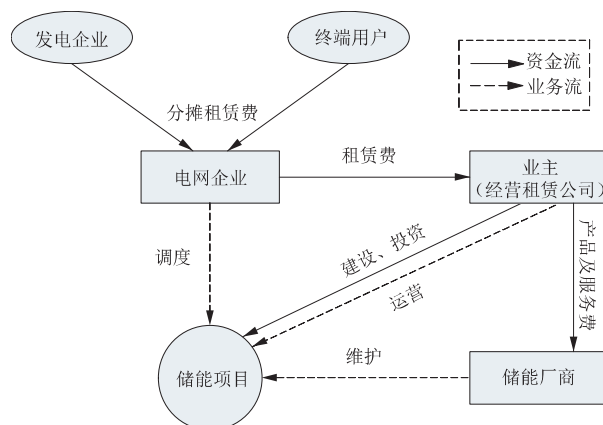


图 6 经营租赁模式

Fig. 6 Operating leasing mode

用门槛,促进储能技术应用。

2.3 需求侧储能商业模式

2.3.1 峰谷套利模式

峰谷套利是指利用电力价格的峰谷差价,将电能储存在储能设备中,在电力价格峰值时将其出售从而赚取利润的商业模式。2021 年,内蒙古自治区发展和改革委员会根据国家发展改革委《关于进一步完善分时电价机制的通知》,结合蒙西电网实际情况,将每年 1—5 月、9—12 月划分为大风季,6—8 月划分为小风季,将每日用电划分为峰、谷、平时段。蒙西地区大风季峰谷套利模式如图 7 所示。

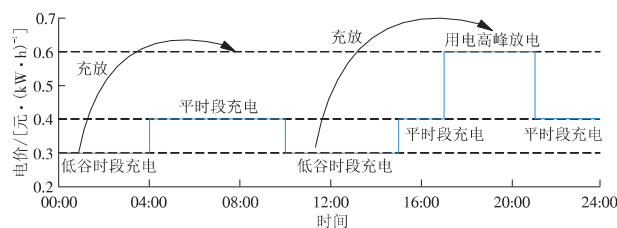


图 7 峰谷套利模式

Fig. 7 Arbitrage mode utilizing peak and valley difference

该模式在用电低谷时利用低价电充电,在用电高峰放电供给用户,在“一充一放”中用户能够节约用电成本,避免拉闸限电的风险。工商业储能对峰谷价差敏感程度较高,该模式能够有效提升工商业储能的经济性。目前工商业储能主要集中在江苏、广东、北京、浙江等峰谷价差较高地区。

2.3.2 虚拟电厂模式

虚拟电厂是一种建立在云端的分布式发电厂,主要由发电系统、储能设备、通信系统 3 部分构成,是直接参与电网调度控制和电力市场交易的智能控制技术和商业模式^[20]。我国“十四五”现代能源体系规划明确提出,要加强电力需求侧响应能力建设,整合分散需求响应资源,而虚拟电厂正是实现这一目标的有效抓手。虚拟电厂模式如图 8 所示。

该模式能够协调智能电网与分布式能源之间

的矛盾,充分挖掘分布式能源潜力,以需求侧响应、调峰调频为电网和用户带来的价值和效益。随着蒙西地区进入现货交易结算试运行阶段,虚拟电厂商业模式将会进一步优化。

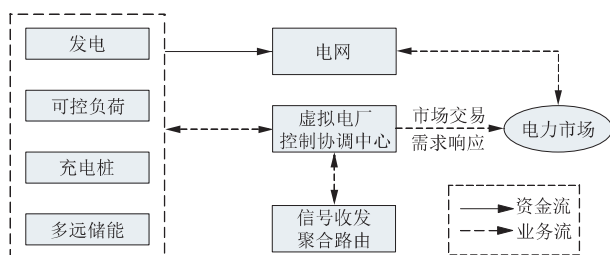


图8 虚拟电厂模式

Fig. 8 Virtual power plant mode

3 储能商业模式运营风险分析

3.1 发电侧储能商业模式风险分析

3.1.1 发电企业自建储能盈利模式风险

发电企业自建储能存在安全和经营风险。当电力市场交易规则不完善时,市场套利空间较小;发电企业自建储能的监管机制不完善,容易导致实际利用率不高;储能调用存在能量损耗,需专业人力支持,在运维力量不足时会产生安全生产风险。

3.1.2 合同能源管理模式风险

在合同能源管理模式中,综合能源服务公司可根据自身战略设计、投资建设储能电站,适时参与电力市场交易。合同能源管理模式相较业主投资模式和经营租赁模式,突出特点是综合能源服务公司的参与使得运营的市场化程度增加,政策影响有所减小。同时,服务商能够调用电源侧和用户侧资源,对客户群体构成调整较灵活,减小外部企业运维储能导致的社会风险,但电网企业需承担的战略风险增加。

3.1.3 共享储能模式风险

储能共享服务模式下,新能源企业无需进行储能设备购置,只需向第三方机构购买储能服务,不会面临长期持有资产导致的资产搁浅和资金占用问题,经济风险较小;目前作为共享储能商业模式的先行点,青海省出台了推动共享储能市场化的相关文件,为共享储能落地提供了政策保障,并且在共享储能服务模式下,相关政策及监管发生改变时,企业较以往商业模式具有更高的灵活选择权,政策风险较小。

3.2 电网侧储能商业模式风险分析

3.2.1 业主投资模式风险

业主投资模式中,电网企业负责储能设备的投资运营及监管,参与方较为单一,对储能电站的控制调度能力较强,市场参与程度较低。此外,在电

网企业投资模式中,电网企业将储能设施视为输配电业务中的资产,接受输配电成本监管。目前根据国家发改委和国家能源局印发的《输配电定价成本监审办法》(发改价格规[2019]897号)规定,电储能设施不允许纳入输配电价核价范围,使得电网企业投资储能项目投资回收方式不明,收益主要来自缓解电网投资建设节约费用、降低网损节约费用、减少用户停电损失电量费用等节约投资收益,因此具有极大的财务风险及政策风险。

3.2.2 经营租赁模式风险

该模式下,经营租赁公司作为出租人拥有储能电站所有权,专业程度高,具有一定的响应速度;电网承租方拥有储能电站的运营使用权,支付租金,受出租方的营运影响较小。因此,相较于业主投资模式,经营租赁模式在应对电网紧急调度和突发事件时的响应能力相对较差,社会风险相对较高。

3.3 用户侧储能商业模式风险分析

3.3.1 峰谷套利模式风险

用户侧储能“峰谷套利”依赖于峰谷电价差和企业自身经营情况。由于新能源配储规模不足,消纳压力转向终端用户,导致峰谷价差拉大。受电价波动影响,新能源增长导致午间低电价甚至负电价出现,显著影响其经济性。

3.3.2 虚拟电厂模式风险

首先,虚拟电厂的交易缺乏低成本、高信誉的交易平台,加大了虚拟电厂之间以及虚拟电厂和用户之间的成本;其次,缺乏公开透明的信息平台;最后,虚拟电厂由于内部风光资源出力的不确定性,调度计划面临不确定风险,进而影响收益^[21-22]。

4 结论

电力系统灵活性资源匮乏是新能源产业发展的巨大障碍,未来,储能作为经济性较强的灵活性资源将在电力系统运行中扮演重要角色。针对储能市场运行机制不明晰的问题,本文结合蒙西地区新能源发展及电力供需情况,分析典型储能技术路线并研究储能在蒙西地区的适用场景,并结合国内储能商业运行的7种典型模式,分析各类模式的优势和存在的风险。结果表明,受电价影响,磷酸铁锂技术更加适用于电力系统储能规模化发展;在没有峰谷电价支撑的情况下,用户侧储能短期内只有参与虚拟电厂聚合以及参与需求侧响应具有盈利空间;合同能源管理模式和共享储能模式更加适用于现阶段蒙西地区规模化储能发展,综合能源公司将在蒙西地区储能规模化发展中扮演重要角色。

参考文献:

- [1] 中国电力企业联合会. 中国电力行业发展报告(2022) [M]. 北京: 中国建材工业出版社. 2022.
- [2] 赵振宇, 苑曙光, 胡明辉. 基于空间聚类统计模型的风电消纳潜力区域分析[J]. 电网技术, 2019, 43(10): 3641–3647.
ZHAO Zhenyu, YUAN Shuguang, HU Minghui. Analysis of wind power accommodation capacity area based on spatial clustering statistical model [J]. Power System Technology, 2019, 43(10): 3641–3647.
- [3] 李海波, 鲁宗相, 乔颖, 等. 大规模风电并网的电力系统运行灵活性评估[J]. 电网技术, 2015, 39(6): 1672–1678.
LI Haibo, LU Zongxiang, QIAO Ying, et al. Assessment on operational flexibility of power grid with grid-connected large-scale wind farms [J]. Power System Technology, 2015, 39(6): 1672–1678.
- [4] 吴智泉, 贾纯超, 陈磊, 等. 新型电力系统中储能创新方向研究[J]. 太阳能学报, 2021, 42(10): 444–451.
WU Zhiquan, JIA Chunchao, CHEN Lei, et al. Research on innovative direction of energy storage in new power System construction [J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2021, 42(10): 444–451.
- [5] 元博, 张运洲, 鲁刚, 等. 电力系统中储能发展前景及应用关键问题研究[J]. 中国电力, 2019, 52(3): 1–8.
YUAN Bo, ZHANG Yunzhou, LU Gang, et al. Research on key issues of energy storage development and application in power systems [J]. Electric Power, 2019, 52(3): 1–8.
- [6] 曾鸣, 刘沆, 曹雨微, 等. 基于政策环境视角的储能电站商业模式及发展策略研究——兼析产业发展、价格补偿、市场交易支持政策效应[J]. 价格理论与实践, 2020, (9): 127–131.
ZENG Ming, LIU Hang, CAO Yuwei, et al. Business model and development strategy of energy storage power station based on policy environment perspective—Analyzing the supportive policy effect of government industry development, price compensation and market transaction [J]. Price: Theory & Practice, 2020, (9): 127–131.
- [7] 开赛江, 谭捷, 孙谊嫒, 等. 考虑容量约束的储能规模化应用商业模式评价[J]. 中国电力, 2022, 55(4): 203–213, 228.
KAI Saijiang, TAN Jie, SUN Yiqian, et al. Evaluation of business mode for large-scale energy storage applications considering capacity constraints [J]. Electric Power, 2022, 55(4): 203–213, 228.
- [8] 闫东翔, 陈玥. 共享储能商业模式和定价机制研究综述[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(23): 178–191.
YAN Dongxiang, CHEN Yue. Review on business model and pricing mechanism for shared energy storage [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(23): 178–191.
- [9] 李姚旺, 张宁, 张世旭, 等. 面向电力系统的多能源云储能模式: 基本概念与研究展望[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(6): 2179–2190.
LI Yaowang, ZHANG Ning, ZHANG Shixu, et al. Multi-energy cloud energy storage for power systems: Basic concepts and research prospects [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(6): 2179–2190.
- [10] LI X, CHALVATZIS K J, STEPHANIDES P, et al. Bringing innovation to market: Business models for battery storage [J]. Energy Procedia, 2019, 159: 327–332.
- [11] 胡静, 李琼慧, 黄碧斌, 等. 适应中国应用场景需求和政策环境的电网侧储能商业模式研究[J]. 全球能源互联网, 2019, 2(4): 367–375.
HU Jing, LI Qionghui, HUANG Bibin, et al. Business model research of energy storage on grid side adapted to application scenarios and policy environment in China [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2019, 2(4): 367–375.
- [12] HARTMANN B, VOKONY I, SORÉS P, et al. Service aspect assessment of energy storage under the ownership of distribution system operators [J]. Journal of Energy Storage, 2019, 25: 100861.
- [13] 李琦, 王放放, 杨鹏威, 等. 火电厂灵活性改造背景下储能技术应用现状与发展[J]. 综合智慧能源, 2023, 45(3): 66–73.
LI Qi, WANG Fangfang, YANG Pengwei, et al. Application status and development of energy storage technology in the context of flexibility transformation of thermal power plants [J]. Integrated Intelligent Energy, 2023, 45(3): 66–73.
- [14] 刘秋华, 杨圣城, 刘鑫. 分布式储能商业模式分析与展望[J]. 电力需求侧管理, 2023, 25(1): 67–73.
LIU Qiuhua, YANG Shengcheng, LIU Xin. Analysis and prospect of distributed energy storage bussiness modes [J]. Power Demand Side Management, 2023, 25(1): 67–73.
- [15] 肖定垚, 王承民, 曾平良, 等. 电力系统灵活性及其评价综述[J]. 电网技术, 2014, 38(6): 1569–1576.
XIAO Dingyao, WANG Chengmin, ZENG Pingliang, et al. A survey on power system flexibility and its evaluations [J]. Power System Technology, 2014, 38(6): 1569–1576.
- [16] 赵鑫, 钱本华, 王睿, 等. 电化学储能参与电网安全稳定控制的研究综述[J]. 综合智慧能源, 2023, 45(1): 58–66.
ZHAO Xin, QIAN Benhua, WANG Rui, et al. Review of researches on grid security and stability control with the participation of electrochemical energy storage [J]. Integrated Intelligent Energy, 2023, 45(1): 58–66.
- [17] 黄碧斌, 张运洲, 王彩霞. 中国“十四五”新能源发展研判及需要关注的问题[J]. 中国电力, 2020, 53(1): 1–9.
HUANG Bibin, ZHANG Yunzhou, WANG Caixia. New energy development and issues in China during the 14th

- five-year plan [J]. Electric Power, 2020, 53(1): 1-9.
- [18] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见(征求意见稿)[R]. 2020.
- [19] 闫菲, 任洁, 郎玉琴, 等. 合同能源管理模式在青海油田的探索与实践[J]. 中国石油企业, 2020, (4): 27-32.
- YAN Fei, REN Jie, LANG Yuqin, et al. Exploration and practice of contract energy management mode in Qinghai Oil Field [J]. China Petroleum Enterprise, 2020, (4): 27-32.
- [20] Virtual power plants-Part 2: Use cases: IEC TS 63189-2 ED1[S]. 2018.
- [21] 李嘉媚, 艾芊. 考虑调峰辅助服务的虚拟电厂运营模式[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(6): 1-13.
- LI Jiamei, AI Qian. Operation mode of virtual power plant considering peak regulation auxiliary service [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(6): 1-13.
- [22] 张凯杰, 丁国锋, 闻铭, 等. 虚拟电厂的优化调度技术与市场机制设计综述[J]. 综合智慧能源, 2022, 44(2): 60-72.

ZHANG Kaijie, DING Guofeng, WEN Ming, et al. Review of optimal dispatching technology and market mechanism design for virtual power plants [J]. Integrated Intelligent Energy, 2022, 44(2): 60-72.

(本文责编: 惠忻)

收稿日期: 2023-05-11; 修回日期: 2023-06-14
上网日期: 2023-07-01; 附录网址: www.iienenergy.cn

作者简介:

苑曙光(1987), 男, 讲师, 博士, 从事能源经济与能源项目管理方面的研究, 364908976@qq.com;

张瑜婷(1998), 女, 硕士生, 从事能源经济方面的研究, 1971266230@qq.com;

王峰*(1981), 女, 副教授, 博士, 从事储热材料及储能技术与碳捕集技术方面的研究, wangfeng@imut.edu.cn;

苑广震(2002), 男, 从事电力技术与经济方面的研究, 3122069437@qq.com。

*为通信作者。

“面向新型电力系统的电力通信技术的应用”专刊征稿启事

“双碳”目标下, 新型电力系统建设不断推进, 新能源比例提升、交直流混联、主配网协同等发展趋势使得电力系统正面临功率平衡和安全稳定的极大挑战。此外, 电力业务的发展也呈现出“海量终端接入、频繁通信交互、控制向边缘延伸”的特点, 需要面向新型电力系统的泛在连接、灵活接入、安全可靠的通信技术支持。

我国的数字战略中, 5G 等通信技术被视为国家战略性基础设施, 正加速建设。因此, 有必要从新型电力系统业务需求的角度, 对通信接入网、传输网、数据网、无线技术(5G, WAPI)、电力线宽带载波技术、云网融合、电力物联网等通信技术及应用场景进行研究和改造, 以提高新型电力系统的数字化和智能化水平, 从而实现新型电力系统发-输-变-配-用-调度的全过程管控。

鉴于当前的问题与机遇, 《综合智慧能源》特推出“面向新型电力系统的电力通信技术的应用”专刊, 邀请南京邮电大学周霞高级工程师、南京邮电大学邓松教授、东南大学汤奕教授和华北电力大学龚钢军教授任特约主编, 共同探讨面向新型电力系统的电力通信技术相关前沿成果、关键技术、亟待解决的核心问题以及未来的发展趋势。本次征稿将结合国家政策和时代发展趋势, 聚焦新型电力系统和信息通信技术的创新和应用, 旨在促进新型电力系统建设和信息通信技术发展的有机融合, 实现新型电力系统的安全稳定低碳经济运行, 欢迎业内同仁踊跃投稿。

一、征稿范围(包括但不限于)

(1) 面向新型电力系统的新型信息通信体系架构。(2) 面向新型电力系统的新型无线通信传输技术以及通信性能测试技术。(3) 面向新型电力系统的安全威胁检测与防御技术。(4) 国密安全算法在新型电力系统信息安全中的应用。(5) 新型电力系统通信协议的漏洞挖掘与防御技术。(6) 人工智能技术和区块链技术在新型电力系统中的应用。(7) 边缘计算及边云协同技术在新型电力系统中的应用。(8) 5G, 6G 技术在新型电力系统分布式终端故障定位与恢复中的应用。(9) 隐私计算技术在新型电力系统中的应用。(10) 面向新型电力系统的数据安全与数据治理研究。(11) 面向新型电力系统的电力网络安全仿真与验证技术。(12) 数字电网下工业互联网的新发展与新应用。(13) 分布式智能配电网信息物理系统研究。

二、时间进度

专刊拟于 2024 年 5 月 30 日截稿, 2024 年择期优先出版。

三、征稿要求

(1) 专刊只收录未公开发表的论文, 拒绝一稿多投。作者对论文内容的真实性和客观性负责。(2) 按照《综合智慧能源》论文格式要求使用 Word 软件排版, 请登录《综合智慧能源》在线采编系统(www.hdpower.net 或 www.iienenergy.cn)下载中心下载论文模板。(3) 请保留论文图片、曲线和表格原始文件, 并在投稿时按规定提交。(4) 论文作者应遵守相关学术不端规定。

四、投稿方式

(1) 在线投稿(推荐): 登录在线采编系统(www.hdpower.net 或 www.iienenergy.cn), 完成在线全文投稿, 欢迎推荐审稿人。

(2) 邮箱投稿: zhouxia@njupt.edu.cn(周老师); hdjs-chd@vip.163.com(编辑部)。

(3) 咨询联系: 刘芳 0371-58501060 13838002988; 杨满成 010-63918755 13801175292。