



电力圆桌
POWER SECTOR ROUNDTABLE



专题报告

促进西北新能源高比例发展亟需解决的关键问题

——储能发展和电力跨省跨区交易机制研究

电力圆桌项目课题组

2024年09月

电力圆桌项目

电力圆桌（全称电力可持续发展高级圆桌会议）项目于 2015 年 9 月启动，旨在紧扣应对气候变化、调整能源结构的国家战略，邀请业内专家和各利益方参与，共同探讨中国电力部门低碳转型的路径和策略。通过建立一个广泛听取各方意见的平台机制，电力圆桌将各方关心的、有争议的、目前决策困难的关键问题提交到平台讨论，选出核心问题委托智库开展高质量研究，并将研究成果和政策建议提交到平台征求意见，从而支持相关政策的制定和落地，推动中国电力行业的改革和可持续发展，提高电力行业节能减排、应对气候变化的能力。

项目课题组



中国能源研究会双碳产业合作分会是中国能源研究会分支机构，由中国能源研究会碳中和产业合作中心改组而成，分会前身碳中和产业合作中心成立于2021年11月。分会的基本定位是双碳产业领域的合作交流服务平台，发挥桥梁纽带作用。分会自成立以来，一直在中国能源研究会的领导下，始终以推动落实国家“双碳”战略目标为宗旨，以促进双碳产业广泛深度合作为己任，本着共创市场、共享资源、共同发展的理念，与有关政府机构、企事业单位、学术团体、国际组织广泛联系、密切合作，积极推进“双碳”目标下的产业合作、政策研究、路径探讨、标准制定、交流等活动等工作。分会秘书处挂靠单位为中国能源网。



中国能源网研究中心是一家专注于能源行业发展的独立第三方专业研究机构，拥有一支由行业分析师与研究人员共同组成的专业研究团队，该研究团队拥有超过十五年以上能源项目开发和政策研究咨询经验，并在中国能源网研究中心顾问委员会和专家委员会的直接指导下开展专项课题研究，为政府组织、国内外能源相关机构与企业提供包括能源行业政策分析，战略研究，产业专项研究，项目开发投融资可行性研究、及市场调研等方面的研究咨询服务。



西安交通大学是国家一流大学建设名单 A 类建设高校，2022 年入选国家第二轮“双一流”建设高校，8 个学科入选国家“双一流”建设学科。据 2024 年 1 月 ESI 公布的数据，学校19 个学科进入世界学术机构前 1%，6 个学科进入前 1‰，其中工程学进入前万分之一，排名全球第9。师资队伍中入选院士、杰青等国家级各类重大人才工程588 人次，获评国家级创新团队51个，为国家作出突出贡献并享受政府特殊津贴专家450名，国家级教学名师11名。

促进西北新能源高比例发展亟需解决的关键问题—— 储能发展和电力跨省跨区交易机制研究

Advancing High Proportion Renewable Energy Development in Northwest China:

A Study on Energy Storage Development and Interprovincial Power Trading Mechanisms

课题组组长：黄少中

课题组副组长：张葵叶 丁涛

报告撰写人：黄雨涵 于立东 汤 泰 谢刘双飞 张洪基 贾文皓 穆程刚

目 录

摘要..... 01

研究背景 02

1. 西北地区储能发展关键问题研究..... 04

 1.1 西北地区储能现状04

 1.2 西北地区储能发展面临的关键问题10

 1.3 西北地区储能发展路径18

 1.4 研究发现32

2. 西北地区电力跨省跨区交易关键问题研究 34

 2.1 西北地区电力跨省跨区交易发展现状研究34

 2.2 西北地区电力跨省跨区交易面临的关键问题.....42

 2.3 西北地区电力跨省跨区交易发展路径47

 2.4 研究发现55

行业建议 57

参考文献 61

摘要

“十四五”时期是加快构建新型电力系统、推动实现碳达峰目标的关键时期，以风电和光伏为代表的新能源将成为新型电力系统的主力电源。但新能源在可控性、可预测性方面与传统能源相比存在显著差距，进而给电网功率平衡、调频调峰带来挑战。充分利用灵活性资源，实现新能源高质量稳定供电，成为实现“双碳”目标的关键难点之一。

西北电网是国内首个新能源成为第一大电源的区域电网，作为我国重要的清洁能源外送基地，肩负推动我国能源转型的历史重任。储能具有布局灵活、响应速度快等灵活性优势，跨省跨区交易能够实现资源广域互济互补，是促进西北地区新能源高质量发展的重要抓手。为此，本报告从西北地区储能发展和电力跨省跨区交易机制两方面展开研究，梳理总结二者的发展现状、趋势、面临挑战和解决措施。

报告第一部分基于对西北地区储能的发展定位与建设现状调研分析，重点围绕西北地区发电侧、电网侧、用户侧储能，针对储能利用率不足、成本疏导不畅、商业模式不明、市场化程度不高等问题开展对策分析。第二部分基于对西北区域电力跨省跨区交易的发展定位与现状调研分析，重点围绕西北区域电力跨省跨区交易在市场主体、参与方式、价格形成等方面的问题开展对策分析。

最终，报告提出了“初期靠补偿、远期靠市场、创新储能商业模式”的储能发展问题的解决方案，形成了促进框架协议市场化、推动弹性交易、配置打捆交易、管控售电侧盈利等跨省区交易发展问题的解决方案，从而促进西北储能与电力跨省跨区交易的可持续发展，推动新型能源体系与新型电力系统建设，促进西北新能源高比例发展。

研究背景

面对全球气候治理共识和实现低碳发展的内在需求，我国坚持积极稳妥推进“碳达峰、碳中和”目标实现，推动整体社会生产过程的绿色低碳转型，优化调整宏观能源系统供需结构调整。中央财经委员会第九次会议指出，要深化电力体制改革，构建以新能源为主体的新型电力系统，指明了未来我国电力系统中高比例新能源接入的发展方向。“十四五”是加快构建新型电力系统、推动实现碳达峰目标的关键时期。在此背景下，风电和光伏将成为新型电力系统的主力电源，截至 2023 年底，全国累计风光发电装机容量达到 10.5 亿千瓦^[1]，但新能源在可控性、可预测性方面与传统能源相比存在显著差距，进而给电网功率平衡、调频调峰等带来挑战。

西北地区是我国重要的新能源基地，风能、光能等新能源资源储量已超过 160 亿千瓦^[3]。2023 年，西北电网新能源装机达 2.1 亿千瓦，占发电总装机容量的 50.1%，高于全国平均水平的 36.0%；当年新能源发电量占比为 19.6%，高于全国平均水平的 15.5%，是国内首个新能源成为第一大电源的区域电网^[2]。随着沙戈荒大型风光基地等国家重点项目的进一步落地，西北新能源发电装机占比将持续提升，地区大电网平衡机理、稳定特性将发生巨大变革，电网形态及功能将快速向新型电力系统演进。“十四五”期间，西北地区在原规划陕武、陇东、哈密北特高压直流通道基础上，新增宁夏 - 湖南、陕北 - 安徽、陕北 - 河南、甘电入浙 4 回特高压直流，新增外送容量 3200 万千瓦，积极发挥区域平台作用，通过新能源绿电服务全国经济发展和能源转型^[4]。

然而，新能源发电受自然条件的影响较大，其自身波动性和间歇性特点给电网带来消纳挑战，并且难以实现高质量的稳定供电，成为影响“双碳”目标的关键难点之一，而储能技术和电力跨省跨区交易被视为破解这些难题的重要举措。为加快构建西北地区新型电力系统、提升新能源消纳能力，亟需基于西北地区储能和电力跨省跨区交易现状，分析二者未来发展面临的关键问题及解决措施，最终助力西北地区新能源高比例和高质量发展。

在储能发展方面，国家能源局在 2023 年发布的《新型电力系统发展蓝皮书》中明确将“加强储能规模化布局应用体系建设”列为新型电力系统四大体系建设的重点任务之一，为全面提升电力系统平衡调节能力提供重要支撑。储能技术能够实现能量的时空转移和转化，将成为保障电力系统安全稳定、经济运行不可或缺的配套设施。2020-2024 年，西北地区储能装机容量复合增速超过 100%，已成为全国储能发展最快的地区^[5]。未来，多类型储能将在西北电力系统中扮演关键角色，通过大规模部署为新能源发电的波动性问题提供解决方案，有效平衡电力供需并提高电网的稳定性和可靠性。

在跨省交易方面，《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》要求，有序推进跨省跨区市场间开放合作，建立多元市场主体参与跨省跨区交易的机制。区域间和区域内的电力资源优化配置有助于减少电力供需矛盾，将富余的电力资源从能源富集区输送到电力短缺区，推动实现“全网一盘棋”。电力跨省跨区交易可以分为中长期交易和现货交易，二者在时序上衔接协调、互为补充，在现货市场中通常根据电力供需情况、电网调节能力、网络阻塞情况将中长期电量分解后进行财务交割或物理执行。同时，当前大用户之间缺乏直接联系，电力跨省跨区交易将促进更广泛的电力市场联动和资源共享，提升整体能源利用效率。西北区域的跨省跨区交易主要分为通过直流通道送往中、东部省份的跨区域电量交易以及西北地区内部五省份之间的省间电量交易。2023 年，西北电网新能源跨省跨区交易电量达 970 亿千瓦时，占西北新能源年发电量的近三分之一，呈现快速发展趋势^[6]。依托于构建更加完善的西北电力市场机制和互联的输电网络，西北地区将在未来实现更高效、更经济的电力供应。

西北地区储能发展关键问题研究

1.1 西北地区储能现状

1、西北地区储能作用及定位

（一）储能发展模式

截至 2023 年底，我国储能总装机 2500 万千瓦，电源侧占比 49.11%，电网侧占 48.09%，用户侧占 2.80%^[11]。其中，新型储能的典型发展模式包括发电侧、电网侧、用电侧，而抽水蓄能集中在电网侧、光热电站集中在电源侧。

（1）发电侧

发电侧储能主要应用于新能源配储，通过高充低放平滑新能源出力波动，将弃风弃光电量移至其他时段并网，促进新能源消纳水平的提升。同时，发电侧储能平抑短时间内波动的特性，能够促进新能源友好并网。此外，储能的响应速度较快，能够与火电机组捆绑参与调频。

(2) 电网侧

电网侧储能以独立储能为主，能够为电网调峰调频发挥重要支撑，促进提升大电网安全稳定运行水平，提升电网薄弱区域与重要用户的电力保障能力。此外，电网侧储能能够为缓解阻塞、延缓扩容、无功支持提供一定支撑。

(3) 用电侧

用户侧储能工商业应用为主，用于支撑分布式供能系统建设，提升用户灵活调节能力。具体地，能够帮助用户削峰填谷，平滑负荷曲线；通过平滑电压和频率波动，解决电能质量问题，保障设备正常运行提高电能质量；此外，部分储能具有电压支撑功能，能够在停电时提供应急电力，保证供电连续性。

(二) 西北地区储能规模

截至 2023 年底，西北地区储能装机规模达 1079 万千瓦，包括新型储能约 1049 万千瓦（新增 841 万千瓦），抽水蓄能新增 30 万千瓦，较 2022 年年底增长了 4.19 倍^[5]。2023 年 11-12 月负荷高峰期，西北电网储能顶峰能力达 543 万千瓦，累计顶峰电量超 16 亿千瓦时，在应对极端天气过程中发挥了重要的保供支撑作用^[7]。

(1) 新型储能

新型储能主要指除抽水蓄能外以输出电力为主要形式的储能项目。新型储能是建设新型电力系统、推动能源绿色低碳转型的重要装备基础和关键支撑技术，按不同原理和储能介质分类：1) 电化学储能，包括锂离子电池、铅酸电池和燃料电池。其中，锂离子电池能量密度高、寿命长；铅酸电池成本较低；而燃料电池效率高、环境友好。2) 机械储能，包括压缩空气储能、飞轮储能、液压储能等。其中，压缩空气储能成本低、容量大，但仍需提升能量转换效率和减少热能损失；飞轮储能功率密度高、效率高、寿命长和污染小，响应速度较快；液压储能适用于大规模储能。3) 电动力学储能，包括电容器和超导磁体。其中，前者适合快速大量能量输出，而后者能够实现低温下的高效储能。

近两年西北地区新型储能示范项目如表 1-1 所示。截至 2023 年底，西北地区已投运新型储能项目累计装机 1049 万千瓦，近 7 成装机来自宁夏和新疆^[7]。仅 2023 年上半年，

西北地区新增投运装机达 182 万千瓦 /470.5 万千瓦时，并以独立储能和新能源配储应用为主，占各省累计装机的 90% 以上。预计 2024 年投产 1061 万千瓦，到年底总规模将达 2110 万千瓦^[8]。

表 1-1 西北五省近两年新型储能示范项目情况

省 / 区	政策文件	项目类型	储能规模	技术路线
宁夏	《宁夏“十四五”新型储能发展实施方案》	拟建项目	50 个 470 万千瓦 /1060 万千瓦时	锂电池、飞轮、压缩空气、液流电池
新疆	《2022 年第二批市场化并网新能源项目清单》	新能源市场化并网项目	51 个 550 万千瓦 /2000 万千瓦时	锂电池
甘肃	陇南、平凉、陇西、张掖、嘉峪关等地竞配项目、一体化项目建设通知	新能源竞配、一体化项目	54 个 120 万千瓦 /250 万千瓦时	锂电池
青海	《2022 年青海省新能源开发建设方案》	揭榜挂帅	7 个 276 万千瓦时	锂电池、压缩空气
陕西	《陕西省 2022 年新型储能建设实施方案（征求意见稿）》	示范项目	17 个 200 万千瓦 /400 万千瓦时	锂电池

(2) 抽水蓄能

抽水蓄能是目前最安全、稳定的储能方式，是保障电力可靠供应和增强系统调节能力的重要手段。2021 年，国家能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》，西北地区重点实施项目 74 个，总规模 9795 万千瓦，占全国的 23.2%；储备项目 47 个，总规模 5740 万千瓦，占全国的 18.8%。“十四五”期间重点实施 50 个项目，“十五五”期间重点实施 17 个项目，西北抽水蓄能电站迎来发展机遇。

西北电力调度控制中心通过常态化安排抽水蓄能电站“一抽两发”，2023 年累计增加新能源电量消纳 20.7 亿千瓦时，提升新能源利用率 0.6 个百分点。2023 年 11 月 25 日，国家电网新疆阜康抽水蓄能电站 1 号机组（30 万千瓦）投产发电，为西北电网首台，标

标志着西北电网调节性电源的新突破。截至 2023 年底，西北在建的 15 座抽水蓄能电站总装机 2360 万千瓦，2024 年将新增投运 230 万千瓦装机^[9]。

(3) 光热电站

太阳能热发电是绿色低碳、兼具调峰和储能功能的电网友好型电源，能提供长周期调峰能力，是替代传统能源的有效手段。《“十四五”可再生能源发展规划》提出推进长时储热型太阳能热发电，在青海、甘肃、新疆、内蒙古、吉林等地建设项目，提升新能源发电稳定性。2023 年，《国家能源局综合司关于推动光热发电规模化发展有关事项的通知》明确，各地应合理确定电源配比，鼓励出台支持政策，规划百万、千万千瓦级光热发电基地，打造光热产业集群，力争“十四五”期间，全国光热发电每年新增开工规模达到 300 万千瓦左右。

2016 年，国家能源局公布第一批太阳能热发电示范项目，装机容量 134.9 万千瓦，分布在青海、甘肃、内蒙古等地。截至 2023 年底，西北地区光热发电项目累计装机 46 万千瓦，占全国 78.23%。其中，并网运行的电站多为首批示范项目，如青海中控德令哈 50 兆瓦塔式光热电站（2023 年年度发电量 1.524 亿千瓦时）、中广核德令哈 50 兆瓦槽式光热电站、首航高科敦煌 100 兆瓦塔式光热电站等^[10]。

2、西北地区储能发展规划及展望

西北地区凭借能源、资源优势，在全国储能产业中正在占据着越来越重要的地位。2023 年以来，西北地区发布的储能相关核心政策梳理如表 1-2 所示。**新型储能方面**，投资运营和成本疏导成为政策重点。新疆储能政策密集发布，率先鼓励储能多样化商业模式，推动独立储能电站自主参与市场交易、试行独立储能容量电价补偿、鼓励共享储能建设等。到 2025 年前，新疆按年度发布容量租赁参考价格（2023 年参考价暂定 300 元/千瓦·年），引导储能容量租赁价格合理形成。此外，西北五省区均提出新能源配储要求，以配储占比 10% 以及时长 2 小时为主。**抽水蓄能方面**，陕西镇安和新疆阜康抽蓄电站容量电价获得核定，参与西北跨省电力交易的模式与机制获得进一步明确。

表 1-2 西北五省 2023 年以来储能相关政策^{[12]-[17]}

	相关政策
新能源配储方面	1. 宁夏要求配储比例 10%，时长 2h；新疆要求占比不低于 10%，时长 2h；甘肃要求河西地区占比 10%，其他地区占比 5%，嘉峪关 20%，华庭市 5%，时长 2h；青海要求配建 4h 以上储能，允许配建储能规模 4 倍的风电光伏项目；共享储能不低于 5 万千瓦 /4h；陕西要求陕北 / 关中 / 延安占比 10%，榆林占比 10%，时长 2h；
	2. 关注长时储能的发展，鼓励开展液流电池、熔盐储热、储氢、压缩空气等技术的研究和示范应用；
	3. 鼓励共享储能：新疆容量租赁价格为 300 元 / 千瓦·年。
辅助服务方面	1. 调峰辅助服务补偿标准下调，按照新能源项目消纳成本不高于发电价值的原则，调峰服务价格上限原则上不高于当地平价新能源项目的上网基准电价。
	2. 调峰：新疆对独立储能参与调峰给予充放电调峰电价；甘肃、宁夏给予独立储能调峰容量补偿；
	3. 调频：新疆独立储能参与调频里程价格为 0-1.5 元 / 万千瓦，调频容量补偿价格市场初期 0.5 元 / 万千瓦；
	4. 西北两座抽蓄电站容量电价核定：陕西镇安抽蓄核定容量电价 625.85 元 / 千瓦，新疆阜康抽蓄核定容量电价 690.36 元 / 千瓦。
电能量市场方面	1. 省内现货市场：甘肃，独立储能可同时参与现货市场、调峰容量市场、调频市场；青海，独立储能以“报量报价”的形式参与现货；
	2. 省内中长期市场：陕西、新疆，储能可作为独立主体或其他主体联合参与市场；
	3. 抽水蓄能参与西北跨省电力交易：参与多年、年度、多月、月度及月内等多周期市场化交易；以批发用户方式参与谷段和平段交易，以发电企业方式参与峰段和平段交易。
技术要求	1. 新疆明确提出构网型储能并网技术要求，能够有效调和新能源发展的电力电量平衡问题和稳定问题；
	2. 新疆、陕西延安等地对储能的并网要求提出明确指标。

从发展规模来看，近年来，西北积极投建各类型储能项目。2025 年西北五省新型储能与抽水蓄能规划目标及新能源配储规划目标如表 1-3 所示。**新型储能方面**，五省区合

计目标达 2400 万千瓦，涵盖锂电池、压缩空气、液流电池等长时储能技术，以及飞轮等短时高频技术。到 2025 年，甘肃装机规模将达到 1300 万千瓦^[14]；宁夏装机规模将达到 500 万千瓦，储能设施容量不低于新能源装机规模的 10%，连续储能时长 2 小时以上^[12]；青海将建成 600 万千瓦电化学等新型储能^[15]；新疆将建成 800 万千瓦的新型储能^[17]；陕西将实现新型储能累计装机 200 万千瓦，规划建设 16 座共享储能电站^[16]。

抽水蓄能方面，西北抽蓄具备大规模开发建设的需求、技术能力和政策保障，投资热情高涨，前期工作加速，“十五五”期间，西北地区预计投产抽水蓄能电站装机 5660 万千瓦^[18]。

表 1-3 西北五省储能与抽水蓄能规划目标^{[12]-[18]}

省、区	2025 年新型储能规划目标	2025 年抽水蓄能规划目标	2030 年抽水蓄能规划目标
宁夏	630 万千瓦	0	100 万千瓦
新疆	800 万千瓦	120 万千瓦	1740 万千瓦
甘肃	870 万千瓦	0	1390 万千瓦
青海	600 万千瓦	0	420（内）/640（外） 万千瓦
陕西	700 万千瓦	140 万千瓦	1370 万千瓦

光热电站方面，随着大型风电光伏基地在沙漠、戈壁和荒漠地区的建设加快，光热项目作为市场化并网的配套选择不断增加。西北五省 2024 年光热电站发展项目如表 1-4 所示。根据国家太阳能光热联盟统计，2023 年，西北五省列入政府名单的新增拟建光热发电项目约 5 个，总装机容量 70 万千瓦（详见《中国太阳能热发电行业蓝皮书 2022》）。

表 1-4 西北五省 2024 年光热电站发展项目

项目名称	发电容量
“疆电入渝”哈密 - 重庆 ±800 千伏特高压直流输电工程配套 新能源电源项目	20 万千瓦 (华电天山、重能电力各 10 万千瓦)
合盛电业（鄯善）有限公司吐鲁番市鄯善县 235 万千瓦光伏光 热一体化项目	25 万千瓦
中国石油吐哈油田鄯善东 100 万千瓦 “风光热储” 一体化综合 能源项目	10 万千瓦
中广核甘肃玉门 70 万千瓦光伏光热风电制氢示范项目	10 万千瓦
甘肃光热阿克塞 5 万千瓦高温熔盐槽式光热发电项目	5 万千瓦

1.2 西北地区储能发展面临的关键问题

1、新型储能

（一）发电侧

（1）新能源配储“建而不用”问题突出，需技术管理手段协同发力

发电侧储能可以平抑新能源的波动性，在此背景下，国家与地方相继出台政策鼓励新能源增加配套性储能建设。从全国性政策看，2021 年 7 月，国家能源局印发的《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》，提出“为鼓励发电企业市场化参与调峰资源建设，超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照功率 15% 的挂钩比例（时长 4 小时以上）配建调峰能力，按照 20% 以上挂钩比例进行配建的优先并网。”从地方性政策看，西北五省均发布了新能源强制配储政策。总体来看，各地要求光伏电站配储规模为装机容量的 5%-20% 之间，配置时间在 2-4 小时之间^[19]。

然而，目前发电侧储能“建而不用”问题突出^[20]。从储能自身的技术角度看，目前新能源配储的消纳水平有限，在大风季或午间光伏大发时段仍有弃电。西北地区风光资源

丰富,同时弃风弃光现象也较为严重,小时级的电化学储能作用有限。在持续的大风天气下,短时新型储能会在风电大发的几小时内迅速充满。当其超出额定功率或容量充满后,储能设备将无法进一步储电。此外,在连续的大风天里,储存的电量可能没有机会向电网释放。

其次,从电网调用角度看,新能源配储的调用率目前并不高。根据中电联调研,新能源侧储能配置时长为 1.6 小时,低于电网侧储能的 2.3 小时和用户侧储能的 5.3 小时^[21]。这是由于政策强制要求新能源自建储能,但对于单一新能源场站来说,其弃电量有限,导致调用机会较少。

此外,强制配储背景下,高昂的建设成本与有限的盈利空间之间存在结构性矛盾。新能源倾向选择自建较为廉价的储能设置,储能安全性无法保证,导致储能非计划停运现象严重。据企业测算,按照 10 万千瓦项目配置 10%/2 小时储能系统的要求,电站端成本将增加不少于 0.3 元 / 瓦,在此基础上,每增加 10% 的储能比例,电站成本将增加约 0.3 元 / 瓦^[22]。

最后,盈利水平有限、储能电站主动不参与电力市场交易也促使了“建而不用”。例如,在宁夏等地,考虑到现有的电能量市场价差大致在 0.4 元 / 千瓦时左右^[23],不足以覆盖储能度电充放成本,即 0.6 元 / 千瓦时左右,因此,各类储能主动不参与中长期市场。缺乏成熟的盈利模式,也是导致储能电站大量闲置的重要因素。

(二) 电网侧

(1) 储能租赁价格标准与意愿不足,需出台对应政策

目前,国内电网侧储能主要收益来源包括调峰收益、调频收益和容量租赁收益等。**调峰调频等收益退坡的背景下,租赁收益是储能最具有发展空间的盈利来源。**然而,储能容量租赁方面缺少价格、租赁期限等政策指导,需靠供求双方进行磋商谈判,随着成本下降,租赁费用也存在不断降低和停签协议的风险。因此,租赁价格波动较大,市场缺乏统一标准,租赁期限较短,难以确保长期收益。例如,在宁夏,储能仍主要通过参与调峰、顶峰辅助服务市场获取收益,租赁市场仅处于探索阶段。经初步测算,2022 年投产的储能电站按照年充放电次数 250 次考虑,通过调峰、顶峰辅助服务市场,且以每年 300 万元 / 万千瓦

完成全容量租赁，才可收回建设经营成本。但是，宁夏目前尚未出台储能的租赁标准，储能容量租赁的收益难以保证。

与此同时，新能源是否配储的调用结果区别不大、政策惩罚力度略显疲软，是新能源租赁储能意愿不高的原因之一，储能容量租赁的收益空间进一步受到挤压。目前，部分新能源企业选择自配储能或不配储能，租赁市场不够活跃，导致部分企业储能只出租了很小一部分容量。例如在甘肃，某独立共享储能电站与新能源企业签订租赁合同，租金标准为每千瓦时 200 元，合同期限为一年，但据电站反映，尽管其租赁收益相对可靠，却很难确保全容量租赁。目前，新能源通过租赁配置储能仅是并网的先决条件，但问题的关键在于新能源在后续的调用方面并没有获得任何权利或是惩罚。因此，需要进一步研究和探索电网侧储能的商业模式，寻找适合市场需求和政策环境的发展路径，以吸引更多的投资者参与，确保储能项目的稳健运行。

(2) 调峰政策延续性不足，需区分存量增量补偿标准

在调峰收益部分，国家发改委、国家能源局联合印发《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》（发改价格〔2024〕196 号），明确提出电力现货市场将与调峰市场融合，电力现货市场运行的区域，调峰市场不再运行，调峰服务价格上限原则上不高于当地平价新能源项目的上网电价。由于调峰辅助补偿是目前储能收入主要来源之一，补偿标准下降将对储能行业发展带来较大影响，且调峰收益受调度次数和调峰电价影响，随着储能电站快速增加，调度次数和调峰电价均可能有所降低，导致储能面临经济收益能力不足的风险。

196 号文件指定的调峰服务价格上限明显下降，这对于当前已投入运行的存量高成本储能项目构成了巨大压力。这些储能项目在规划和投资时是基于之前较高的补偿标准来评估其经济性的，新标准的实施将直接影响它们的盈利模式，进而可能导致部分项目无法覆盖成本，处于亏损状态。这种情况可能迫使一些企业不得不考虑缩减运营规模或停止部分无法盈利的项目，严重的可能导致项目的停滞或企业的退出。其次，新的补偿标准还可能影响到后续增量储能项目的开发和投资。在未来，潜在的项目开发者和投资者将更加审慎地评估项目的经济可行性，这可能导致储能项目的投资积极性下降。若新建项目规模减少，将直接限制电力系统调峰能力的提升，对电力系统的稳定性和可靠性造成一定影响。在新

能源发电量急速增加的背景下，电网调峰压力加大，若未能有效利用储能进行消纳与调峰，将可能导致新能源弃风弃光现象的增多，影响新能源的进一步发展。

选取西北五省内 5 个典型地区为例开展储能调峰补偿的经济性分析，本测算假设储能设施仅通过参与调峰服务收益，不考虑如容量租赁等其他盈利模式。假定在 5 个地区内同时新建一处 200 兆瓦 /400 兆瓦时的储能设备，各项目的电池价格均为 0.80 元 / 瓦时、折旧期 10 年，造价中的其余成本折旧期取 20 年。设定储能电池循环次数为 5000 次，电池剩余容量为 80%，系统充放电深度为 95%，能量转换效率为 87%，每年调用 500 次，电量损耗成本取地区所在省份的燃煤标杆电价，年运维成本为 0.03 元 / 瓦时。

取调峰补偿价格为 0.7 元 / 千瓦时，测算得出 5 处储能项目的内部收益率分别为 12.16%、9.99%、6.56%、13.88%、11.26%，具备一定的投资经济性。

分设不同的调峰补偿价格标准，计算得到的西北地区储能项目建设典型地区内的内部收益率敏感性分析结论如表 1-5 所示，每下调 0.05 元 / 千瓦时的调峰补偿价格会导致西北省区内的储能项目内部收益率下降 1-2 个百分点，其中在 0.45 元 / 千瓦时的调峰补偿价格下，青海西宁储能项目已经出现无法收回投资成本的情况。因此，若储能调峰补偿价格标准及相关政策无法保持其延续性，将可能导致存量的高成本储能项目难以回收成本、面临企业亏损风险，同时较为波动的政策信号也将降低后续增量项目投运积极性，不利于面向电力保供和新能源消纳的储能项目布局。

表 1-5 储能项目建设典型地区内的内部收益率敏感性分析结论

调峰补偿 所在地区	0.70 元 / 千瓦 时	0.65 元 / 千瓦 时	0.60 元 / 千瓦 时	0.55 元 / 千瓦 时	0.50 元 / 千瓦 时	0.45 元 / 千瓦 时
陕西延安	12.16%	10.21%	8.19%	6.09%	3.88%	1.52%
甘肃酒泉	9.99%	8.23%	6.41%	4.50%	2.48%	0.32%
青海西宁	6.56%	5.06%	3.49%	1.83%	0.07%	-1.84%
宁夏中卫	13.88%	11.82%	9.70%	7.50%	5.19%	2.74%
新疆巴州	11.26%	9.42%	7.51%	5.53%	3.44%	1.21%

(3) 早期投运储能收益难保证，需建立分级容量补偿机制

早期投运的新型储能项目是行业的先行者，但其成本相对于现在更高，导致在市场上的竞争力不足。因此，对于早期投运的储能来说，可能面临收益难以保证的风险。如果没有相应的政策支持或补贴措施，企业和投资者可能会降低对新技术投入的意愿和积极性，而更倾向于等待技术成熟、成本下降后再进行投资。这样一来，新型储能技术的推广和应用就可能会有一定程度的延迟，导致行业发展的速度放缓。

因此，建立合理的容量机制从远期对储能资源进行容量费用补偿，一方面可以帮助储能产业回收固定投资成本，为投资者提供合理的价格信号，促进储能产业的大规模发展；另一方面将为保障高比例新能源下电力系统整体发电资源的充裕性、电源结构的合理性提供切实有效的途径。

(三) 用户侧

(1) 分布式储能个体容量有限，需鼓励其聚合入市

随着西北地区新能源的快速发展，用户侧分布式储能规模日益增长。例如，在青海果洛地区，用户存在长时段供暖需求，但受制于地理条件上的分散性，安装屋顶分布式光伏系统以及对应自建储能成为最佳供暖方案，形成“光牧储”等协同运行方式。

然而，与电网侧集中式大规模储能电站不同，上述西北地区用户自建储能规模一般小于 100 千瓦。对比西北五省新型储能参与调峰辅助服务市场的规定，入市门槛应不小于 1 万千瓦 / 2 万千瓦时或者 0.5 万千瓦 / 1 万千瓦时，且单独调控模式下将极大提升电网调度或市场出清的复杂度，难以直接为电网提供调峰、调频等辅助服务^[24]。因此，目前分布式储能难以达到各类市场的准入门槛，无法入市，用户侧储能调峰空间尚未充分利用。2021 年 12 月，国家能源局印发《电力并网运行管理规定》和《电力辅助服务管理办法》，将电力辅助服务主体拓展至新型储能、聚合商、虚拟电厂等新型主体，标志着分布式储能通过各类运营商等方式，间接参与市场获取合理收益的渠道正式开启。

为此，在商业模式与交易方式上，应鼓励分布式储能通过参与虚拟电厂运营商，以及未来的储能运营商等多种方式盈利。在运营商内部，储能通过云平台，将储能运行与调用权利让渡给运营商，并通过实时充放电数据的计量、上传实现数字化信息化运营。同时，

运营商将聚合后的主体统一整合参与各类市场，从而满足各类市场的调控门槛，制定策略参与各类交易。参与交易后，储能的市场盈利将根据事先签订的合约，从运营商整体市场利润中，获取分配利益。目前亟需拓展分布式储能入市渠道，通过大规模分散小微主体聚合，充分挖掘分布式储能调峰潜力，创新源荷双向互动模式。

(2) 用户侧储能套利空间有限，需求拉大峰谷分时价差

用户侧储能作为优质的灵活性资源，是“十四五”时期市场化发展最好的应用领域之一，具有可观的发展空间。在尚未开展现货试点的省份，拉大峰谷分时电价价差是疏导用户侧储能成本的重要方式。2021 年 7 月 26 日，发改价格〔2021〕1093 号《国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知》鼓励各地因地制宜，科学划分峰谷时段，合理确定峰谷价差，明确了尖峰电价与深谷电价机制要求，为用户侧储能的发展创造了有利条件。

如表 1-6 所示，目前西北五省多采用峰、谷、平各八小时的分时方式，并分别针对工商业用户及其余用户给出了不同的分时与定价比例核定方式。其中，陕西、青海、新疆的峰谷电价比例已超过 4:1，并在夏、冬用电高峰月份指定了尖峰用电的时段与系数，而宁夏、甘肃仍按照 3:1 执行，尚未执行尖峰电价。

表 1-6 西北五省峰谷电价

省份	时间	文件	峰谷电价
陕西	2022 年 12 月 1 日	《关于进一步完善我省分时电价机制的通知》	大工业生产用电峰平谷比价为 1.63: 1: 0.37，农业生产用电、一般工商业及其他用电峰平谷比价为 1.5: 1: 0.5。 尖峰时段电价在用户对应高峰电价基础上上浮 20%。
甘肃	2022 年 12 月 1 日	《关于进一步完善我省分时电价机制的通知》	峰平谷电价比 1.5:1:0.5。
青海	2022 年 1 月 1 日	《关于进一步完善我省分时电价机制的通知》	峰平谷电价比 1.63:1:0.37。 尖峰时段电价在用户对应高峰电价基础上上浮 20%。

宁夏	2023 年 1 月 1 日	《关于进一步完善峰谷分时电价机制的通知》 《关于做好 2023 年电力中长期交易有关事项的通知》	峰平谷电价比 1.5:1:0.5。 按日细分至 24 小时时段的电力交易，形成分时段交易价格，市场形成峰谷价格。
新疆	2023 年 1 月 1 日	《自治区贯彻落实进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革方案》	峰平谷电价比 1.65:1:0.35。 尖峰时段电价在用高峰电价基础上上浮 20%。

图 1-1 展示了西北五省与全国代理购电峰谷价差对比情况。以 2023 年 10 月全国代理购电峰谷价差为例，全国有 17 个省份峰谷价差超过 0.7 元 / 千瓦时，而西北均低于 0.7 元 / 千瓦时，价差仍无法支撑储能获利。此外，相比国外峰谷价差（最高可达 10:1）左右，国内峰谷电价价差仍有扩大空间。因此，建议继续优化峰谷电价机制、出台尖峰电价机制，充分发挥电价信号作用，引导用户侧合理配置储能，保障电力系统安全稳定运行。

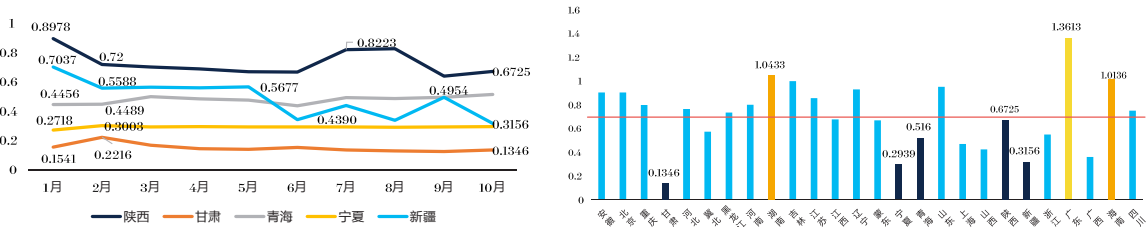


图 1-1 西北五省与全国代理购电峰谷价差对比情况

2、抽水蓄能

(1) 单位工程造价显著高于新型储能，需健全补偿分摊方案

对于抽水蓄能，我国自“十一五”以来的抽水蓄能建设中长期规划目标始终无法按期完成。虽然目前投产后的抽水蓄能电站相较于一般的电化学储能拥有更少的平准化储能成本，但由于抽水蓄能电站的开发建设周期较长、开发建设受地质、水文等因素限制较强，单位容量工程造价显著高于新型储能，导致抽水蓄能电站的投建积极性不高。抽水蓄能电站建设成本高昂的问题在西北地区尤为突出。根据国家电网西北分部公开数据显示，西北地区超过 90% 的抽水蓄能项目的单位造价超过 7000 元 / 千瓦，明显高于华北、华东等区

域。到 2030 年，以西北地区的抽水蓄能总装机容量 5000 万千瓦测算，年容量电费预计将接近 400 亿元。除了宁夏之外，西北其他省份的输配电价预计将有显著上涨，其中甘肃和青海的涨幅预计会超过 0.04 元 / 千瓦时^[25]。

为激励对抽水蓄能电站的投资建设，需要确保电站的建设固定成本得到有效回收。自 2014 年起，西北地区抽水蓄能电站实行两部制电价，依托电量电价回收抽发电量的运行成本，通过容量电价补偿容量成本。2021 年，国家发展和改革委员会提出，在电量电价形成过程中，要体现市场机制作用、建立容量电费纳入输配电价回收的机制等，为市场化改革进程中的抽水蓄能电站运营提供了价格机制解决方案。但是，当前抽水蓄能电站容量电费被直接分摊至用户侧，粗略地将各分摊主体视为负有同等的引发新建抽蓄电站的责任，难以保证分摊方案的公平性。国外成熟电力市场运营经验表明，抽水蓄能电站在激烈的市场竞争环境下不具备获利优势，伴随着我国电力市场体系建设进程逐渐加快，健全市场化运行背景下的抽水蓄能电站容量电费定价与成本分摊方法，将成为促进抽水蓄能建设、支撑电力系统运行的关键前提。

3、光热电站

(1) 度电收益难以覆盖投资成本，需完善成本疏导机制

对于光热电站，电网公司是按照当地燃煤发电的基准电价结算，超出燃煤发电基准电价部分的成本无法通过上网电价回收。但光热发电处于发展初期，度电成本仍较高，并不具备与经历了数十年补贴发展的风电、光伏平价的条件。以青海和甘肃为例，燃煤发电基准价分别为 0.3247 元 / 千瓦时和 0.3078 元 / 千瓦时^[26]，而光热发电的成本远超这一基准电价，这意味着单独建设光热电站不具备经济性。因此，将光热与风电光伏优势互补的一体化项目相继启动建设。

目前在风光热一体化项目中，光热发电被定位为“调峰电源”，其运行策略是中午太阳能资源较好时，为光伏让出发电权，只在早晚高峰顶峰发电，年运行小时数从 4000 小时左右下降至 2000 小时甚至更低^[27]。但是，受制于平价上网的投资经济性，当前光热电站整体装机容量比重较低，不足以发挥对电网系统的支撑作用。因此光热发电需要依赖风电和光伏发电的利润空间来弥补，但这种补贴方式只能是暂时的。由于西北各省划分的峰、

谷、平时段中，谷时段基本覆盖了光伏大发时段，大基地项目执行分时电价政策后，很难再用光伏的收益补贴光热。为了实现合理的投资收益，开发商不得不减少光热发电的投资，导致光热发电的聚光集热系统规模大幅缩小，进而使得光热发电的灵活调节性能大打折扣。综上所述，为使光热发电得到健康的发展，在新型电力系统中更好地发挥作用，建立光热发电项目的成本传导机制是当务之急。

1.3 西北地区储能发展路径

1、初期探索完善政策标准与建立补偿机制

（一）新型储能

（1）发电侧：科学配置新能源配储的比例与补偿方式

针对新能源配储建而不用问题，应科学合理地设置新能源配储比例，并通过政策倾斜促进新能源电站使用储能。其一是合理考虑新能源配储成本，针对目前尚不具备配储经济性优势的新能源，适当放宽配储标准，避免由于安全原因导致的非技术停运；其二是对于配套建设并使用储能或以共享模式落实储能的新能源发电项目，结合储能技术水平和系统效益，可在保障利用小时数、电力服务补偿考核等方面优先考虑，降低储能的盈利压力，缓解由于经济性原因导致的非技术停运；其三是合理制定新能源配储标准与比例。在制定配储比例时，应考虑到新能源发电机组的出力波动性实际上可在一定程度内相互抵消等因素，科学合理地制定新能源规划标准。

（2）电网侧：建立区分增量与存量储能的调峰补偿机制

由于调峰补偿相关政策的制定出台更新过程对储能项目的盈利能力影响较大，贸然采用间断性变迁的新政替代，既不利于巩固原有调峰补偿政策下建立起的储能投资建设与市场参与效用，也不利于新政策下市场与投资主体的信心积累。因此，面对新型储能参与调峰的挑战，特别是在执行“196号文件”后所带来的一系列存量及增量项目方面的问题，需要采取一系列综合性措施，以确保储能技术能持续对电网稳定和新能源消纳贡献。

具体地，为营造稳定的储能建设发展环境，相关部门与机构应探索针对存量与增量储能项目建立不同的调峰补偿标准，通过稳定存量储能项目的调峰补偿标准保障已投运项目的成本回收能力、科学研判增量储能项目补偿标准以释放合理引导未来储能投运规模的政策信号，弥补新旧补偿标准之间的裂隙，实现不同时期政策的有效衔接并增强补偿标准更迭的稳定性。通过制定稳健的政策支持框架，在政策层面需为储能技术的发展提供更为明确和长远的指导。

(3) 电网侧：建立分级容量补偿助力早期储能同台竞价

在尚未建立容量市场的背景下，“初期靠补偿、远期靠市场”是合理补偿储能投建成本的方式。其中，针对投建早期的储能电站建设成本高、竞争水平较低等问题，建议通过较高的补偿等级给予适当政策倾斜，从而激励投资者更加积极地响应政策变化。

具体地，首先应开展不同时期建设储能的成本测算。这包括在发电侧、电网侧和用电侧应用场景下，分析各类新型储能技术成本结构、影响因素及变化趋势，综合考虑储能运营的现金流平衡与合理收益水平，从而针对不同时期投建的储能，分别形成各类储能技术成本收益情况的测算结果，为制定分等级补贴政策提供参考。

此外，针对新增新型储能的容量补偿成本，应通过多种途径疏导，包括纳入辅助服务费用，由所有工商业用户分摊，或由可再生能源发电企业购买调峰能力等。一方面，由于不同类型储能电站的投资成本存在巨大差异，总体较高，若新型储能大规模应用容量电价并通过输配电价疏导，势必推高终端电价。另一方面，单位造价与项目经营期对新型储能电站的容量电价测算影响较大。因此，可以采用竞争性招标方式，设定容量电价上限，由电站投资主体报价竞争获取新型储能建设规模指标。同时，对于市场化电网侧独立储能电站，可以优先鼓励其通过市场竞争的方式实现其系统调节价值；对于非市场化的电网替代性储能设施，可以经审核批准后将其实纳入输配电有效资产，通过输配电价回收。

(4) 电网侧：出台政策明确储能租赁的价格与期限标准

在新能源与储能协同发展的背景下，签订长期协议成为确保两者有效融合与共同进步的重要手段。其中，“新能源+储能”项目通过容量租赁的商业模式来实现这一目标，不仅可以提高储能的利用效率，还能够为双方提供稳定的收益保障。然而，在推行容量租赁

模式的过程中，受制于储能租赁标准不明、新能源租赁动力不足等原因，储能无法通过容量租赁完全收回建设经营成本，这些问题直接影响了长期协议的签订与执行。

根据国网西北分部最新数据，2023 年容量租赁区间单价为 230 ~ 280 元 / 千瓦·年，较 2022 年中标价格 320 元 / 千瓦·年最高下降约 28%^[28]。而租赁时长则在 6 个月到 3 年不等。西北五省中，仅有新疆明确储能容量租赁价格和期限，其余省区的标准有待明确。容量租赁市场表现不佳，且不同储能电站之间的租赁情况差异较大，部分储能项目收益难以覆盖成本。此外，新能源是否配储的调用结果差异不大、政策惩罚力度略显疲软，导致新能源租赁储能意愿不高。

综合上述问题，建议采取以下措施：首先，制定统一的标准和政策指导，明确租赁价格、租赁期限等，以减少市场不确定性；其次，推动政策的落地实施，通过发布容量租赁参考价格、鼓励签订长期租赁协议等方式，稳定市场预期，提高租赁市场的活跃度；此外，通过建立交易平台进行容量租赁市场的撮合交易，可以提高交易效率、规范市场行为，增加公示公信度；最后，细化奖惩措施，对租赁储能的新能源电站给予相应的奖励，如优先调度等，以激励租赁储能容量。

(4) 用户侧：进一步拉大用户侧峰谷分时电价价差

对比政策与西北地区执行现状，建议西北各省进一步拉大峰谷分时电价比例，并尽快推动尚未建立尖峰电价机制的省份核定尖峰时段与系数。

基于西北地区实际数据，设置不同的峰谷分时电价场景进行新能源消纳灵敏度分析，其结果如表 1-7 所示。随着峰谷分时电价比例逐渐增大（由场景 1 的 1.1:1:0.9 至场景 8 的 1.8:1:0.2），可再生能源消纳率由 85.92% 增加至 90.72%，表明拉大峰谷分时电价比例有利于引导用户侧储能设施等灵活性资源参与削峰填谷，提升西北地区的新能源消纳水平。

表 1-7 西北地区峰谷分时电价灵敏度分析

场景	峰谷分时电价比例			新能源消纳比例 (常规场景)	新能源消纳比例 (极端场景)
	峰	平	谷		
1	1.1	1	0.9	85.92%	86.75%
2	1.2	1	0.8	86.73%	88.18%
3	1.3	1	0.7	87.50%	89.52%
4	1.4	1	0.6	88.21%	90.69%
5	1.5	1	0.5	88.90 %	91.71%
6	1.6	1	0.4	89.55%	89.97%
7	1.7	1	0.3	90.15%	87.96%
8	1.8	1	0.2	90.72%	85.70%

但同时值得注意的是，在极端场景下，即若系统中不考虑刚性负荷，所有负荷均为对价格较敏感的弹性负荷，峰谷分时电价比例并非越大越能够促进可再生能源的消纳。其原因为过高的峰谷分时电价比例会使得峰时负荷剧烈降低，谷时负荷剧烈上升，引发“峰谷倒置”问题。因此，建议西北各省合理估计本省刚性负荷与弹性负荷比例，在拉大价差的同时，合理估计峰谷分时价差上限。

(二) 抽水蓄能

(1) 健全市场化运行背景下的容量补偿定价与分摊方法

按照两部制电价结构，电网企业需按期向抽水蓄能电站支付容量电费以弥补电站建设成本，表现为按单位容量的机组核定容量电价。抽水蓄能电站在经营期内，因抽发电量和运营条件改变会动态地进入盈利或亏损状态。因此，以实现经营期内收支平衡为目标的容量电价也需要滚动核定。陕西某在建抽水蓄能电站的经济财务评价指标如表 1-8 所示，在内部收益率为 6.5% 的条件下，计算得到该抽水蓄能电站的容量电价水平为 697 元 / 千瓦。

基于抽水蓄能跨时段耦合的运行特性，在计算容量电价时可以进一步考虑抽水蓄能的辅助服务市场出清及与现货市场的协调机制。在市场化运营环境下，抽水蓄能电站可通过顺次参与现货市场和调频辅助服务市场交易获取一部分电量收益和辅助服务收益。因此，核定电站容量电价时，可在考虑时间价值的建设资金成本基础上，扣减已获取收益的部分份额，视为电站经营方将部分收益用于补偿电站建设成本。

表 1-8 陕西某在建抽水蓄能电站经济财务评价指标

经济指标	陕西某在建抽蓄电站
单位千瓦投资（元 / 千瓦）	6333
年利用小时（时）	959
容量电价（元 / 千瓦）	697
电量电价（元 / 千瓦）	0.397
资本金内部收益率	6.5%
总投资收益率	3.8%

对于抽水蓄能电站的成本分摊，就角色定位而言，抽水蓄能电站可以支撑系统实现安全稳定的运行目标，在市场环境下为发电商和用户开展电力交易提供保障。因此，抽水蓄能电站容量电费的分摊本质上属于公共产品固定成本的分摊。根据“谁受益、谁承担”的原则，可以使用分摊主体在电力市场中应当分摊的支付成本份额来表示抽水蓄能电站对分摊主体的价值，即认为从系统中引入抽水蓄能电站后获取更大价值的分摊主体，引发了更大份额的市场出清支付费用，对应地需要承担更多的容量电费。

（三）光热电站

（1）形成非全额覆盖的光热电站容量补偿方案

针对光热电站在初期阶段投资较大的问题，引入适宜的容量电费作为激励机制，对于确保此类电站顺利起步并实现持续发展具有重要意义。鉴于抽水蓄能电站与火电设施已

形成成熟的容量电费体系，光热电站容量电费的设计宜汲取火电模式的经验，采取部分补偿而非全额覆盖的策略。若容量电费设置过高，可能出现类似抽水蓄能电站的情况，即在满足基本生存条件后，电站的发电积极性相对降低，不再有强烈的动力去追求更高的市场效益。

因此，光热电站的容量电费应该设定在一个既能确保其经济可行性，又能激发其参与电能量市场竞争活力的平衡点上。深入分析全国范围内光热发电机组的投资成本，制定出科学合理的容量补偿政策，明确其适用范围与国家补偿标准，是实现上述目标的关键步骤。实施这一政策，旨在为投资者提供一个稳定的收入预期和来源，同时体现光热发电在电力系统中所承担的关键支撑与调节功能。通过政策引导，提升新能源基地的新能源电力比重，确保光热发电行业的持续健康发展，促使其成为能源转型过程中的重要驱动力。

2、远期推动各类型储能参与电力市场

（一）加速推动储能进入现货交易，传导储能充放电成本

随着电力现货市场的健全，储能作为一种灵活性强、调节能力强的技术，通过低价储能、高价放电的方式获取利润的潜力巨大。如表 1-9 所示，山东、山西、陕西、甘肃、青海、浙江、广东等 7 个省份明确了独立储能参与现货市场的规则，为储能的参与提供了指导。

表 1-9 储能参与现货市场规则

省份	文件	参与市场规则
山东	《山东省电力现货市场交易规则（试行）》	独立储能在现货市场电能量交易中按照报量不报价原则出清，上网电量价格按照市场出清价格结算，并享受容量补偿费。
山西	《山西省电力市场规则汇编（试运行 V13.0）》	独立储能按月自主选择以“报量报价”或“报量不报价”的方式参与现货市场。 向新能源企业租赁的容量不影响独立储能作为整体参与现货市场。
陕西	《陕西电力市场新型储能参与交易实施细则》	独立储能全电量参与集中式现货市场出清。暂不具备条件时，可采用“报量不报价”方式参与，接受现货出清价格。

甘肃	《甘肃电力现货市场运营规则修订汇总（结算试运行暂行V2.5）》	报量不报价方式，电网侧独立储能和共享储能电站作为价格接受者按照节点边际电价参与现货市场结算，满足条件可予以优先出清。
青海	《青海电力现货市场结算实施细则（初稿）》	电网供需宽松时，储能电站放电电量执行发电侧结算电价，充电电量执行用户侧结算电价；电网供应紧张时，储能电站由调度机构统一调度，按实时市场最高出清价进行结算。
浙江	《浙江电力现货市场规则》	在现货电能量市场中，独立储能申报发电计划曲线，作为价格接受者参与市场交易。
广东	《广东省新型储能参与电力市场交易实施方案》	独立储能作为独立主体参与现货市场，充放电价格均采用所在节点的分时电价。

然而我国电力现货市场还处于初期试运行阶段，储能在现货市场中参与的门槛、申报方式以及结算方式尚不明确，这在一定程度上制约了储能技术的广泛应用与发展。为应对这些问题，并便于储能主体适应市场规则，积累运营与决策数据，建议采取以下解决措施。首先，在市场建设初期，独立储能主体的门槛设置应突出灵活性，建议允许较大规模的储能主体优先进入市场，采用明确的参数，建立适度的市场准入门槛。其次，申报机制方面，初期采用自调度模式参与，即储能根据现货市场价格预测，自行提交充放电曲线。自调度模式下，独立储能作为市场价格的接受者参与，有利于储能主体在市场初期熟悉市场规则，积累运营与决策数据。对于新能源配套储能主体，则以当地新能源发电机组的申报、结算与考核方式参与市场。待市场成熟后，建议取消独立储能主体的参与门槛，允许小容量储能以聚合的方式参与。此外，建议以半调度的模式接纳独立储能主体，即储能申报其充放电里程成本、物理参数、期望的始末电量等，参与市场的优化出清过程，而不再仅作为被动的价格接受者。

（二）形成多元化交易品种，充分体现储能辅助服务价值

近年来，我国辅助服务市场规模快速增长。根据国家能源局统计，2023 年我国电力辅助服务费用共计 278 亿元，占上网电费的 1.9%，其中调峰、调频和备用费用占比共 95.6%^[29]。按照 2030 年全社会用电量 12 万亿千瓦时、平均销售电价 0.6 元 / 千瓦、辅助服务费用占全社会用电费用 3% 计算，2030 年我国辅助服务市场规模有望快速增长至

2160 亿元。从市场运营角度看，国家发改委 196 号文件虽然旨在建立健全电力辅助服务市场价格机制，但其执行中可能面临电力市场的不完善和制度环境的不稳定。如何在调峰补偿降低的同时，通过其他市场机制或政策工具为储能等新技术提供更多的盈利机会和激励措施，是有待解决的问题。

首先，构建多维度收益模型，除了参与基本的调峰服务，储能系统能够通过参与电力市场的多种辅助服务来实现收益多元化，例如参与电力系统的频率调节、备用、黑启动、电能质量改善等服务。

在调频辅助服务市场中，考虑到储能的快速响应特性，与普通发电机组不同，储能可以以没有基础能量出力的形式提供调频辅助服务（即：不参与电能量市场直接参与调频市场），也可以同时参与电能量市场以及调频市场，在电能量出力水平附近进行调节。考虑到储能的能量有限性（能量中性），在参与调频的同时，可以进行充放电，获得电能量市场补偿。

在备用市场中，将新型储能最大充放电功率与经济充放电功率的差异作为备用参与市场的依据。考虑到单个储能容量相对较小的特点，建议通过聚合方式，在市场上以聚合商的身份参与备用市场，从而更好地实现储能价值最大化。

在价格机制上，应考虑服务的实际价值，如根据储能对提升系统稳定性和提高新能源电力消纳方面的贡献来进行定价。此外，实行差别化的时间 - 用电价格，为储能提供更广阔的市场操作空间，激励其深度参与电力市场。

最后，优化电力市场机制，例如，推动建立以服务价值为基础的定价机制，确保储能等灵活性资源的贡献得到充分的市场价值认可。同时，建立绩效评估体系，对提供优质服务的储能项目给予额外奖励，激发储能优化调配和高效运用，从而增强储能系统的市场适应性，确保其在振荡的市场环境中保持经济可持续性，同时发挥其在电力系统灵活性提升和新能源消纳方面的重要作用。

（三）推动储能参与容量市场，还原储能真实容量价值

根据国内容量机制的实践，在市场运行初期，主要采用容量补偿机制，未来会逐步过渡到容量市场机制。我国已明确提出新型储能可作为独立储能参与电力市场，但在储能参与容量市场的建设中，仍存在一系列问题，无法将国外容量市场的建设经验直接应用于未来我国考虑储能参与下的市场建设。首先，在现行国外容量市场机制下，储能资源的容量价值和物理特性往往难以体现，且长期获利不足。这主要是因为现有的电力市场设计并未充分考虑储能的独特运行模式和调度灵活性。其次，目前国外电力容量市场出清机制的设计也未能充分适应储能资源的特性。在建立容量出清模型时，当前电力容量市场出清机制多基于单时段，对于能够在不同时间进行充放电作业的储能资源来说，这种单时段计算的出清模型难以反映储能资源在全天不同时间段内提供电力稳定性的真实价值。以上问题标志着，当前国外容量市场的建设尚未能完全适应新型储能参与电力系统的需求，这在一定程度上限制了储能技术在提升电力系统灵活性、促进清洁能源消纳等方面的作用发挥，也影响了储能项目的获利空间，亟待建立中国特色的考虑储能的容量市场交易、出清与结算机制。

在市场准入标准方面，可因地适宜降低新型储能资源的准入标准，增加更多小规模储能的市场准入。当前大多数省份新型储能资源的市场准入标准位于 1 万千瓦左右，与英国的 1000 千瓦、美国的 100 千瓦相比仍有着较大差距。在容量核定方面，不同时长、不同容量的储能对系统的可靠性贡献不同。容量市场应当采用分等级分类型方式，通过将储能对系统充裕度的贡献折算后，与火电等其他类型电源在容量市场中同台竞价。在容量市场交易品种方面，可为新型储能资源设计多样化容量产品，并细化容量市场类别。在容量出清机制方面，由于储能的调度可行性不仅取决于当前的充电状态，还涉及到未来时段的电力需求和价格变化，因此容量市场的设计和出清机制需要综合考虑多时段、多方面的因素，更好匹配储能资源的物理特性和市场需求。

随着储能产业的发展和储能技术的进步，储能资源将会以多样的形式参与容量市场，如作为需求侧响应资源、虚拟聚合资源、与新能源组成联合发电系统等，未来容量机制建设需要考虑上述因素，调动各类储能资源的参与积极性。

（四）借助储能增强省间互济，拓宽储能收益空间

在西北五省中，增强储能在西北地区省间互济中的作用亦能起到提升储能收益的作用。以宁夏地区为例，尽管新能源装机容量相对较小，弃电率较低，对于储能服务的需求有限，但在规划方案引导下储能设施发展迅速，这就可能导致储能设施的闲置。跨省跨区交易可以为这些闲置的储能设备提供新的市场机会。宁夏等地区的储能设施可以通过参与西北五省乃至更广区域内的电力交易，实现资源优化配置。这种跨省跨区的交易模式不仅能够提升储能设施的经济效益，还有助于平衡区域间电力供需，提高整个电力系统的运行效率。

此外，在跨区交易中，抽蓄可以发挥重要的调节作用。抽蓄能够在电力供应富余时储存电能，在电力紧缺时释放电能，起到平衡区域间电力供需的作用。这不仅有助于优化资源配置，还能提升储能设施的利用效率，进一步拓宽其收益空间。当跨省之间出现电力盈余或短缺时，抽蓄电站能够快速响应，通过调节出力来平衡供需关系。同时，抽蓄的快速响应能力使其能够在跨区交易中灵活调节电力流动，增强电力系统的稳定性。尤其是在大规模新能源接入的情况下，抽蓄的调节能够有效缓解新能源发电波动性对电网的冲击。

综上所述，储能与跨省跨区交易的结合，可以为西北地区乃至全国的储能产业打开辟新的道路。通过政策引导、市场机制创新和跨区域合作，不仅可以有效解决储能设施初期的经济障碍，还能充分发挥储能技术在电力系统中的调节作用，促进新能源的高效利用和电力市场的健康发展。

（五）创新风光储多能互补模式，推动新能源配储灵活入市

要形成新能源配储的良好生态，最终还是需要通过市场手段“托底”。其一，对于抽水蓄能，可以采用“储能工厂”的方式，如图 1-2 所示，用上下游梯级水电形成抽水蓄能，同时利用抽蓄电量消纳新能源，创新储能的参与模式。储能工厂实际包含梯级电站储能泵站和新能源电站，利用上下梯级水库调节能力，将弃光弃风电量以水之势能的形式存储，一是实现对新能源的弃电量的存蓄备用，二是将新能源弃电量转换为更平稳可调的水力电量进入电力系统。



图 1-2 储能泵站示意图

其二，建议扩展新型储能、抽蓄电站的市场申报机制。例如，如图 1-3 所示，针对电源侧新型储能，在现有新能源和储能捆绑联合申报基础上，增加独立申报机制，拓展储能收益来源。在独立运营模式下，由储能项目投资方负责运行管理及设备维护，从电网获取低价电能，经调节后向电网提供高质量电能，发电净收益归储能投资方所有。在联合运营模式下，新能源与储能作为整体向电网供电，电网按全厂加权平均电价结算联合运营公司电量，联合运营公司内部综合上网电价进行收益重新分配。

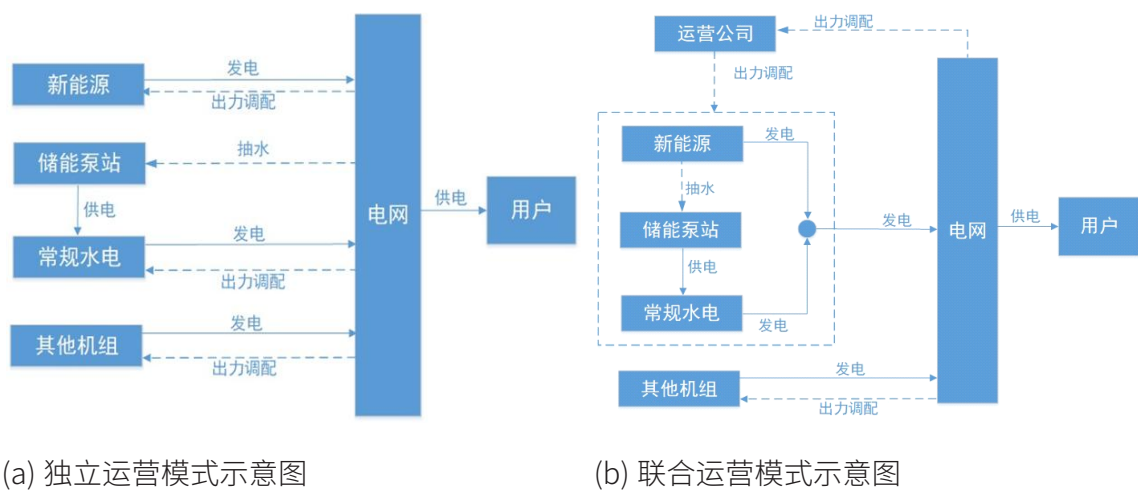


图 1-3 两种市场申报机制

最后，引导储能通过“初期靠补偿、远期靠市场”等方式，与新能源协同，从电能量、辅助服务、容量补偿与容量市场、需求侧响应等多种方面获得多种收益。通过市场手段挖掘储能价值，是引导新能源配储从建而不用走向正轨的最终途径。

3、创新新型储能商业模式

（一）推动形成共享储能商业模式

（1）发电侧与电网侧

所谓“共享储能”，就是以电网为纽带，允许电网侧储能通过容量租赁等方式，将部分闲置容量转交发电侧集中式新能源使用，在助力新能源满足强制配储政策要求的同时，减轻新能源自建储能的成本负担，同时为电网侧储能拓宽收益渠道。基于此，共享储能的收益渠道可拓宽至多个方面：一是容量租赁模式，将储能容量租赁给新能源场站，获取租金；二是通过提供辅助服务（调峰调频等）获取相关收益，甚至可以参与深度调峰服务；三是在电力现货市场、容量电价补偿等开展后，通过峰谷套利、获取补偿等方式获利。

在实践中，2018年7月，青海省首个电网侧储能项目——格尔木美满1.6万千瓦/6.4万千瓦时储能电站开工，标志着共享储能模式的探索开始。宁夏自治区发展改革委《关于加快促进储能健康有序发展的通知》提出：“鼓励优先在新能源富集、电网送出断面受限地区，建设电网区域性共享储能设施，创造共享储能电站盈利模式”。2022年12月18日，宁夏宁储利通区同利10万千瓦/20万千瓦时共享储能电站工程并网发电，进入试运行阶段，该共享储能电站如图1-4所示，共布置30套单机容量为3.35兆瓦/6.7兆瓦时的储能单元，设置一座110千伏升压站，共安装2台63兆伏安有载调压主变压器。电站顺利建成投运后，在调峰辅助服务，顶峰交易和容量租赁等方面均有收益，发挥了储能“一站多用”的共享作用，有效提高宁夏电网的调峰能力，推动实现电网削峰填谷，缓解高峰供电压力，促进新能源消纳，为宁夏新能源的继续开发和利用创造有利条件。



图 1-4 联合运营模式示意图

未来，随着调用方式的改变，共享储能有望从此前的每日“一充一放”转变为“多充多放”、“浅充浅放”，将大幅提升储能电站的利用率。综上，建议针对集中式储能，探索推广共享储能模式。鼓励新能源电站以自建、租用或购买等形式配置储能，发挥储能“一站多用”的共享作用。积极支持各类主体开展共享储能、云储能等创新商业模式的应用示范，试点建设共享储能交易平台和运营监控系统。

(2) 用户侧

用户侧储能设备可以根据用户的需求和电价波动选择合适的时间进行储能和放能操作，从而实现能源的高效利用。此外，用户侧储能还可以与分布式能源发电系统结合，实现能源的自给自足，进一步提高能源利用效率。

用户侧共享储能是一种创新的储能模式，不同于单纯的用户侧储能，它通过多个用户共同投资和使用储能设施，实现资源共享和成本分摊。这种模式不仅提高了储能设备的利用效率，还降低了每个用户的投资成本。

当前，用户侧储能项目一般采用用户自建或合同能源管理模式，由专业投资运营商投资建设和运营储能设施，收益按照一定比例与用户分享，如峰谷电价差分享和放电折扣等。共享储能的商业模式则进一步优化，通过多个用户共同出资和使用储能设备，分摊了初期建设和后期维护的成本。这种模式下，收益分配可以根据每个用户的用电量和储能设备的使用情况进行精细化管理。

2024 年 03 月 31 日，陕西省发展改革委、国家能源局西北监管局编制印发《陕西省新型储能参与电力市场交易实施方案》，实施方案明确了独立储能、电源侧储能、用户侧

储能的市场准入条件及注册有关事项。用户侧储能参与市场化交易是未来发展方向之一^[30]。在电力现货市场实时价格引导下，用户侧储能可执行低充高放策略，从而不再依赖于用户场景和实际用电行为，有可能实现一天超过两充两放，提升储能系统利用率，加快投资回收，实现更高收益。

共享储能在这种市场背景下将有更大的发展潜力。多个用户共同参与储能设备的投资和使用，可以进一步提升储能系统的经济性和灵活性，降低单个用户的投资风险，促进储能技术的普及和应用。随着电池等主要设备成本的下降和性能的提升，以及电力市场化交易的不断完善和推进，电力市场中的现货价格波动将为用户侧储能带来无限的收益潜力。共享储能模式在这种环境下将有望成为用户侧储能发展的重要方向。

（二）促进“新能源 + 储能” - 售电公司签订长期协议

为解决新老储能同台竞价时，存量储能竞争力不足的问题，寻求长期协议是保障存量储能合理收益的重要手段。除发电侧容量租赁外，将协议范围拓宽至用电侧，参考欧美电力市场常用的直接签署购电协议（Power Purchase Agreement）的直购电方式，创新促进“新能源 + 储能”与售电公司间签订 10 年及以上的长期协议，是可供探索的解决方案之一。

一方面，长期协议在项目建设前期的融资阶段，帮助项目锁定未来的现金流，作为项目融资基础，能够与新能源配储政策形成合力，倒推新能源配置安全性满足要求的储能，或实际利用起所租赁的共享储能设置，促进新能源配置储能利用率的有效提升及其合理收益的提升；另一方面，新能源发电具有近零的边际成本，配储后相较传统能源发电及分时电价具有一定的经济性优势，将为售电公司带来用户侧电价红利，同时长期协议将提前锁定价格，避免用户承担现货市场中可能存在的尖峰电价、电价波动等风险，形成双赢局面。

1.4 研究发现

(1) 西北地区储能利好政策密集出台，但多项补偿标准仍待明确

西北地区高度关注储能产业发展情况，储能发展规模、新能源配储比例时长、储能调峰标准、电能量市场参与方式成为政策关注的重点，明确抽蓄参与跨省区交易规则、新疆储能容量租赁标准成为亮点。

与此同时，现阶段储能收益水平受政策因素影响明显，参考储能主要收益渠道，调峰补偿标准、容量租赁标准、容量补偿标准仍有待明确。196 号文执行后，宁夏等省份的储能收益面临腰斩风险，需区分存量与增量储能的调峰补偿标准；新老储能同台竞价模式下，早期投建的储能收益难以保证，需针对新老储能分别建立容量补偿标准；储能容量租赁的价格与期限标准有待明确。

(2) 西北地区储能过剩与不足并存，需要科学规划并合理激励

一方面，西北地区储能存在过剩，发电侧新型储能“建而不用”、共享储能面临租用不足困境；另一方面，西北地区储能也存在不足，例如陕西等地储能整体投资意愿低于政策规划期望水平，储能政策与规则先行，投资者仍处于观望状态。这一矛盾存在的本质原因是不同储能作用的时间尺度不同，用“一刀切”式的新能源配储政策无法匹配电力电量平衡的全部需要。

为此，西北地区一方面需要科学优化新能源配储比例，另一方面，储能的核心问题仍是成本疏导问题，需要增强储能的经济激励。初期，应通过区别调用、完善上述多项补偿标准、拉大峰谷价差等方式，探索完善发电侧、电网侧与用户侧储能的补偿机制。远期，应促进推动储能通过参与电能量、辅助服务、容量等市场，形成多维度收益结构，同时增加储能参与跨省区交易的自由度，在拓宽储能收益空间的同时，借助储能增强省间互济能力。

(3) 西北地区抽蓄与光热电站有待发展，容量补偿与市场化缺一不可

当前西北地区积极规划抽蓄与光热的投运，为电网提供灵活调节能力。然而，抽蓄与光热的度电成本显著高于新型储能，其中西北地区超过 90% 的抽水蓄能项目的单位造价

超过 7000 元 / 千瓦，明显高于华北、华东等区域；而光热发电的成本远超燃煤基准电价，目前仍需要依赖风光热一体化项目中的其余新能源弥补高额成本。当前，西北地区需尽快建立抽蓄市场化背景下的容量电价核定方式，形成光热非全额覆盖的容量补偿方案；远期，应着力推动二者进入各类型电力市场，引导抽蓄与光热电站的规模化与产业化发展。

（4）西北地区新型储能商业模式仍可拓宽，共享储能与长期协议前景可期

当前，西北地区新型储能收益渠道仍有望进一步多元化，可考虑推广青海、宁夏等地的电网侧共享储能商业模式，完善其容量租赁的价格与期限标准。此外，可创新建立用户侧共享储能商业模式，引导多用户共同出资和投运新型储能，分摊初期建设和后期维护成本，充分发挥用户侧灵活调节能力。同时，引导“新能源 + 新型储能”捆绑与售电公司签订长期协议，解决早期投运储能竞争力下降、难以长期盈利的运营困境，真正利用储能的调峰空间，推动西北地区储能高质量规模化发展。

2 西北地区电力跨省跨区交易关键问题研究

2.1 西北地区电力跨省跨区交易发展现状研究

1、西北地区电力跨省跨区交易概况

(1) 跨省跨区交易总体情况

当前西北电网跨省跨区主要交易通道如图 2-1 所示，其中部分外送通道的详细情况如表 2-1 所示。当前西北电网将在原规划基础上，新增宁夏 - 湖南、陕北 - 安徽、陕北 - 河南、甘电入浙 4 回特高压直流，新增外送容量将达到 3200 万千瓦。预计到 2025 年底，西北直流通道 17 回，外送规模达到 1.18 亿千瓦^[28]。以宁夏为例，自各通道建成以来，宁夏外送总电量达到 7085.28 亿千瓦时，覆盖 17 个省份。其中银东直流、灵绍直流、昭沂直流分别外送电量达到 2955.88 亿千瓦时、2676.6 亿千瓦时、269.83 亿千瓦时，各通道年外送电量总体呈上升趋势，2011 年、2016 年、2021 年、2023 年分别达到 8.63 亿千瓦时、306.68 亿千瓦时、904.07 亿千瓦时与 876.19 亿千瓦时^[22]。

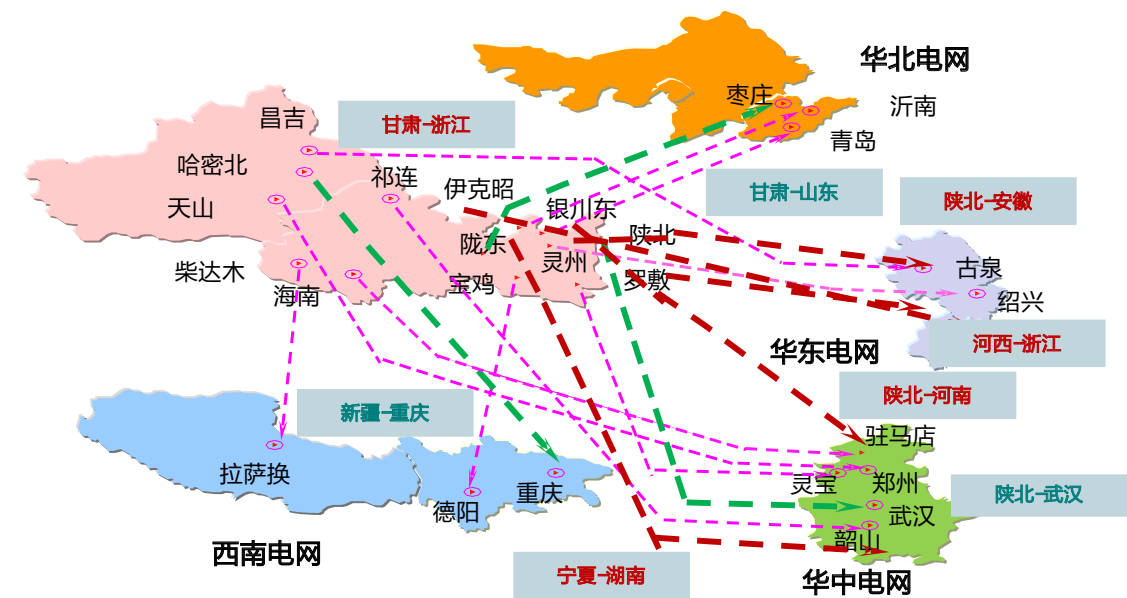


表 2-1 2024 年 1-2 月宁夏地区跨省跨区交易通道详细外送情况 [22]

通道名	外送电量 (亿千瓦时)	交易均价 (元 / 万千瓦时)	输电容量 (万千瓦)	电压等级 (千伏)	线损率 (%)	输电价格 (分 / 千瓦时)
灵绍直流	74.55	3427.0	800	±800	4.26	4.88
银东直流	32.07	3323.2	400	±660	7	5.35
昭沂直流	0.72	3180.6	1000	±800	6.5	5.9
其余外送	27.45	3133.9	1000	±800	6.5	5.9

交易主体方面，从点对点交易¹/点对网交易²角度上看，截止 2023 年底，根据北京电力交易中心披露数据，西北地区注册的跨区外送主体共 33 家，其中包括 12 家发电企业及

1 指送端电厂与受端售电公司或用户直接开展的跨省跨区购售电交易。
2 指送端电厂与受端电网，以及送端电网与受端售电公司或用户开展的跨区跨省购售电交易。

21 家电力用户^[32]。从网对网交易³ 角度上看，以宁夏为例，截止 2024 年 2 月，宁夏共有 488 个批发用户、214 家售电公司、865 个零售用户、302 家发电企业、21 个独立储能、10 个辅助服务聚合商、1 家虚拟电厂入市^[22]。目前，跨省区交易仍以网对网交易为主，点对点交易规模较小。整体上看，西北地区（外送）市场主体呈多样化态势，储能、虚拟电厂等新型主体正在逐步入市。

西北电网 2023 年跨省跨区交易分月电量如图 2-2 所示。2023 年，西北电网跨省跨区交易 3681.6 亿千瓦时，同比增长 6.2%，其中，跨区送出（含转送电量 71.0 亿千瓦时）3173.2 亿千瓦时，占交易总量 86.2%；跨区购入 150.7 亿千瓦时，占交易总量的 4.1%，跨省交易 357.7 亿千瓦时，占交易总量的 9.7%。分省来看，陕西送出均价最高，主要是陕西外送以火电为主，省内燃煤基准价最高，且短期市场高峰时段支援电量占比较高；青海、新疆送出均价较低，主要是配套电源外送占比、外送电量新能源占比均较高，且省内电源发电成本低。宁夏购电均价最高，主要为现货市场保供购电。

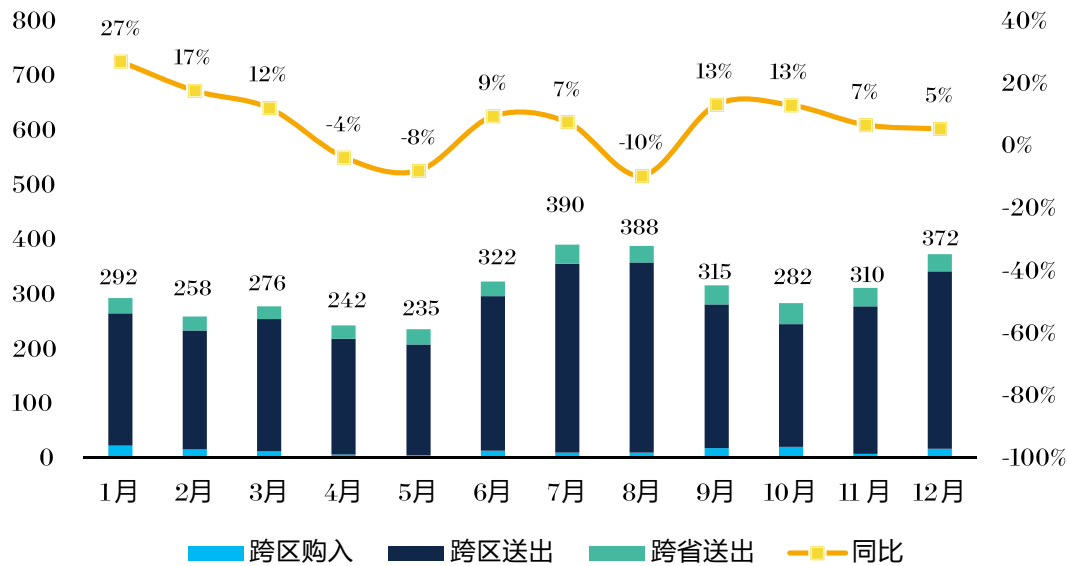


图 2-2 西北电网 2023 年跨省跨区交易分月电量^[28]（单位：亿千瓦时）

3 指送端电网与受端电网之间开展的跨省跨区购售电交易。

(2) 跨区电量交易现状

① 分交易周期分析：

西北电网 2023 年跨区交易分周期电量情况如表 2-2 所示。2023 年，西北电网跨区交易（含转送电量）累计 3323.9 亿千瓦时，同比增长 8.0%。中长期交易量为 3155.5 亿千瓦时，占比 94.9%，其中，年度（多年）交易 1639.6 亿千瓦时，月度（多月）交易 1317.8 亿千瓦时，月内（多日）交易 198.1 亿千瓦时。短期交易（省间现货 + 应急调度）量为 168.5 亿千瓦时，占比为 5.1%，其中，省间现货 147.1 亿千瓦时，应急调度 21.4 亿千瓦时。

表 2-2 西北电网 2023 年跨区交易分周期电量情况^[28]（单位：亿千瓦时）

	年度（多年）	月度（多月）	月内（多日）	短期交易 （省间现货 + 应急调度）
2023 年	1639.6	1317.8	198.1	168.5
2022 年	1816.2	917.1	141.4	202.8
同比	-10%	44%	40%	-17%

② 分省分析：

西北电网 2023 年跨区交易分省量价情况如表 2-3 所示。西北各省（区）跨区交易外送 2752.8 亿千瓦时（不含转送电量）。其中，新疆外送最多，为 1175.9 亿千瓦时，占比为 37.9%，宁夏次之，为 774.0 亿千瓦时，占比为 24.9%。青海购入最多，为 33.6 亿千瓦时。西北各省（区）送出均价为 359 元 / 兆瓦时，其中，陕西送出均价最高，为 442 元 / 兆瓦时，主要是省间现货、应急调度支援。各省区购入均价为 423 元 / 兆瓦时，新疆购入均价最高，为 967 元 / 兆瓦时，主要是省间现货、应急调度购电。

表 2-3 西北电网 2023 年跨区交易分省量价情况^[28] (单位: 亿千瓦时、元 / 万千瓦时)

省 (区)	外送电量	送出均价	购入电量	购入均价
陕西	217.4	4420	16.4	3370
甘肃	446.6	3910	21.8	3170
青海	138.9	2840	33.6	4720
宁夏	774.0	3990	6.4	6110
新疆	1175.9	3080	1.5	9670
合计 / 均价	2752.8	3560	79.7	4220

③ 按资源配置属性分析：

西北电网 2023 年全年跨区外送分配套属性交易电量（不含转送电量）如图 2-3 所示。2023 年西北各省（区）配套电源跨区外送交易 2487.7 亿千瓦时，占比 80.2%，网内电源跨区外送交易 614.6 亿千瓦时，占比 19.8%；西北电网 2023 年跨区交易电量结构变化如图 2-4 所示，2023 年配套电源电量占比 1-8 月波动不大，基本平稳，9-11 月较低，12 月回升，反映出西北网内在冬季枯水期平衡紧张，网对网外送能力下降。

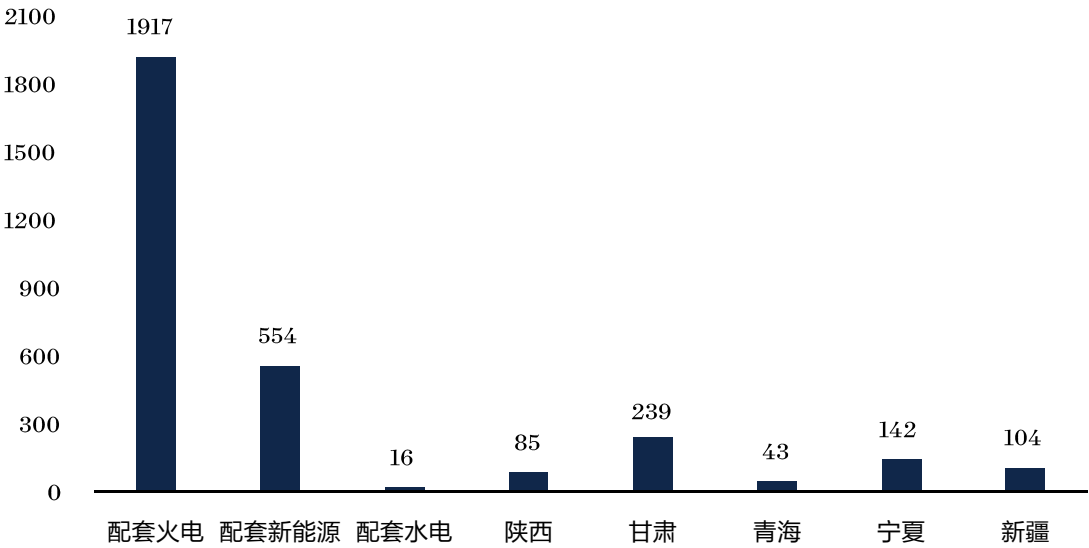


图 2-3 西北电网 2023 年全年跨区外送分配套属性交易电量^[28] (单位: 亿千瓦时)

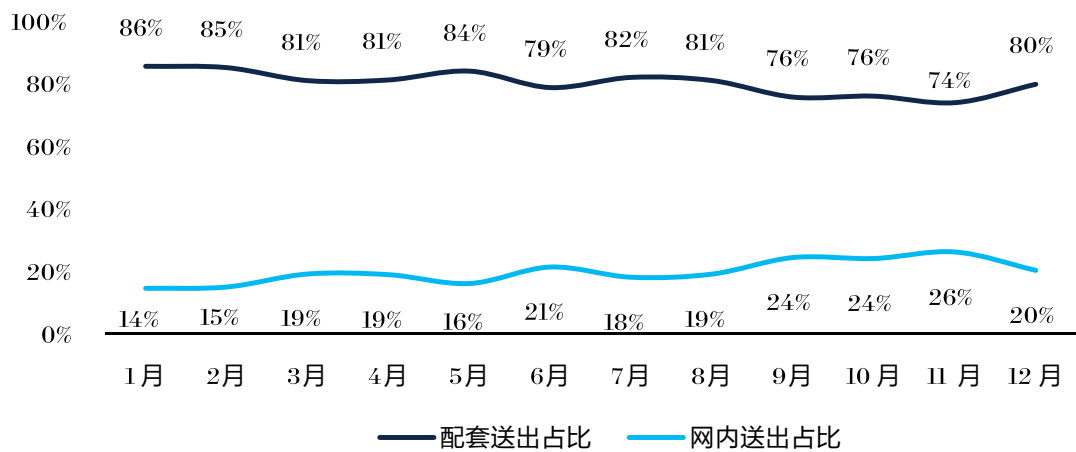


图 2-4 西北电网 2023 年跨区交易电量结构变化

(3) 跨省电量交易现状

西北电网跨省交易主要优势为新能源灵活交易、省间互补互济、电力应急支援、省间保底供电等多类型交易品种，在支撑特高压直流外送、保证西北五省（区）电力电量平衡、促进清洁能源（黄河水电）外送等方面发挥重要作用，2023 年，累计实现跨省交易 357.7 亿千瓦时。

西北电网 2023 年跨省交易情况如表 2-4 所示。按照交易周期区分，中长期交易量为 195.2 亿千瓦时，占比为 54.6%，其中，年度（多年）交易 40.0 亿千瓦时，月度（多月）交易 105.8 亿千瓦时，月内（多日）交易 49.4 亿千瓦时；具体地，西北电网 2023 年跨省交易各周期电量及短期交易各成份占比如图 2-5 所示。短期交易量为 162.5 亿千瓦时，占比为 45.4%，其中，日前实时 76.3 亿千瓦时，省间现货 13.3 亿千瓦时，调峰替发 6.6 亿千瓦时，备用市场 64.7 亿千瓦时，奖罚电量 1.6 亿千瓦时。

表 2-4 西北电网 2023 年跨省交易情况^[28]（单位：亿千瓦时）

省（区）	年度（多年）	月度（多月）	月内（多日）	短期交易
2023 年	40.0	105.8	49.4	162.5
2022 年	8.5	115.1	82.6	182.3
同比	371%	-8%	-40%	-11%

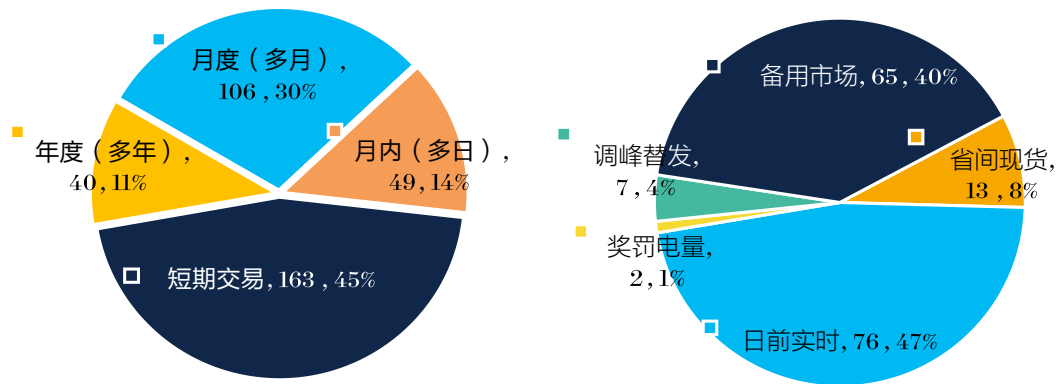


图 2-5 西北电网 2023 年跨省交易各周期电量及短期交易各成份占比（单位：亿千瓦时）

2、西北地区电力跨省跨区交易机制

跨省跨区输电是保障国家能源战略安全，解决我国能源资源和负荷中心逆向分布矛盾的重要手段。自 2015 年新一轮电力体制改革以来，西北地区积极推进跨省跨区交易的建设，推动了西北各省的省内富余电力交易，实现了电力资源在更大范围内的优化配置，在保障电力供应、促进清洁能源发展、维护电网安全等方面发挥了重要作用。

西北地区现行跨省跨区交易机制及其核心内容总结如表 2-5 所示。跨区中长期交易方面，西北地区执行北京电力交易中心印发的《跨区跨省电力中长期交易实施细则（2024 年修订稿）》（下称《实施细则》）。跨区现货交易方面，西北地区执行《省间电力现货交易规则（试行）》。此外，西北地区陆续出台了具有西北特色的不同时间尺度下的跨省交易机制，包括电力中长期、调峰、顶峰等省间辅助服务交易等。整体上看，当前西北地区已初步建立了一系列考虑新能源的跨省区交易探索，取得积极成效。西北地区跨省跨区交易的交易组织流程初步明确；包括电能量交易、跨省绿电交易、跨省调峰交易、顶峰交易等在内的交易品种逐渐成型，基于电力电量平衡测算结果，优先保障所在省份电能供应，富余能力参与跨省外送的组织原则较为清晰，有力地支撑了西北地区跨省跨区交易业务的开展。

表 2-5 西北地区现行跨省跨区交易机制及其核心内容

机制名称	发布时间	核心内容
《跨区跨省电力中长期交易实施细则（2024 年修订稿）》	2024.4.29	允许主体利用跨区跨省输电通道，通过市场化方式开展多年、年度、月度、月内等电力批发交易；明确了交易连续运营、促进新能源消纳的交易机制。
《西北区域跨省电力中长期交易实施细则（征求意见稿）》	2024.03.28	允许陕、甘、青、宁、新、西北外送直流配套火电和新能源所属控制区，在西北电网区域内通过省间联络线开展电力中长期交易。
《省间电力现货交易规则（试行）》	2021.11.22	在落实省间中长期交易基础上，允许利用省间通道剩余输电能力，开展省间日前、日内电能量交易。
《西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则》	2020.01.08	允许西北区域内调峰资源不足省（区）清洁能源企业可能产生弃水、弃风、弃光时，向调峰资源富余省区的发电企业、用户购买跨省调峰服务。
《西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则》补充修订条款	2023.11.21	允许储能设施根据电网调峰需要，在系统存在弃水、弃风、弃光的时段进行充电，在其他时段放电，从而为清洁能源提供调峰服务。
《西北省间顶峰辅助服务交易规则（试行）（征求意见稿）》	2023.09.25	允许西北区域内顶峰资源不足省（区）存在电力缺口、用户用电无法保障时，向顶峰资源富余省区的储能电站、可中断用户购买跨省顶峰服务。

3、西北地区跨省跨区交易趋势展望

对未来西北地区跨省跨区交易变化趋势进行如下三方面展望。在建设全国统一电力市场背景下，未来西北地区跨省跨区交易呈现三个发展趋势：其一是丰富新能源消纳新品种，支撑能源转型和双碳目标；其二是深化市场化改革，推进电力中长期市场精细化；其三是规范交易流程，维护市场秩序，助推交易组织管理水平的提升。

① 丰富新能源消纳新品种，支撑能源转型和双碳目标，更好服务新型电力系统建设。在中长期跨省跨区交易中，《实施细则》引导包括西北地区在内的各主体新增了清洁能源的合同转让交易、新能源发电企业的预挂牌交易，扩展了新能源参与省间交易的空间。在新能源跨省跨区的外送过程中，合同转让能够使得受端省份通过减少本地火电发电量的方式，更好地接纳新能源，从而通过市场化手段促进了新能源在广泛范围内的资源优化配置；

而预挂牌交易允许新能源通过报价不报量的交易模式参与中长期交易，可以降低新能源因预测难题导致的申报问题，降低其参与市场的难度与风险，促进新能源参与市场化交易。

② 深化市场化改革，推进电力中长期与现货交易的衔接，实现中长期交易精细化。

随着新型电力系统不断建设与省间现货不断成熟，推动中长期交易分时段带曲线交易、缩短周期、增加频次、开展连续运营成为跨省区中长期交易的发展趋势。新能源波动性较强，市场参与主体在月度或月内提前申报依照电量 - 电价曲线中标的成交电量可能会由于新能源不确定性而无法执行，不利于新能源的跨省区消纳和大范围资源互济，需要考虑采用更短周期的交易频次，以及连续运营等方式，提升新能源消纳水平。为此，《实施细则》强调了合同交易须带电力曲线交易，推进中长期分时段、带曲线交易，并且将交易周期延伸至月内，包含周交易或多日交易，体现了当下中长期交易连续运营的方向。

③ 规范交易流程，维护市场秩序，助推交易组织管理水平的提升。随着西北地区跨省跨区交易建设不断完善，细化各环节规程，增强合规性、规范服务时限，提高服务水平和运营效率成为发展趋势。跨省跨区交易在公告发布、交易申报、安全校核等方面对时限进行了调整，为市场主体交易决策预留了更长时间，提升了市场服务水平。此外，随着中长期连续运营不断推进，缩短交易周期、提高频次也将对市场运营机构的工作效率和管理水平提出更高的要求。

2.2 西北地区电力跨省跨区交易面临的关键问题

1、电力跨省跨区交易市场及价格机制

（一）清洁能源跨区外送电价倒挂，外送电源成本回收难

一方面，西北地区源源不断将清洁低碳、优质高效的清洁能源向东部地区输送。但另一方面，“西电东送”价格仍处于较低水平，清洁能源生态成本无法通过外送全部回收。例如 2020 年，黄河公司“西电东送”清洁能源项目中，落地电价与山东、河南等受电省份标杆电价价差较大，如表 2-6 所示；2023 年，青海省平均上网电价为 0.2277 元 / 度，为全国最低，外送电的落地价格普遍低于当地火电基准价，未能体现青海“绿电”的生态

价值。与此同时，青海在缺电时段外购电价格却高达 0.376 元 / 度。外送电和外购电价格倒挂，导致本省发电企业收益不断下降，电力用户成本不断升高。

表 2-6 黄河公司 2020 年“西电东送”电价统计表（单位：元 / 兆瓦时）

受电省份	水电电价	新能源电价	平均上网电价	平均落地电价	落地电价与受电省标杆电价价差
山东	242.05	210.64	233.87	376.22	18.68
河南	214.95	212.26	214.86	321.68	56.22
湖北	213.94	211.02	211.97	328.95	87.15
浙江	230.73	210.00	225.15	371.92	43.38
江西	229.26	210.00	220.49	384.05	30.25
北京	/	163.97	163.97	310.26	59.54

（二）绿电配额结构性矛盾突出，外送与内用无法兼顾

为解决可再生能源消纳问题，将新能源补贴由政府行为转变为市场行为，我国逐渐形成了以配额制为框架，以绿电、可再生能源绿色证书为配套的交易制度。配额制强制性规定了责任主体可再生能源最低消纳责任权重，若不能达到这一最低权重，需购买相应数目的绿证作为代替。国家能源局分别在 2018 年 3 月、9 月、11 月颁布了第一、二、三版《可再生能源电力配额及考核办法（征求意见稿）》，这标志着可再生能源配额制的初步实施。2019 年 5 月，国家能源局正式发布《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》，配额制以可再生能源消纳责任权重的形式正式确立。

目前，国家对各省可再生能源消纳责任权重，主要按新能源装机占比确定，且逐年增长，送端新能源大省消纳任务重。2023 年，西北五省中，青海、宁夏、甘肃的非水电消纳责任权重分别为 27.2%、24.5%、21.5%^[33]，高居全国 30 个有配额要求省区的第 1、2、6 位，而陕西省的权重也达到 18.5%，均高于全国平均水平。2024 年，西北各省权重进一步上升，

其中青海、宁夏、甘肃、陕西的权重分别来到 30.0%、30.0%、27.5% 与 20.5%^[34]，消纳压力进一步增大。

然而，跨区送出的新能源电量仅计入受端省消纳份额。西北作为国家重要清洁能源外送基地，许多清洁能源发电量通过跨区外送消纳，这导致了大量的外送非水可再生能源无法计入送端省份的配额指标，进一步加剧了送端完成指标的压力，导致部分送端省份新能源送出意愿降低。

2、新能源参与电力跨省跨区交易机制

（一）中长期交易刚性执行，新能源外送存在惜售现象

截至 2023 年底，西北新能源装机容量已达 2.1 亿千瓦，在运直流规模达到 11 条，外送能力达到 7071 万千瓦，西北地区已成为国网公司系统内新能源装机占比最高、外送规模最大的区域电网^[2]。随着新能源装机渗透率的不断增长，传统中长期交易模式日渐出现与电网电力保供需求不适应的情况，这种不适应状况体现在以下几点：

1. 常规电源装机增速不足，高峰电力平衡对新能源依赖度较高，新能源随机波动特性导致传统外送省份难以准确预测发电能力，在电力保供大背景与传统中长期合同刚性执行的考核压力下，各省（区）普遍存在惜售心理，送出意愿不足，外送交易组织困难。

例如，如图 2-6 所示，在宁夏自治区，随着“沙戈荒”大基地快速发展，新增装机九成以上为光伏，发、用电特性严重不匹配，系统由“确定性平衡”转为“概率化平衡”，本地平衡和电力外送均严重依赖新能源出力，“极热无风”，“晚峰无光”等时段将同时面临电力缺口，保障电力外送将存在巨大困难。区内方面，日间新能源大发“弃电”与早晚用电高峰“缺电”并存。外送方面，购电省晚高峰购电需求与宁夏仅有的日间富余外送能力不匹配，“保供”、“消纳”、“外送”关系难以平衡。

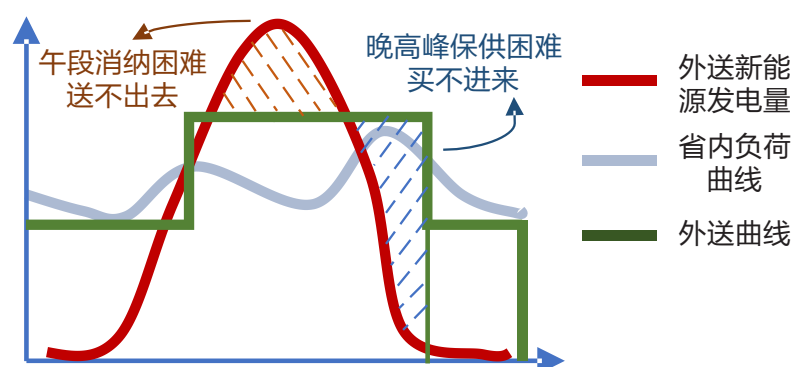


图 2-6 宁夏新能源“送不出去，买不进来”

2. 在以煤电为主的常规电源发电结构下，一次能源供需形势变化直接影响火电企业发电成本，传统的中长期交易合同通常采用固定电价机制，不适应一次能源供需形势快速变化，导致省间交易电价疏导困难，购受电矛盾增大；

因此，新能源随机波动和电煤供应紧张的情况导致外送省份难以准确预测发电能力，电力外送出现惜售现象，中长期交易规模减少，电网资源优化配置功能得不到有效发挥，严重影响保供安全，需求寻找更为灵活的交易方式。

（二）配套火电经济性差、打捆比例不明确，影响新能源外送效率

西北地区新能源电力远距离大规模输送需求强烈。清洁能源总体富余，外送需求迫切。然而，新能源出力具有间歇性和波动性，对实现稳定可靠的电力外送目标形成挑战。据统计，当前，新能源大规模发展但实际运行中提供的可靠容量不超过 5%，且大多不能提供转动惯量，尚未形成可靠替代^[35]。

因此，新能源的低可靠性与高外送需求存在一定的矛盾，如果新能源仅独立参与跨省区外送，那么可靠容量对应电量将极小，难以匹配现货交易曲线。为此，需要新能源与配套火电合力参与电力外送，其中依靠火电为新能源出力波动提供调峰能力，形成稳定外送曲线。然而，目前配套火电参与外送存在一系列问题，影响了高比例新能源的大规模外送效率。

一方面，外送通道的新火打捆比例尚不明确。在现有的新能源与常规能源打捆外送系统研究中，新能源与火电配置比例通常根据实际工程经验，一般取 1:2，尚未有对打捆比

例的科学理论计算依据，影响了跨省跨区交易效率。为解决西北地区外送通道清洁能源与火电送出比例配置难题，需根据西北地区调节电源结构，科学制定打捆比例，充分盘活存量传统电源，优化配置新能源基地及其调节电源。

另一方面，配套火电的收益空间下降、成本高昂，经济性不足。目前跨省跨区燃煤发电价格机制配套煤电机组多为大容量、高参数、低能耗、调节能力好的机组，其建设成本与运行成本较外送清洁能源处于高位。据电规总院发布的《火电工程限额设计参考造价指标》，660-1000兆瓦超临界煤电机组单位造价为3636-3309元/千瓦。如果按3500元/千瓦计算，“十四五”煤电核准容量全部建设投产的投资额将超4500亿元。在今后利用小时数持续下降并叠加燃料和碳成本上升的形势下，煤电的经济性将进一步下降^[36]。同时，随着“沙戈荒”等大规模外送新能源电源的接入，原外送通道的配套火电电源的发电空间、收益空间受到挤占。在宁夏，执行《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》后，燃煤发电标杆上网电价0.2595元/千瓦时（低于全国平均水平），且部分受端省份煤电机组利用小时远低于宁夏等送端省份利用小时，部分配套燃煤机组利用小时严重偏低。因此，按受端省份同类型机组利用小时安排规模计划可能难以维持配套煤电机组正常运营，配套火电的收益空间与生存空间将进一步受到挤压，难以充分发挥煤电对高占比新能源的托底作用。

3、送电端（企业）及受电端（用户）参与电力跨省跨区交易机制

（一）受电端零售交易自由度受限，降价红利传导不足

自“电改9号文”及其相关文件实施以来，售电侧改革在新一轮电力体制改革中扮演重要角色，并取得显著成效。售电侧改革的核心是引入竞争机制，从传统的垄断供电模式转变为开放竞争的销售模式，主要包括两方面：一是放开用户自由选择权，允许用户自由选择售电公司；二是构建多个售电主体，允许所有符合准入条件的企业逐步从事售电业务，形成多家售电格局。

改革以来，售电业务逐步放开，零售市场发展迅速，多个售电主体进入市场，初步形成了多元竞争格局，市场活力和资源配置效率显著提升。然而，与批发市场相比，零售市场仍处于初级阶段，市场竞争水平有待提升。

跨省区交易中，零售市场主要以双边协商交易为主，套餐种类相对单一。同时，由于市场结算复杂度较高，零售套餐需尽可能减少。零售套餐数量有限导致用户选择性受限，市场监管难度加大，购售双方面临长周期、低效率、高成本的问题。此外，售电公司与用户的合同调整或解约困难，导致市场运行不稳定，限制了售电公司与代理用户的市场流动性和交易自主性，将一定程度上降低用户侧跨省区交易积极性，不利于送端新能源大规模外送消纳。

同时，当前零售市场尚未实现完全竞争。零售市场的设立为售电公司的发展提供了机会，但未能使发电企业的让利与电力改革的红利真正惠及终端用户。上网侧降低的电价传导至用户的范围、售电公司的盈利范围尚未受到国家层面指导管控，而仅依靠售电公司自主设定。

2.3 西北地区电力跨省跨区交易发展路径

1、电力跨省跨区交易市场及价格机制

（一）推动清洁能源跨区协议电量市场化交易

为保障清洁能源外送时回收成本，获得合理盈利空间，需以市场化交易等方式确定跨区外送价格。事实上，西北地区清洁能源跨区获益不足的原因是多方面的。首先，**受产业结构先天劣势影响**，西北地区高载能产业占比高，对低电价依赖度极高，地区政府多通过低廉电价为高载能企业优化营商环境，基准电价较低，直接影响外送电价水平；**其次，受外部竞争影响**，西北区域内各省集中式大规模开发新能源发电项目，缺少“一体化”发展规划，在相似的能源资源禀赋和发展条件下，形成高度同质化的产业结构，同时西北各省电源装机高速增长，但受经济发展条件限制，用电负荷增速缓慢，造成同质化发电产业纷纷通过采取降价争抢外送通道方式促进富余电力消纳；**再者，受市场机制影响**，跨区专项工程的潮流方向一般较为固定，难以通过市场化配置方式完成，而通过计划执行，其分配、执行方式，部分扭曲了市场价格信号，定价与市场电量定价结果缺乏有效衔接机制；**最后，受主体意识影响**，部分省份政府将市场简单等同于“降电价”，政府干预市场如划定交易

规模、指定交易对象、交易电价，存在部分开展专场交易的情况。受限于局部利益，部分地区在省间电力直接交易中设置限制门槛，也在一定程度上阻碍市场融合，拉低市场电价。

为解决上述问题，建议将依托国家计划或政府间协议等刚性规定的送电价格、送电时间、执行方式，转变为市场化交易方式，从而推动市场价格随着电力供需形势变化灵活调整。因此，为保障送端清洁能源的合理收益，建议积极推动框架协议电量纳入跨区市场化交易，将政府间协商需要照顾多方利益的定价劣势，转化为充分反映供需形式的市场价格信号引导优势，解决外送清洁能源的成本回收难题。

（二）促进送受端均衡承担可再生能源消纳权重

当前，跨区送出的新能源电量仅计入受端省消纳份额，送端配额指标执行压力下新能源送出意愿降低。为缓解配额制下上述配额结构性矛盾，需从配额制定层面上考虑。由于送端清洁能源全额纳入受端省份指标，为此，应在配额制定时，将送端外送通道配套清洁能源纳入受端省份装机容量考虑，以此为比例基准制定配额目标，形成更为均衡的可再生能源消纳权重。

同时，建议各外送省考虑本省配额完成能力，合理安排本地与外送消纳空间。西北各省应根据调控中心、发展部提供的全年发用电预测结果，结合国家发改委每年下达的非水可再生能源消纳责任权重指标，合理测算与安排外送新能源规模，在完成本地指标的基础上，将富余新能源组织省间外送交易，提高新能源消纳利用率的同时，助力购电省完成其消纳指标。

在此基础上，可考虑适时开放绿证二次交易，为西北外送大省提供更为灵活的配额指标完成途径。绿证二次交易是指通过双边协商等方式，允许超额完成指标的义务主体出售其所持有的绿证，由缺额的义务主体买入。在开放绿证二次交易背景下，本报告采用全国30省区（除香港、澳门、台湾、西藏）实际责任消纳权重、非水可再生能源出力与消纳情况、绿证价格等数据，测算了全国各省绿证交易数值，如表2-7所示。结果表明，开放绿证交易背景下，本地非水可再生能源匮乏且开发成本过高地区，会自发向其余地区购买绿证代替本省指标，促进了配额指标灵活执行与新能源的跨省跨区消纳。

表 2-7 绿证二次交易背景下全国 30 省区交易数值测算结果

绿证购买方	绿证出售方	购买数目 (百万)	绿证购买方	绿证出售方	购买数目 (百万)
北京	新疆	171.71	河南	安徽	48.54
	甘肃	123.46		吉林	41.88
	河北	78.41		新疆	29.12
	江苏	60.33		四川	11.4
	内蒙	47.4		广西	0.69
	江西	20.69	天津	云南	54.49
	浙江	14.54		上海	9.29
	海南	5.85		青海	3.57
	福建	5.69		重庆	2.6
	湖北	0.88	湖南	内蒙	44.62
广东	黑龙	12.15	辽宁	内蒙	27.65
	云南	6.81	山东	黑龙	59.41
	福建	4.12			

2、新能源参与电力跨省跨区交易机制

（一）推动形成中长期量价浮动弹性交易

为充分提升西北省间外送交易灵活性与新能源消纳水平，建议开展量价浮动的弹性交易模式。西北电网弹性交易面向跨省跨区“网对网”的多年多月集中式电能量批发交易，为了适应新能源波动、负荷需求变化和其余机组供需变化等多类型风险，根据市场主体中长期电力电量概率特性，允许主体灵活调减调增交易电量，浮动形成交易电价的交易方式。弹性交易的精髓在于允许参与主体灵活调减调增交易电量，浮动形成交易电价。在弹性交

易中，各个主体可以基于保证出力曲线分别申报固定交易电量与弹性交易电量，通过双边协商或集中交易进行出清与定价，分别形成“固定电量电价”和“浮动电量电价”。

如图 2-7 所示，“固定”部分（D 区域）的曲线采用刚性执行、电价固定的方式；“浮动”部分（A 区域 +B 区域）部分通过在弹性交易合同中事先约定浮动条款，可根据新能源资源、负荷调节能力及水电、煤电供需变化等情况对浮动部分量价约定浮动调整规则。由于固定部分的交付可能性较大，设定“固定电量电价”高于“浮动电量电价”。浮动部分的价格可以根据全额交付天数灵活调整。全额交付天数越多，浮动价格就越高。同时，在正式交付之前，售方有义务向区域调度中心通报预期交付情况，调度中心将根据中长期电量合同的执行情况在现货市场中填补可能出现的电量空缺。电量交付后，根据调度机构统计的计量数据、调度曲线，交易中心将核对交易曲线，按照考核标准区分责任主体，分别对固定交易电量与弹性交易电量进行考核。

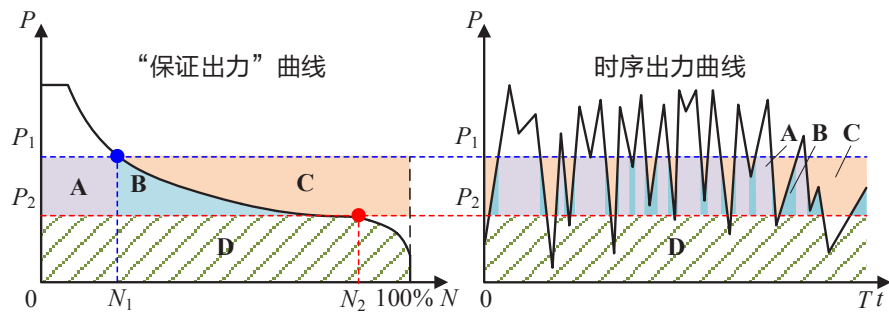


图 2-7 弹性交易固定与浮动电量的划定

弹性交易的组织方面，市场调度机构将发布各省级新能源 / 各新能源发电企业的保证出力曲线。基于保证出力曲线，各个主体可以分别申报固定交易电量与弹性交易电量，纳入双边协商或集中交易进行出清与定价。最终，在电量交付后，根据调度机构上传的计量数据、调度曲线，核对交易曲线，按照不同的考核标准、区分责任主体，分别对固定交易电量与弹性交易电量考核。

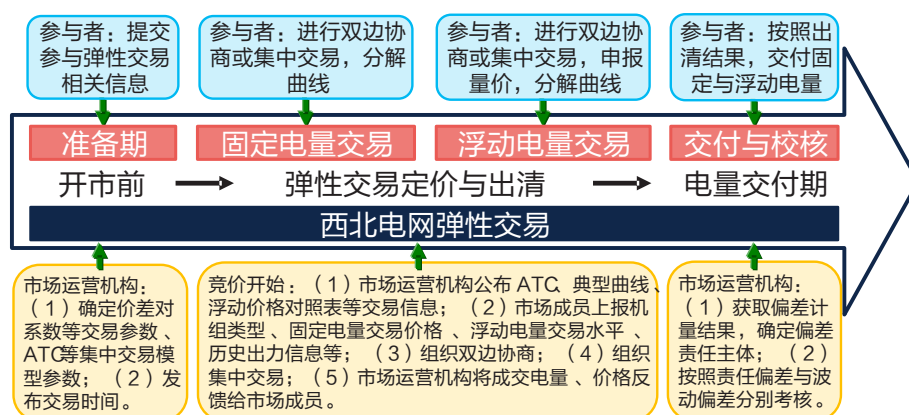


图 2-8 弹性交易的组织方式

目前，弹性交易已在西北部分外送通道开展试点，协同甘、宁电力交易中心，国网西北分部依托北京电力交易平台，在祁韶直流甘肃送湖南等长期协议签订中率先明确浮动条款，协调签订合同调整补充协议，明确无偿回购、免于责任偏差结算等条款，实现了跨区直流增送 150 亿千瓦时^[28]，调动了跨区外送的积极性，充分发挥了西北地区清洁能源外送基地的作用。

（二）科学配置新能源与配套火电外送比例与盈利空间

在科学配置打捆比例方面，由于西北区域各通道配套电源组成不同，设计清洁能源与火电打捆、全清洁能源打捆送出两类模式，并以清洁能源与火电打捆外送模式为主。总体上看，应以降低参与外送试点的新能源企业弃电率为目标，确定打捆比例和交易规模，调整完善新能源外送调度策略。

在消纳新能源的目标下，清洁能源与火电的打捆将火电作为调节电源，适用于新疆、甘肃、陕西等火电装机比例较高的地区。除火电外，水电启停速度快、调节幅度大等特性使之成为优质调节电源。在青海等省（区），依托黄河流域海拔落差，水电在电源结构中占较大比例，能够替代火电成为打捆调节电源。进一步，打捆比例通过求解省间打捆交易优化模型确定。省间打捆交易优化模型以送端地区发电费用最小为目标，包括火电发电成本和弃风弃光成本，约束包括电力平衡约束、机组连续开停机时间约束、最小技术出力约束、新能源实际出力约束、弃风弃光约束和打捆比例约束，优化各时段能源的送出功率。

以西北具有代表性季候特征的 1、4、7、10 四个月份为研究对象，建立月度打捆交易仿真模型优化得到新能源打捆送出最优比例，合理分配外送电源发电空间，其结果如表 2-8 所示。通过清洁能源打捆外送机制，能够缓解西北地区新能源“窝电”频现，而中东部省份在局部地区、局部时段电力能源短缺的能源资源不平衡的现象；将调节性能良好的水、火电与新能源打捆并提供支撑，避免因间歇性而难以满足特定时段连续外送需求的难题，调节新能源与传统能源发电的结构性矛盾，构建配套电源和富余电能相辅相成的西北外送交易体系。

表 2-8 西北地区新能源与火电 / 水电打捆最优比例测算结果

月份	1 月	4 月	7 月	10 月
西北	1:3.43	1:2.79	1:2.95	1:3.57
陕西	1:12.39	1:7.30	1:9.78	1:11.38
甘肃	1:1.69	1:1.91	1:2.05	1:1.92
青海	1.17:1	1:2.95 (新能源 / 水电)	1:4.31 (新能源 / 水电)	1:4.71 (新能源 / 水电)
宁夏	1:3.58	1:2.89	1:2.74	1:3.70
新疆	1:3.63	1:2.87	1:2.82	1:3.59

表 2-9 西北地区外送通道落地价格测算结果（元 / 万千瓦时）

外送通道	月份	1 月	4 月	7 月	10 月
灵宝直流	陕西	3681.0	3681.0	3681.0	3681.0
	甘肃	3273.3	3289.2	3298.1	3289.9
	青海	3330.8	2924.0	2906.0	2468.1
	宁夏	3001.0	3001.0	3001.0	3001.0
	新疆	2798.0	2776.8	2775.1	2797.0

外送通道	月份	1 月	4 月	7 月	10 月
德宝直流	陕西	3611.0	3611.0	3611.0	3611.0
	甘肃	3203.3	3219.2	3228.1	3219.9
	青海	3260.8	2854.0	2849.4	2848.5
	宁夏	2931.0	2931.0	2931.0	2931.0
	新疆	2728.0	2706.8	2705.1	2727.0
银东直流	陕西	3783.0	3783.0	3783.0	3783.0
	甘肃	3375.3	3391.2	3400.1	3391.9
	青海	3432.8	3026.0	3021.4	3020.5
	宁夏	3103.0	3103.0	3103.0	3103.0
	新疆	2900.0	2878.8	2877.1	2899.0
柴拉直流	陕西	3875.0	3875.0	3875.0	3875.0
	甘肃	3467.3	3483.2	3492.1	3483.9
	青海	3524.8	3118.0	3113.4	3112.5
	宁夏	3195.0	3195.0	3195.0	3195.0
	新疆	2992.0	2970.8	2969.1	2991.0

在提升配套火电经济性方面，考虑到部分大容量配套火电建设成本高、送受端利用小时不均等矛盾，建议综合考虑送受端电价差，合理安排配套火电外送计划，合理抬高电价较低的配套电源送出电量，合理降低电价较高的配套电源送出电量。具体地，建议统筹考虑送受两端电价差情况安排规模计划，其中煤电机组落地价格高于受端地区的，按照低于受端省份同类型机组利用小时水平安排规模计划；煤电机组落地价格低于受端地区的，按照高于受端省份同类型机组利用小时水平安排规模计划，上下浮动比例原则上不低于 15%。

此外，为保障配套火电的合理盈利空间，建议加强跨省跨区电力市场建设，通过市场化定价手段确定跨省跨区燃煤发电上网电价。以银东直流为例，建议通过市场化定价，实现灵活配置直流配套燃煤发电机组中长期协议电量送出方式。同时，放开配套燃煤发电企业参与省间现货交易权限，实现多时间尺度下配套电源的合理获益，促进西北清洁能源大规模稳定送出。

3、送电端（企业）及受电端（用户）参与电力跨省跨区交易机制

（一）建立零售比价平台、明确盈利范围，促进售电侧竞争

首先，技术方面，为解决零售用户套餐选择有限、红利传导不足等问题，应首先以平台化市场化方式增加用户套餐选择自由度。用户套餐数量受限的主要原因为套餐数量增多将使得出清软件计算复杂度过高。但受制于零售公司盈利管控不足，零售用户被迫纳入出清模型，使售电公司盈利范围由社会福利最大化目标确定。为解决上述矛盾，应通过引入零售套餐比价与监测平台等方式，替代原纳入批发市场出清模型的定价方式，限制零售商市场套利空间，实现零售出清风险管控，从而在出清模型中剔除零售用户，只要售电公司的报价。

其中，零售套餐交易比价和监测平台中，应由售电公司设计并在平台上公开发布零售套餐且由电力用户自由选择的交易方式，注重效率和透明。零售套餐交易比价和监测平台可由交易机构负责运营，并委托第三方通过平台为用户提供比价参考信息，供用户选择售电公司和相应的套餐，形成以比价竞争机制为核心的零售市场交易模式。在搭建平台的同时，建议采用算法优化助力零售套餐选择，根据用户的需求和条件，自动为用户推荐性价比最优的零售套餐，实现智能化交易辅助决策的同时，保证所购电量在代理用户间的公平合理分配。

最后，在政策方面，售电公司目前自主设定盈利、红利传导不畅通等问题也需要依靠政策进行引导，应在国家层面出台相应的指导意见和政策措施，核算售电公司的合理收益，合理确定售电公司盈利范围、管控范围，并通过政策强化对售电公司的监管，降低其通过操纵价格、恶意提高电价等手段获取高额利润的可能性，促进上网侧降低的电价水平顺利传导至用户侧。

2.4 研究发现

（1）西北地区跨省区交易体系建设取得积极成效

总体来看，西北地区在初期已通过一系列跨省区交易探索取得了积极成效。从交易规模看，西北地区已与华北、华东、华中、西南地区建立了 11 条跨区外送通道，各外送通道年外送电量总体呈上升趋势。从交易主体看，西北地区外送市场主体呈多样化态势，储能、虚拟电厂等新型主体正在逐步入市。从交易机制上看，西北地区已建立了不同时间尺度下的跨省跨区交易机制，涵盖中长期、现货交易，以及调峰、顶峰等省间辅助服务交易。

（2）西北地区能源外送定位不变，将逐步融入跨省区交易模式

西北地区发电资源丰富，长期以来向东部负荷中心远距离大规模输电，在“西电东送”等重大战略中发挥了重要的作用。在电力市场化改革前，西北地区能源外送以框架化协议等方式实现，但在新型电力系统建设背景下，西北地区逐渐从传统能源外送转型为重要清洁能源外送基地，新能源的发电特点、经济性较传统能源发生转变，框架协议下存在政府间协商困难、外送通道配套电源经济性不足、打捆比例不明确等诸多问题，影响新能源外送效率。

为推动西北地区持续充分发挥电力外送的重要作用，应推动框架协议电量逐步进入跨省区交易，并以经济性最优等方式科学安排打捆方式。在过渡阶段，可考虑形成“低价多送、高价少送”方案，缓解配套火电压力。通过跨省区市场化外送实现电力资源广域优化配置、电能互济和新能源高效利用，减少电力供需矛盾，推动实现“全网一盘棋”。

（3）西北地区新能源交易灵活性有待提升，需推广弹性交易

新型电力系统建设背景下，“沙戈荒”等大规模新能源外送电源建成，西北地区的外送核心能源逐渐转变为新能源。目前，新能源以刚性方式签订中长期外送协议，偏差电量受到严格考核，跨省区外送存在惜售现象。为此，可考虑推广西北地区弹性交易模式，根据新能源中长期概率出力特性，形成“固定+浮动”量价交易机制，在稳固外送基本盘的同时，充分盘活西北地区外送灵活性，充分发挥中长期交易的“压舱石”作用。

（4）西北地区绿电配额存在结构性矛盾，需求合理分配消纳权重

当前，可再生能源责任消纳权重主要由地区新能源装机规模确定，西北五省的责任消纳权重位于全国前列。然而，西北地区作为重要清洁能源外送基地，尽管有大规模新能源用于跨省区消纳，却无法计入责任消纳完成量，间接增加了西北地区的新能源消纳压力。为此，需将外送通道配套新能源纳入受端省份考虑后，确定各省责任权重，并放宽西北地区的外送安排方式，允许其考虑责任消纳权重等因素确定外送规模。同时，适时开放绿证二次交易，将有助于缓解上述结构性矛盾。

行业建议

当前，虽然西北地区储能的长期前景向好，但西北地区储能的发展也**面临利用率不足、成本疏导不畅、商业模式不明、市场化程度不高**等诸多挑战，在短期内落地的经济性尚不清晰，装机不足与过剩问题并存。同时，为了实现储能等灵活性资源在更大范围内的优化配置，需要优化电力跨省跨区交易机制，适配储能、新能源等新兴主体。然而，西北地区电力跨省跨区交易面临**清洁能源与配套火电成本回收困难、绿电配额面临结构性矛盾、新能源外送惜售、外送通道新能源与火电打捆方式不清晰、售电侧管控不足**等诸多挑战。为此，本报告针对国家层面、地区层面分别提出以下建议：

1. 国家层面

(1) 储能发展方面：

科学制定储能规划方案。储能规划需结合不同时间尺度下储能的功能特性与电力电量平衡需求，解决新能源配储“一刀切”模式下，储能规划方案与平衡需求的错配问题；

优化新能源配储补偿方式。可在保障利用小时数、电力服务补偿考核等方面优先考虑配储新能源，降低源侧储能的盈利压力；

差异化设置储能调峰补偿标准。针对存量与增量储能项目建立不同的调峰补偿标准，保障存量储能项目的成本回收能力，实现不同时期政策的有效衔接并增强补偿标准更迭的稳定性。

推广用户侧共享储能商业模式。鼓励电力用户共同投资和使用储能设施，实现资源共享和成本分摊，提升储能设备的利用效率。

(2) 电力跨省跨区交易方面：

初期，建议推动框架协议电量市场化、推广建立弹性交易机制、均衡制定可再生能源消纳权重、出台售电侧红利传导指导政策。一是推动清洁能源跨区协议电量市场化交易，解决外送清洁能源的成本回收难题；二是推广西北地区“固定+浮动”中长期弹性交易机制，稳定外送基本盘，充分盘活中长期外送交易；三是优化可再生能源消纳责任权重配额比例，将配套电源纳入受端省份新能源装机容量考虑，适时开放绿证二次交易；四是出台售电公司盈利范围、管控范围的指导意见，规范发电侧电改红利传导方式。

远期，建议加快全国统一电力市场建设，着手发展区域型电力现货市场，将西北地区电力跨省跨区现货交易融入其中，争取于2030年实现电力现货市场长周期正式运营，促进资源在更大范围优化配置，推动实现“全网一盘棋”。

2. 地区层面

(1) 储能发展方面：

初期，建议探索完善地区性政策标准与补偿机制。针对不同时期投建的新型储能，建议优化形成等级容量补偿机制，解决新老储能同台竞价问题；在尚未开展现货时，建议进一步拉大西北地区峰谷分时电价比例，疏导用户侧储能建设运营成本。针对抽水蓄能和光热电站，建议尽快建立容量补偿机制，对冲其建设周期长、开发条件有限、成本高等投建风险，健全市场化运行背景下的抽水蓄能电站容量电费定价与成本分摊方法，形成光热电站非全额覆盖的容量补偿方案，以竞争性收益促进行业发展，以保障性收益激励储能投运。

远期，建议推动各类型储能参与电力市场。现货方面，在西北地区现货市场建立后，建议尽快确立储能参与方式，激励储能通过现货峰谷价差套利回收成本；辅助服务方面，建议丰富调频、备用等储能辅助服务品种，实现储能收益多元化；容量市场方面，建议研究形成储能分级可信容量核定方案，根据储能顶峰能力核定有效容量，并对早期建设的储能实现合理补偿倾斜，还原储能真实容量价值；跨省跨区交易方面，推动新型储能、抽蓄参与交易，实现储能广域价差寻优与跨省区资源互济；此外，创新储能市场机制，通过“储能工厂”等方案，拓展储能与新能源协同收益模式；最后，放宽储能入市条件，鼓励储能以容量组合方式或分时复用方式，参与现货、调峰调频等多类型市场。

鼓励创新与推广储能商业模式。一是探索推广发电侧、电网侧与用户侧的共享储能模式。鼓励新能源电站以自建、共建、租用等形式配置储能，积极开展共享储能、云储能等创新商业模式的应用示范，发挥储能“一体多用、分时复用”功能；二是尽快建立储能容量租赁标准，发布容量租赁参考价格、鼓励签订长期租赁协议，同时适当给予配储新能源优先调度权等倾斜政策。

推动更大范围的资源优化配置。考虑推动储能在更广阔的地理范围内配置充放电水平，建议将省内调用储能的垄断权转化为优先使用权，降低储能跨省区交易门槛，创造省间资源互济与储能收益双赢局面。

(2) 电力跨省跨区交易方面：

完善新能源参与电力跨省跨区交易机制。建议采用清洁能源 + 常规电源打捆、全清洁能源打捆外送的交易机制，最大化经济效益，确定最优打捆比例及其价格水平，以市场化方式稳定外送通道曲线。

完善送电端与受电端参与电力跨省跨区交易机制。在框架协议电量尚未市场化时，建议与受端省份协调形成配套火电“低价多送、高价少送”的外送方案；建议适时引入零售套餐比价监测平台，同时引入优化算法助力用户的套餐选择，实现批发市场的交易辅助决策和所购电量在代理用户间的公平合理分配。

通过上述方式，解决现阶段西北地区储能、电力跨省跨区交易面临的多方面问题，及由此引发的储能投资方建设动力不足、“算不清 - 不敢投建 - 无法算”困境，通过“短期

靠补贴，长期靠市场”促进储能产业的持续健康发展。此外，充分发挥西北地区清洁能源外送基地的资源禀赋，结合电力交易运营实践，扩大西北地区电力跨省跨区交易规模，促进区域资源优势转化，实现电力跨省跨区市场的高质量运营，为新能源消纳水平提升与新型电力系统建设提供有力支撑。

参考文献

[1] 中华人民共和国中央人民政府. 国家能源局发布 2023 年全国电力工业统计数据 [EB/OL]. (2024-01-28) [2024-08-25]. https://www.gov.cn/lianbo/bumen/202401/content_6928723.htm.

[2] 张毅. 新能源成西北地区主体电源 [N/OL]. 经济日报, (2024-01-01) [2024-08-25]. http://paper.ce.cn/pc/content/202401/01/content_287086.html.

[3] 中国经济网. 装机占比超 50% 新能源成西北地区主体电源 [EB/OL]. (2024-01-01) [2024-07-16]. http://www.ce.cn/xwzx/gnsz/gdxw/202401/01/t20240101_38849607.shtml.

[4] 北极星输配电网. 特高压外送通道规研提速 西北电力外送规模将破亿 [EB/OL]. (2022-01-14) [2024-08-25]. <https://news.bjx.com.cn/html/20220114/1199379.shtml>.

[5] 预见能源. 西北储能狂飙! 7 成装机来自宁夏和新疆 [EB/OL]. (2024-07-22) [2024-08-25]. <https://www.163.com/dy/article/J7MR14OJ05568FTN.html>.

[6] 中国储能网. 国网西北分部积极完善电力交易机制 提升西北地区新能源消纳水平 [EB/OL]. (2024-05-28) [2024-08-25] <https://www.escn.com.cn/20240528/c9c2dbc3eb3a4a3abc8b-05c3b85d99cb/c.html>.

[7] 储能与电力市场. 西北电网: 储能顶峰能力超 5GW, 预计到 24 年底新型储能装机将超 20GW[EB/OL]. (2024-01-31) [2024-08-25]. <https://mp.weixin.qq.com/s/DTzQCO0eH93bY-WSrMt-JAQ>.

[8] 中国经济网. 储能与新能源 协同发展问题亟待解决 [EB/OL]. (2023-08-04) [2024-07-16]. http://www.ce.cn/cysc/ny/gdxw/202308/04/t20230804_38659038.shtml.

[9] 中国储能网. 西北电网储能装机超千万千瓦 [EB/OL]. (2024-01-29) [2024-08-25]. <https://www.escn.com.cn/20240129/84646709aac042309cdbf905465f0fd8/c.html>.

[10] 中工网. 2023 年中国光热示范电站逐步进入稳定发电期 [EB/OL]. (2024-01-19) [2024-08-25]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1788498859370968732>.

- [11] 中国电力企业联合会. 深度 | 中电联最新发布: 2023 储能电站运行数据, 工商业储能日均运行 14.25h[EB/OL]. (2024-03-28) [2024-08-25]. https://mp.weixin.qq.com/s/rvHA_tVROm-RyPa1_uVzsMw.
- [12] 宁夏回族自治区发展和改革委员会. 自治区发展改革委关于印发《宁夏“十四五”新型储能发展实施方案》的通知[EB/OL]. (2023-02-03) [2024-08-25]. https://fzggw.nx.gov.cn/tzgg/202302/t20230223_3972130.html.
- [13] 北极星风力发电网. 新疆(两批)50.7GW 市场化新能源项目清单: 华电、国家电投、中国电建领衔! [EB/OL]. (2022-07-07) [2024-08-25]. <https://news.bjx.com.cn/html/20220707/1239345.shtml>.
- [14] 甘肃省人民政府办公厅. 关于印发甘肃省“十四五”能源发展规划的通知[EB/OL]. (2022-01-05) [2024-08-25]. <https://www.gansu.gov.cn/gsszf/c100055/202201/1947911.shtml>.
- [15] 青海省发展和改革委员会. 关于印发《2022 年青海省新能源开发建设方案》的通知[EB/OL]. (2022-10-12) [2024-08-25]. <https://www.in-en.com/article/html/energy-2319741.shtml>.
- [16] 陕西省发展和改革委员会. 关于印发《陕西省新型储能发展实施方案(2024-2025 年)》的通知[EB/OL]. (2024-04-07) [2024-08-25]. <https://www.escn.com.cn/20240407/f6f2a88c5f1049d2b9dd472788f44f21/c.html>.
- [17] 新疆维吾尔自治区发展和改革委员会. 关于建立健全支持新型储能健康有序发展配套政策的通知[EB/OL]. (2023-05-16) [2024-08-25]. <https://xjdrc.xinjiang.gov.cn/xjfgw/c108361/202309/02a98beb179645fb924a1a52a798bc11.shtml>.
- [18] 牛拴保, 王蒙, 汪莹, 王聪, 闫晓卿. 西北抽水蓄能电站发展形势及建议[EB/OL]. (2023-09-13) [2024-08-25]. <https://www.escn.com.cn/20230913/c8291892cf6b4f628c7ddc3a87e7458e/c.html>.
- [19] 中国储能网. 34 省市新能源配储地图[EB/OL]. (2023-09-25) [2024-08-22]. <https://www.escn.com.cn/20230925/a208c5a5049b4011934dfc8b78211d82/c.html>.
- [20] 康勇, 蔡忠铨. 新型储能助力能源转型[J]. 电气时代, 2023,(05):24-30.
- [21] 中国电力企业联合会. 新能源配储能运行情况调研报告[R/OL]. (2022-11-09) [2024-09-05] <https://finance.sina.com.cn/money/future/roll/2022-11-09/doc-imqmmthc3892724.shtml>.
- [22] 新华网. 新型储能装机规模翻番 部分项目“建而不用”待破解[EB/OL]. (2023-02-20) [2024-08-22]. <http://www.xinhuanet.com/energy/20230220/a36b15601987438894b27eb-b1807476e/c.html>.
- [23] 宁夏电力交易中心有限公司. 关于宁夏储能及省间交易相关情况的汇报[R] 宁夏电力交易中心有限公司, 2024.
- [24] 中国能源政策研究院. 构建西北区域多层次统一电力市场, 助推新型储能跨越式发展[EB/OL]. (2023-08-09) [2024-09-05]. <https://cicep.xmu.edu.cn/info/1011/7811.htm>.

- [25] 中国储能网. 抽水蓄能大干快上后的风险与隐忧 [EB/OL]. (2024-04-01) [2024-08-22]. <https://www.escn.com.cn/20240401/2240c5ac4abf495294272409193795fa/c.html>.
- [26] CSPPLAZA 光热发电网. 中国光热发电上网电价政策演变历程 [EB/OL]. (2023-12-22) [2024-08-22]. <https://www.cspplaza.com/article-24664-1.html>.
- [27] CSPPLAZA 光热发电网. 光热产业升温 央企密集布局 [EB/OL]. (2023-04-22) [2024-08-22]. <https://www.cspplaza.com/article-25532-1.html>.
- [28] 国家电网有限公司西北分部. 西北电网 2023 年电力市场运营情况 [R] 国家电网有限公司西北分部, 2023.
- [29] 国家能源局. 上半年市场化交易电量规模稳步增长 [EB/OL]. (2023-08-04) [2024-08-23]. https://www.nea.gov.cn/2023-08/04/c_1310735566.htm.
- [30] 陕西鼓励新型储能自主选择参与电力市场 [EB/OL]. (2024-03-31) [2024-08-23]. <http://gxt.shaanxi.gov.cn/webfile/jnzhly/7180141246508175360.html>.
- [31] 国家电网有限公司西北分部. 西北电网抽水蓄能发展规划研究 [R] 国家电网有限公司西北分部, 2022.
- [32] 北京电力交易中心有限公司. 成员信息 - 市场主体信息 [EB/OL]. (2024-08-25) [2024-08-25]. <https://pmos.sgcc.com.cn/pxf-settlement-outnetpub/#/pxf-settlement-outnetpub/column-HomeLeftMenuNew>.
- [33] 国家发展和改革委员会. 关于 2023 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知 [EB/OL]. (2024-05-04) [2024-08-25]. https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202308/t20230804_1359103.html.
- [34] 国家发展和改革委员会 国家能源局. 关于 2024 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知 [EB/OL]. (2024-08-02) [2024-08-25]. https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202408/t20240802_1392178_ext.html.
- [35] 消费日报. 加快提升新能源安全可靠替代水平 [EB/OL]. (2024-05-04) [2024-08-25]. <http://dzb.xfrb.com.cn/Html/2023-10-09/56363.html>.
- [36] 黄辉. 煤电提速还需冷思考 [EB/OL]. (2024-05-04) [2024-08-25]. http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2023-04/24/content_25979669.htm.