

储能技术经济性分析



## 国内外新型储能相关政策及商业模式分析

鲁跃峰<sup>1</sup>, 郭祚刚<sup>2</sup>, 谷裕<sup>1</sup>, 徐敏<sup>2</sup>, 刘通<sup>2</sup>

(<sup>1</sup>中国南方电网有限责任公司; <sup>2</sup>南方电网科学研究院有限责任公司, 广东 广州 510663)

**摘要:** 储能发展尚处于早期阶段, 国内外均针对储能制定了一系列政策支持储能发展。相比于国内, 欧洲、美国、澳大利亚等国家及地区储能相关政策及商业模式更成熟, 储能项目经济性也更好, 成熟的市场规则和良好的经济性更有利于储能行业健康可持续发展。对比国内外储能相关政策及商业模式, 分析中国储能发展的不足, 对国内储能发展具有重要的借鉴意义。本文首先介绍了欧洲、美国和澳大利亚在电价、规划、财税补贴、市场规则等方面的相关支持政策, 分析了主要国家的表前和表后储能的商业模式; 其次, 总结了中国在储能规划、参与电力市场、补贴、强制配储能、电价等方面出台的相关政策, 分析了新能源配储、用户侧储能、火储联合调频、独立储能等场景的商业模式; 最后, 通过对比国内外储能政策与商业模式, 得出对我国储能政策及市场机制方面的启示, 提出我国应在加大储能财税补贴力度、减少强配储能、加快储能参与电力现货市场进度、增加储能可参与的电力市场服务种类等方面进行改进和优化。

**关键词:** 新型储能; 政策; 商业模式

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2023.0276

中图分类号: TK 02

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (2023) 09-3019-14

## Analysis of new energy storage policies and business models in China and abroad

LU Yuefeng<sup>1</sup>, GUO Zuogang<sup>2</sup>, GU Yu<sup>1</sup>, XU Min<sup>2</sup>, LIU Tong<sup>2</sup>

(<sup>1</sup>China Southern Power Grid Co., Ltd.; <sup>2</sup>Electric Power Research Institute, CSG, Guangzhou 510663, Guangdong, China)

**Abstract:** The development of energy storage technologies is still in its early stages, and a series of policies have been formulated in China and abroad to support energy storage development. Compared to China, developed countries such as Europe, the United States, and Australia have more mature policies and business models related to energy storage. Furthermore, their energy storage projects have better economic efficiency. Mature market rules and good economic performance are more conducive to the healthy and sustainable development of the energy storage industry. Comparing energy storage policies and business models of China and foreign countries, and analyzing the energy storage development shortcomings in China, has essential reference significance for developing the energy storage industry in China. This article first introduces the relevant support policies in electricity prices, planning, financial and tax subsidies, market rules, etc., in Europe, the United States, and

收稿日期: 2023-04-26; 修改稿日期: 2023-05-29。

基金项目: 南方电网公司科技项目资助 (ZBKJXM20210443)。

第一作者: 鲁跃峰 (1985—), 男, 硕士, 高级工程师, 从事电力、储能创新研究与规划方面的研究, E-mail: luyf2@csg.cn; 通讯作者: 郭祚刚, 博士, 教授级高级工程师, 从事综合能源、智能配用电以及储能创新研究, E-mail: guozg@csg.cn。

引用本文: 鲁跃峰, 郭祚刚, 谷裕, 等. 国内外新型储能相关政策及商业模式分析[J]. 储能科学与技术, 2023, 12(9): 3019-3032.

**Citation:** LU Yuefeng, GUO Zuogang, GU Yu, et al. Analysis of new energy storage policies and business models in China and abroad[J]. Energy Storage Science and Technology, 2023, 12(9): 3019-3032.

Australia, and analyzes the pre-meter and post-meter energy storage business models in major countries. Secondly, this article summarizes the relevant policies introduced by China in energy storage planning, participation in the electricity market, financial and tax subsidies, mandatory new energy storage, and electricity prices. Moreover, it analyzes the business models of new energy distribution and storage, user-side energy storage, controlling frequency of thermal energy storage, independent energy storage, and other scenarios. Finally, inspiration is drawn for China's energy storage policies and market mechanisms by comparing energy storage policies and business models of China and foreign countries. It is proposed that China should improve and optimize its energy storage policies by increasing financial and tax subsidies, reducing the forced energy storage allocation, accelerating the progress of energy storage contribution to the electricity spot market, and increasing the types of electricity market services in which energy storage can participate.

**Keywords:** new energy storage; policies; business models

随着全球气候变化对人类社会构成重大威胁, 全球各国纷纷将“碳中和”上升为国家战略<sup>[1-2]</sup>。能源结构向低碳环保、可再生能源转型已成为主流趋势。在此背景下, 国际主要国家加速绿色能源转型, 光伏和风能发电受到前所未有的关注<sup>[3]</sup>。作为可再生能源发展的重要组成部分, 新型储能也迎来快速发展机遇。根据中关村储能产业技术联盟统计数据, 2022年全球新型储能累计装机规模达45.7 GW, 同比增长80%, 其中中国新型储能累计装机规模达到13.1 GW, 同比增长达128%<sup>[4]</sup>。尽管储能装机规模快速增长, 但中国新型储能目前尚处于商业化初期, 市场机制和商业模式不成熟, 加之中国电价较低且价差较小, 导致储能项目盈利困难<sup>[5-6]</sup>。中国新型储能要想实现长期可持续发展, 对于新型储能电价、规划、财税支持等相关政策以及商业模式的探索至关重要。本文将重点分析不同国家新型储能相关政策及商业模式, 总结国外经验, 以期对中国储能发展有所启示。

## 1 欧洲市场

### 1.1 储能相关政策

#### 1.1.1 电价政策

欧洲表后储能占欧洲储能总规模的50%以上<sup>[7]</sup>, 主要通过与光伏系统配合自发自用, 帮助用户节约电费。欧洲终端电价波动, 对户用储能的应用影响较大。2022年, 天然气价格的飙升促使欧洲电价快速上涨, 根据欧洲能源交易所(EEX)数据<sup>[8]</sup>, 2022年第三季度德国批发电价KWK指数达

到375.75欧元/MWh, 创历史新高。在欧洲边际定价的模式下, 电价大幅拉升, 为欧洲能源安全带来了隐患。为缓解欧洲能源危机、降低消费者用能成本, 2022年9月, 欧盟推出两项紧急干预措施, 一是设置180欧元市场收入上限(CAP); 二是设置暴利税/团结税。前者是在2022年12月1日至2023年6月30日期间, 对可再生能源(太阳能、风能、水电等)发电公司的市场收入设置上限, 为180欧元/MWh; 后者是要求非可再生能源(石油、天然气、煤炭等)发电公司在2022—2023年实现的超额利润至少缴纳33%的税收, 即暴利税或团结税。团结税的所得收益应流向能源消费者、能源密集型公司等<sup>[9]</sup>。在欧盟干预和天然气价格下跌的双重影响下, 2022年第4季度德国批发电价KWK指数降至192.84欧元/MWh。限制电价增高, 短期内对储能收益带来负面影响, 但长期来看, 传统能源短缺带来的电价波动已经使得欧洲加快发展可再生能源, 新能源的占比不断提升势必需要配套大规模储能来保证电力供应的稳定与安全。

#### 1.2.2 储能规划相关政策

2021年7月, 欧盟提出“Fit for 55”计划<sup>[10]</sup>, 明确欧盟地区2030年可再生能源发电量达到40%以上, 并提出了欧盟碳排放权交易体系、成员国的减排目标、碳边境关税调节机制、可再生能源指令等一揽子计划。此后, 围绕“Fit for 55”, 欧盟制定了一系列落地政策和措施。2022年5月, 欧盟通过了REPowerEU计划<sup>[11]</sup>, 提出到2030年, 可再生能源发电量从2021年规划的40%提升至45%, 带

表 1 欧洲主要国家电价干预政策进展

Table 1 Progress in electricity price intervention policies in major european countries							
政策	德国	意大利	西班牙	法国	荷兰	葡萄牙	比利时
市场收入上限(CAP)	已通过	未启动	已通过	已通过	已通过	已通过	已通过
团结税/暴利税	已提案	已通过	已提案	未启动	已提案	已提案	已提案

动可再生能源装机容量目标从 1067 GW 提升至 1236 GW。该计划还提出将针对某些类型的屋顶强制安装光伏，而该项规定将有望进一步提升储能装机需求。在可再生能源发展目标的激励下，欧洲各国开始制定储能发展规划，其中，希腊和意大利分别提出到 2030 年安装 6 GW 和 3 GW 电池储能的规划。

1.2.3 储能产业链本土化政策

在调整能源结构的同时，欧洲还发布了一系列措施加快欧洲储能及电池产业链本土化。2022 年 3 月，欧洲电池联盟(EBA)提出制定完善欧洲电池产业链的加速行动计划<sup>[12]</sup>，要求到 2025 年和 2030 年分别通过本地制造满足当地电池需求的 69% 和 89%。

2023 年 2 月，欧盟委员会发布《绿色协议产业计划》，拨款 2500 亿欧元资金，用于提高净零技术的竞争力。在该计划之下，欧盟还推出了“创新基金”、《净零工业法案》《欧洲关键原材料法案》等法规。其中：“创新基金”将在未来十年提供 400 亿欧元资金，支持电池、风能、太阳能，电解槽、燃料电池和热泵等关键部件制造，加强净零技术供应链。《净零工业法案》提出到 2030 年欧盟内的电池制造能力能够满足联盟内至少 85% 的电池年度需求。《欧洲关键原材料法案》旨在保障稀土和锂等关键原材料供应，目标包括：到 2030 年每年在内部生产至少 10% 的关键原材料；加工至少 40% 的关键原材料；回收 15% 的关键原材料；在任何加工阶段，来自单一第三方国家的战略原材料年消费量不应超过欧盟的 65%。

1.2.4 财税支持政策

2022 年 12 月，德国通过了《2022 年年度税法》<sup>[13]</sup>，规定 2023 年起，对安装不超过 30 kW 屋顶光伏的单户住宅和商业物业的发电收入免除所得税(2022 年德国个人所得税在 14%~45%)；对于多户连体建筑，每个住宅或商业单元的免税容量上限为 15 kW，每个纳税人或合作企业的免税容量上限为 100 kW；购置户用光储系统免除增值税(约 19%)。该项政策能够进一步降低用户采购并安装屋顶光伏

和户用储能系统的成本负担。

2022 年 2 月，英国商业、能源和工业战略部(BEIS)宣布拨款 3960 万英镑，用于支持英国的创新性长时储能技术项目。目前已经筛选出首批 24 个项目，资金支持总额为 670 万英镑，覆盖无隔膜绿氢电解槽、重力储能、全钒液流电池、先进压缩空气储能、海水+压缩空气联合储能等技术路线<sup>[14]</sup>。

1.2.5 市场规则政策

在身份属性方面，2022 年 6 月，德国联邦议院通过法律修正案，将储能定义为“所发电力不是即发即用，而是被推迟至某一时间段实现最终使用”的一种资产，赋予储能系统法律定义可以简化储能系统的注册程序<sup>[15]</sup>，为大规模储能项目参与电力市场扫除身份障碍。

在准入门槛方面，2020 年 7 月，英国取消电池储能项目容量限制，允许英格兰和威尔士地方规划部门分别部署规模超过 50 兆瓦和 350 兆瓦的储能项目(此前只有中央政府可以批准)，使英国电网中电池储能项目数量快速增加。

在参与市场服务的品种方面，2013 年英国开始推出电力市场改革政策，先后引入容量市场、频率响应、平衡备用等细分市场。目前储能可以参与的、已运行或正在推出的电力市场辅助服务品种超过 20 种，且英国还在根据电力系统的变化不断探索新的服务品种，为储能参与电力市场提供了多种可能性<sup>[16]</sup>。

1.2 储能商业模式

储能商业模式和经济性与储能政策息息相关。欧洲电价大涨同时电价差不断加大，有利于储能在电能量市场套利，对于过高的电价，政府又采取限制政策保护消费者权益，保持电价在合理的区间波动更有利于储能长期稳定地在电能量市场获取收益。德国减免储能所得税和增值税，英国为储能项目提供资金支持，有利于储能降低成本，使储能获得更好的经济性。英国通过引入容量市场、动态遏制等新的电力市场服务品种，可以使储能获得新的收益来源，同时也为不断扩大的储能规模提供了更



表2 英国电力市场服务类型  
Table 2 UK electricity market services

服务种类	市场/服务	描述
频率响应服务	固定频率响应(FFR)	对频率变化的动态或静态响应，月度招标。有两个FFR类型：①动态：是一种持续提供的服务，用于管理系统的逐秒变动；②静态：通常是在定义的频率偏差下触发的离散服务
	静态低频	为了减少无法预测月度计划的资产的进入壁垒，静态低频(LFS)是FFR每周拍卖中可用的两种服务类型之一
	动态低-高频	为了减少无法预测月度计划的资产的进入壁垒。动态低-高频(DLH)是FFR每周拍卖中可用的两种服务类型之一
	动态遏制	动态遏制(DC)是一种快速作用的故障后服务，在发生故障时将频率控制在±0.5 Hz的法定范围内，只有当频率超出操作限制(±0.2 Hz)时才会激活。有两种不同的服务可以独立提供：①动态遏制低频；②动态遏制高频
	动态调节	动态调节(DR)是一种故障前服务，旨在缓慢纠正连续但较小的频率偏差。其目的是在50 Hz的目标附近持续调节频率
	动态稳定	动态稳定(DM)是一种故障前服务，旨在快速提供服务，目的是将频率保持在操作限制范围内，有助于通过快速响应来管理突然出现的大规模失衡
	快速备用	快速备用通过增加发电输出或减少需求消耗，提供快速可靠的有功功率输送
	慢速备用	慢速备用是一种故障后服务，旨在提供不同的正备用和负备用，并支持ESO在15分钟内将频率恢复到±0.2 Hz的义务。有两种不同的服务可以独立提供：①负慢速备用；②正慢速备用
备用服务	短暂备用	短暂备用是一种快速备用产品，旨在弥补动态遏制、动态调节和动态稳定的新频率响应服务与较慢备用产品之间的调节服务
	短期运行备用	当输电网络需求大于预测时，短期运行备用向ESO提供额外的电力(发电或减少需求的有功电力)
	需求增加	需求增加服务鼓励大型能源用户和发电商在可再生能源产量高、国家需求低时增加需求或减少发电。这种情况通常发生在夏季的夜晚和周末下午
	超级最小输出功率	超级最小输出功率通过降低同步发电机的最低发电水平，直接降低与系统同步的发电机的最低功率输出水平或最小稳定输出功率之和
无功功率服务	平衡装置启动服务	平衡装置启动服务是国家电网在平衡机制中接入发电的一种机制，该装置不计划运行(参与者通常当天不可用)。该服务包含两个要素：①平衡装置启动将平衡装置单元带到可以在平衡机制时间范围内同步的状态；②热备用是指将平衡装置单元保持在这种准备同步的状态
	替代备用	替代备用是参与的欧洲输电系统运营商之间的一项协调服务，用于提供有功功率的增加和减少
	强制性无功功率服务	强制性无功功率服务(ORPS)提供变化的无功功率输出。在任何给定的输出处，可以指示发电机产生或吸收无功功率，以帮助管理靠近其连接点的系统电压。《电网规范》要求涵盖的所有发电机都必须具备提供无功功率的能力
系统安全服务	联跳闸	联跳闸服务是一种自动控制，在系统故障事件发生后，发电量可能会减少或断开。这项服务可以作为一种必要连接条件，也可以根据商业安排提供
	黑启动	黑启动是指在国家输电系统全部或部分关闭的情况下恢复电力的服务
	最大发电量	最大发电量需要在系统承压期间提供额外的短期发电输出，以实现系统平衡。此服务允许访问发电机正常运行范围之外的未使用容量
容量市场	容量市场	容量市场是一种通过可靠的容量来源来确保电力供应安全的服务
电力批发市场	日前和日内交易	日前和日内批发市场交易是从其他市场方出售和购买电力

广阔的市场空间。

### 1.2.1 表前储能

欧洲市场中，英国引领了欧洲表前储能的发展。2022年，英国电池储能累计装机1.6 GW，大部分储能时长为1小时<sup>[17]</sup>。英国电力市场较为成熟，电化学储能收益来源多样，目前主要收益来源包括：容量市场、批发市场、平衡备用和调频辅助服务市场。

英国的容量市场以拍卖形式进行，拍卖提前4年、3年或1年举行，分别为T-4、T-3和T-1容量

拍卖。T-1容量拍卖的合同有效期是1年，T-4容量拍卖的合同期为15年<sup>[18]</sup>。英国容量竞拍机制主要通过T-4容量竞拍，以T-1容量竞拍作为补充。因电化学储能受放电时长限制，属于能量有限型资源，容量价值需进行折算，目前1小时时长储能折算率为48.62%。

英国储能的批发市场收益主要通过日前和日内电力交易价格波动进行套利。英国电力批发价格与天然气价格高度关联，2022年英国电价上升至269.4英镑/MWh，是2021年的3倍左右，且价格

表 3 英国电力市场服务技术要求

Table 3 Technical requirements for UK electricity market services

服务种类	市场/服务	最大响应时间	最小容量	最大容量	最小持续时间	恢复时间	
频率响应服务	固定频率响应(静态)	30 秒(二次响应)	1 MW	N/A	30 分钟	N/A	
	固定频率响应(动态)	2 秒启动, 10 秒满发(初次), 30 秒(二次), 10 秒(高频)	1 MW	N/A	20 秒(初次), 30 分钟(二次), 无限期(高频)	N/A	
	静态低频	10 秒满发	1 MW	每台 20 MW 参与招标	30 分钟	N/A	
	动态低-高频	1 MW 2 秒启动, 10 秒满发(初次), 30 秒(二次), 10 秒(高频)	1 MW	每台 20 MW 参与招标	30 秒(初次), 30 分钟 (二次), 无限期(高频)	N/A	
	动态遏制	1 秒(满发), 不超过 0.5 秒	—	100 MW/台	连续的跨合同交付。 对于容量有限的资产(如 电池): 15 分钟满合同容量	30 分钟内达到响应 能量的 20%	
	动态调节	2 秒(最大爬坡启动), 10 秒内满发	1 MW	100 MW/台	容量有限的资产 60 分钟	30 分钟内达到响应 能量的 20%	
	动态稳定	0.5 秒(最大爬坡面启动), 1 秒内满发	1 MW	100 MW/台	容量有限的资产 30 分钟	30 分钟内达到响应 能量的 20%	
	快速备用	2 分钟	25 MW	N/A	>15 分钟	N/A	
	慢速备用	15 分钟	1 MW	—	120 分钟	30 分钟	
	短暂备用	30 秒	1 MW	—	20 分钟	—	
	平衡备用服务	短期运行备用	20 分钟	3 MW	N/A	2~4 小时	1200 分钟
		需求增加	6 小时	1 MW	N/A	3.5~4.5 小时	N/A
		超级最小输出功率	6 小时	10 MW	N/A	N/A	N/A
		替代备用	30 分钟	1 MW	N/A	15 分钟	N/A
	无功功率服务	强制性无功功率服务	2 分钟	—	—	N/A	N/A
系统安全	联跳闸	100 毫秒	—	—	—	—	
服务	黑启动	接到指令后 2 小时	—	—	—	—	
容量市场	容量市场	4 小时	1 MW	N/A	0.5 小时	N/A	
电力批发市场	日前和日内交易	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	

波动加剧，为储能项目套利提供良好条件。储能的平衡备用收益主要是通过参与电网实时平衡系统竞拍，获取平衡服务费。平衡备用参与者可以在电力交付前 1 小时提交投标和报价来增加或减少发电量。近年来，系统平衡成本不断提升，一些时段平衡电量达到4000 英镑/MWh 的高价<sup>[19]</sup>。随着新能源渗透率的提升，预计不平衡总量将持续增加。

调频辅助服务市场主要包括动态遏制服务和固定频率响应服务。近年来，随着储能装机规模的提升，固定频率响应服务已经饱和，收益下降。动态遏制作为新推出的调频辅助服务品种，供给不足，处于阶段性高盈利状态，价格 17~18 英镑/MWh。

整体来看，英国表前储能可参与的细分市场较为多元化，通过收益叠加的方式，整体盈利情况较好。

1.2.2 表后储能

欧盟家用光储系统的安装量从 2014 年起一直

保持高速增长，欧洲家用储能快速发展的主要动力有两点，一是高企的居民电费，二是为光伏配置家用储能系统的平准化度电成本(LCOE)不断下降<sup>[20]</sup>。德国是欧洲表后储能的代表性国家。德国户用储能收益包括两部分：①德国居民电费高企，通过光储系统自发自用的用电成本较从电网购电的成本更低，是德国用户侧安装储能的主要动力；②自用剩余的电力并网获得售电收益。德国电费主要由批发电价、输配电费和税费组成，2022 年德国平均批发电价 235.05 欧元/MWh，明显高于 2021 年的 96.49 欧元/MWh，带动德国居民电价涨至约 40 欧分/kWh，储能收益明显好转。加之，德国免除户用光储系统增值税(约 19%)，可以减少储能系统投资，进一步提高了安装储能设备的经济性。综合来看，在能源短缺导致的高电价以及能源安全危机背景下，德国户用储能投资明显增加，根据德国储能

系统协会(BVES)数据,2022年德国新增光伏系统家庭中有75%安装了储能。根据德国联邦经济事务和能源部(BMWi)数据<sup>[21]</sup>,10 kW的光伏系统,配置7.5 kWh的电池储能,电量自供率从8%~22%提升至23%~39%。年运行300次的情况下,2020年德国电池储能平准化成本为30~50欧分/kWh,2040年有望降至15~25欧分/kWh。

表4 德国家庭配置电池储能的自供电变化  
Table 4 Changes in self power supply for battery energy storage in German households

家庭参数	净用电量/ kWh	10 kW 光伏 系统自供电率	10 kW 光伏+7.5 kWh 电池储能的自供电率
4人家庭	3,910	8%	23%
拥有电动汽车	8,160	10%	29%
拥有热泵	8,420	20%	34%
拥有电动汽车和热泵	12,670	22%	39%

## 2 美国市场

### 2.1 储能相关政策

#### 2.1.1 储能规划相关政策

2022年8月,美国发布《2022年通胀削减法案》,计划在接下来10年内投资3690亿美元于能源安全和气候变化领域,主要用于清洁用电和节能减排相关活动、增加可再生能源和替代能源生产补贴、对个人使用清洁能源提供信贷激励和税收抵免、对新能源汽车发展提供支持等,旨在推动经济低碳化或脱碳化发展,提升能源使用效率,降低能源成本<sup>[22]</sup>。

#### 2.1.2 支持储能产业链本土化政策

近年来,美国发布了一系列政策支持国内电池

及储能产业链发展,防止全球供应链中断和价格升高带来的供应安全问题及成本增加。2022年2月,美国能源部(DOE)发布了《美国确保供应链安全以实现稳健清洁能源转型的战略》,是美国第一个确保安全和提高能源独立性的全面计划,对包括核能、碳捕获、储能等13个能源领域供应链开展深入评估<sup>[23]</sup>。《2022年通胀削减法案》规定超过600亿美元将会被用于支持本土清洁能源和运输技术的供应链的清洁能源设施建设,力图减少对国外的依赖<sup>[22]</sup>。2022年10月,拜登政府发布推动美国电池制造业和高薪工作情况介绍,拜登总统宣布能源部将根据两党基础设施法向12个州的20家制造和加工公司提供28亿美元的赠款,同时还宣布了美国电池材料倡议,旨在动员整个政府确保用于能源、电力和电动汽车的关键矿物的可靠和可持续供应,提高美国的能源独立性<sup>[24]</sup>。

#### 2.1.3 财税政策

美国为了实现清洁能源转型和碳中和目标,于2006年开始对光伏系统进行ITC政策补贴(太阳能投资税减免政策),长久以来储能作为光伏系统的一部分可获得税收抵免,单独的储能系统无法获得税收抵免。《2022年通胀削减法案》<sup>[22]</sup>规定将独立储能纳入抵免范围(工商业储能>5 kWh、户用储能>3 kWh),同时将ITC补贴时间延长到2035年,2033年开始退坡,并提升了抵免上限。对于规模大于1 MW的表前和工商业储能,需要满足现行工资和学徒制才能获得全额基础税收抵免,否则将只能获得6%的基础抵免,具体要求如表6所示。此外,符合一些特殊标准的储能项目,还可以获得额外的税收抵免,具体规则如表7所示。

表5 《2022年通胀削减法案》前后美国ITC补贴变化  
Table 5 Changes in ITC subsidies in the US before and after the 2022 inflation reduction act

储能种类	2022年	2023年	2024—2032年	2033年	2034年	2035年	2036年
户用(更新前)	26%	22%	10%	10%	10%	10%	0%
工商业(更新前)	22%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
户用(更新后)	30%	30%	30%	26%	22.5%	15%	15%
工商业(更新后)	30%	30%	30%	26%	22%	0%	0%

为了实现清洁能源转型,美国还加大了对长时储能的支持。2022年11月,美国政府启动长时储能示范资金,为能够提供10~24小时或更长时间电力的新型长时储能示范项目提供高达3.5亿美元的资金支持。该资金为每个项目提供最高50%的

资金,主要用于验证新技术,提高用户和社区进行高效电力存储的能力,并保持美国在储能领域的领先地位<sup>[25]</sup>。

#### 2.1.4 地方储能支持政策

美国各州政府也纷纷出台了储能相关支持政



表 6 大于 1 MW 的表前和工商业储能附加条款	
Table 6 Additional terms for pre-meter and commercial energy storage exceeding 1 MW	
附加条款	内容
附加条款 1	满足现行工资(美国劳工部长确定的项目现场类似工作的工资)要求, 项目业主必须确保承包商和分包商雇用的任何劳工和技工不仅在施工期间获得现行工资, 而且在适用的税收抵免期内可能需要的任何维修或改造也获得现行工资
附加条款 2	满足学徒制要求, 项目所有者确保建造项目所花费的总劳动时间的一定比例(2022 年施工为 10%, 2023 年施工为 12.5%, 2024 年之后为 15%)由“合格学徒”完成, 这些学徒参加了符合某些联邦要求的注册学徒计划, 所需工时的百分比取决于项目开始施工的年份

表 7 ITC 额外税收抵免标准	
Table 7 Criteria for ITC additional tax credit	
标准	内容
本土制造	在同时满足表 6 两项附加条款前提下, 100% 使用美国钢铁的项目, 或在国内开采、生产或制造的具有特定百分比的制造部件的项目, ITC 额外加 10%; 否则, 额外加 2%
位于“能源社区”	能源社区是指那些在 1999 年 12 月 31 日之后拥有大量与化石燃料相关的就业机会或关闭了燃煤发电厂或煤矿的地区。在同时满足表 6 两项附加条款前提下, ITC 额外加 10%; 否则, 额外加 2%
位于“环境正义区”	环境正义区是指被定义为位于“美洲原住民土地”、低收入住宅楼或低收入经济效益项目上的社区或地区。ITC 额外加 10% 到 20% 不等, 具体取决于项目类型

策, 且具有独立性。其中, 加利福尼亚州发布了《AB2625 法案》《储能增强提案》和《净计量 3.0 (NEM)》, 纽约州制定了《纽约州 6 GW 储能路线图》, 新泽西州发布了《新泽西州储能激励计划 (SIP) 提案》, 具体内容见表 8。

2.2 储能商业模式

美国主要通过《2022 年通胀削减法案》为储

能提供财税支持, 降低储能成本, 提高储能建设积极性。各州通过制定详细的储能可参与的电力市场规则, 来支持储能发展, 如加利福尼亚州的《储能增强提案》可以使电池储能更容易参与辅助服务市场, 新泽西州的《新泽西州储能激励计划 (SIP) 提案》根据储能运行减少的碳排放量和对配电系统的成功供电分别对表前和表后独立储能进行补偿。

表 8 美国地方储能支持政策

Table 8 Local energy storage support policies in the United States

地区	政策名称	时间	主要内容
加利福尼亚州	AB2625法案	2022 年 8 月	将储能项目从加州的“Map Act”中豁免，储能项目融资、安装和销售的租赁和地役权不受“Map Act”的约束，减少储能项目审批流程
	储能增强提案	2022 年 12 月	旨在加强储能和其他类似资源的优化、调度和结算，对控制荷电状态(state of charge, SOC)的方程进行了改进，以便在电池系统更容易提供向上调节和向下调节的辅助服务
	净计量 3.0 (NEM)	2022 年 12 月	使用净计费模式取代了净计量模式，用户向电网输电将以浮动上网电价的形式获得补助，平均上网电价将明显降低，新上网电价将执行新的峰谷机制，峰谷价差进一步拉大(跟随批发电价)，安装户用储能的经济性将进一步提升
纽约州	纽约州 6 GW 储能路线图	2022 年 12 月	在 2030 年之前实现 6 GW 的储能目标
新泽西州	新泽西州储能激励计划 (SIP)提案	2022 年 9 月	激励对象包括表前独立储能和表后独立储能。激励计划 38% 的费用将作为固定的年度激励，其余费用将采用依据储能充放电进行补偿的方式。表前独立储能将根据储能运行减少的碳排放量来补偿，表后独立储能将根据对配电系统的成功供电进行补偿

2.2.1 表前储能

根据美国清洁能源协会(ACP)数据, 2022 年美国新增储能 4798 MW/12181 MWh, 创历史新高, 主要以电网规模储能为主<sup>[26]</sup>。2018 年 2 月, 美国发布 841 号法令, 要求各区域输电组织(RTO)和独立系统运营商(ISO)制定储能公平参与电力市场的相关规则, 允许 100 kW 以上的小型储能资源独立参

与电能量市场、辅助服务市场和容量市场, 并要求在设计市场规则时充分考虑包括与充电状态、充电时间、充电/放电限制、运行时间等相关的储能运行特性。按照联邦能源管理委员会(FERC)的要求, 各 ISO/RTO 随后在现有的市场规则之上制定或者完善了储能参与市场的规则<sup>[27]</sup>。美国电网规模储能主要收益来源有调频、价格套利、爬坡或旋转备

用、减少风能和光伏弃电、电压或无功支撑、系统调峰等。其中,调频、价格套利、爬坡或旋转备用是主要收益来源。近两年,储能参与能量市场价格套利、爬坡或旋转备用比例不断增加,2021年美国电网规模电池储能中有59%参与价格套利,较2019年的17%大幅增加,其中加州市场80%以上电池储能参与价格套利<sup>[28]</sup>。

### 2.2.2 表后储能

美国表后储能主要包括户用储能和工商业储能,以分布式光伏配储能的形式为主,其收益来源包括:减少从电网高价购电的收益、备用电源的价值和余电上网的收益<sup>[29]</sup>。根据美国能源信息署的预测,2024年美国储能项目平准化成本为14.01美分/kWh(假设ITC补贴为30%)<sup>[30]</sup>,相较于2022年美国居民平均电价15.12美分/kWh,在ITC补贴下安装储能已经具有一定经济性。若还可以获得本土制造、位于“能源社区”或位于“环境正义区”等额外补贴,美国储能项目将会得到更高的收益。此外,根据美国中西部独立系统运营商MISO最新规定,超过100 kW的分布式储能可以在MISO注册,并于2022年6月之后可以参与电力市场(包括电能量市场、辅助服务和容量市场)获得额外收益。但分布式储能与分布式光伏联合参与MISO市场则需要等到2030年。

## 3 澳大利亚市场

### 3.1 储能相关政策

#### 3.1.1 电价政策

2022年,国际市场中煤炭和天然气价格大涨、基荷机组停电以及初冬需求增加,导致澳大利亚电力供应严重短缺,电力现货价格达到了前所未有的水平。极端的市场价格导致监管机构实施了前所未有的干预。根据目前的电力市场规则,电力市场现货价格滚动7天数值突破累计价格阈值(cumulative price threshold, CPT),便会触发管理价格上限(APC),此后按APC结算。2022年6月,澳大利亚国家电力市场(NEM)现货价格突破CPT(135.91万澳元),首次触发了300澳元/MWh的APC。但APC不足以覆盖大多数常规天然气或煤炭发电的短期边际成本,在此期间,一些发电机组修改其发电可用容量或退出市场,即便澳大利亚能源市场运营商(AEMO)向市场参与者发出大量指示以促使发电机

组增加发电量,仍然未能解决电力供应短缺问题。因此,AEMO宣布于2022年6月15日至23日暂停NEM<sup>[31]</sup>。第四季度,随着电力供应紧张的缓解,以及政府对原料价格的干预,电力现货价格明显下滑,但昆士兰州、新南威尔士州和塔斯马尼亚州第四季度仍创下历史新高<sup>[32]</sup>。

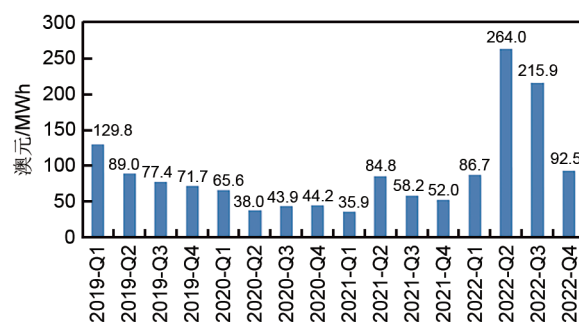


图1 2019—2022年NEM市场电力合同价格

Fig. 1 Electricity contract price in the NEM market from 2019 to 2022

从本次电力市场暂停事件来看,按照300澳元/MWh进行结算的APC管理价格上限制定于2008年,已经无法适应目前的发电成本。2022年12月,澳大利亚修订《国家电力规则》,将每个地区的管理价格上限提高至600澳元/MWh<sup>[33]</sup>。

#### 3.1.2 储能规划相关政策

2022年6月,AEMO发布2022年综合系统计划(ISP)<sup>[34]</sup>,提出为实现净零排放,到2050年需要公用事业规模的可再生能源容量增加9倍,分布式光伏容量增加近5倍,对具有调节作用的储能需求也将大幅增长。NEM将利用一系列不同类型的储能来调节电力平衡,主要包括分布式储能、协调控制分布式储能(包括虚拟电厂安装的表后电池、具有V2G功能的电动汽车)、短时储能(储能时长小于4 h)、中等时长储能(储能时长4~12小时)、长时储能(储能时长大于12 h)和Snowy 2.0(抽水蓄能),2050年装机规模分别达到14 GW/29 GWh、31 GW/108 GWh、1 GW/1 GWh、9 GW/70 GWh、4 GW/111 GWh和2 GW/349 GWh。分布式储能和协调控制分布式储能主要调节用户侧电力需求,短时储能主要调节电力供应的短时平衡,中等时长储能主要调节光伏和风能发电的日度变化,长时储能和Snowy 2.0主要调节可再生资源的季节性变化。ISP的发布可以更好地引导储能投资方向,降低可再生能源消纳成本,提升电力系统可靠性和安全性。



### 3.1.3 财税支持政策

2022年7月,澳大利亚政府推出了《2022年澳大利亚可再生能源机构修正案(为澳大利亚供电)》<sup>[35]</sup>。新法规拓宽了澳大利亚可再生能源署(ARENA)的任务范围,允许该机构支持能源效率和电气化技术。未来,ARENA将持续支持超低成本太阳能、大规模储能、灵活性需求、绿氢等可再生能源技术。2022年10月,澳大利亚政府宣布在2022—2023年联邦预算中为ARENA提供新的资金,包括推动国家基金、支持能源安全和可靠性、家用光伏社区电池、原住民社区微电网计划四个方向。其中支持能源安全和可靠性这一方向将获得6000万澳元以支持大规模电网侧储能电池项目;家用太阳能社区方向,电池获得1.884亿澳元支持,以帮助澳大利亚各地推出342个社区电池;原住民社区微电网计划方向将获得8380万澳元,用于在原住民社区开发和部署微电网技术<sup>[36]</sup>。2022年12月,ARENA宣布向全国范围内8个电网侧大规模电池储能项目提供1.76亿澳元的有条件资金支持,资金额度比2021年12月启动时增加了0.76亿澳元。该轮资金支持计划旨在支持电网侧电池储能项目配备先进的构网型逆变器,使电池能够提供类似传统能源的通过同步发电提供的基本系统服务<sup>[37]</sup>。

表9 澳大利亚支持的电网侧大规模电池储能项目

Table 9 Large scale battery energy storage projects supported by Australia to bolster grid

开发商	地点	储能规模
AGL	新南威尔士州利德尔	250 MW/500 MWh
FRV	维多利亚州格纳瓦尔	250 MW/550 MWh
Neoen	维多利亚州 Moorabool	300 MW/450 MWh
Neoen	昆士兰州霍普兰	200 MW/400 MWh
Neoen	南澳大利亚州布莱斯	200 MW/400 MWh
Origin Energy	维多利亚州莫特莱克	300 MW/900 MWh
Risen	南澳大利亚州邦加马	200 MW/400 MWh
TagEnergy	昆士兰州福克斯山	300 MW/600 MWh

除了电池储能技术,澳大利亚政府也为其他储能技术路线提供资金支持。压缩空气储能方面,2022年10月,ARENA有条件的批准4500万澳元的资金支持Hydrostor公司建设200兆瓦/1600兆瓦时先进压缩空气储能项目。氢能方面,2022年10月,ARENA向Fortescue Future Industries Pty Ltd (FFI)与Incitec Pivot Limited (IPL)提供1370万澳元的资金,以支持其部署500兆瓦制氢电解槽,替代IPL吉布森岛氨工厂目前的氢气来源。热储能

方面,2022年8月,ARENA为MGA Thermal Pty Ltd (MGA Thermal)提供127万澳元的资金,以支持其创新热储能技术,建设一个500 kW/5 MWh的试点装置。

### 3.2 储能商业模式

澳大利亚修订APC管理价格上限,为澳大利亚电价带来了更大的波动空间,为储能在电力市场套利提供了便利条件。通过为储能项目提供资金支持,降低储能成本,可以使储能获得更好的经济性,增加储能建设积极性。

#### 3.2.1 表前储能

澳大利亚表前和表后储能发展均较快。2021—2022年,澳大利亚新增557 MW表前电池储能项目,累计规模达到822 MW。在澳大利亚,表前储能可以参与电能量市场和调频辅助服务市场(FCAS)<sup>[38]</sup>。2021年,电池储能总收入的80%以上来自于FCAS市场,剩余部分来自于电能量市场。2022年第二季度和第三季度,由于电力供应紧缺,电价大涨,5000澳元/MWh以上的电价发生频率明显增加,电池储能现货市场套利空间加大,电池储能电能量市场收益大幅增加。2022年第三季度,电池储能电能量市场收益(2154万澳元)首次超过FCAS市场(1546万澳元)。2022年第四季度,随着电力供需紧张缓和,电池储能电能量市场收益明显下滑<sup>[39]</sup>。

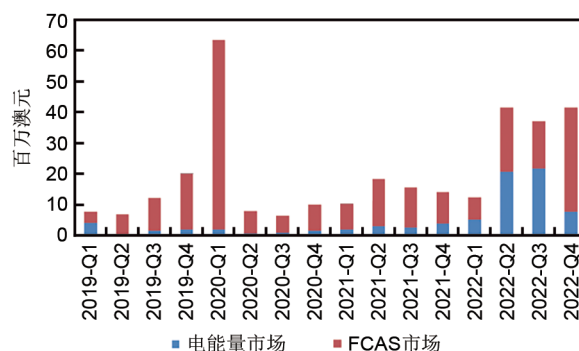


图2 NEM市场电池储能收益

Fig. 2 Battery energy storage revenue in the NEM market

#### 3.2.2 表后储能

表后储能方面,根据澳大利亚能源委员会(AEC)的数据,2022年单年,澳大利亚新增安装屋顶光伏系统29万套,有6%的屋顶光伏配置了电池储能,而维多利亚州和南澳州的这一配置比例分别达到了24%和21%。表后储能主要收益来源为光储

系统自发自用带来的电费节约收益。零售电价的上涨以及电池储能投资成本的降低,将促使更多用户配置屋顶光伏及电池储能。根据澳大利亚能源市场委员会(AEMC)数据,澳大利亚电池储能度电成本已经从2016年的0.80澳元/kWh降至2022年的0.39澳元/kWh,同时电池储能净收益从2020—2021年的0.15~0.20澳元/kWh增加到2021—2022年的0.24澳元/kWh。澳大利亚户用电池储能已经具有一定经济性,未来澳大利亚户用储能的规模有望快速增长<sup>[40]</sup>。

## 4 中国储能市场

### 4.1 储能相关政策

#### 4.1.1 储能规划相关政策

2021年7月,国家发改委、能源局印发《关于加快推进新型储能发展的指导意见》,提出到2025年,实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变,装机规模达3000万千瓦以上<sup>[41]</sup>。此后,各省级的“十四五”规划相继出台,超过20个省市明确了“十四五”期间新型储能发展目标,合计发展规模超过了6000千瓦,其中山西、河北、山东、甘肃、青海、宁夏、内蒙古规划新型储能规模达到500万千瓦以上。2022年3月,国家发改委、能源局发布《“十四五”现代能源体系规划》,提出开展新型储能关键技术集中攻关,加快实现储能核心技术自主化,推动储能成本持续下降和规模化应用<sup>[42]</sup>。

#### 4.1.2 储能参与电力市场政策

2022年6月,国家发展改革委、国家能源局印发了《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》,提出加快推进独立储能参与电力现货市场和中长期市场,独立储能电站向电网送电的,其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加;鼓励配建新型储能与所属电源联合参与电力市场,储能需要完成站内计量、控制等相关系统改造并符合相关技术要求;充分发挥独立储能技术优势提供辅助服务;建立电网侧储能价格机制<sup>[43]</sup>。此后各省市结合实际情况,积极探索并细化适合新型储能参与市场的细则。

#### 4.1.3 储能补贴政策

国内储能补贴主要为投资补贴和运营补贴,如太原市对新型储能项目(电化学、压缩空气等)给予补助,建成后按投资额的2%补贴,最高不超过

500万元;苏州吴江区对2021年7月至2023年底并网发电的储能项目,按照实际放电量给予运营主体补贴0.9元/千瓦时,补贴期限为2年;重庆铜梁区按照储能设施规模给予1.3元/Wh的一次性补贴,单个项目的所有补贴不超过1000万元。国内仅有少部分省市出台了储能补贴政策,且补贴力度大多不及德国、美国等发达国家。

#### 4.1.4 新能源配储政策

国内大部分省份均已出台了新能源项目配置储能的比例及时长要求,大多数省份要求按照10%~20%的功率配置1~4小时的储能,且配置比例和时长呈增加趋势,尤其是在青海、内蒙古、新疆等地区,部分项目配置比例要求达到15%或30%。配置方式由新能源场站内配建逐步转向鼓励和支持建设独立储能电站、新能源项目租赁容量的方式。

#### 4.1.5 电价政策

2021年,国家发改委先后发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》,强调了优化分时电价机制的原则,峰谷电价价差原则上不低于4:1,尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于20%,燃煤发电市场交易价格上下浮动范围原则上均不超过20%。中国峰谷价差逐渐拉大,以10 kV一般工商业用户为例,2022年全国共有16个省市最大峰谷价差超过0.7元/kWh,为用户侧储能进行价格套利带来机遇。此外,国内正在推进两批共14个省市电力现货交易市场试点,大部分市场仅有部分参与者进行现货交易,价差较小。山东、山西等省份已经推进储能参与电力现货市场,随着反映实际电力供需情况、价格波动的现货市场体系的逐步建立,储能在能量电力市场中进行套利有望成为储能的主要收益来源之一。

### 4.2 储能商业模式

#### 4.2.1 新能源配储项目

目前中国新能源配储项目的主要收益为减少新能源弃电和减少考核费用。由于目前大多新能源项目平价上网,电价不高,储能用于减少弃电的运行次数多在300次以下,减少新能源弃电方面的收入较少,储能无法回收成本。

#### 4.2.2 火储联合调频项目

火储联合调频方面,项目主要收入来源包括

二次调频补偿和减少考核费用，其中以二次调频补偿为主。以广东省为例，二次调频补偿收益包括调频容量收益、调频里程收益 2 部分。早期投运的项目收益较高，短期内便可回收成本，但随着项目增多以及新的市场规则出现[2020 年 9 月 1 日起执行新的市场规则，对  $K$  值开  $(m+1)$  次方根]，市场出清价格明显降低，大部分后期投运项目无法回收成本。

#### 4.2.3 用户侧储能项目

中国用户侧储能以工商业领域项目为主，收益包括价差套利、减少容量电费、减少电量电费、需求响应补偿、参与辅助服务等。其中，价差套利为主要收益来源。大部分省份分时电价较低，且运营策略多为每天一充一放，储能项目全生命周期内回收成本困难。

#### 4.2.4 独立储能

相对于新能源配储和火储联合调频，独立储能的收益来源更加多元化。

电能量相关的收益主要有 2 种方式，即，未开通现货市场的省份通过调峰实现价值，开通现货市场的省份通过节点价差套利实现价值；辅助服务相关收益的实现目前主要以参与 AGC 调频为主，部分省份如山西出台了储能参与一次调频市场的政策；容量相关收益方面，山东以“容量电价+容量租赁补偿”方式实现，甘肃以“调峰容量市场+容量租赁”方式实现，湖南、河南以容量租赁的方式实现。虽然部分省份独立储能已经初具经济性，但仍面临收益来源不稳定(通过新能源电站租赁并网指标获得的容量租赁费占比较大)、相关市场机制不成熟等问题。根据对典型省份独立储能项目进行调研，其商业模式如表 10 所示。其中山西独立储能收益更好，主要原因是山西开通了一次调频市场，报价范围为 5~10 元/MW<sup>[44]</sup>，与典型省份二次调频报价范围接近，由于一次调频响应时间短( $\leq 30$  s)，可以响应的调频次数更多，据调研估算，每天响应频次可达 1000 次，因此储能收益更高。

表 10 典型省份独立储能商业模式  
Table 10 Typical provincial independent energy storage business model

项目	山东	山西	湖南	河南 <sup>[45]</sup>	甘肃 <sup>[46]</sup>
容量收益	300 元/(kW·年) (容量租赁)；60 元/(kW·年) (容量电价补偿)	尚未出台容量租赁政策	400~480 元/(kW·年) (容量租赁)	200 元/(kWh·年) (容量租赁)	上限暂按 300 元/(MW·日) (调峰市场容量补偿)
	10 年(容量租赁)；5 年(容量电价补偿)	—	10 年	10 年	无年限限制
电量收益	0.4~0.5 元/ kWh	超过 0.6 元/kWh	深度调峰报价最高限价为 0.5 元/kWh，当前实际调峰出清价格约为 0.2 元/kWh	调峰价格上限 0.3 元/kWh	现货价差 0.3 元/kWh
	1 个循环/天	1 个循环/天	超过 1 个循环/天	不低于 350 次/年	1 个循环/天
辅助服务收益	无法同时参与现货和 AGC 调频辅助服务	可同时参与现货和一次调频(5~10 元/MW)	无调频市场	无调频市场	12 元/MW
	动作几十~几百次/天	动作超过 1000 次/天	—	—	动作几十~几百次/天
投资回收年限	8~10 年	预计 3 年左右	6~8 年	预计 8~10 年	10 年左右

## 5 对中国储能发展的启示

各国电力市场情况不同，储能政策结构也各有差异，欧洲主要通过制定新能源发展目标、支持产业链本土化、税收减免、资金支持、增加储能可参与的电力市场品种等政策来支持储能发展，美国主要通过 ITC 税收抵免、支持产业链本土化、制定详细的储能可参与的电力市场规则等政策推动储能建设，澳大利亚主要通过提高 APC 管理价格上限、规划不同类型的储能设施、为储能项目提供资金支

持等政策来支持储能发展。中国在电价、规划、产业、财税、市场规则、新能源配储方面均出台了一系列政策，但支持力度与国外相比仍有一定差距。

对比国际市场，国内储能发展尚处于早期阶段，大部分储能项目经济性不佳，制定符合现阶段储能发展的政策及市场机制对推动储能快速发展以及商业模式的塑造至关重要。通过总结国际经验，提出以下建议。

(1) 加大财税补贴力度。德国对储能免除所得



表 11 国内外储能政策对比				
Table 11 Comparison of energy storage policies between China and foreign countries				
政策类型	欧洲	美国	澳大利亚	中国
电价	可再生能源市场收入上限为 180 欧元/MWh	—	APC 管理价格上限由 300 澳元/MWh 提高至 600 澳元/MWh	市场化程度较差，推动完善分时电价机制和电力现货市场试点
规划	2030 年可再生能源发电量占比 45%	10 年内投资 3690 亿美元于能源安全和气候变化领域	规划一系列不同的储能类型，包括分布式储能、协调控制分布式储能、短时储能、中等时长储能、长时储能和 Snowy 2.0	国家和地方均发布新型储能装机规划
产业	支持欧洲储能及电池产业链本土化，要求到 2025 年和 2030 年分别通过本地制造满足当地电池需求的 69% 和 89%	支持供应链本土化。超过 600 亿美元将会被用于支持本土清洁能源和运输技术供应链	—	加快实现储能核心技术自主化，推动储能成本持续下降和规模化应用
财税	德国发电收入免除所得税，购置户用光储系统免除增值税；英国为储能提供财政拨款	为储能系统提供 ITC 税收抵免	为储能项目提供资金支持	仅有少部分省市出台了储能补贴政策，主要为投资补贴和运营补贴
市场规则	英国增加储能可参与的电力市场品种	各州制定详细的储能可参与的电力市场规则，如简化储能参与辅助服务市场规则、为储能提供补偿等	—	国家层面推动储能参与电力现货市场、中长期市场、辅助服务市场，各省市探索适合储能参与的市场细则
新能源配储	计划对某些类型的屋顶强制安装光伏	—	—	大多数省份要求按照 10%~20% 的功率配置 1~4 小时的储能

税和增值税，美国 ITC 补贴延期且抵免比例重新提升至 30%，满足一些特殊条件的储能项目还可以获得额外的税收抵免。在目前储能成本较高，回收成本困难的情况下，高额的财税补贴有利于加快储能的发展。中国仅有少部分省市出台了补贴政策，未普及到全国，且补贴力度有限，对于储能回收成本的支持力度不够，应加大全国性的储能财税补贴力度。

（2）减少强配储能，提高储能合理化配置。不同地区电力市场情况不同，储能需求也不尽相同，国外通常通过市场引导储能发展，更有利于储能合理化配置，减少储能资源浪费。国内目前大部分省份以强制配储能为主，尽管配置方式由新能源场站内配建逐步转向鼓励和支持建设独立储能电站、新能源项目租赁容量的方式，仍然具有一定局限性，需加快市场化引导或统一规划管理，减少不必要的资源浪费。

（3）加快储能参与电力现货市场进度。电力现货市场可以反映实际电力供需情况，更好地削峰填谷，也更能体现储能的能量价值，已经成为英国、美国、澳大利亚等国家表前储能项目的主要收益来源之一。中国电力现货市场尚处于早期阶段，目前

仅有山东、山西等少数省份推进储能参与现货市场，且峰谷电价差较小，应加快电力现货市场建设，完善储能参与电力现货市场规则，通过市场化的手段提升储能收益。

（4）增加储能可参与的电力市场服务种类。英国目前已运行或正在制定的储能可以参与的电力市场服务品种超过 20 种，且还在根据电力系统的变化不断探索新的服务品种；美国表前储能可以参与调频、价格套利、爬坡或旋转备用、减少风能和太阳能弃电、电压或无功支持、系统调峰等多种电力市场服务品种。国内，目前大部分省份的储能项目可参与的电力市场服务品种较少，主要为以后将不复存在的调峰市场。增加储能可参与的电力市场服务种类，可以更大化地体现储能可以提供多种服务的灵活性和优异性，同时提高储能收益。

参 考 文 献

[1] 田聿申. 全球典型国家碳中和目标实现路径对我国的启示[J]. 中国能源, 2021, 43(9): 80-88.  
TIAN Y S. Enlightenment of the realization path of carbon neutrality goal in typical countries in the world to China[J]. Energy of China, 2021, 43(9): 80-88.

[2] 高学睿, 史云鹏, 王雪松, 等. 欧美电力行业低碳发展路径分析及启

- 示[J]. 热力发电, 2023, 52(7): 48-55.
- GAO X R, SHI Y P, WANG X S, et al. Analysis and enlightenment of low-carbon development path of power industry in Europe and America[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(7): 48-55.
- [3] The World Bank. Commodity markets[EB/OL]. (2022-06-02)[2022-06-19]. <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>.
- [4] 中关村储能产业技术联盟. 储能产业研究白皮书2023(摘要版)[R/OL]. [2023-04-12]. <https://cpnn.com.cn/news/baogao2023/202307/W020230725381488198635.pdf>.
- China Energy Storage Alliance. Energy storage industry research white paper 2023 (summary version) [R/OL]. [2023-04-12]. <https://cpnn.com.cn/news/baogao2023/202307/W020230725381488198635.pdf>.
- [5] 李敬如, 万志伟, 宋毅, 等. 国外新型储能政策研究及对中国储能发展的启示[J]. 中国电力, 2022, 55(11): 1-9.
- LI J R, WAN Z W, SONG Y, et al. Research on new type energy storage policies of overseas countries and inspirations to energy storage development in China[J]. Electric Power, 2022, 55(11): 1-9.
- [6] 李明, 郑云平, 亚夏尔·吐尔洪, 等. 新型储能政策分析与建议[J]. 储能科学与技术, 2023, 12(6): 2022-2031.
- LI M, ZHENG Y P, ARTHUR T, et al. Analysis and suggestions on new energy storage policy[J]. Energy Storage Science and Technology, 2023, 12(6): 2022-2031.
- [7] European Association for Storage of Energy. EMMES 7.0 - March 2023 [EB/OL]. [2023-04-05]. <https://eas-storage.eu/publication/emmes-7-0-march-2023>.
- [8] European Energy Exchange. Power indices[EB/OL]. [2023-04-03]. <https://www.eex.com/en/market-data/power/indices>.
- [9] European Commission. Factsheet-Emergency intervention[EB/OL]. [2022-09-14]. [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/fs\\_22\\_5491](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/fs_22_5491).
- [10] European Commission. Delivering the European green deal[EB/OL]. [2021-07-14]. [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal\\_en](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_en).
- [11] European Commission. Key documents: REPowerEU[EB/OL]. [2022-05-18]. [https://commission.europa.eu/publications/key-documents-repowerEU\\_en](https://commission.europa.eu/publications/key-documents-repowerEU_en).
- [12] European Battery Alliance. Joint statement high-level industrial meeting of the European battery alliance[EB/OL]. [2022-03-29]. <https://8941304.fs1.hubspotusercontent-na1.net/hubfs/8941304/High-Level%20Industrial%20Meeting%20Joint%20Statement/Joint%20Statement%20EBA%20HL%20Industrial%20Meeting%2023%20March%202022-Final1.pdf>.
- [13] Deutscher Bundestag. Entwurf eines jahressteuergesetzes 2022 (JStG 2022) [EB/OL]. [2022-11-30]. <https://dserver.bundestag.de/btd/20/047/2004729.pdf>.
- [14] HM Government. Government boost for new renewable energy storage technologies [EB/OL]. [2022-02-23]. [https://www.gov.uk/government/news/government-boost-for-new-renewable-energy-storage-technologies?utm\\_source=dlvr.it&utm\\_medium=twitter](https://www.gov.uk/government/news/government-boost-for-new-renewable-energy-storage-technologies?utm_source=dlvr.it&utm_medium=twitter)
- [15] 李晨飞, 黄辉, 岳芬. 山东省新型储能政策与商业模式解析[J]. 中外能源, 2022, 27(11): 86-92.
- LI C F, HUANG H, YUE F. Analysis of new energy storage policies and business models of Shandong Province[J]. Sino-Global Energy, 2022, 27(11): 86-92.
- [16] National Grid ESO. Storage for constraint management [EB/OL]. [2022-3-16]. <https://www.nationalgrideso.com/document/247586/download>.
- [17] National Grid ESO. Potential electricity storage routes to 2050 [EB/OL]. [2022-12-12]. <https://www.nationalgrideso.com/document/273166/download>.
- [18] 朱寰, 徐健翔, 刘国静, 等. 英国储能相关政策机制与商业模式及对我国的启示[J]. 储能科学与技术, 2022, 11(1): 370-378.
- ZHU H, XU J X, LIU G J, et al. UK policy mechanisms and business models for energy storage and their applications to China[J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(1): 370-378.
- [19] National Grid ESO. Review of the balancing market[EB/OL]. [2022-6-15]. <https://www.nationalgrideso.com/document/263916/download>.
- [20] 袁性忠, 胡斌, 郭凡, 等. 欧盟储能政策和市场规则及对我国的启示[J]. 储能科学与技术, 2022, 11(7): 2344-2353.
- YUAN X Z, HU B, GUO F, et al. EU energy storage policies and market mechanism and its reference to China[J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(7): 2344-2353.
- [21] Bundesministerium Für Wirtschaft und Energie. Batteriespeicher in Netzen[EB/OL]. [2022-09-21]. [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/studie-batteriespeicher-in-netzen-schlussbericht.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=14](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/studie-batteriespeicher-in-netzen-schlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=14).
- [22] Congress of the United States. Inflation reduction act[EB/OL]. [2022-08-15]. <https://www.govinfo.gov/content/pkg/BILLS-117hr5376enr/uslm/BILLS-117hr5376enr.xml>.
- [23] The Department of Energy. America's strategy to secure the supply chain for a robust clean energy transition[EB/OL]. [2022-2-24]. <https://www.energy.gov/policy/articles/americas-strategy-secure-supply-chain-robust-clean-energy-transition>.
- [24] The White House. FACT SHEET: Biden-harris administration driving U.S. battery manufacturing and good-paying jobs[EB/OL]. [2022-10-19]. <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2022/10/19/fact-sheet-biden-harris-administration-driving-u-s-battery-manufacturing-and-good-paying-jobs/>.
- [25] The Department of Energy. Funding notice: Long-duration energy storage demonstrations[EB/OL]. [2022-11-14]. <https://www.energy.gov/oced/funding-notice-long-duration-energy-storage-demonstrations>.
- [26] The American Clean Power Association. U. S. energy storage monitor/2022 executive summary[EB/OL]. [2023-03-12]. [https://storage.pardot.com/131501/1678799258s8JG50DV/US\\_ESM\\_Q1\\_2023\\_executivesummary.pdf](https://storage.pardot.com/131501/1678799258s8JG50DV/US_ESM_Q1_2023_executivesummary.pdf).
- [27] The Federal Energy Regulatory Commission. Electric storage participation in markets operated by regional transmission organizations and independent system operators[EB/OL]. (2020-12-16)[2022-03-30]. <https://www.ferc.gov/media/order-no-841>.
- [28] U. S. Energy Information Administration. Battery systems on the

- U.S. power grid are increasingly used to respond to price[EB/OL]. [2022-07-27]. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=53199>.
- [29] National Renewable Energy Laboratory. Storage futures study distributed solar and storage outlook: Methodology and scenarios. [EB/OL]. [2021-07-27]. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79790.pdf>
- [30] U.S. Energy Information Administration. Levelized costs of new generation resources in the annual energy outlook 2022[EB/OL]. [2023-03-03]. [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity\\_generation.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf).
- [31] Australian Energy Market Operator. Quarterly energy dynamics Q3 2022[EB/OL]. [2022-10-27]. <https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/qed/2022/qed-q3-2022.pdf?la=en>.
- [32] Australian Energy Market Operator. Quarterly energy dynamics Q4 2022[EB/OL]. [2023-01-25]. <https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/qed/2022/qed-q4-2022.pdf?la=en>.
- [33] Australian Energy Market Commission. National electricity rules [EB/OL]. [2022-12-21]. <https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/431>.
- [34] Australian Energy Market Operator. 2022 Integrated system plan [EB/OL]. [2022-06-30]. <https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2022/2022-documents/2022-integrated-system-plan-isp.pdf?la=en>.
- [35] Australian Government. Australian renewable energy agency amendment (powering Australia) regulations 2022[EB/OL]. [2022-07-21]. <https://www.legislation.gov.au/Details/F2022L01004>.
- [36] Australian Renewable Energy Agency. New funding for ARENA in federal budget[EB/OL]. [2022-10-27]. <https://arena.gov.au/news/new-funding-for-arena-in-federal-budget/>.
- [37] Australian Renewable Energy Agency. ARENA backs eight big batteries to bolster grid[EB/OL]. [2022-12-17]. <https://arena.gov.au/blog/arena-backs-eight-big-batteries-to-bolster-grid/>.
- [38] 刘国静, 李冰洁, 胡晓燕, 等. 澳大利亚储能相关政策与电力市场机制及对我国的启示[J]. 储能科学与技术, 2022, 11(7): 2332-2343.  
LIU G J, LI B J, HU X Y, et al. Australia policy mechanisms and business models for energy storage and their applications to China[J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(7): 2332-2343.
- [39] Australian Energy Regulator. Wholesale electricity market performance report 2022[EB/OL]. [2022-12-15]. <https://www.aer.gov.au/wholesale-markets/performance-reporting/wholesale-electricity-market-performance-report-2022>.
- [40] Australian Energy Market Commission. Turning point for incentives to invest in residential batteries[EB/OL]. [2022-10-25]. <https://www.aemc.gov.au/turning-point-incentives-invest-residential-batteries>.
- [41] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于加快推动新型储能发展的指导意见 [EB/OL]. [2021-07-23]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1706063062103896840&wfr=spider&for=pc>.  
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Guiding opinions on accelerating the development of new energy storage[EB/OL]. [2021-07-23]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1706063062103896840&wfr=spider&for=pc>.
- [42] 国家发展改革委, 国家能源局. "十四五"现代能源体系规划[EB/OL]. [2022-03-22]. [https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202203/t20220322\\_1320016.html?state=123](https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202203/t20220322_1320016.html?state=123).  
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Modern energy system planning for the 14th five year plan [EB/OL]. [2022-03-22]. [https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202203/t20220322\\_1320016.html?state=123](https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202203/t20220322_1320016.html?state=123).
- [43] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知[EB/OL]. [2022-06-07]. [https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202206/t20220607\\_1326855\\_ext.html](https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202206/t20220607_1326855_ext.html).  
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Notice on further promoting the participation of new energy storage in the electricity market and dispatching application[EB/OL]. [2022-06-07]. [https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202206/t20220607\\_1326855\\_ext.html](https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202206/t20220607_1326855_ext.html).
- [44] 国家能源局山西监管办公室. 山西电力一次调频市场交易实施细则(试行)[EB/OL]. [2022-05-25]. <http://sxb.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=4028fa8180d075d00180fabb04240025>.  
Shanxi Energy Regulatory Office of National Energy Administration of the People's Republic of China. Implementation rules for trading in shanxi electric power primary frequency regulation market (trial) [EB/OL]. [2022-05-25]. <http://sxb.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=4028fa8180d075d00180fabb04240025>.
- [45] 河南省发展和改革委员会. 加快我省新型储能发展的实施意见(征求意见稿)[EB/OL]. [2023-04-25]. <https://www.kesolar.com/headline/227045.html>.  
Henan Provincial Development and Reform Commission. Implementation opinions on accelerating the development of new energy storage in henan province (draft for soliciting opinions)[EB/OL]. [2023-04-25]. <https://www.kesolar.com/headline/227045.html>.
- [46] 国家能源局甘肃监管办公室. 甘肃省电力辅助服务市场运营规则(试行)[EB/OL]. [2023-01-05]. <http://gsb.nea.gov.cn/view.asp?id=7005>.  
Gansu Energy Regulatory Office of National Energy Administration. Gansu province electric power auxiliary service market operation rules (trial)[EB/OL]. [2023-01-05]. <http://gsb.nea.gov.cn/view.asp?id=7005>.