

国开证券
CHINA DEVELOPMENT BANK SECURITIES

分析师

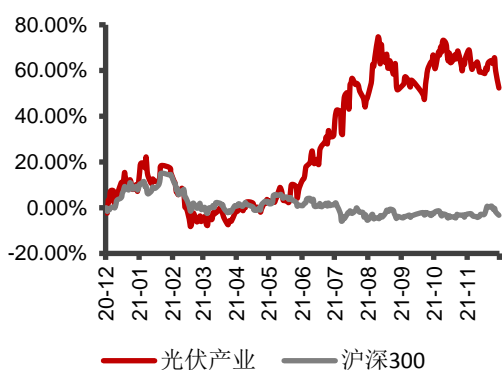
梁晨

执业证书编号: S1380518120001

联系电话: 010-88300853

邮箱: liangchen@gkzq.com.cn

光伏产业指数与沪深300指数涨跌幅比较



资料来源: WIND, 国开证券研究与发展部

聚焦分布式光伏消纳问题 ----行业专题报告

内容提要:

2023年12月29日

- 2023年由于硅料产量从供给不足逐步过渡到供大于求,促使产业链各环节价格持续下行,终端成本改善,项目收益率提升,在四季度传统光伏装机旺季驱动下,终端需求有望持续释放,国内外全年光伏装机增速有望创新高。分布式市场方面,工商业和户用光伏建设将继续支撑分布式光伏发电市场,装机总量将呈现上升态势,“十四五”时期有望形成集中式与分布式并举的发展格局。在政策扶持、经济性驱动等因素作用下,我们预计23年全球/国内光伏新增装机为380GW/180GW,国内装机同比实现翻倍,其中国内分布式新增装机有望达90GW,同比+44%。
- 分布式接网预警陆续发布,储能设备和“虚拟电厂”是目前解决分布式消纳问题的关键。对于分布式光伏面临的消纳问题,电网调节能力不足已成制约发展的主要障碍之一,亟需尽快建立适配新能源的新型电力系统。而新型电力系统的构建涉及多个方面,包括电力现货交易、电力辅助服务等多种手段。其中,储能设备和“虚拟电厂”被认为是新型电力系统建设的两个最重要的支撑手段。
- 工商业储能盈利模式多种多样。储能按照应用场景可以分为电源侧、电网侧、用户侧储能,其中用户侧储能可分为工商业储能和家庭储能。工商业储能盈利模式主要有6种,包括:峰谷套利、能量时移、需量管理、备电需求以及未来的电力现货市场套利及电力辅助服务,目前工商业经济性主要来自峰谷价差套利。
- 目前国内虚拟电厂仍以示范项目为主,部分虚拟电厂系统已完成技术验证,并完成调度指令要求的调峰、调频功能,但经济效益仍有待提升。展望未来,预计将形成以下几点趋势:虚拟电厂项目将在全国铺开,从示范项目推广至常态化运营;同时覆盖多个地域范围的虚拟电厂项目将增加;虚拟电厂聚合的资源类型将逐步丰富,扩大“虚拟电厂”资源池效应,促进新能源消纳、辅助电网调峰、调频,提高电网安全运行水平,源荷储一体化聚合的虚拟电厂或将成市场主流。
- 风险提示:电力市场化改革趋缓,辅助服务需求增长不及预期,用电量增速不及预期,电价大幅波动,产业链价格大幅波动,虚拟电厂建设不及预期,装机需求不及预期,市场恶性竞争,国内外二级市场系统性风险,国内外疫情超预期恶化风险,国内外经济复苏低于预期。

目 录

1、分布式光伏装机高增，政策支持配储	3
1.1 分布式光伏蓬勃发展，装机增速较快	3
1.2 分布式光伏政策支持配储和补贴	4
2、接网、消纳问题日益凸显，配储和虚拟电厂是关键	5
3、工商业储能和虚拟电厂相互赋能	7
3.1 峰谷价差扩大，工商性储能经济性提升	8
3.2 多省份可实现两充两放	9
3.3 两部制电价下，可以减少容量或需量电价	9
3.4 工商业储能可通过虚拟电厂参与电力市场交易	10
3.4.1 需求侧响应目前是虚拟电厂最主要的盈利方式	12
3.4.2 电力现货交易主要开展日内和实时电能量交易	13
3.4.3 电力辅助服务负责调峰、调频	14
4、不同地区虚拟电厂案例	16
5、风险提示	18

图表目录

图 1: 国内光伏新增装机分布结构 (GW)	3
图 2: 国内分布式光伏新增装机结构 (GW)	3
图 3: 2023Q3 末分布式光伏累计并网装机排名前十的省市 (GW)	4
图 4: 2023 年 1-9 月分布式光伏新增并网装机排名前十的省市 (GW)	4
图 5: 加州“鸭子曲线”示意图	6
图 6: 2023 年 12 月各地最大峰谷电价差 (元/kWh)	8
图 7: 浙江两充两放示意图	9
图 8: 海南两充两放示意图	9
图 9: 两部制电价	10
图 10: 虚拟电厂运作模式示意图	11
图 11: 电力现货交易运作模式示意图	13
图 12: 电力辅助服务运作模式示意图	15
图 13: 上海虚拟电厂系统平台架构	17
图 14: 河北虚拟电厂系统	17
表 1: 部分省市新能源配置储能政策	4
表 2: 2023 年各地分布式接网预警	5
表 3: 工商业储能盈利模式	7
表 4: 2023 年虚拟电厂相关重要政策	11
表 5: 2023 年各省电力需求响应政策	12
表 6: 2023 年各省电力现货交易政策	14
表 7: 2023 年各省电力辅助服务政策	15
表 8: 国内部分虚拟电厂项目案例	16

1、分布式光伏装机高增，政策支持配储

1.1 分布式光伏蓬勃发展，装机增速较快

我国分布式光伏新增装机高增，2023年有望新增90GW。2022年由于硅料供给紧张，主产业链价格一路攀升，对价格较为敏感的集中式装机不及预期。根据国家能源局数据，2022年我国光伏新增装机达87.41GW，同比增长59.3%，其中：集中式装机新增达36.29GW，同比增长41.8%；分布式装机新增达51.11GW，同比增长74.5%，占比58.5%，已经连续两年超过集中式电站，主要是工商业分布式新增装机高增，装机达25.85GW，同比增长236.5%；户用分布式光伏新增装机达25.25GW，同比增长17.3%。2023年前三季度，国内光伏新增装机规模为128.94GW，同比增长145%，其中集中式光伏61.80GW，分布式光伏67.14GW。2023年由于硅料产量从供给不足逐步过渡到供大于求，促使产业链各环节价格持续下行，终端成本改善，项目收益率提升，在四季度传统光伏装机旺季驱动下，终端需求有望持续释放，国内外全年光伏装机增速有望创新高。分布式市场方面，工商业和户用光伏建设将继续支撑分布式光伏发电市场，装机总量将呈现上升态势，“十四五”时期有望形成集中式与分布式并举的发展格局。在政策扶持、经济性驱动等因素作用下，我们预计23年全球/国内光伏新增装机为380GW/180GW，国内装机同比实现翻倍，其中国内分布式新增装机有望达90GW，同比+44%。

图 1：国内光伏新增装机分布结构（GW）

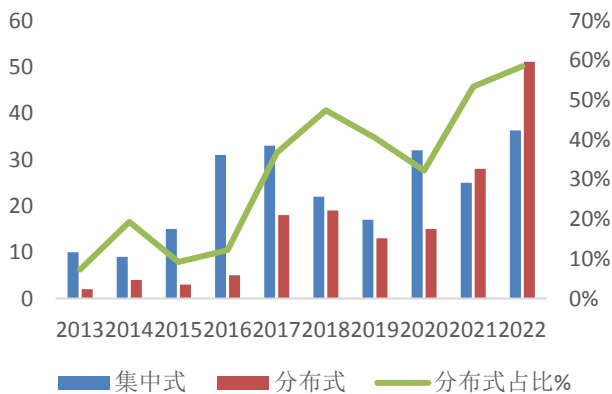
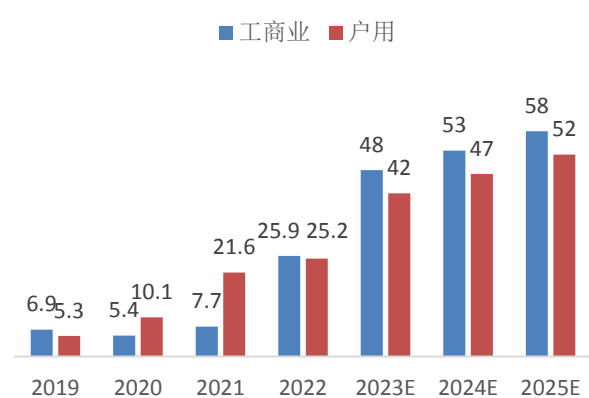


图 2：国内分布式光伏新增装机结构（GW）



资料来源：国家能源局，国开证券研究与发展部

资料来源：国家能源局，国开证券研究与发展部

2023年河南、江苏、山东分布式光伏新增装机量居前。截至2023年9月底分布式光伏累计并网装机量为225.26GW，分省份来看，分布式光伏累计并网排名前五的省市分别为山东（38.22GW）、河南（27.62GW）、浙江（24.55GW）、江苏（23.94GW）、河北（21.66GW）。2023年前三季度分布式光伏新增排名前五的省市分别为河南（10.58GW）、江苏（8.38GW）、山东（7.36GW）、安徽（6.62GW）、

浙江 (5.30GW)。

图 3: 2023Q3 末分布式光伏累计并网装机排名前十的省市 (GW)

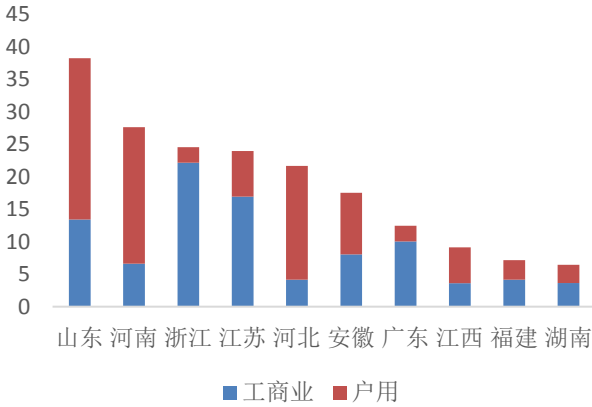
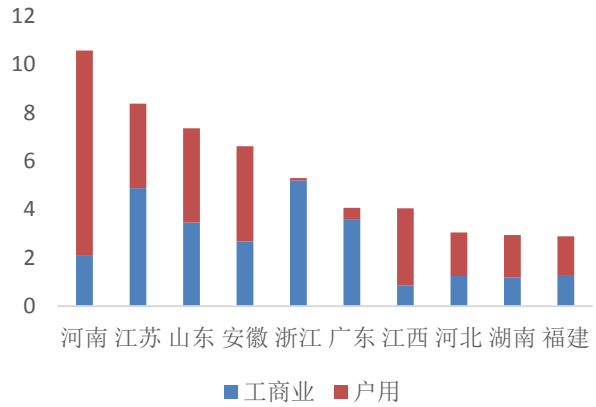


图 4: 2023 年 1-9 月分布式光伏新增并网装机排名前十的省市 (GW)



资料来源: 国家能源局, 国开证券研究与发展部

资料来源: 国家能源局, 国开证券研究与发展部

1.2 分布式光伏政策支持配储和补贴

配储比例和时长提高, 分布式配储增加。在“双碳”目标下, 新能源行业迎来景气周期, 然而风光发电具备间歇性和波动性特征, 新能源消纳问题愈加突出。目前, 主要通过“新能源+储能”方式解决消纳问题, 主要有发电侧强制配储、鼓励建立共享(独立)储能电站、拉大峰谷电价差等方式。从已经公布的各省市新型储能配储政策数据来看, 新能源配储比例大多集中在 10%-20%, 配储时长以 2 小时为主, 同时, 配储比例和时长均呈增长态势, 分布式配储逐步增加。未来, 可再生能源的并网经济性将会愈加明显, 储能市场规模有望进一步提升。

表 1: 部分省市新能源配置储能政策

省份	储能配置比例	配储时长	省份	储能配置比例	配储时长
上海	20%	4h	河南	10%-55%	2-4h
宁夏	10%	2h	湖北	10%	2h
广西	10%-20%	2h	江苏	8%-10%	2h
内蒙古	15%	2-4h	江西	10%	1h
福建	10%-15%	2-4h	陕西	10%-20%	2h
安徽	5%-10%	2h	湖南	5%-15%	2h
辽宁	10%-15%	3-4h	青海	5%-20%	2h
河北	10%-20%	2-4h	山东	10%	2h
浙江	10%	2h	甘肃	5%-20%	2h
贵州	10%	2h	海南	10%-25%	2h
天津	10%-15%	2h	西藏	20%	4h
新疆	10%-15%	2h	-	-	-

资料来源: 政府官网, 国开证券研究与发展部

补贴政策激励商家积极性,未来看重机制保障。在近两年光伏配储政策实施后,出现了投资成本增加、投资回报周期延长、储能利用率低等问题,为了提高商家的积极性,各地方政府积极出台补贴政策。由于分布式光伏占比较高,浙江、江苏等地率先同步出台补贴支持政策,主要有两种方式,一是按照储能放电量给予 0.25 元-0.9 元/千瓦时的补贴,补贴期限为 2-5 年左右,二是按 100 元-200 元/千瓦的装机标准给予一次性补贴(有最低年利用小时限制)。短期内补贴对工商业储能项目有较好促进作用,但长期需要完善的市场机制保障项目收益性。

2、接网、消纳问题日益凸显,配储和虚拟电厂是关键

分布式接网预警陆续发布。2023 年光伏产品成本大幅下降,光伏组件价格在 1 元/W 附近徘徊,光伏发电项目的经济性提升,刺激分布式电站装机需求。随着新增装机量的翻倍增长,一系列问题和挑战陆续出现。各地分布式光伏陆续出现接网、消纳困难的情况,直接影响 24 年分布式装机增量,例如:2023 年 10 月 31 日,广东能源局发布接网消纳困难情况,其省内 11 县已无分布式接入空间,13 县空间低于 50MW;经山东省能源局评估,2024 年有 53 个县(市、区)低压配网接网预警等级为“受限”。面对目前的情况,预计部分省市一方面暂缓分布式接入,加强配电网升级改造,一方面加强储能配套措施,24 年分布式光伏装机增速将有所放。

表 2: 2023 年各地分布式接网预警

地区	政府公告	分布式接网预警
山东省聊城	2023年6月8日《聊城市分布式光伏发展专项规划(2023-2035年)》(草案)	2025年前剩余455MW, 4县无接入空间
辽宁省营口	2023年7月,《关于分布式光伏项目备案有关工作的通知》	剩余 982MW 空间, 备案 1.5GW, 暂缓备案
河南	2023年10月,河南省能源大数据中心公布各地市分布式光伏可开放容量,2023年11月2日,分布式光伏黄色/红色区域配储分别不低于 15% 2h/20% 2h	2023年前9月并网10.58GW, 仅剩8.6GW空间
广东	2023年10月31日,广东省能源局发布接网消纳困难的县(市、区)名单及低压配网接网预警等级的公告	11 县无接入空间, 13 县空间低于50MW

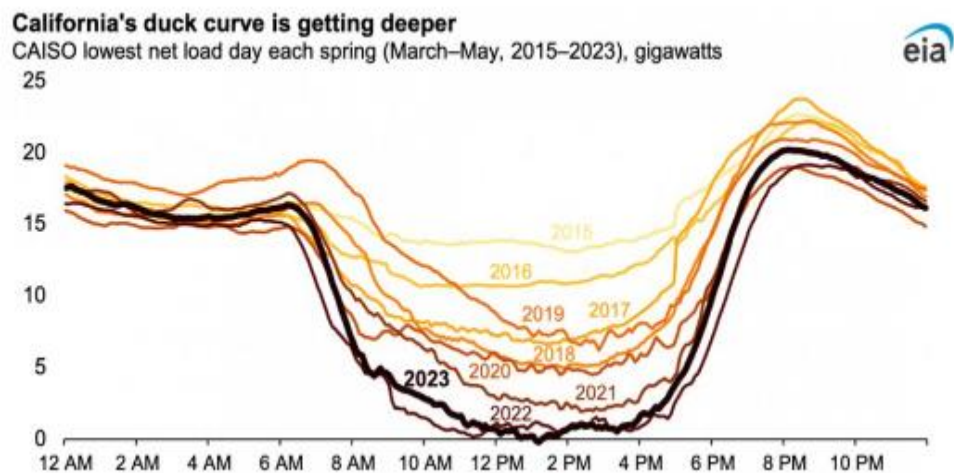
资料来源: 政府公告, 国开证券研究与发展部

分布式光伏发电主要服务于本地用电需求，出现接网、消纳困难的主要原因是电源侧和负荷侧存在时间错配的问题，同时伴随新增装机的快速增长，消纳难度在进一步提升。

时间错配主要体现在两个方面。一是光伏发电存在日内不同时间段的电力供需错配，如光伏出力主要集中在 10 点-15 点，但用电负荷高峰集中在 8 点-10 点和 18 点-22 点；二是光伏发电存在不同季度上的电力供需错配，如光伏在冬季发电能力不足；因制冷和供暖需求，居民和三产在夏季和冬季用电需求较高；二产则在年底因赶工而出现用电旺季。

国内外均有“零电价”、“负电价”情况。在日内电力供需错配方面，有一个著名的“鸭子曲线”，即一天中尖峰负载及可再生能源发电量之间的落差。用电需求在上午逐步走低，14 点出现深谷，16 点后急速增长，至 18 时出现尖峰。这样的事件曾在美国加利福尼亚州屋顶分布式光伏大规模接入和电力市场发展时出现，如今，“鸭子曲线”也在山东、山西等地区的电力现货市场的电价中出现，由于新能源补贴、保供责任等原因，“零电价”、“负电价”在特定时期、时段、市场环境中也成为偶发现象。

图 5：加州“鸭子曲线”示意图



资料来源：California Independent System Operator (CAISO)，国开证券研究与发展部

储能设备和“虚拟电厂”是目前解决分布式消纳问题的关键。对于分布式光伏面临的消纳问题，电网调节能力不足已成制约发展的主要障碍之一，亟需尽快建立适配新能源的新型电力系统。而新型电力系统的构建涉及多个方面，包括电力现货交易、电力辅助服务等多种手段。其中，储能设备和“虚拟电厂”被认为

是新型电力系统建设的两个最重要的支撑手段。

分布式配储和虚拟电厂各自优势明显。分布式光伏配置储能能在解决消纳问题方面有诸多优势，包括可为用户平滑负荷、降低用电成本；可大幅提升用户侧的灵活性和可调节性，同时结合微电网、虚拟电厂等技术的应用。而虚拟电厂则可以在电网中通过市场供需的方式进行资源匹配，提高电网输配电效率，也可以节约传统电厂和电网投资。

3、工商业储能和虚拟电厂相互赋能

工商业储能盈利模式多种多样。储能按照应用场景可以分为电源侧、电网侧、用户侧储能，其中用户侧储能可分为工商业储能和家庭储能。工商业储能盈利模式主要有6种，包括：峰谷套利、能量时移、需量管理、备电需求以及未来的电力现货市场套利及电力辅助服务，目前工商业经济性主要来自峰谷价差套利。

表 3：工商业储能盈利模式

盈利渠道		内容
峰谷套利		电价谷时从电网购电，电价峰时供给使用，从而减少企业电费支出。
能量时移		在光伏发电输出较大时，将多余电能储存到电池中，在光伏发电输出不足时，将电池中的电能释出，实现削峰填谷，最大化提升光伏发电的自发自用比例，降低用电成本。
需量管理		针对受电变压器容量在315千伏安及以上的大工业用电采用两部制电价，即电量电价和容量电价，容量电价可以选择按照变压器固定容量计算或者按照变压器最大需量计算。当用户变压器实时功率超出需量时，储能自动放电减少变压器出力，保障变压器功率不超限制，从而降低用户需量电费。
虚拟电厂	需求侧响应	是用户响应电网的号召，有计划地暂时调整自己的用电情况(包括减少和增加两种情况)，从而促进电力系统稳定的行为。
	电力现货交易	全国已实行一、二批试点，预计未来将在全国统一电力市场运行，相关政策已明确将引入储能等市场主体参与绿色电力交易。
	电力辅助服务	辅助服务将成为电力市场交易品种的重要组成部分，工商业储能也可以通过在电力市场上提供辅助服务作为新的盈利渠道。

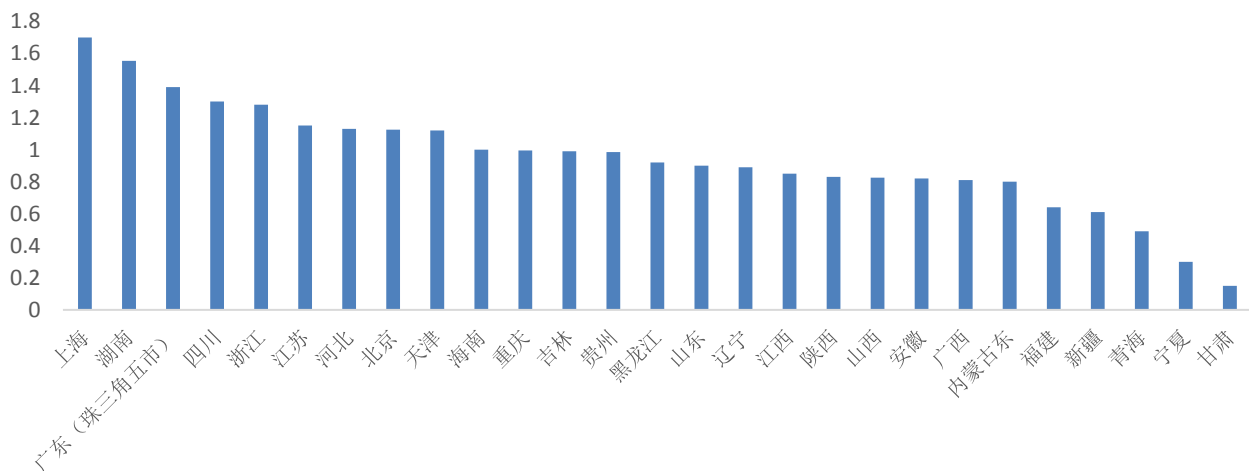
资料来源：古瑞瓦特，国开证券研究与发展部

3.1 峰谷价差扩大，工商性储能经济性提升

分时电价政策逐步兑现，峰谷价差扩大提升工商业储能经济性。峰谷套利是指工商业用户可以在负荷低谷时，以低电价对储能进行充电，在负荷高峰时，由储能向负荷供电，从峰谷电价中实现收益。2021年7月，发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，提出优化分时电价机制，重点完善峰谷电价机制、建立尖峰电价机制、健全季节性电价机制。随后，各省市陆续出台季节性尖峰电价机制，提高峰谷电价浮动比例，拉大峰谷电价差，为工商业储能获得更大盈利空间。

2023年全国各地电价差呈增长趋势。以今年7、8、12月各地尖峰低谷电价差为例，7月上海、广东、湖南、海南、重庆、浙江电价差居前，其中上海尖峰低谷电价差达到1.3元/kWh；江苏、浙江、广东等沿海发达地区受电价抬升、峰谷价差拉大的影响较大，8月有24个区域峰谷价差超过0.7元/kWh；进入12月也正式进入迎峰度冬阶段，许多省市从12月开始执行尖峰电价，例如上海、北京、湖南、江苏、江西等，其中上海市峰谷电价差最大达到1.6994元/kWh，据北极星储能网统计，12月，共有23个地区峰谷电价差超过0.7元/kWh，比11月增加3个地区。过去一年，全国各地大部分地区电价差基本呈现增长趋势，随着电力需求增加，电力能源结构转型的不断深化，预计未来峰谷价差有望呈现缓慢增长态势。

图 6：2023 年 12 月各地最大峰谷电价差（元/kWh）

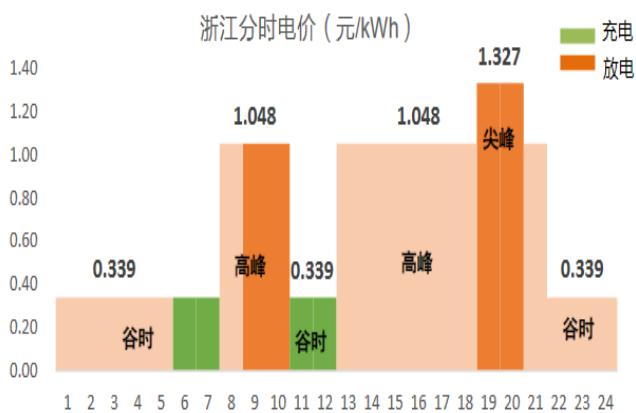


资料来源：CNESA，国开证券研究与发展部

3.2 多省份可实现两充两放

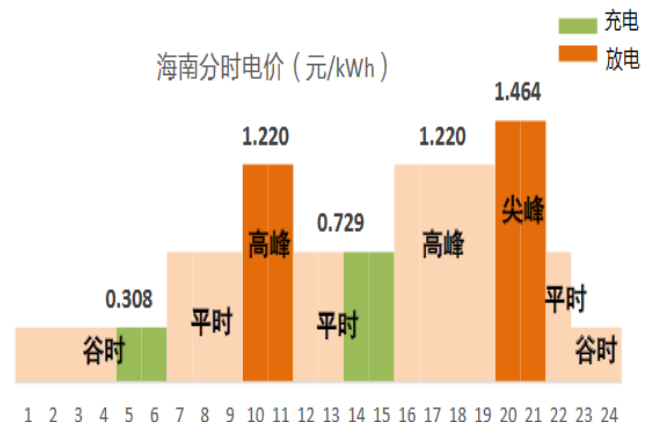
分时电价机制下，多省市可实现工商业储能两充两放。浙江、湖北、湖南、上海、安徽、广东、海南等省市的分时电价每天设置了两个高峰段，如浙江省每日 10 点-12 点、14 点-19 点为高峰段，每天凌晨在 3:00-5:00 低谷时执行充电，在 8:00-10:00 峰时段放电；然后在 11:00-13:00 低谷时段充电，在 19:00-21:00 峰时段放电。当两个高峰段之间存在电价差时，即可用工商业储能系统在谷时或平时充电，并分别于两个高峰段放电，实现每天两充两放，进而提升储能系统的利用率、缩短成本回收周期。据测算，浙江、海南储能投资回收周期均在 6 年以内。未来，随着峰谷价差持续拉大，储能套利能力有望进一步提升。

图 7：浙江两充两放示意图



资料来源：储能电站公众号，国开证券研究与发展部

图 8：海南两充两放示意图



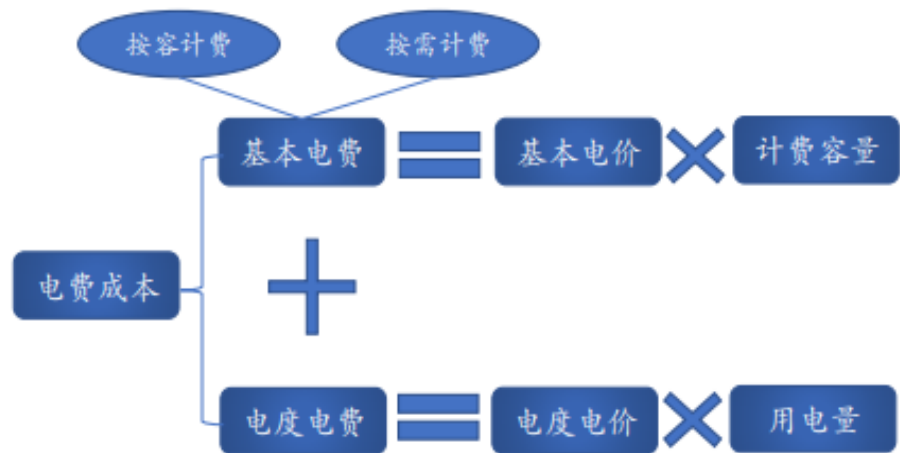
资料来源：储能电站公众号，国开证券研究与发展部

3.3 两部制电价下，可以减少容量或需量电价

在两部制电价下，电费分为基本电费和电度电费，其中基本电费按用户受电变压器（按容计费）或最大需量计算（按需计费）的电价收费，电度电费按用户实用电量计算收费，这部分为变动费用。在现行工业电价的机制下，高峰负荷的额外成本以容量电费的形式传递给用户，可通过在工业用户侧配储调控需量，以减少短时间内负荷高峰峰值来降低容量电费，提高用户收益。

政策方面，浙江省发改委印发《关于转发〈国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及相关事项的通知〉的通知》，明确浙江电网新输配电价自2023年6月1日起执行，新增用电容量在315千伏安及以上的工商业用户执行两部制电价，100-315千伏安之间及目前执行单一制电价。

图 9：两部制电价

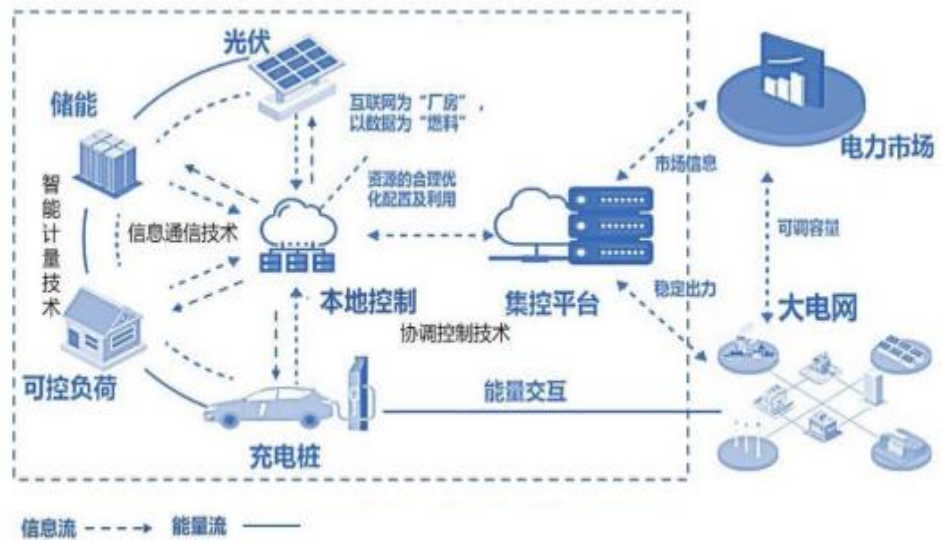


资料来源：北极星储能网，国开证券研究与发展部

3.4 工商业储能可通过虚拟电厂参与电力市场交易

“虚拟电厂+工商业储能”有望相互赋能，实现市场化与电力系统加速融合。虚拟电厂是利用通讯技术、云计算、人工智能等先进技术，把分布式发电、分布式储能设施、可控负荷等不同类型的分布式资源进行整合协同、开展优化控制和市场交易的技术、平台、载体。我国虚拟电厂仍处于初级阶段，目前主要有三个收益来源：需求侧响应、电力现货市场、辅助服务市场。虚拟电厂和工商业储能在实际应用中相辅相成，一方面虚拟电厂为工商业储能增加了其他获利商业模式，如参与电力现货市场、提供辅助服务等，进而为工商业用户增加投资收益，未来收益模式可转变为零成本或者低成本充电套利；另一方面工商业储能增加了虚拟电厂灵活性、可控性、经济性和持续性，能协调电网与各种分布式能源之间的矛盾。未来，随着电力市场化交易的推进，虚拟电厂将向以现货交易为主要获利模式的交易型虚拟电厂转变，同时项目也将从以聚合可控负荷为主向聚合多种分布式发电、储能资源的综合型项目发展。

图 10: 虚拟电厂运作模式示意图



资料来源: 36 氪, 国开证券研究与发展部

政策助力虚拟电厂发展。2023 年 5 月, 国家发改委发布《电力需求侧管理办法(征求意见稿)》和《电力负荷管理办法(征求意见稿)》, 明确支持虚拟电厂发展。提出“建立和完善需求侧资源与电力运行调节的衔接机制, 逐步将需求侧资源以虚拟电厂等方式纳入电力平衡, 提高电力系统的灵活性”、“重点推进新型储能、虚拟电厂、车网互动、微电网等技术的创新和应用”。国家发改委明确, 到 2025 年, 各省需求响应能力达到最大用电负荷的 3%—5%, 其中年度最大用电负荷峰谷差率超过 40%的省份达到 5%或以上。到 2030 年, 形成规模化的实时需求响应能力, 结合辅助服务市场、电能量市场交易可实现电网区域内可调节资源共享互济。

表 4: 2023 年虚拟电厂相关政策

时间	部门	政策	内容
2023.06	国家能源局	《新型电力系统发展蓝皮书》	积极培育电力源网荷储一体化、负荷聚合服务、综合能源服务、虚拟电厂等贴近终端用户的新业态新模式, 整合分散需求响应资源, 打造具备实时可观、可测、可控能力的需求响应系统平台与控制终端参与电网调度运行, 提升用户侧灵活调节能力。新能源跨领域融合、负荷聚合服务、综合能源服务等贴近终端用户的新业态新模式不断涌现, 分散化需求响应资源进一步整合, 用户侧灵活调节和响应能力提升至 5% 以上, 促进新能源就近就地开发利用和高效消纳。
2023.05	发改委	《电力负荷管理办法(征求	到2025年, 各地需求响应能力达到最大用电负荷的3%—5%, 其中年度最大用电负荷峰谷差率超过40%的省份达到5%或以上。同时

		意见稿)》	鼓励推广新型储能、分布式电源、电动汽车、空调负荷等主体参与需求响应。
2023.05	发改委	《电力需求侧管理办法(征求意见稿)》	推动将需求响应资源纳入电力市场,支持、激励各类电力市场参与方开发和利用需求响应资源,提供有偿调峰、调频等服务,逐步形成占年度最大用电负荷3%左右的需求侧机动调峰能力。

资料来源:国家能源局,发改委,国开证券研究与发展部

3.4.1 需求侧响应目前是虚拟电厂最主要的盈利方式

需求侧响应是指电力市场价格明显升高(降低)或系统安全可靠存在风险时,电力用户根据价格或激励措施,暂时改变其用电行为,减少(增加)用电,从而促进电力供需平衡、保障电网稳定运行、抑制电价上升的短期行为。即企业在用电紧张时,主动减少用电,通过削峰等方式进行响应,并由此获得经济补偿。其主要目的是应对短时电力供需紧张、可再生能源电力消纳困难等问题。

需求侧响应目前是虚拟电厂最主要的盈利方式,现阶段主要有两个特点,一是运行主要通过政府部门或调度机构发出要约,虚拟电厂组织响应,未来会由邀约型向市场型过渡,目前江苏、广东、上海等省市需求侧响应开展得较好;二是需求侧响应补贴单价高但频率低,主要以夏季削峰为主。

目前,2023年有贵州、湖南、福建、广东、云南、甘肃、四川、河北、天津等多省区出台关于需求侧参与电网调节的补贴措施。补贴总价最高达1000万元,补贴单价最高也有10元/千瓦·次。

表 5: 2023 年各省电力需求响应政策

时间	省市	主要内容
7.11	贵州	负荷聚集商聚合的单个虚拟电厂响应能力不低于0.1万千瓦,单个需求响应资源响应能力不低于0.01万千瓦,响应时长均不低于1小时。响应价格:响应价格上限为1.5元/千瓦·时。
6.29	湖南	在省电力公司营销系统中独立立户、单独计量的直供终端电力用户可直接或由负荷集成商代理参与需求响应。按响应时段内响应负荷进行补偿,每次补偿价格不高于10元/千瓦。
6.26	福建 厦门	用户需求响应补贴=实际响应负荷量×响应时间×补贴价格系数×响应速度系数×补偿基准价格;补偿基准价格:4元/kWh;补贴价格系数和响应速度系数分别为0-1、1-3。
5.19	广东	灵活避峰需求响应补偿收益暂按日前邀约的保底价格1.5元/kWh执行。日前邀约:申报价格上限3500元/MWh;虚拟电厂申报可响应容量下限0.3MW可中断负荷:申报价格上限为5000元/MWh;虚拟电厂可申报容量下限0.3MW。
4.27	云南	实时响应补贴:全年统一2.5元/kWh,每天不多于3次。每次不超过3小时邀约型响应:削峰类:0-5元/kWh;填谷类:0-1元/kWh。

4.21	甘肃	需求响应市场补偿费用按照“谁受益、谁承担”的原则，按月在相关市场主体间分摊或返还。
4.19	四川	需求侧市场化响应以每小时可响应容量为交易标的，需求响应价格的上下限暂定为3元/千瓦时和0元/千瓦时。
4.6	河北	实时需求响应容量补偿：8元/kW·月；电量补偿：日前响应电量补偿：按照出清价格进行补偿；日内响应电量补偿：提前4小时响应按照出清及价格1.3倍；进行补偿，提前2小时级响应按照出清价格2倍进行补偿；实时响应电量补偿：按照出清价格3倍进行补偿。
1.11	天津	邀约型填谷需求响应补贴价格1元/kwh春节期间补贴资金规模上限暂定1000 万元，超过上限按比例折算。（1）邀约型填谷需求响应为固定补偿模式，价格为1.2元/千瓦时。（2）邀约型削峰需求响应为固定补偿模式，价格为2.0元/千瓦。（3）紧急型削峰需求响应为固定补偿模式，价格为5.0元/千瓦。

资料来源：国际能源网，国开证券研究与发展部

3.4.2 电力现货交易主要开展日内和实时电能量交易

电力现货交易是指发电企业等市场主体以市场化交易形式提供电力服务的交易机制。目前，国家电网公司经营区已有 20 个省级电网开展现货市场试运行，南方区域电力现货市场也已进入五省区全模型试运行。

电力现货交易主要目的是为了平衡合同交易与实际负荷之间的偏差，提高电力市场竞争效率。与电力中长期交易不同，现货交易主要开展日内和实时的电能量交易。当中长期签约的电量不能被满足时，可通过现货市场对实际用电需求进行补充，如果中长期市场电量有剩余，则可通过现货市场进行销售。

图 11：电力现货交易运作模式示意图



资料来源：36 氪，国开证券研究与发展部

近期,《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》和《现货市场基本规则》两份纲领性文件陆续发布。政策主要涉及电价调整 and 市场化交易等内容,主要目的是在确保电网安全稳定运行的前提下,充分支撑新型电力系统建设及国家能源转型,提升我国可再生能源发电量占比。

表 6: 2023 年各省电力现货交易政策

时间	政策	内容
2023.10.12	《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》	重点包括:有序扩大现货市场建设范围;持续优化省间交易机制;加快放开各类电源参与电力现货市场;不断扩大用户侧主体参与市场范围;做好现货与中长期交易衔接;加强现货交易与辅助服务衔接;完善电力市场价格体系。
2023.9.18	《现货市场基本规则》	这是首部国家层面指导现货市场设计以及运行的规则,对深化电力体制改革、推动电力市场化进程意义重大。主要内容包括:明确电力现货市场建设路径;规范电力现货市场机制设计;明确电力现货市场运营要求;规范电力现货市场相关名词术语。

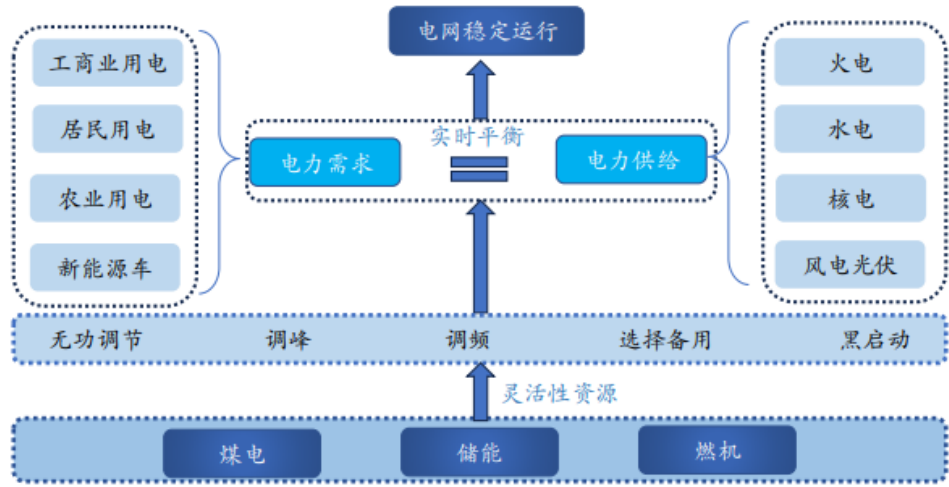
资料来源:政府官网,国开证券研究与发展部

3.4.3 电力辅助服务负责调峰、调频

电力辅助服务是指除正常电能生产、输送和使用外,为维护电力系统的安全稳定运行并保证电能质量,由发电企业、电网经营企业和电力用户所提供的服务,交易品种包括调峰、调频、无功调节、备用和黑启动等。根据国际经验,辅助服务费用一般占社会总电费的 3%以上,而根据中国能源报数据,我国目前比例为 2.5%左右。未来还有较大增长空间。

当前,虚拟电厂主要是调峰服务,未来随着工商业储能渗透率提高,虚拟电厂有望在调频服务中取得更大突破。根据 2023 上半年全国辅助服务费用数据结构来看,调峰、调频是辅助服务费用的主体,费用占比分别为 60%和 20%。

图 12: 电力辅助服务运作模式示意图



资料来源：古瑞瓦特，国开证券研究与发展部

近期，云南、贵州、山东等省份陆续发布有关参与电力辅助服务市场的交易规则，其中，山东在全国率先发布电力爬坡辅助服务市场运行机制，爬坡辅助服务主要给储能以及第三方独立辅助服务提供商，比如给虚拟电厂等提供一种便于参与辅助服务市场的方式。

表 7: 2023 年各省电力辅助服务政策

时间	政策	内容
2023.8.18	《贵州省新型储能参与电力市场交易实施方案（征求意见稿）》	明确独立储能、电源侧储能参与电力辅助服务调峰及黑启交易的规则。
2023.8.16	《云南调频辅助服务市场运营规则（2023年征求意见稿）》	通知指出，位于云南电网统一调频控制区范围内的发电侧市场主体，包括省级及以上电力调度机构直接调度的并网发电厂、地市级电力调度机构调度的容量为10兆瓦及以上火电、水电、风电、光伏发电、光热发电、自备电厂等；第三方辅助服务提供商与上述发电厂联合作为调频服务提供商，第三方辅助服务提供商指具体提供调频服务的装置或电站，包括储能装置、储能电站等。
2023.8.8	《山东电力爬坡辅助服务市场交易规则（征求意见稿）》	标志着国内首个爬坡辅助服务市场交易规则的征求意见稿正式出炉。爬坡辅助服务是一种典型的电力辅助服务类型，它和调频辅助服务的主要区别在于响应时间。一般调频辅助服务的响应时间是秒级至5分钟以下；爬坡辅助资源在5-15分钟内根据调度指令进行出力。爬坡辅助服务主要给储能以及第三方独立辅助服务提供商，比如给虚拟电厂等提供一种便于参与辅助服务市场的方式。

资料来源：政府官网，国开证券研究与发展部

4、不同地区虚拟电厂案例

虚拟电厂产业链包括上游基础资源、中游虚拟电厂运营以及下游电力需求市场。其中，代表性企业主要分布在产业链中游，虚拟电厂运营商包括负荷聚合商和技术服务商两大类。负荷聚合商具有可以聚合零散负荷资源的能力，代表企业有国电南瑞、国网信通、南网科技、特锐德、南网能源等；技术服务商主要依托软件开发、模型算法等优势，为负荷聚合商提供技术服务或者直接参与交易，代表企业有华为、恒实科技、科陆电子、朗新科技、国能日新、电享科技等。目前国内实施的虚拟电厂项目与电力现货交易试点区域位置基本一致。

目前，广东、广西、深圳、冀北等地均开展了国内虚拟电厂实践，各个区域实践侧重点各有不同。其中，南方区域级虚拟电厂聚合广东、广西区域内新型储能、电动汽车充换电设施、分布式光伏、非生产性空调、风光储充微电网等各类分布式资源；深圳虚拟电厂成为我国首个虚拟电厂调度用户负荷参与电力现货市场盈利的案例；深圳网地一体虚拟电厂为传统“园随荷动”调度模式转变为“源荷互动”新模式提供了解决方案；冀北虚拟电厂实现了以电为中心，热、气、水等能源互联互通。

表 8：国内部分虚拟电厂项目案例

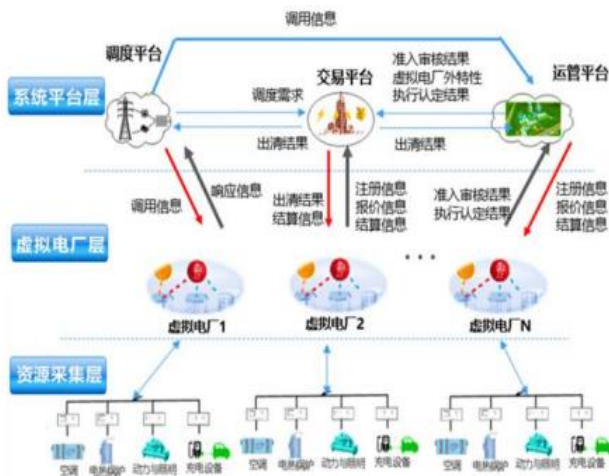
时间	地点	落地案例	内容
2023.7	广东、广西	我国首个区域级虚拟电厂	南方电网公司分布式源荷聚合服务平台在广东广州、广东深圳、广西柳州同步开展虚拟电厂联合调控。目前已聚合广东、广西区域内新型储能、电动汽车充换电设施、分布式光伏、非生产性空调、风光储充微电网等各类分布式资源。
2022.6	广东	深圳虚拟电厂平台完成参与电力现货市场的功能试验	深圳能源通过虚拟电厂平台发出指令，将某智能充电站电量进行不同时间段调度，平均度电收益 0.274 元， 成为我国首个虚拟电厂调度用户负荷参与电力现货市场盈利的案例。
2022.6	浙江	智慧虚拟电厂平台	在下午高峰负荷时段，依托智慧虚拟平台，国网浙江综合能源服务公司聚合 3.38 万千瓦响应资源参与省级电力需求响应市场交易。
2021.11	广东	深圳网地一体虚拟电厂平台	国内首个网地一体虚拟电厂运营管理平台 ，为传统“园随荷动”调度模式转变为“源荷互动”新模式提供了解决方案。
2021.6	湖北	武汉市虚拟电厂	可在武汉市多个区域局部降低监控负荷 70 万千瓦，折合电网基建投资 12.8 亿元。
2021.6	浙江	浙江平湖县域虚拟电厂	重点挖掘用户侧储能电站、数据中心、冷链行业等新型资源。
2021.5	上海	上海黄浦区虚拟电厂	国家电网国内首次基于虚拟电厂技术的电力需求响应，共调节电网负荷 562MWh，消纳清洁能源电量 1236MWh。上海已建成 100 万千瓦时的虚拟电厂，是去全年装机容量的 6%。
2021.3	浙江	浙江丽水绿色能源虚拟电厂	浙江电网首次远程控制虚拟电厂辅助电网调峰，由境内 800 多座水电站组成，利用光纤、北斗通信等技术，将全域水电发电信息聚合。

2021.1	安徽	安徽合肥虚拟电厂	重点实现光伏、储能、充换电、微电网等多种电力能源互联互通。
2020.10	广东	深圳自动化虚拟电厂	全国首套自动化虚拟电厂系统已在深圳110千伏投控变电站投入运行。系统装置较小，但调峰、电压控制功能与大型电厂等效。
2019.12	河北	冀北虚拟电厂示范项目	实现了以电为中心，热、气、水等能源互联互通，打造了能源互联网技术样板。
2019.4	上海	虚拟电厂全域综合响应	虚拟电厂全域综合响应客户806个。
2019.3	冀北	冀北虚拟电厂示范工程试点	国网冀北电力以秦皇岛为试点，后将扩大至张家口等地。

资料来源：前瞻产业研究院，国开证券研究与发展部

目前国内虚拟电厂仍以示范项目为主，部分虚拟电厂系统已完成技术验证，并完成调度指令要求的调峰、调频功能，但经济效益仍有待提升。展望未来，预计将形成以下几点趋势：虚拟电厂项目将在全国铺开，从示范项目推广至常态化运营；同时覆盖多个地域范围的虚拟电厂项目将增加；虚拟电厂聚合的资源类型将逐步丰富，扩大“虚拟电厂”资源池效应，促进新能源消纳、辅助电网调峰、调频，提高电网安全运行水平，源荷储一体化聚合的虚拟电厂或将成市场主流。

图 13：上海虚拟电厂系统平台架构



资料来源：国家电网，国开证券研究与发展部

图 14：河北虚拟电厂系统



资料来源：国家能源局，国开证券研究与发展部

5、风险提示

电力市场化改革趋缓，辅助服务需求增长不及预期，用电量增速不及预期，电价大幅波动，产业链价格大幅波动，虚拟电厂建设不及预期，装机需求不及预期，市场恶性竞争，国内外二级市场系统性风险，国内外疫情超预期恶化风险，国内外经济复苏低于预期。

分析师简介承诺

梁晨，环保行业研究员，2011年毕业于英国圣安德鲁斯大学，硕士，2011年至今就职于国开证券股份有限公司。

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册登记为证券分析师，保证报告所采用的数据均来自合规公开渠道，分析逻辑基于作者的专业与职业理解。本报告清晰准确地反映了作者的研究观点，力求独立、客观和公正，研究结论不受任何第三方的授意或影响，特此承诺。

国开证券投资评级标准

■ 行业投资评级

强于大市：相对沪深300指数涨幅10%以上；

中性：相对沪深300指数涨幅介于-10%~10%之间；

弱于大市：相对沪深300指数跌幅10%以上。

■ 短期股票投资评级

强烈推荐：未来六个月内，相对沪深300指数涨幅20%以上；

推荐：未来六个月内，相对沪深300指数涨幅介于10%~20%之间；

中性：未来六个月内，相对沪深300指数涨幅介于-10%~10%之间；

回避：未来六个月内，相对沪深300指数跌幅10%以上。

■ 长期股票投资评级

A：未来三年内，相对于沪深300指数涨幅在20%以上；

B：未来三年内，相对于沪深300指数涨跌幅在20%以内；

C：未来三年内，相对于沪深300指数跌幅在20%以上。

免责声明

国开证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会核准，具有证券投资咨询业务资格。

本报告仅供国开证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

报告中的内容和意见仅供参考，并不构成对所述证券买卖的出价或询价。本报告所载信息均为个人观点，并不构成所涉及证券的个人投资建议，也未考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况。本文中提及的投资价格和价值以及这些投资带来的收入可能会波动。本公司及分析师均不会承担因使用报告而产生的任何法律责任。客户（投资者）必须自主决策并自行承担投资风险。

本报告版权仅为本公司所有，本公司对本报告保留一切权利，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式转发、翻版、复制、发表或引用本报告的任何部分。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“国开证券”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

国开证券研究与发展部

地址：北京市阜成门外大街29号国家开发银行8层