



储能产业趋势

2021年8月 第125期

中国能源研究会储能专委会

中关村储能产业技术联盟

发布日期：2021.9.10

目录

热点话题	3
政策解读：新版“两个细则”，开启我国辅助服务市场新构架	3
储能参与电力市场机制：现状与展望	6
行业观察	24
工信部解读《新能源汽车动力蓄电池梯次利用管理办法》	24
政策解读 电化学储能电站 安全管理办法征求意见	27
Moss Landing 300MW/1200MWh 储能项目发生电池过热事故	28
加州能源委员会要求新建建筑物安装光伏+储能系统	29
联盟活动	30
ESIE 2022 定档明年 4 月	30
关于推进储能产业安全、健康、可持续发展的行业自律公约发起单位及第一批成员名单公布	30
会员动态	31
新会员 上海采日能源科技有限公司	31
新会员 北京宝光智中能源科技有限公司	32
会员动态 海辰新能源与河北建投能源、中合能源签署战略合作	33
会员动态 “双碳”目标下，索英电气助力能源转型升级	34
致读者	36

热点话题

政策解读：新版“两个细则”，开启我国辅助服务市场新构架

吐故纳新，顺应能源变革新需求

在“双碳”目标决策部署下，为推动构建以新能源为主体的新型电力系统，保障电力系统安全、优质、经济运行，规范电力系统并网运行管理和辅助服务管理，2021年8月31日，国家能源局发布了《并网主体并网运行管理规定（征求意见稿）》、《电力系统辅助服务管理办法（征求意见稿）》，这两份文件生效后将取代原国家电监会制定的《发电厂并网运行管理规定》（电监市场〔2006〕42号）和《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43号）。时隔十五年，两份文件的修订发布，将开启我国辅助服务市场顶层设计的新构架。

在国家能源转型大的战略背景下，我国的电力结构发生了重大变化，随着可再生能源占比的不断提高，系统对于辅助服务的需求也在迅速增加。近年国家层面及各地方也不断出台辅助服务领域的相关政策，推动市场的改革与建设，“按效果付费”的设计思路逐步推广、新能源发电纳入到考核范围、提供服务的主体多元化发展等政策思路正通过试点不断完善。

储能作为优质的灵活性资源，在美国、英国、澳大利亚等电力市场中已经充分验证其参与辅助服务的技术可行性以及能够为电力运行提供优质、高效、多重服务。在我国，储能参与辅助服务市场经历了从无到有的过程，据中关村储能产业技术联盟统计，自2013年石景山热电厂全球首个火储联合调频项目正式运行至2020年，我国储能参与调频的项目累计装机规模达674.8MW，年复合增长率为130%。高速发展的市场，一方面反映出需求潜力巨大，同时也亟需从国家层面厘清各方的边界条件、破除原有不适宜的政策和市场机制，重新构建辅助服务市场的顶层设计。

五大特点，奠定辅助服务市场改革基石

新版文件对管理规范的对象和内容进行了深度丰富和广度拓展，是构建我国新型电力系统过程中可载入史册的具有里程碑意义的事件，是中国未来新型储能技术可持续发展的基石。

一、与时俱进，遵循新型电力系统发展客观规律

旧版文件是针对我国2002年厂网分开后当时电力系统中日益突出的厂网矛盾、厂厂矛盾等问题所提出的制度性文件，有力地缓解了我国电力系统快速发展过程中的棘手问题，保障了我国电力系统的过去10余年的安全稳定建设运行。然后，随着大规模集中和分布式新能源的并网运行、电动汽车、储能、虚拟电厂等新型技术的涌现及其电力体制的深化改革，以新能源为主的新型电力系统

所表现出来的低碳清洁化、双端随机化、主体多元化、源网荷储互动化、交易机制多样化等特征，传统的建设运行机制已无法满足其客观需求。因此，为更好地体现新型电力系统发展客观规律，将《发电厂并网运行管理规定》更名为《并网主体并网运行管理规定》，将《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》更名为《电力系统辅助服务管理办法》。其中，《并网主体并网运行管理规定》重点对包括新能源在内的发电侧并网主体、新型储能、用户可调节负荷等管理进行了修订完善；《电力系统辅助服务管理办法》重点对辅助服务提供主体、交易品种分类、电力用户分担共享机制、跨省跨区辅助服务机制等进行了具有前瞻性的丰富与扩展。

二、拥抱未来，拓展并网运行管理和辅助服务新主体

为适应新型电力系统主体多元、源网荷良性互动等特征，参与电力系统安全稳定运行的并网主体已由单纯的源侧常规发电资源，扩展到了包含陆上风电、海上风电、太阳能光伏、太阳能光热、新型储能、负荷聚合商、虚拟电厂等覆盖源侧、荷侧的多元化资源，电力辅助服务已由调频、调峰、备用等常规手段，扩展到了包含惯量、爬坡等新型手段。因此，两个文件新增了对新能源、新型储能、负荷侧并网主体等并网技术指导及管理要求，并将提供辅助服务的主体范围由发电厂扩大到包括新型储能、用户可调节负荷、聚合商、虚拟电厂等主体，通过辅助服务市场机制充分挖掘供需两侧的灵活调节能力，更加适应新型电力系统需求，促进推动能源低碳转型。

三、遵循科技，拓展电力辅助服务新品种

在以新能源为主的新型电力系统中，供给上将出现集中式新能源与分布式新能源长期并存的局面，组成上将出现以电力电子技术为主导的弱惯量电力系统，消费上将涌现海量含分布式能源、具有一定自平衡特性的微电网，机制上将出现多层构架的协同化市场交易，运行上将出现多级耦合的分层协同调控机制，手段上将出现可解决高比例新能源、高比例电力电子设备接入电力系统等新需求的新措施，从而平抑新能源间歇性、波动性、弱惯量等对系统运行带来的安全稳定影响。因此，《电力系统辅助服务管理办法》中新增了转动惯量、爬坡、调相、稳控切机、快速切负荷等辅助服务品种，以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，更好地完成保障电力供应安全与推动绿色低碳发展两大任务。

四、构建体系，完善辅助服务分担共享新机制

自从 2002 年 5 号文颁布以来，我国电力行业不断探索适合中国能源发展客观需要的市场体系与机制。然而，长期的计划经济思维惯性，导致我国的电力成本传导机制长期不畅，给电力系统的安全稳定运行带来了一系列显性矛盾与隐性风险，亟待构建可贯穿到用户侧的电力成本传导机制与可覆盖低碳清洁化外部性的全社会成本疏导体系。因此，按照“谁提供，谁获利；谁受益、谁承

担”的原则,《电力系统辅助服务管理办法》进一步完善了辅助服务考核补偿机制,明确跨省跨区发电机组参与辅助服务的责任义务、参与方式和补偿分摊原则,建立了用户参与的分担共享机制,可一定程度上疏导电力系统运行日益增加的辅助服务费用。利用负荷聚合商、虚拟电厂等技术,将以往仅可向下调节的用户可中断负荷,拓展到“能上能下”的用户可调节资源,用户可结合自身负荷特性,承担必要的辅助服务费用或按照贡献获得相应的经济补偿,以市场化方式提升需求侧响应能力,形成了可贯穿到用户侧的电力成本传导机制。

五、依靠市场,健全更加灵活的市场化价格竞争机制

辅助服务是保障新型电力系统的安全稳定运行不可或缺的核心机制,灵活的市场化价格竞争机制是保障辅助服务充分发挥价值与作用的灵魂。满足新型电力系统的建设运行需要,保障电力系统安全、优质、经济运行,早日实现国家碳达峰、碳中和目标,仅仅依靠行政手段是无法完成的。自9号文颁布以来,多数省市已构建了以调峰辅助服务市场化竞争为主的交易体系,少数省市形成了以调频辅助服务市场化竞争为主的交易体系,但均存在辅助服务品种有限、市场化竞争不充分、交易协同不足等问题。因此,《电力系统辅助服务管理办法》涵盖了辅助服务品种、主体、准入、参与机制、需求确定、调用机制、考核机制、补偿机制、分摊机制等全部关键要素,相信市场并依靠市场机制,以市场竞争方式确定调频、备用、转动惯量、爬坡等辅助服务的提供主体,通过市场机制形成交易价格,降低系统辅助服务成本,优化系统运行效率,更好地发挥市场在资源配置中的决定性作用。

指引方向,建立新市场、推进新技术、激发新模式

新版文件拓展了并网运行管理和辅助服务新主体,增加了电力辅助服务新品种,完善了辅助服务分担共享新机制,疏导电力系统运行日益增加的辅助服务费用,健全了更加灵活的市场化价格竞争机制,进一步降低系统运营成本。新版文件为我国辅助服务市场建设奠定了新的基础,完善了原有机制在新形势下的不足,顺应了我国能源结构转型的新变化、新需求,与我国电力市场改革建设相匹配,将有效激发市场的活力,促进新商业模式的不断涌现。

新版文件涵盖了新型并网主体、辅助服务新品种、技术准入、参与机制、需求确定、调用机制、考核机制、补偿机制、分摊机制等全部关键要素,表明了国家将充分发挥市场机制的决心,只有通过市场机制形成交易价格,降低系统辅助服务成本,优化系统运行效率,才能更好地发挥市场在资源配置中的决定性作用,才能更好地发挥新型储能、虚拟电厂等新技术的价值与作用。

新版文件发布后,将能更好地指引地方辅助服务市场的建设和落实工作,在这个过程中我们相信,储能作为新技术、新主体将会充分参与到市场的建设与竞争中,发挥其作用和价值。在这个过

程中，中关村储能产业技术联盟正在筹建辅助服务专委会，将为业界各方提供智库支持，共同推动储能参与辅助服务市场的相关工作。（文/郑华，华北电力大学教授/中关村储能产业技术联盟辅助服务专委会秘书长（筹）；俞振华，中关村储能产业技术联盟常务副理事长）

储能参与电力市场机制：现状与展望

引言：为了应对气候变化，世界诸多国家提出了碳中和的方案，中国也宣布了“2030 年碳达峰，2060 年碳中和”的目标。作为碳排放大户，电力行业需要构建以新能源为主体的新型电力系统，大力发展风电、光伏等可再生能源以加速脱碳进程。

储能可很好地解决可再生能源引入的挑战 [1-5]，因此在新型电力系统中具有重要地位。一方面，可解决风光出力高峰与负荷高峰错配的难题，通过削峰填谷，增加谷负荷以促进可再生能源的消纳，减少峰负荷以延缓容量投资需求。另一方面，可解决风光出力随机性和波动性带来的频率稳定难题，尤其是电化学等响应速度较快的新型储能，能提供调频服务提高电网可靠性。

随着电力市场化改革在主要发达国家的推进，未来储能的发展与运营，将主要在市场化的大背景下实现。在电力市场中，储能的充放电安排将改变市场出清结果与系统运行计划，对市场的竞争、价格信号的产生、市场成员的收益等都将产生重要的影响。

然而，原先面向发电机组和用电负荷设计的市场机制并不能很好地适应储能参与。不同于其他资源，储能在效用功能、成本特性、物理约束、装置规模等方面具备特殊性。在效用功能上，储能可以提供削峰填谷、容量资源、调频备用等已经市场化的服务，也可以发挥延缓输电投资、增进网络稳定等尚被管制的服务，这使储能的市场定位模糊化；在物理约束上，储能具备独特的能量有限性，因此放电能力除受功率上限约束外，还受到荷电状态限制，这使储能在出清模型中的建模具有特殊性，容量价值核算也较复杂；在成本特性上，储能的放电成本并无固定值，而是取决于充电时段的价格和其他时段无法放电的机会成本，复杂的成本核算将对市场成员的决策和组织者的监管提出挑战；在装置规模上，配电网侧的分布式储能单机规模远小于传统火电机组，这使得储能无法达到市场要求的最小规模。

因此，为推动储能参与市场，市场组织者需要明确现有市场机制的适应性与不足，研究适合储能的参与方式，明确需要调整的机制要素，并选择合适的技术路线，使市场能更好地配置储能资源。目前，学界为应对储能参与市场带来的挑战，在价值分析、框架体系、交易机制等方面已经做出了诸多研究。在不同的市场模式下，美国、英国、澳大利亚的业界也都做出了相关探索。其中，美国在其联邦能源监管委员会（Federal Energy Regulatory Commission, FERC）841 法案 [6] 指导下推进的市场改革，尤其具有参考意义和研究价值。

本文对现有的相关研究工作与实践进行了调研与综述，旨在对储能参与电力市场的交易机制进行系统化梳理，探讨未来机制设计的路径选择与发展方向。

1 国内外储能参与市场的研究综述

现有关于储能参与市场交易的研究工作，大体遵循如下脉络：部分文献基于储能的物理特性，试图明确储能可为电力系统带来哪些价值；为了能让储能更好地发挥价值，部分文献探讨了面向储能的市场框架体系；交易规模庞大的批发市场是电力市场的重要一环，但现行规则不能很好地适应储能的物理特性，为此部分文献研究了其交易模型的改革；由于分布式储能的兴起，部分文献研究了配电网侧市场机制，利用小规模储能为系统提供更多灵活性资源。本章将结合以上研究脉络展开论述。

1.1 物理特性与价值分析

不同类型的储能在响应速度、能量密度、效率、寿命、经济成本、潜在应用上有所差异，归纳如表 1。储能依靠其物理特性，在电力系统中具备诸多潜在价值，可在市场上提供相应的标的。

表1 不同类型储能技术的比较
Table 1 Comparisons among different types of energy storage technologies

储能技术	响应速度	能量密度	效率/%	循环寿命/次	成本/(元·kWh ⁻¹)	适合用途
抽水蓄能	秒至分钟级	很低	75~85	>10 000	1 000~6 000	大规模储能，削峰填谷，提升供电可靠性
电化学储能 (锂电池)	毫秒级	很高	90~100	2 000~3 000	2 000~3 000	备用，调频，提升供电可靠性
电化学储能 (铅酸电池)	毫秒级	高	60~95	2 500~3 000	500~1 000	备用，调频，提升供电可靠性
机械储能 (压缩空气)	秒至分钟级	较低	80	>10 000	3 000~4 000	削峰填谷，提升供电可靠性
热储能	秒至分钟级	适中	50~90	>10 000	500~4 000	消纳可再生能源，削峰填谷
氢储能	秒级	较高	25~85	约1 000	20 000~50 000	消纳可再生能源，季节性储能

由于储能可以存储能量，因此可以减少系统峰谷差，节约峰荷机组的燃料费用和启停费用。文献 [7] 利用市场出清模型，研究了储能对尖峰负荷和价格的削减作用。文献 [8-9] 分别关注储能

对启停成本的节约、对消纳可再生能源的贡献，文献 [10] 则综合考虑了总运行费用的减少。针对不同类型储能充放电功率和效率的差异，文献 [11] 研究了其造成的效益差异。

由于储能也具备放电能力，因此可起容量支撑的作用，部分替代对发电机组的投资。文献 [12] 研究了储能对于发电容量的替代作用，考虑了储能渗透率和可再生能源渗透率的影响。文献 [13] 则以美国数据为例，发现需要 28 GW 的储能来提供峰荷容量。

由于电化学储能具备快速响应特性，可被用于提供调频、备用、调压等多种辅助服务。文献 [2] 关注储能能在市场中提供调频服务的潜力，文献 [14] 则考虑了多种响应速度的备用，而文献 [15] 研究了储能对保持网络电压稳定的作用。

储能实际上可以通过积极响应而增强电网安全性 [16] 和提升电能质量 [17]，通过充放电减少线路尖峰潮流而延缓输电投资 [18]，这实际上能起到输电资产的作用，文献 [19] 进一步量化考虑了这种作用。

值得注意的是，储能提供的同一项服务，对于不同主体有不同的表现形式 [20]，如图 1 所归纳。如削峰填谷，对电网而言表现为缓解调峰压力 [21]，对新能源而言表现为存储超发电量 [22]，对用户而言表现为错峰用电 [23]。由于本文的落脚点在于市场机制，从市场的角度来看，以上 3 个价值均可以通过能量市场分时的价格信号加以体现，由市场采购并统一提供。当然，这些服务也可由发电侧、用电侧主体与储能签订使用协议而自行购买。具体选择哪种模式，是储能市场设计中待探讨的问题。

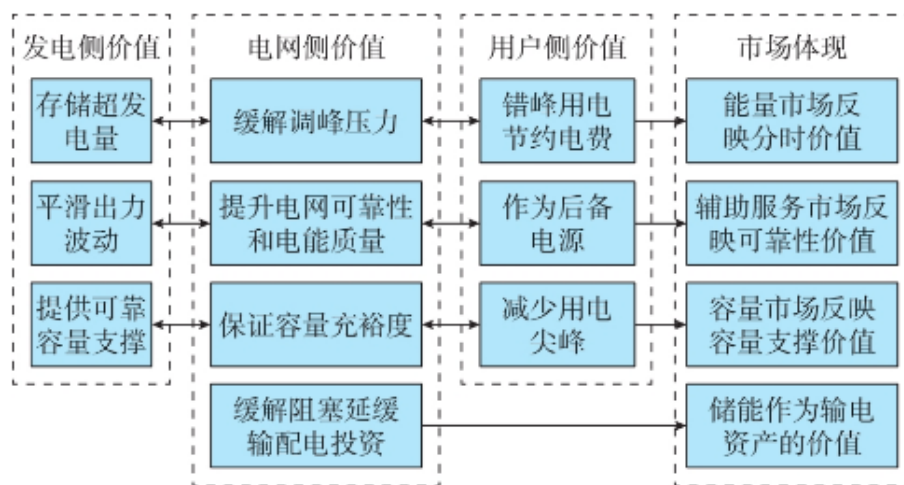


图1 储能在不同场景下的价值体现

Fig.1 Value manifestation of energy storages in different scenarios

1.2 市场框架体系的设计

目前学界对于面向储能的市场框架设计存在一定分歧：角色定位上，储能应当作为市场主体还是被管制主体？如果作为市场主体，那么体系设计上，储能是依靠现有市场还是新建单独市场进行资源配置？

部分研究站在独立系统运营商（independent system operator, ISO）的角度对储能展开直接投资和控制，研究投资和调度方案。文献 [24] 通过求解“投资-运营”双层优化模型，得到 ISO 储能投资的最优容量和运行的最优策略。文献 [25] 进一步考虑输电、储能的联合优化，将储能视作和输电线路同样性质的资产，由 ISO 统一运营。文献 [26] 将储能投资权下放给市场主体，但运营权依旧掌握在 ISO 手中，储能只能被动地获取部分收益。

更多的文献则站在储能的角度，研究其作为市场主体的投资和交易策略。文献 [27-28] 研究了储能主体如何利用有限的能量在市场中获取最大的收益，文献 [14, 29] 则研究了储能在能量、备用、调频市场上的联合投标策略，文献 [30] 考虑了容量市场交易。文献 [31-32] 进一步考虑了多个储能间策略的交互，用均衡模型求解博弈结果。文献 [33-34] 同时考虑储能的投资和交易，以扣减投资成本后储能的利润最大化为目标。

以上储能市场策略的研究一般以现有的市场体系为背景，然而，也有部分学者认为可以单独设计以储能使用权为标的的市场。文献 [35] 设计了一种容量合约机制，售电商根据自身的预期收益、风险偏好向分布式储能发出租赁合约邀约。文献 [36] 采用类似的框架并设计了更为合理的租金。文献 [37-38] 设计了储能使用权的拍卖机制，储能拥有者、聚合商分别就出借、借入储能使用权进行报价，市场进行出清确定中标者和价格。文献 [39] 将储能的使用权类比为保险，投保方为可再生能源发电商，承保方为储能拥有者，当可再生能源出力波动时，可利用储能电量来平抑不平衡电量。

1.3 批发市场的交易模型修正

尽管存在关于储能角色定位和体系设计的争论，现有的批发市场无疑是储能资源配置的重要一环，许多研究对市场的交易模型提出修正建议，使之适应储能的物理特性。

在能量市场模型中，针对储能能量有限性，文献 [40] 在出清模型中加入储能的荷电状态约束，保证结果可行性，而文献 [41] 则允许储能申报可变的最大充放电速率。为了反映储能放电的机会成本，文献 [42] 提出可由 ISO 根据预测的能量价格核定机会成本，文献 [43] 则允许储能就时段末的荷电状态提交报价曲线，反映存储能量的价值。

在容量市场上衡量储能的容量价值时，主要难点在于考虑能量有限性的影响。文献 [44] 是美国 ISO 宾夕法尼亚-新泽西-马里兰互联 (Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection, PJM) 对储能容量价值进行的思考，除了储能本身的最大放电功率、最大能量容量，储能实际的容量价值还和净负荷曲线形状、储能渗透率有着紧密的联系。研究进一步指出，储能的容量价值还和储能充放电效率、系统电源结构有关。文献 [45] 认为可以采用一种简单的方式，即根据储能历史上在系统峰荷期的容量支撑表现核定容量价值。

针对储能参与辅助服务市场，文献 [46] 提出了能量和辅助服务的联合出清模型，考虑储能提供 2 种标的时的耦合约束，并计算了机会成本。文献 [47] 考虑储能快速在充放电间切换的能力，为其设计了更大的运行可行域。文献 [48] 设计了快速频率响应产品，该产品比一次调频响应速度更快，能有效应对系统的低惯量问题，而储能是该产品重要的提供者。

在价格机制上，现有的边际电价机制无法给予储能与贡献相匹配的支付 [7]。激励不相容可能导致潜在的策略性行为，文献 [49-50] 发现拥有市场力、与发电或负荷联合投标的储能可能会策略性报价，这将导致社会福利的减少。为此，文献 [51-52] 为储能设计了新的电价机制，给予储能更合理的支付。

1.4 配电网侧市场的机制探索

尽管批发市场是配置资源的主要手段，但随着资源的分布化 [53-54]，小规模储能交易同样重要，各类文献对配电网侧市场的机制设计展开了探索。

部分文献构想了“批发市场-聚合商-储能”的 3 层架构，以聚合商为媒介帮助储能参与市场，并设计了多种商业模式。文献 [55] 考虑了聚合商提供报价、储能决策运行计划的模式，设计了合适的价格体系，能够在多次反复博弈之下，保证各方互相合作产生更高效益。文献 [56-57] 中，售电商直接调用储能资源，以应对风光出力的不确定性，并在事前或事后给予储能支付。

也有部分文献研究了配电网内部的直接交易机制，采用了可交易能源、分布式出清、配电网侧节点电价、合作博弈等机制。文献 [58-59] 在可交易能源的框架下，设计机制帮助配电网侧储能直接交易互动，形成了去中心化的扁平交易体系，文献 [60] 则采用了分布式的迭代出清方法和自适应式的定价方法用于交易，文献 [51] 则设计了配电网侧节点电价机制，反映储能对缓解阻塞的作用。文献 [61-62] 设计了微电网内储能共享的合作博弈体系，帮助各市场主体节约储能投资成本，减少尖峰负荷费用。

2 美国储能参与市场的实践

在过去储能规模有限时，美国各 ISO 暂时以统一运营、集中决策的方式对储能资源进行调度。ISO 与储能所有者签订租赁服务合同，支付一定的费用获取储能的运营权，合同模式包括储能设施使用协议、容量服务协议、混合能量购买协议等 [63]。

近年来，随着储能主体数量的增加和总容量的扩大，美国开始尝试赋予储能市场主体的地位，并在现有的现货市场框架内配置储能资源。在 2007 年的 890 号法案 [64] 和 2013 年的 784 号法案 [65] 之后，FERC 开始逐步赋予储能市场主体的地位。而在 2018 年著名的 841 法案 [6] 后，市场改革大大加快，准入主体规模大大增加。

在美国市场中，交易-调度一体化的 ISO 根据市场主体的报价在日前、实时执行全电量出清，确定市场价格和调度计划。因此，美国的市场出清模型构建主要由 ISO 完成，各 ISO 出台了一系列政策，包含对能量市场、容量市场、辅助服务市场、输电资产规则的修正，引入储能聚合商等。

2.1 美国 FERC 841 法案

随着储能主体的增多，美国开始尝试赋予储能市场主体的地位，通过市场竞争的方式配置储能资源。2018 年 2 月，FERC 颁布 841 号法案 [6]，要求各 ISO 在现有的市场框架之内修正规则，为储能参与市场提供便利。

法案首先对储能做出明确定义，即拥有从电网吸收能量和随后向电网反送能量能力的设备，在此简称为“吸收-反送”能力。法案要求市场规则具备中立性，即不同技术类型、地理位置的储能参与市场的规则平等。

法案还对储能的市场参与提出了若干要求，具体可归为 2 类。

第 1 类是要求公平赋予储能和其他主体一样的市场地位。首先，储能可参与能量、容量、辅助服务等全体系的市场。这实际上有助于储能在各个市场中完成自身的价值实现与成本回收。以 PJM 为例，2019 年其能量、容量、辅助服务费用分别为 133.3、55.1、3.5 亿美元，均达到了可观的规模 [66]。然后，允许储能在市场上申报投标购电或售电，且其充放电能按照节点电价结算。这实际上让储能反映自身成本，且让市场自主发现储能的调峰价值。2019 年 PJM 平均的峰谷电价价差约为 16 美元/ (MW·h) (合 0.105 元/ (kW·h)) [66]，而光伏渗透率较高的美国加州独立系统运营商 (California Independent System Operator, CAISO) 平均峰谷价差则达到约 45 美元/ (MW·h) (合 0.300 元/ (kW·h)) [67]，在某些供需紧张日期，峰谷价差可达到 1 元/ (kW·h) 以上。市场可根据不同系统不同日期的调峰压力，给出不同的调峰奖励。

第 2 类是要求市场考虑储能特殊的物理特性。首先，储能的准入门槛将从 1 MW 降低到 100 kW。这将在很大程度上增加市场主体数量，增强市场的竞争性，实现更大范围内更优的资源配

置。根据美国能源部的储能数据库，这使得具备准入资格的电化学储能装置数量从 124 个上升到 289 个，占数据库收录项目的比例从 25% 上升到 55% [68]。其次，明确储能的荷电状态约束，保证储能不同时充放电，考虑储能的能量有限性核定其容量价值等。这些政策充分考虑了储能的物理特性，以容量有限性为例，根据 CAISO 的数据，市场中大多数电池储能的持续放电时间在 1~4 h 之间，仅有不到 5% 拥有超过 4 h 的放电能力 [67]，这与传统化石燃料机组有显著的差异。

FERC 各法案的思想是指导性的，在具体执行时为各 ISO 预留了相当的灵活性，允许其结合自身市场特点采用不同的技术路线。

2.2 现货能量市场机制

在改革之前，能量市场出清模型较少考虑储能的物理特性，如荷电状态约束、与电网之间的双向能量流等，而作为现货市场体系的核心，能量市场能直接产生短期调度结果和价格信号，因此大部分 ISO 都非常关注其出清模型的修正，以帮助储能更好地发挥削峰填谷作用。

在 FERC 841 法案下，各 ISO 在选择技术路线方面有一定的自主权，本节以储能规模最大的 CAISO、PJM 的市场机制为例进行分析，见表 2。

表2 CAISO和PJM能量市场机制对比
Table 2 Comparisons between energy market mechanisms of CAISO and PJM

市场	投标标的	荷电状态管理	其他参与方式	成本审核
CAISO	充放电能量或循环 价差	储能提交初始状态和期望达到的末尾状态， ISO管理	自调度	有
PJM	充放电能量	储能自行管理	自调度、ISO应用抽水蓄能优化模 块调度	暂无

1) CAISO 的市场模型

截至 2020 年，CAISO 的储能总容量达到 7 260 MW，其中非抽水蓄能总容量达到 1 120 MW，2 项数据均位居美国所有 ISO 之首 [68]。因其较大的储能容量，CAISO 在 FERC 颁布法案之前就已经推动了能量市场模型的修正 [69]。

在改革后的市场模式中，储能可以提交价格投标、单日的初始荷电状态和期望达到的末尾荷电状态，由 ISO 求解多时段耦合的经济调度模型，得到各时段的节点电价和储能的充放电计划。这种模式之下，储能的荷电状态约束由 ISO 在出清模型中统一考虑，保证了出清结果对于储能的可行性

[70]。除去单独提交充电投标价和放电投标价，CAISO 也在考虑允许储能提交循环一次充放电的价差投标，这为储能的市场参与提供了更多灵活性 [71]。

除去这种为储能设计的特殊市场模式外，储能也可选择提交自调度计划参与市场，这种模式下储能可自行管理荷电状态，但需要作为市场价格的接受者 [70]。

在 2020 年最新推动的市场改革中，CAISO 还关注到储能潜在的市场力问题。实际上，由于储能放电的成本取决于充电时的价格和在其他时段无法放电的机会成本，ISO 很难像其他机组一样掌握储能的成本区间，这为储能逃避市场监管、虚报高价提供了便利 [72]。为此，CAISO 计划开发模块评估储能的放电成本。模块将分别计算能量成本、机会成本、装置老化成本等，加总后得到总成本。若 ISO 认定储能有动用市场力的可能，将用计算出的成本替代投标价进行出清。

2) PJM 的市场模型

截至 2020 年，PJM 的储能总容量达到 6 220 MW，非抽水蓄能总容量达到 780 MW，紧随 CAISO 之后位居美国各 ISO 第 2 位 [68]。PJM 积极响应 FERC 的号召，推动多项市场改革 [73]。

在改革后的市场模式中，储能需要提交价格投标和自身所处的工作状态 [74]。与其他主体一样，价格投标以量-价对阶梯曲线的形式呈现。工作状态是储能提交的特殊物理参数，包含充电、放电、连续、不可用 4 种，其中连续状态表示储能既可充电也可放电。在 PJM 模式之下，储能将自己负责荷电状态的管理，以保证充放电计划的可行性。若市场出清结果不可行，储能可在实时运行前 65 min 修改投标，以在实时市场上交易不平衡电量 [75]。

储能也有另外 2 种参与市场的选项：①和 CAISO 类似，储能也可选择提交自调度计划参与市场；②储能可以选择将运营控制权完全移交，由 PJM 统一调度规划。这种模式原先是为单体规模较大的抽水蓄能设计，PJM 收集储能的物理参数，并通过交互调用抽水蓄能优化模块（pumped hydro storage optimizer）和市场出清模型，得到社会福利最大的出清结果和储能充放电计划 [76]。这种模式之下，储能无法通过投标反映自身运营成本。

2.3 辅助服务市场的出清机制

美国的辅助服务产品众多，包含调频、旋转备用、非旋转备用等。在改革之前，储能无法提供某些辅助服务 [77]，而且市场规则也未能充分考虑快速响应型储能的灵活性。为了帮助储能更好地提供辅助服务，各 ISO 推动了一系列市场改革。

首先，各 ISO 开始逐步放开限制，允许各类型的储能提供各类型的辅助服务，建立公平的市场环境 [77]。考虑到储能的快速响应特性，PJM 允许没有基础能量出力的储能也提供调频等辅助服务 [78]。作为对比，发电机组提供调频服务时，需要同时中标一定的能量以获得上下调出力的空间。

早在 2011 年 FERC 颁布的 755 号命令 [79]，客观上也提高了储能在辅助服务市场的竞争力。该命令要求各 ISO 区分不同响应速度的资源，给予高响应速度资源更多的奖励。PJM 为此将调频信号区分为传统调频信号 Reg A 和动态调频信号 Reg D，并同时给予容量支付和表现支付 [80]。目前，在 PJM 市场中，储能以不到 4% 的容量提供了 10.4% 的日前旋转备用和 23.7% 的调频。在调频表现得分上，77.3% 的电池储能取到了 91 分以上的表现得分，而仅有 3.0% 的天然气发电机组和 33.9% 的水电机组具有相应性能 [66]。

2.4 储能容量价值的测算分析

与发电机组不同，作为容量有限型资源，储能可提供的容量支撑并不仅仅取决于其最大放电速率和强迫停机率，还和最大能量容量等多种因素有关，而原先的容量市场难以较好地考虑这一特性。各 ISO 也在探索储能参与容量市场的模式，希望给予储能恰当的支付反映其容量价值，从而激励后续容量投资。

在改革初始阶段，各 ISO 采用了较为简单的规定，要求储能满足一定的连续放电时间，对不能满足的放电功率进行折价。例如，CAISO 要求储能放电能力持续 4 h 以上 [81]。能量容量为 4 MW·h、功率容量为 1 MW 的储能能连续放电 4 h，因而其容量价值为 1 MW，容量系数为 100%；而能量容量为 2 MW·h、功率容量为 1 MW 的储能只能连续放电 2 h，因而其容量价值只能取 0.5 MW，容量系数为 50%。其他 ISO 也采用了类似做法，但在连续放电时间要求上有所差异，例如 PJM 为 10 h，美国西南电力市场（Southwest power pool, SPP）为 4 h，美国新英格兰独立系统运营商（Independent System Operator of New England, ISO-NE）为 2 h 等 [81-82]。

也有部分市场采用了更为灵活的折价方式。例如，美国纽约独立系统运营商（New York Independent System Operator, NYISO）根据最长持续放电时间计算分段容量系数。放电功率低于 1 000 MW 时，能量容量和放电功率比例（简称为能量功率比）为 2、4、6、8 的储能，容量系数分别核定为 45%、90%、100%、100%；放电功率高于 1 000 MW 时，能量功率比为 2、4、6、8 的储能，容量系数分别核定为 37.5%、75%、90%和 100% [83]。

部分 ISO 也在考虑利用市场仿真的手段精细考虑容量价值。PJM 在修正容量市场规则的讨论中，考虑利用有效带负荷能力（effective load carrying capability, ELCC）来衡量储能的容量价值 [84]，即在系统可靠性指标不变的情况下，增加 1 MW 储能带来的尖峰负荷增量。考虑到这 1 MW 的储能可以取不同的能量容量，实际上 ELCC 是能量功率比的函数。通过建立市场仿真模型，并输入负荷曲线形状和分布、电源结构、储能配置等参数，可以求解得到结果。这种方法已经被应用于风电、光伏的容量价值确定 [85]，但尚未应用于储能。

2.5 储能作为输电资产的探索

目前，市场一般不允许储能同时从市场渠道和监管渠道获取收益，因为双轨制可能引发监管费率确定、储能运营权归属的争议，FERC 也否定了多个储能作为输电资产的申请 [86]。但是，储能实际上可以在紧急情况下积极响应而增强电网安全性，并通过充放电减少线路尖峰潮流而延缓输电投资，实际上能起到输电资产的作用 [16]。

FERC 在 2017 年颁布 PL 17-2-000 号纪要 [87]，考虑储能作为输电资产获取收益的可能性。纪要提出了储能作为输电资产的 4 项前提要求：①储能应当具备相对输电线路的成本优势；②应当防止储能为其提供的同种服务从市场、监管渠道同时获得支付；③储能不能影响其他主体的投标空间；④ISO 应当保持自身的独立性。在具体执行中，对作为输电项目的储能采取一事一议的审批原则。

CAISO、PJM、美国中部独立系统运营商（Midcontinent Independent System Operator, MISO）等各 ISO 已在考虑储能作为输电资产的可能性。CAISO 已经在 2017—2018 年的输电扩展计划中，将储能作为输电资产的一个备选项评估，并且推动了 2 个储能项目的建设 [88]。PJM 建立了研究专项，向市场参与方征询意见 [89]。MISO 将储能作为单一输电资产的提案已经得到了 FERC 批准通过 [90]。

实际上，储能作为输电资产有 2 种模式：一种是储能作为单一输电资产，不再提供市场服务；另一种是储能作为混合资产，同时提供输电服务和市场服务。目前各 ISO 推动的实际项目大多采用第 1 种模式，而第 2 种模式的成本回收机制仍在讨论之中。

2.6 分布式储能通过聚合商参与市场的模式

根据 FERC 841 法案要求，储能参与市场的规模准入门槛应降低到 100 kW，这已经引发了部分 ISO 对模型计算算力的担忧 [91]。然而，配电网侧的分布式储能规模还无法达到 100 kW，无法直接参与输电网的批发侧市场。

为了解决分布式资源参与市场的难题，FERC 在 2020 年发布了 2222 号命令 [92]，要求各 ISO 修正市场模型，帮助分布式资源聚合商参与市场。分布式资源聚合商可能在多个节点与主网产生双向功率流，改革后的模型将考虑这一特殊的物理特性。同时，聚合商能够同时参与能量、辅助服务和容量等多种市场，通过投标反映市场参与意愿，并按照节点电价结算交易能量。MISO 等 ISO 已经修正市场规则，帮助聚合商参与市场 [93]。

分布式储能交互的主要对象是聚合商。不同聚合商推出的商业模式有较大差异，包括固定费用租赁合同、根据表现事后分配利润等方式。MISO 区域内，部分聚合商采用的是租赁合同模式，每隔一段时间给予分布式资源固定的支付 [94]。

3 英国和澳大利亚储能参与市场实践

除去美国之外，英国和澳大利亚也推动政策改革，使市场更好地配置储能资源。

这两国与美国的模式有所差异。英国市场没有全电量出清环节，主要由市场主体自主申报发电计划，然后市场组织者为保证发电平衡和消除阻塞，组织平衡市场采购上下调电量。澳大利亚市场没有成熟的容量补偿体系，主要依靠尖峰价格反映可靠性价值，而且其能量结算主要基于实时滚动出清的市场价格。市场模式的差异，使两国的市场政策改革具备各自特色。

3.1 英国的市场改革措施

英国目前拥有 3 600 MW 左右的储能，其中非抽水蓄能为 800 MW [68]，英国电化学储能的装机容量位于欧洲前列。

在储能的市场定位上，英国市场对储能作为输电资产持有谨慎态度，原则上不允许电力系统运营商（Electrical System Operator, ESO）直接投资、控制储能资源 [95]，而要求储能作为市场主体参与市场。英国近年已经逐步调低参与门槛到 1 MW [96]，不过目前尚未对储能给出单独的市场定义，而将其分类为发电资产 [97]。

在英国的市场模式中，储能有 2 种参与能量市场的方法：一是提前通过双边谈判或在交易所交易购入或出售电能，明确交割电力曲线，并在日前提交出力计划，尽管储能本身净发电量小于零，但峰、谷电量块合约可以体现电能的分时价值，储能可出售价格较高的峰时段块合约，购入价格较低的谷时段块合约，套利获取利润；二是参与实时的平衡市场，依靠自身的灵活性，提供上调量应对潜在的功率缺额，提供下调量帮助可再生能源消纳。在 2020 年的改革之后，储能开始被纳入平衡市场 [98]，通过提供上下调节量获利已经没有了政策障碍。

英国也允许储能参与容量市场。在 2020 年组织的容量市场中，储能中标容量占比约为 5%（50.4 GW 中的 2.7 GW） [99] 。英国在核定储能容量价值时，从可靠性指标出发，根据系统的电源结构、负荷曲线形状确定储能实际的容量支撑价值，这与美国市场在讨论的 ELCC 模式类似 [100] 。

辅助服务方面，英国也建立了包含增强快速调频、快速调频、短期运行备用、快速备用等多种产品。其中，2016 年诞生的增强快速调频产品要求资源在 1 s 之内完成响应 [101] ，这尤其有利于电化学储能发挥其灵活性优势。目前，英国有近 1 000 MW 的储能提供调频服务。

中小型储能可以以聚合商为媒介参与市场。目前英国的聚合商可以提供能量、平衡服务、容量、需求侧响应等多种服务，充分发挥价值 [102] 。

3.2 澳大利亚的市场改革措施

根据美国能源部数据库的不完全统计，澳大利亚目前共拥有储能 3 110 MW，其中非抽水蓄能为 320 MW [68] 。

澳大利亚和美国市场一样，也拥有能量、辅助服务的交易标的，以供储能完成价值实现，但缺乏成熟的容量补偿机制，只依靠单一能量市场，因此致力于形成准确的能量价格信号 [103] 。

市场计划从 2021 年 10 月开始，将结算时间细粒度从 30 min 降为 5 min，这有助于反映极短供需紧张时段内能量的尖峰价值，储能的快速响应、容量支撑作用可得到奖励 [104] 。

此外，澳大利亚也考虑了储能与电网之间潜在的双向功率流，定义了新的资源模型。储能资源可同时申报充电报价和放电报价，市场出清时将根据供需情况，决定储能具体的充放电状态和功率。这种新型的模型赋予了储能更大的运行可行域，为市场提供了资源配置的更大空间 [105] 。

4 储能参与市场的关键问题

结合学界的研究和业界的探索，本章将对储能参与市场的关键问题进行提炼，并比较探讨储能参与市场不同技术路线。

在设计储能参与市场的机制之前，应当明确储能的角色定位；若储能作为市场主体，则需要讨论储能市场的框架设计；储能参与现有的批发市场时，需要探讨能量市场的出清模型、价格机制和容量价值的核算模型；考虑到广泛的分布式储能主体，分布式储能参与市场的交易机制也值得探索。

4.1 储能市场中的角色定位

由于储能实际上也具备延缓输电投资、增加电网安全等输电资产功能 [16, 18]，理论上应当获取对应收益，然而输电资产在现有市场中是被管制主体。由此引发了储能的市场定位问题：储能能否作为单一市场主体、能否作为单一被管制主体、能否同时作为市场主体和被管制主体。

从现有研究看，分别有文献以储能作为单一被管制主体 [24-26]、单一市场主体 [14, 27-34] 进行研究，也有文献探讨了储能同时作为 2 种主体的可能性 [38]。从美国实践来看，过去 FERC 对储能作为输电资产持谨慎态度，近年来也开始探索可能性，而各 ISO 的探索暂时止步于储能作为单一市场主体。

若储能作为单一市场主体，固然可以从能量市场、辅助服务市场和容量市场中获取收益，但市场无法体现其作为输电资产的价值，某些在输电功能方面具有相对优势的储能项目可能无法被投资。

若储能作为单一被管制主体，首先需要充分论证在输电功能上相对线路的优势，并确定合适的投资规模，防止出现盲目、过度投资；论证通过后，储能需要被 ISO 控制，若提供能量、辅助服务等已市场化的标的，会有损 ISO 的中立性和独立性。

若储能同时作为市场主体和被管制主体，优势在于有潜力实现其全部价值，可以认为是市场发展的远期目标。但是，还有诸多挑战需要解决：一是需要核定储能从被管制渠道获取的收益量，防止储能为其所提供的同种服务获取双份收益；二是储能需要协调市场职能和被管制的职能，明确在容量有限的情况下以谁为先；三是需要保证 ISO 的独立性，若由 ISO 控制的储能也能参与市场投标、影响市场结果，这会引发其他市场主体对公平性的担忧。

4.2 储能参与市场的框架设计

利用市场配置储能资源时，需要设计合适的框架，明确与现有市场的融合方式。

学界的研究中，储能市场与现有市场的融合模式可分为 2 类：一类是统一运行模式 [13, 40-47]，即在现有的市场体系中建立储能资源的物理模型，设计合适的市场规则，市场将同时配置发电、用电、储能资源；另一类是独立运行模式 [16, 26, 35-39]，即 ISO、发电商或用户作为买方，在储能使用权市场上购买储能使用权，以改善自身平衡能力、出力曲线或用电曲线。从美国实践来看，ISO 当前主要采用了统一运行模式。

相对独立运行模式的显式拍卖，统一运行模式实际上实现了储能使用权的隐式拍卖。统一运行模式的优势在于，出清模型的目标函数是社会福利最大化，这能够实现全局最优，储能使用权被配置给创造最大社会福利的主体；同时，统一的市场组织有利于信息发布和市场监管。其劣势在于，

出清模型需要同时优化储能的充放电计划、发电出力、用电曲线，这对模型的准确度、求解算法的效率提出了较高要求。

4.3 能量市场模型修正

批发能量市场交易量大，在资源配置体系中具有重要地位。英国市场由各主体自己决策出力计划，储能的引入并不带来明显问题，而美国全电量出清的能量市场要求直接生成可供执行的调度计划和价格信号，其出清模型无法很好地考虑储能的荷电状态约束和装置老化成本。另外，抽水蓄能、电化学、电机械等储能的物理特性具有异质性，需要在机制中加以考虑。

现有研究修正了能量市场的投标、出清环节，考虑了荷电状态约束 [40] 和机会成本 [42-43]。在美国的实践中，CAISO 将荷电状态约束在出清模型中统一考虑，允许储能提交充放电的价差报价，而 PJM 则要求储能自行管理荷电状态，并以能量为标的展开报价。另外，各 ISO 也允许储能以自调度模式、ISO 统一优化模式参与市场。

修正市场模型时，不同的技术路线各有优劣。如确定荷电状态管理责任方时，以 ISO 为责任方能确保出清结果落在储能运行可行域之内，减少因计划不可行导致的实时偏差，但这使得不同时段的出清模型互相耦合，大大增加了求解的难度。再如确定投标模式时，价差投标能更准确地帮助储能反映充放电循环一次的成本，但增加了目标函数建模的复杂性。

为了满足不同类型储能的需要，保留多种市场参与模式是有意义的。例如，ISO 统一优化模式能帮助储能更有效地削峰填谷，这可能更适用于单机规模较大的抽水蓄能，而自主投标模式能让储能在市场上试探高峰价格，可能更适合于规模较小、成本较为昂贵的电化学储能。值得注意的是，ISO 并未对储能类型加以区分并强制其以某种模式参与，而是赋予储能自由选择权，保证规则的公平性。

4.4 市场价格机制设计

在目前能量市场的边际电价结算模式之下，储能面临获取的报酬与其贡献不匹配的困境 [7]，且随着越来越多的储能发挥削峰填谷的作用，电价峰谷差的减小将压缩储能套利的空间 [106]。这实际上为储能的策略性行为提供了动机。因此，需要设计合适的价格机制。

从学界研究来看，诸多学者从结算机制入手，试图提升机制的激励相容性 [51-52]。其中，Vickery-Clark-Gloves (VCG) 机制是一种经典的按贡献结算的机制，曾得到诸多学者的关注 [107-108]。从美国实践来看，CAISO 则试图采用成本审核的模式，用监审成本替代具备动用市场力潜力的主体的投标。

VCG 机制的优势在于，能在保留市场主体报价权的情况下，有效抑制策略性行为。在该机制中，储能获得支付取决于其创造的社会福利增益，因此个体利益与集体利益一致。然而，VCG 机制给予储能支付的增加是以收不抵支为代价的，需要设计配套的不平衡资金疏解方案。另外，单单对储能采用 VCG 支付，也容易引起其他市场主体的质疑。

采用成本审核模式的优势在于，现有市场已经针对其他主体的市场力出台了类似机制，如 PJM 的三寡头测试后的成本替代法 [109]，这不容易引发公平性质疑，同时也不会产生不平衡资金。然而，成本审核模式并未从根本上解决储能获取的报酬与贡献不匹配的问题，可能会抑制储能的投资 [110]。此外，确保成本监审的准确性也是一个挑战。

4.5 储能的容量价值核算

容量充裕性机制能够对资源的容量支撑作用给予奖励，然而，作为容量有限型资源，储能的容量价值的准确核定是一个难题。

目前，一共有如下 3 种技术路线：①设定连续放电时间要求，对储能的放电功率进行直接折价，为目前大部分 ISO 所采用；②根据市场仿真的 ELCC 结果确定储能的容量价值，目前美国各 ISO 尚在讨论此方案，而英国已经逐步开始实际应用；③对不同能量功率比储能，设定不同的容量系数，为 NYISO 所采用。

直接折价模式的优点在于标准明晰、执行简单，但其连续充放电时间要求并不合理，这实际上要求在整个峰荷期储能必须保证平稳的放电功率，但实际系统运行中，储能可以根据负荷波动在某些时段减少自身的放电功率，在最高峰增加放电功率，因此储能的容量价值实际上高于直接折价后的功率。

ELCC 模式的优点在于，可以根据负荷曲线形状、储能放电功率和能量容量、电源结构等因素，仿真得到较为准确的储能容量价值。其缺点在于，需要在容量市场内嵌仿真程序，技术难度大。另外，仿真结果的精确性取决于输入参数的精确性，但预测的负荷曲线形状、电源结构等参数未必准确。

对不同能量功率比的储能核定不同的容量系数，实际是对前 2 个模式的折中，兼具 2 种模式的优缺点。

4.6 分布式储能参与市场的模式

分布化是电力系统的重要趋势之一，但分布式储能参与市场报价的意愿不明，而市场模型也难以直接对数量庞大的分布式储能进行优化，因而需要为分布式储能设计创新性的市场参与模式。

从学界研究来看，一些学者主张以聚合商为沟通分布式储能与批发市场的媒介 [55-57]，一些学者则直接设计了配电网侧的分布式储能交易机制 [51, 58-62]。从美国实践来看，FERC 在批发市场层面，要求各 ISO 培育参与市场的聚合商。

若采用聚合商模式，需要理顺 2 层关系：一是批发市场和聚合商的关系；二是聚合商和分布式资源的关系。首先，需要考虑聚合商能在多个节点与电网双向交流能量的特性，设计对应的投标规则和出清规则。其次，需要培育聚合商，形成具有市场竞争力的商业模式。

若采用配电网侧直接交易的模式，优势在于可促进配电网能量的就地平衡，减少对输电网络的潮流压力和对批发市场出清的计算压力。但是，仍需要探索交易模式简单、成本较低的机制，以适应小规模主体较低的市场参与意愿和能力。

5 对中国储能参与市场的建议

本章首先回顾了中国储能参与市场的现状与挑战，然后结合学界的研究进展、各国市场的实践探索，对中国储能参与市场的机制设计提出相关建议。

5.1 中国储能参与市场的现状与挑战

在 2019 年《输配电定价成本监审办法》[111] 出台后，储能成本在该监审周期不能核入输配电价成本之中，作为被管制资产的电网侧储能发展受到了限制。2021 年 4 月，国家发改委、国家能源局发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见（征求意见稿）》[112]，要求明确储能市场主体的定位，同时探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。2021 年 5 月，国家发改委发布《进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》[113]，提出储能可从输配电价中回收部分成本，体现其调频、调压、系统备用和黑启动服务的价值。从成本-效益的角度分析，部分储能项目事实上具有提高系统可靠性、替代输配电资产的作用，若被管制渠道的收益放开，一定程度上可以促进部分有成本优势的储能项目的投运。

在相关政策的支持下，电源侧和用户侧的储能发展迅速，但市场参与仍较为有限。例如，青海等地已经出台政策，要求并网的可再生能源配置一定规模的储能；苏州对分布式储能给予度电补贴，刺激用户侧储能的投资。但是，这些政策只是“单点突破”，并没有能够发挥市场配置资源的作用，储能本质上没有成为市场主体，只在促进可再生能源消纳、削峰填谷等特定场景下发挥作用。可喜的是，2016 年《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》[114] 出台后，陆续有部分地区允许第三方储能进入调频、调峰市场，在全国起到了示范的作用。

目前，山西、广东、甘肃、宁夏等地尝试性地开展了调峰、调频、需求侧响应机制，但准入门槛较高。在允许储能参与市场的省份中，大部分要求储能的放电功率达到 10 MW，要求较低的广东省也达 2 MW [115-116]，这远远高于美国 0.1 MW 的准入条件。较高的准入门槛固然减轻了市场组织的压力，但这使得市场不能充分利用小型储能设施，也反过来阻碍小型储能的投资。

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。调峰补偿是现货市场未建立、分时价格未形成时的过渡机制。部分省份设定固定补偿价格，大多在 0.4~0.7 元/(kW·h) 之间 [116]，尚未为电化学储能参与调峰提供充足利润。同时，现有的调峰补偿价格有被政策干预的可能，面临下降甚至取消的风险，无法向储能投资者传递稳定的收益预期。另外，固定价格机制未能通过能量市场准确地反映不同系统、不同日期调峰的价值差异，可能造成价格信号的扭曲。

目前，山西、广东等省的调频支付机制考虑了调频效果，有利于奖励快速响应资源 [117-118]。与美国市场类似，中国部分省份的调频市场也引入了表现支付，给予响应速度快、精度高、延迟少的资源更多支付。此外，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。

中国目前在推动现货市场的建设，市场运营成熟后，第三方储能有望通过分时价差，获取调峰价值的奖励。各现货试点也在探索容量、辅助服务等全套市场体系。这一过程中，中国也终将面临先行市场遇到的问题，包括如何考虑储能的物理特性，设计合适的报价模式和能量市场出清模型，如何在容量补偿机制中对储能的容量支撑予以奖励等。

5.2 对中国市场建设的建议

在设计中国储能参与市场的路径时，需要同时考虑两方面因素：一方面，过渡阶段中国有一些特色问题亟待解决，以在短期为储能提供公平的市场参与环境；另一方面，考虑到先行国家已有的现货市场机制也面临着储能的不适配性，中国在现货建设过程中宜提前布局，提高市场机制设计的完备性。结合中国当下的情况与现货市场建设的目标，提出如下建议。

1) 明确储能的市场主体定位，并探索储能从被管制渠道获取收益的可行性。中国的政策已经明确了储能作为市场主体的定位，因此应修正机制帮助储能参与能量、辅助服务市场。在被管制渠道上，探索解决储能作为输电资产的若干难题，研究储能通过输配电价回收成本的比例，形成一揽子解决方案。

2) 扩大储能的市场参与范围，促进各种类型、各种产权性质的储能共同参与市场，并降低准入门槛。中国已有部分省份赋予了第三方储能市场主体的地位，建议在全国推广，并推动发电侧、

用户侧的储能资源在闲置时也参与市场竞价，扩大资源优化配置的空间。此外，考虑到中国目前储能准入门槛较高的情况，建议在政策上做好迎接更多小规模储能参与市场的准备，并优化出清算法、提升算力以应对更多投标。

3) 形成更有效的调峰、调频价格信号，并逐步向现货市场的分时价格体系过渡。考虑到现货市场建成尚需时日、在地域上也参差不齐，中国独立运行的调峰调频机制在短时间内仍有一定的实施空间。调峰机制方面，建议根据系统运行情况建立动态价格机制，并在供给侧建立竞价机制，使市场发现调峰服务的真实价值。调频机制方面，建议在更多省份推广按调频效果付费的机制，奖励快速响应资源。在远期，逐步将现有的调峰调频市场与现货市场融合，用分时价格替代调峰机制，并推动能量与调频市场的联合运行。

4) 在建设现货市场时，将储能纳入统一的市场运行框架之中，同时探索以储能容量使用权为标的的交易机制。与美国市场类似，中国当前的大多数现货试点采用了统一运营优化的市场模式，因而具备了统一优化储能运行计划的条件，可以尝试促成更高的社会福利。此外，可开展以储能容量的使用权为标的的交易机制，可以灵活地实现运营委托，满足个性化的交易需要，使储能资源在更大范围内发挥更大的贡献，提高其投资运营的经济性。例如，可帮助可再生能源等主体在部分时段平抑市场风险，以此激励可再生能源在投建时即寻找配套的储能设施，从而保证系统调节能力的充足。

5) 建设全电量出清的现货市场时，需要建立完善的能量市场出清模型，使之适应储能的荷电状态约束、老化成本等特性，并探索不同参与机制对不同类型储能的适用性。中国当前的现货市场试点仍在起步阶段，投标、出清等环节仍不能精细化地适应储能的物理特性。各试点市场应在建设到一定阶段时，适时考虑储能参与交易的机制要素设计，如：根据自身的软件算力、市场主体投标能力等实际情况，确定荷电状态约束的管理责任方和投标标的形式。另外，可探索量-价投标、自调度、市场组织者直接调度等多种市场参与模式，供储能市场主体根据其自身特点和主观意愿选择。

6) 考虑现货市场边际电价支付机制下储能潜在的策略性行为，对储能的放电成本进行核准分析，探索构建按照实际贡献支付的价格机制。目前中国储能的规模有限，峰谷差的减少不一定会使储能丧失削峰填谷的激励。但是，储能规模扩大后，如果峰谷差降低，储能可能在市场上出现策略性报价的情况，如虚报高价或物理滞留等，而现有的市场监管办法难以对这种情况进行辨识与干预。为此，需要未雨绸缪，对储能参与市场交易的能量成本、机会成本、装置老化成本等提前进行摸底分析，掌握其大致成本区间。此外，需要探索按实际贡献对储能展开支付的可能性，这既能抑制储能的策略性行为，也可赋予储能更大的投资激励。

7) 在探索容量补偿机制的过程中，结合具体的尖峰负荷曲线形状、电源结构等系统特性，合理核算储能资源的容量价值。中国未来电网的可再生能源比例将不断提升，电网实际运行需要不同能量功率比的储能以应对不同持续时间的尖峰负荷。因此，需要差异化考虑不同能量功率比储能的容量价值，以取代简单地以最小持续放电时间对储能容量进行无差别折价的粗糙方式。在技术条件成熟后，可过渡到 ELCC 模式，实现容量价值的精确化核定。

8) 激励分布式储能投资，积极培育聚合商主体，并探索储能参与配电网侧直接交易的模式。分布式可再生能源是未来中国重要的能源发展方向，分布式储能作为其配套，对于配电网实时平衡、自主调峰具有重要作用。一方面，可开展聚合商聚合分布式资源的试点项目，在实践中探索发展商业模式，帮助批发侧市场更好地利用分布式储能资源；另一方面，可探索研究储能参与配电网侧直接交易的机制，形成交易成本低、流程简单、适应性好的市场机制。

6 结语

在发展高比例可再生能源的背景下，为促进并适应储能参与市场交易，本文从市场价值、交易框架、市场模型等角度综述了国内外的研究情况，并详细介绍了在不同市场模式下，美国、英国、澳大利亚在市场机制方面做出的方案探索和规则修订。其中，在 FERC 841 法案指导下，美国各 ISO 的实践尤具代表性。

基于学界研究和业界实践，本文从 6 个方面归纳了储能参与市场交易的关键机制问题：储能的市场角色定位、储能市场的框架设计、能量市场的模型修正、市场价格机制设计、储能容量价值核算、分布式储能的市场参与机制，并对比了不同机制设计方案的优势和劣势。

最后，本文结合中国市场起步期的问题和现货市场建设的远景，借鉴学界研究和先行国家经验，对中国储能参与市场提出了政策建议。（来源：《电力系统自动化》作者：陈启鑫、房曦晨、郭鸿业、何冠楠、张达、夏清）

行业观察

工信部解读《新能源汽车动力蓄电池梯次利用管理办法》

近日，工业和信息化部、科技部、生态环境部、商务部、市场监管总局联合发布了《新能源汽车动力蓄电池梯次利用管理办法》（工信部联节〔2021〕114号）（以下简称《管理办法》）。为推动《管理办法》有效落实，现就有关内容解读如下：

问题 1：《管理办法》出台的背景、目的和意义是什么？

新能源汽车动力电池退役后，一般仍有 70-80%的剩余容量，可降级用于储能、备电等场景，实现余能最大化利用。动力电池梯次利用即是对新能源汽车退役动力电池进行必要的检验检测、分类、拆分、电池修复或重组为梯次产品，使其可应用至其他领域的过程。

动力电池梯次利用是资源综合利用的新兴领域，梯次利用企业主要集中在电池退役量大、技术资源优势明显的京津冀、长三角、珠三角等地区。为了培育壮大梯次利用骨干企业，在企业自愿申报的基础上，工业和信息化部已公告一批符合《新能源汽车废旧动力蓄电池综合利用行业规范条件》的梯次利用企业名单。目前，梯次利用检测、拆解、重组利用等技术已较为成熟，电池残值评估、远程监控预警等技术不断优化提升，梯次产品已应用在储能、备电等领域。为进一步规范和引导行业高质量发展，我们研究制定了《管理办法》，明确梯次产品生产、使用、回收利用全过程相关要求，完善梯次利用管理机制。

问题 2：《管理办法》制定遵循什么原则？

我们以引导产业高质量发展为出发点，组织开展《管理办法》的编制工作。在编制过程中，主要遵循以下原则：一是突出梯次利用企业的主体责任，要求企业在梯次产品设计生产、包装运输、回收利用等全生命周期内履行生产者责任，落实相应管理要求；二是强调产品质量与环保处置，明确梯次利用企业在产品研发、试验验证、生产质量管理、报废回收等方面要求，保障梯次产品电性能和可靠性，以及产品报废后的规范回收处置；三是强化行业协同发展，对产业链合作、数据共享及知识产权保护等提出原则性要求，引导行业规范、有序发展，提升整体技术水平；四是重视发挥市场机制作用，通过产品认证等措施推动行业提升梯次产品质量；五是注重政策联动，与已实施的《新能源汽车废旧动力蓄电池综合利用行业规范条件》《新能源汽车动力蓄电池回收利用溯源管理暂行规定》《新能源汽车动力蓄电池回收服务网点建设和运营指南》，以及市场监管总局的认证制度等形成政策合力。

问题 3：《管理办法》的编制过程是怎样的？

2019 年底以来，工业和信息化部组织行业力量，开展专题研究，启动新能源汽车动力电池梯次利用管理政策的起草工作。

一是开展专题调研。我们通过广泛调研了解我国梯次利用产业发展现状，针对行业发展存在的问题，研究提出了引导梯次利用产业规范发展的相关政策措施，形成了文件初稿。

二是凝聚行业共识。在政策起草过程中，我们广泛吸纳企业、行业协会、研究机构等有关方面的参与，多次组织行业和专家座谈会，对文稿进行反复研讨，并征求了有关部门意见。

三是广泛征求各方意见。2020年10月至11月，工业和信息化部将《管理办法（征求意见稿）》通过部网站向社会公开征求意见，根据各方意见进行修改完善，并于今年正式发布。

问题4：《管理办法》主要内容是什么？有哪些特点？

《管理办法》包括总则、梯次利用企业要求、梯次产品要求、回收利用要求、监督管理、附则6个章节，主要内容如下：一是总则，明确管理原则、适用范围及相关企业责任，提出部门协同监管要求，支持技术创新。二是梯次利用企业要求，《管理办法》对企业的技术开发、管理制度建设、产品质量保证及溯源管理等作出规定。三是梯次产品要求，《管理办法》中对产品设计试验，编码及包装运输等作出规定，确定建立梯次产品自愿性认证制度。四是回收利用要求，梯次利用企业要建立报废梯次产品回收体系，确保报废梯次产品规范回收与合规处置。五是监督管理，明确县级以上地方工业和信息化、市场监管、生态环境及商务主管部门监管职责，发挥社会监督及专家委员会的支撑作用。

考虑到梯次利用是新兴产业，针对当前产业发展实际情况和诉求，《管理办法》在制度设计上体现了以下特点：

（一）落实生产者责任延伸制度。梯次利用企业作为梯次产品的生产者，履行生产者责任，承担保障梯次产品质量及产品报废后回收的义务。动力电池生产企业作为上一级生产者，也承担生产者责任，采用易梯次利用的产品结构设计，利于其退役后的高效梯次利用。

（二）开展梯次产品全生命周期管理。梯次利用是动力电池全生命周期的重要环节，梯次利用企业落实动力电池溯源管理要求，对梯次产品生产、使用及回收利用等过程实施监控，确保全过程可追溯。

（三）推动产业链上下游完善协作机制。考虑梯次利用产业在动力电池全生命周期产业链中承上启下的地位，鼓励企业与上下游企业在回收体系共建、数据信息共享及知识产权保护等方面加强协调，解决电池高效回收、健康状态快速评估等问题，形成适应行业发展的商业合作与技术发展模式。

（四）建立梯次产品自愿性认证制度。为扩大优质梯次产品的供给与应用，引导产业高质量发展，将推行梯次产品自愿性认证制度，发挥认证机制在市场中的导向性作用，培育骨干梯次利用企业，带动梯次产品质量、性能水平提升。

（五）协同推进梯次利用监督管理。工业和信息化、科技、生态环境、商务、市场监管部门将加强部门间协作，按照属地管理原则强化动力电池梯次利用监督管理，加大技术、装备的研发与推广应

用支持力度，推动形成有利于梯次利用行业健康发展的长效机制。（来源：工业和信息化部节能与综合利用司）

政策解读 | 电化学储能电站 安全管理办法征求意见

为加强电化学储能电站安全管理，国家发展改革委、国家能源局组织起草了《电化学储能电站安全管理暂行办法（征求意见稿）》（下称《管理办法》），并于8月24日起向社会公开征求意见。

当前我国电化学储能电站装机容量呈现快速增长态势，但电站安全运行压力和安全隐患明显增加。

国家发展改革委和国家能源局在编制说明中称，由于储能电站属于快速发展的新兴行业，部分标准规范尚未出台，下一步，计划配套本办法出台抓紧研究相应标准规范，细化技术指标和操作流程，保障本办法的有效实施。

根据要求，《管理办法》适用除抽水蓄能外的以输出电力为主要形式的功率为500千瓦且容量为500千瓦时及以上的电化学储能电站安全管理工作。

《管理办法》坚持三条主线：一是以强化电站本质安全管理为主线，通过出厂前型式试验、建设期到货抽检和运维过程中定期检查，严控储能电站相关产品及系统质量，提升电站本质安全水平。二是以建立健全安全管理体系为主线，把储能安全管理纳入企业安全管理体系，对在建、在运储能电站实施严格的监督管理，及时筛查电站安全隐患。三是以加强电站消防应急管理为主线，通过优化消防设计、强制消防验收、实施消防应急管理和多方消防应急联动，有效地对事故险情进行处置，最大限度的减少生命和经济财产损失。

中关村储能产业联盟副秘书长李臻表示，目前电化学储能电站发展迅速，而安全问题一直是制约产业规模化发展的瓶颈问题，迫切需要出台相关条例。此次发布的《管理办法》，对电化学储能电站各相关管理部门的职责进行了梳理和划分，要求按照从项目准入到运维、退役及应急管理等进行全生命周期的管理，具有较强的可执行性和可操作性。

《管理办法》还明确了五个机制，包括建设单位主体责任机制，明确建设单位在储能电站备案、设计、施工、运维、拆除等各环节全过程安全管控与监督，对安全责任层层传递、压实；并网检测准入机制，严格把关储能项目设计、施工、验收等环节，强化制度标准刚性，在并网环节加强并网安全审查，杜绝“带病并网”，从源头管控涉网安全风险等。

在李臻看来,《管理办法》提出了储能电站从设计、施工、验收、运行维护及应急管理各个环节消防安全方面的管理要求与责任,同时要求加强储能产品及系统的生产制造管理,提升产品质量及行业准入门槛,推动储能产品标准化定型工作,这对于储能规模化、产业化发展具有重要意义。(文/李苑,王文嫣 上海证券报记者)

Moss Landing 300MW/1200MWh 储能项目发生电池过热事故

美国当地时间,上周六晚,位于加州蒙特雷县的 Moss Landing 一期储能项目,因为电池模块出现过热现象而被迫暂停运行。据称,综合安全系统检测到若干电池模组在高于运行标准的温度下运行,触发了有针对性的洒水系统,向受影响的模组进行了喷水。现场操作员还致电了当地消防部门,事故并没有引起火灾,也未发生人员伤亡或设施外的损坏。

但也有当地的媒体报道称,这起事件不仅仅是电池模组变热了,据称还有电池架被“烧焦”,电线被“熔化”。

项目业主方 Vistra Energy 表示,在制定安全修复和恢复电池系统运行的计划之前,需要一些时间来全面评估损坏的程度。蒙特利县北部县消防区正在协助调查,其他外部专家也在协助调查。

Moss Landing 一期储能项目的储能规模为 300MW/1200MWh,于 2020 年 12 月 11 日正式商业运行,与 PG&E 签订了长期资源充裕合同,储能电站满负荷运行时,可为 22.5 万户家庭供电 4 小时。LG Energy Solution 为项目提供了 4500 个 TR1300 电池架以及 JH4 高能量型电芯,Fluence 是该项目的系统集成商以及工程承包商。

这一事件使得 Vistra Energy 最近宣布的二期扩建项目的完工消息黯然失色,二期项目的储能规模为 100MW/400MWh,同样使用了来自 LG 的电芯和电池组。但据报道称,扩建项目并未受到此次事故的影响,仍然可以正常运行。据称,该项目未来计划还要进一步扩建,储能容量最大可达到 1500MW/6000MWh。

最近发生的类似事故就是澳大利亚维多利亚州的 Big Battery 项目,该项目发生了火灾事故,特斯拉为项目提供了 300MW/450MWh 的 Megapack 储能系统。目前,事故原因还在调查中,澳大利亚的国家消防局、维多利亚能源安全局、维多利亚州工作安全局、特斯拉和项目业主 Neoen 正在开展事故调查,并将与行业分享从该事件中获得的经验和见解。

加州能源委员会要求新建建筑物安装光伏+储能系统

近日，加州能源委员会(CEC)批准了 2022 年加州能源法规，为新建筑设定了建筑标准。加州将成为美国第一个要求建筑商在新的商业建筑和高层多户型建筑上安装光伏和电池储能系统的州。经批准的能源法规还要求建筑商设计独栋住宅，以便在未来可以很容易地将电池储能添加到现有的光伏系统中，以及鼓励新建筑不再使用天然气。该委员会 2018 年的建筑法规更新规定了独栋住宅的屋顶或社区安装光伏系统的要求。

带有光伏和储能系统的建筑将为加州人提供更清洁、更绿色的生活和工作空间。这些规则将大大有助于提高电网的可靠性和当地的恢复能力。

2022 年建筑标准中与储能相关的部分为：

商业和高层多户光伏和储能需求

选定的新建筑类型包括：杂货店、高层多户型建筑、办公室、金融机构、零售商店、学校、仓库、礼堂、会议中心、酒店、汽车旅馆、医疗办公室、餐厅和剧院，要包含光伏和储能系统。公用事业服务区域内没有 VNEM*的多租户建筑将获豁免。面积小于 5000 平方英尺的建筑和单元将免于安装储能。

光伏系统的大小将满足建筑负荷 60%的目标。储能的规模将按建筑负荷的 10%配置。

总体而言，能源委员会预计，这些标准每年将为电网增加 280MW 光伏发电，这将使商业市场增长约 70%。欧盟委员会还预计，该标准将导致每年 100MW/400MWh 的储能增量。

新的独栋住宅必须“电池就绪”

新的独栋住宅必须安装电线，这样以后就可以方便地安装储能系统。为此，标准要求至少有 225 安培的母线，四个后备电路(其中两个必须是冰箱和卧室插座)，以及这些电路的子面板或分母线主面板。

联盟活动

ESIE 2022 定档明年 4 月

2022 年 4 月 22-24 日，由中关村储能产业技术联盟、中国科学院工程热物理研究所主办的第十一届储能国际峰会暨展览会（ESIE 2022）将在国家会议中心（北京）盛大启幕。本届峰会将延续“会、展、赛”3+N 融合互动的形式，同时采用线上线下双线联动的方式，将汇聚超过 200 家一线储能企业参展，展览面积近 15000 平方米，主题论坛和专题研讨会超过 20 场，200 多位行业权威专家莅临演讲，预计将有 5 万人次观众亲临现场。联盟诚邀贵单位深度参与 ESIE 2022，与产业同仁共探储能发展的新业态。详情请咨询：

冯金磊 先生：18600530735（同微信）jinlei.feng@cnesa.org

曹 硕 先生：13552712189（同微信）shuo.cao@cnesa.org

关于推进储能产业安全、健康、可持续发展的行业自律公约发起单位及第一批成员名单公布

继北京 4.16 储能事故后，德国、美国、澳大利亚又接连发生电池储能事故。据中关村储能产业技术联盟不完全统计，自 2011 年起，目前全球储能事故已接近 50 起，安全问题一直伴随着储能产业的发展。

一方面我们要客观理性地看待在新的事物成长过程中发生的事故，另一方面，在目前技术手段无法解决安全隐患的大前提下，储能产业需要举一反三，认证做好储能项目全生命周期的安全管理，提防出现“低价无序竞争”、“劣币驱逐良币”的现象。

安全是储能产业规模发展的基石，储能安全更需要全行业共同努力。守住储能安全底线，创造储能行业健康可持续发展环境，既是储能行业从业者的责任和担当，也是储能行业的希望与未来。

十四五开局之年、储能发展的关键时刻，由十二家储能企业共同发起成立的储能产业自律公约，是储能产业强化行业规范的一件大事。未来联盟要加大贯彻落实，发挥标准引领作用，加强监督执行，真正让自律公约成为全行业的自觉行动，共同维护行业安全底线。

以下是储能产业自律公约的发起单位和第一批成员单位名单，欢迎社会各界加以监督。如有意愿加入储能产业自律公约的企业，可以联系联盟秘书处。

发起单位名单:	第一批成员单位名单:
1. 北京海博思创科技股份有限公司	13. 北京能高自动化技术股份有限公司
2. 北京双登慧峰聚能科技有限公司	14. 北京普能世纪科技有限公司
3. 北京索英电气技术有限公司	15. 北京睿能世纪科技有限公司
4. 比亚迪汽车工业有限公司	16. 北京天诚同创电气有限公司
5. 蜂巢能源科技有限公司	17. 广州智光储能科技有限公司
6. 华为技术有限公司	18. 湖北亿纬动力有限公司
7. 宁波中车新能源科技有限公司	19. 江苏海基新能源股份有限公司
8. 宁德时代新能源科技股份有限公司	20. 江苏天合储能有限公司
9. 阳光电源股份有限公司	21. 科华数据股份有限公司
10. 远景能源有限公司	22. 南京南瑞继保工程技术有限公司
11. 中国华能集团清洁能源技术研究院	23. 厦门海辰新能源科技有限公司
12. 中天储能科技有限公司	24. 上海采日能源科技有限公司
	25. 上海派能能源科技股份有限公司
	26. 上海正泰电源系统有限公司
	27. 上能电气股份有限公司
	28. 深圳市科陆电子科技股份有限公司
	29. 深圳市盛弘电气股份有限公司
	30. 天津力神电池股份有限公司
	31. 烟台创为新能源科技股份有限公司
	32. 哲弗智能系统（上海）有限公司
	33. 浙江江南都能源互联网有限公司
	34. 中储国能（北京）技术有限公司

会员动态

新会员 | 上海采日能源科技有限公司

近日，上海采日能源科技有限公司完成入会流程，正式成为联盟的会员单位。

上海采日能源科技有限公司成立于 2017 年，是技术领先的储能产品制造商和储能系统数据服务商。

在储能领域，采日能源不仅拥有储能系统 3S 控制技术（电池管理系统 - BMS、能量管理系统 - EMS、储能双向变流器 - PCS），同时也提供高品质的产品和服务。从 3.6kW~10kW 光储逆变器、5kWh~26kWh 户用光储一体机、30kW~500kW 储能双向变流器、100kWh~250kWh 标准化 All-In-One 储能柜、20/40 尺标准化储能集装箱系统到 BMS、EMS、云端运维等服务。

我们帮助电力企业、工商业客户、家庭住宅及公共事业等领域提高能源利用率、降低对环境的不良影响。成立 3 年多来，采日能源的业务已经遍布中国、德国、日本、奥地利、南非等全球 30 多个国家和地区，业绩连续三年实现增长，2020 年已累计向全球客户交付 300 余兆瓦时储能系统。

采日能源严格遵循“责任、荣誉、和谐”的企业精神，以卓越的品质、价值和服务满足客户需求；专注能源创新，持续发展，为储能系统的安全、高效运行保驾护航，成为世界可持续未来的首选合作伙伴。

新会员 | 北京宝光智中能源科技有限公司

近日，北京宝光智中能源科技有限公司完成入会流程，正式成为联盟的会员单位。

北京宝光智中能源科技有限公司成立于 2021 年 3 月，由宝光股份（股票代码：600379）、北京智中能源互联网研究院联合组建，并以清华大学多年的储能技术创新团队为支撑，以智中院多年的储能业务团队为核心，以储能应用领域的规划设计、解决方案和核心技术产品提供、储能项目开发投资、储能 EPC 建设和系统集成设备成套为主营业务的专业储能和综合能源服务的高科技公司。

公司团队成员完成了包括粤电集团、华润集团在内多个火电厂的储能辅助调频项目，承担了从投资管理、整体方案设计、核心产品 EMS 能量管理系统提供、总包集成建设、运营维护等工作。在新能源储能方面，公司与国家能源集团青海公司共同开发源储一体化最优控制体系并示范工程应用。储能咨询业务方面与天津能源集团、戴姆勒集团等展开合作，为客户提供优质的储能业务咨询服务。

目前公司核心产品有：

- BGSC-C500 智慧能源管控系统
- BGSC-200 储能协调控制器
- BGSC-100 储能安全保护终端（独家产品）
- BGSC-1000 电池管理系统（BMS）
- BGSC-2000 风光储一体化电网主动支撑型协调控制系统
- BGSC-8000 源网荷储优化决策能量管理系统
- BGSC-VPP 负荷侧 DER 调控管理平台

公司发展愿景：“成为国内储能应用领域知名品牌的产品、解决方案和服务提供商”。公司愿为中国的储能行业发展贡献一份力量。

会员动态 | 海辰新能源与河北建投能源、中合能源签署战略合作

9月1日，厦门海辰新能源科技有限公司（以下简称“海辰新能源”）、河北建投能源投资股份有限公司（以下简称“建投能源”）和张家口中合新能源开发有限公司（以下简称“中合能源”）在张家口市正式签署全面战略合作协议。三方围绕共同推进张家口市域乃至河北省境内发展储能项目开展合作，不断加大可再生能源并网对配电网的适应性，增强地方配电网的可控性。张家口市长赵文峰、市秘书长张爱民等相关市领导，河北建投能源中冀联合投资控股总经理马金辉，中合能源党委书记、董事长张文浩，海辰新能源董事长吴祖钰等三方高层领导出席此次签约仪式。

据张家口市能源局统计，截至2020年底，全市可再生能源总装机突破2000万千瓦，达到2003.185万千瓦，成为全国非水可再生能源第一大城市。其中，风电装机规模1380.615万千瓦，位居全国第一。按照示范区规划，2030年装机将达到5000万千瓦，到2025年力争要达到4500万千瓦（较2020年新增2500万千瓦）可再生能源装机。同时，作为2022北京冬奥会雪上项目主办地，张家口市加速推进风电、光伏等重点项目建设，积极完善可再生能源装备产业链。本次冬奥会将在奥运史上首次实现全部场馆100%绿色电能供应，以清洁能源赋能绿色冬奥。

赵文峰市长对三方合作表示热烈祝贺，并指出习总书记提出建设以新能源为主体的新型电力系统，储能作为关键的项目支撑。不管是“十三五”规划装机规模还是“十四五”的规划目标，储能都是张家口市关注的重点，建设的重点。这次与储能技术优势的企业海辰新能源合作，是一个非常重要的发展节点。合作各方都有自身优势，能形成优势互补，对储能产业板块做大做强有重要意义。市政府各部门也将提供配套支撑，高质量，高效率贴身服务，尽快将项目建设落地。

河北建投能源成立于1994年，并于1996年6月深交所挂牌上市，是河北建设投资集团有限责任公司（简称“建投集团”）旗下重要的境内资本运作平台，是河北省的能源投资主体，主营业务为投资、建设、运营管理以电力生产为主的能源项目，截至2020年末，公司控制运营装机容量915万千瓦，控制在建装机容量70万千瓦，权益运营装机容量922万千瓦。公司积极贯彻中央建设新型电力系统和“3060”双碳目标决策部署，推进智慧能源快速发展。

中合能源是张家口市属唯一的国有可再生能源项目开发经营主体。公司围绕“碳达峰、碳中和”总体部署，抢抓建设国家可再生能源示范区重大历史机遇，开发全市可再生能源资源，做大做强可再生能源产业，大力培育可再生能源、储能、氢能等新型能源装备制造产业。规划在五年内，

打造可再生能源发、储、输、用全链条投资公司，成为服务京津的可再生能源产业投资运营领军企业。

厦门海辰新能源团队深耕电化学储能领域，在储能电池先进材料、储能电池及系统解决方案上持续突破创新，推出了长达 10000 次循环，20 年寿命的锂电储能产品，并在安全和转换效率上领先同行。“三方具有开创性的战略合作，将加快储能项目在张家口市乃至河北省境内推进，落地生根、结出硕果”海辰新能源董事长吴祖钰在签约仪式现场表示，“期待合作项目的实施，为张家口乃至河北的新能源产业发展做出贡献，为全国‘3060’的战略部署做出贡献。”

此次三方签署合作协议，运作模式包含，成立合资公司、股权合作、项目合作、技术合作等。海辰新能源将负责为合资公司、建投能源、中合能源提供储能方面技术支持，提供高安全、高可靠、长寿命的产品，共同打造低能耗、高品质的国内乃至国际一流储能制造企业。

会员动态 | “双碳”目标下，索英电气助力能源转型升级

今年以来，《关于加快推动新型储能发展的指导意见》、《关于进一步完善分时电价机制的通知》、《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》等一系列利好储能政策相继发布，更有多项新型储能发展支持政策正在出台路上，储能成为备受关注的新能源产业热门赛道，光大证券预测，2025 年我国储能投资市场空间约 0.45 万亿元。

成立于 2002 年的索英电气，是国内较早一批涉足储能领域的企业，专注于规模化储能 PCS 电气系统，呈现出强劲的发展态势，上半年中关村储能产业技术联盟发布的《储能产业研究白皮书 2021》提到，2020 年索英电气储能变流器 PCS 装机规模已进入行业前三。

公开资料显示，索英电气已经成功完成 200 多项储能典型项目，覆盖电网、新能源发电站、工商业园区、海岛、高原等场景，规模化储能产品累计装机容量超 500MW，技术先进性和性能可靠性得到广泛验证，多个案例成为行业标杆。

据了解，早在 2010 年，索英电气即参与国网光储微网系统的建设，2011 年索英电气参与建设的国家风光储输示范工程正式投运，该项目投运时是世界上规模最大的集风力发电、光伏发电、储能系统、智能输电于一体的新能源综合性示范项目，索英电气在项目中实现了黑启动、多机无变压器并联等储能核心功能的工程验证，并通过该项目获得了国网科技进步奖。

随后 10 年里，索英电气又先后参与建设了 4500 米以上海拔的杂多大型光储离网电站、国内较早的 MW 级能源互联网项目、用户侧储能代表国贸三期储能项目、冬奥会应急供电保障储能项

目、江苏百兆瓦电网侧储能一期二期、青海海南州 200MW 特高压基地电源配置项目、藏中联网配套储能项目等一系列覆盖电、网、荷端的全场景重点工程，获得客户一致好评。

当下，在“双碳”目标的指引下，能源转型被迅速提上日程，其中“构建以新能源为主体的新型电力系统”是电力行业实现绿色低碳发展的重要路径，储能作为新型电力系统的重要支撑，随之进入规模化发展时代。

索英电气在储能领域拥有十余年的技术沉淀和工程积累，是名副其实的“实力派”，旗下以储能 PCS 为核心的电气系统，将在促进新能源高比例消纳、保障电力安全供应和提高电力系统运行效率等方面发挥重要作用。

致读者

中关村储能产业技术联盟（以下简称储能联盟）是北京市一级社团法人，中国社会组织评估5A级社团，是中国第一个专注在储能领域的非营利性国际行业组织。储能联盟致力于通过影响政府政策的制定和储能应用的推广促进储能产业的健康有序发展。储能联盟聚集了优秀的储能技术厂商、新能源产业公司、电力系统以及相关领域的科研院所和高校，覆盖储能全产业链各参与方。截止到2020年底，联盟共有国内、国际会员单位360+。储能联盟在协同政府主管部门研究制定中国储能产业发展战略、倡导产业发展模式、确定中远期产业发展重点方向、整合产业力量推动建立产业机制等工作中，发挥着举足轻重的先锋作用。

中关村储能产业技术联盟通过年度白皮书、系列专题研究报告、中英文月刊、论坛、研讨会等方式向业界展示储能产业的最新发展动向和趋势，加强业内交流，共同推动储能产业的发展。

月度《储能产业趋势》已发布125期，从第53期开始，对公众免费发放。希望借助您的力量，共同推进储能产业的发展。欢迎大家广泛传播！

欢迎登陆储能研究平台网站
www.esresearch.com.cn，或扫描下方二维码，了解更多行业资讯和市场数据



添加小秘书微信号（17810255935），加入【储能百家讲堂】学习群，定期获取产业报告，交流产业信息



联系邮箱：esresearch@cnesa.org

联系电话：(+86) 1065667068

网址：www.cnesa.org

China Energy Storage Alliance

中关村储能产业技术联盟

北京市海淀区中关村东路66号世纪科贸大厦B座2510