

2023 年 01 月 29 日
环保及公用事业

ESSENCE

行业深度分析

证券研究报告

如何定量地评估光伏组件价格下降对绿电运营商的影响？

投资评级 **领先大市-A**
维持评级

硅料和光伏组件价格有望持续下降，打开绿电运营商装机成长和收益率扩张空间：

2022 年，我国太阳能发电新增装机容量 8741 万千瓦，同比增长为 60.3%，但增量主要来自于具备高电价优势的工商业分布式光伏，由于硅料及光伏组件价格过高，集中式光伏的投资回报率堪忧，成本端压力成为限制光伏发电装机更快增长的重要因素。随着硅料产能加速释放，自 2022 年 12 月起硅料价格迎来急跌趋势，硅料价格已经从高点的约 300 元/kg 下降到当前的约 150 元/kg 左右。据 PVInfoLink 数据披露，182mm 单面单晶 PERC 组件均价从此前 2 元/W 以上的价格已经回落至当前的 1.7 元/W 左右。硅料和光伏组件价格有望持续下降，打开绿电运营商装机成长和收益率扩张空间，因而我们认为绿电运营商将迎来估值提升的机遇。

如何定量评估光伏组件价格下降的影响：

困扰我们的一个问题是如何才能定量地评估光伏组件价格下降对于绿电运营商估值提升的幅度？我们认为绿电运营商受益于硅料及光伏组件价格下降的底层逻辑实际上是其拟建项目的盈利能力的提升，核心在于评估不同组件价格下，绿电运营商单位 GW 盈利能力的差异，从而推测在各个绿电运营商在既定的“十四五”新能源发展规划下，其拟建项目的备考业绩在不同组件价格下的差异，最终以远期盈利作为确定公司估值的锚。

模拟测算结果：

我们建立了典型的集中式光伏电站盈利预测模型。以全国平均水平的电价、光伏利用小时数等基础数据，在组件价格 2 元/W、单位投资 4.3 元/W、利用小时 1300 小时以及上网电价（含税）0.37 元/kWh、贷款利率 4% 等关键参数假设，我们测算得到此 1GW 集中式光伏发电项目的资本金 IRR 为 5.66%，单 GW 利润 5532 万元/GW。若组件价格下降到 1.6 元/W，资本金 IRR 为 7.63%，单 GW 利润 7943 万元，项目的单 GW 利润较 2 元/W 组件价格水平下提升 44%；若组件价格进一步下降到的 1.4 元/W 后，资本金 IRR 为 8.75%，单 GW 利润可达 9149 万元，较 2 元/W 组件价格水平下提升 65%。我们又以各省的“十四五”光伏发展规划，结合各省的光伏资源、电价等要素，分别测算了组件价格下行对各省光伏项目的影响，从规划项目预期净利润角度看，在 2 元/W 的组件价格下，“十四五”期间全国光伏增量约对应利润空间 153.1 亿元/年，若组件价格降至 1.6 元/W，利润空间有望提升至

首选股票 目标价（元） 评级

行业表现



资料来源：Wind 资讯

升幅%	1M	3M	12M
相对收益	-5.4	-9.7	4.0
绝对收益	3.8	1.6	-9.3

周喆 分析师

SAC 执业证书编号：S1450521060003

zhouzhe1@essence.com.cn

邵琳琳 分析师

SAC 执业证书编号：S1450513080002

shaol1@essence.com.cn

朱心怡 联系人

zhuxy@essence.com.cn

相关报告

县级垃圾焚烧处理设施短板补齐加速中，国补集中到账改善新能源运营商现金流	2023-01-15
深化“煤电联营”火电央企有望受益，新型电力系统发展路径明确	2023-01-08
光伏产业链价格下行，绿电长期成长空间打开	2023-01-02
广东年度电力交易结果出炉，接近顶格上浮利好火电	2022-12-25
云南省试行煤电调节容量市场交易机制，煤电企业盈利	2022-12-18

283.84 亿元/年，较 2 元/W 的组件价格水平下增长 85.4%；若组件价格降至 1.4 元/W，利润空间有望提升至 333.86 亿元/年，较 2 元/W 的组件价格水平下增长 118.07%。

能力有望提升

目 投资建议：

硅料和光伏组件价格下降背景下，绿电运营商未来拟建光伏项目的备考业绩有望提升，建议关注以光伏为重点发展方向的绿电运营商【太阳能】【国电电力】【中国核电】【金开新能】等。

目 风险提示：硅料和组件价格下降低于预期，政策强化储能配置要求，假设不及预期风险。

目 录

1. 硅料和光伏组件价格有望持续下降，绿电运营商装机成长和收益率扩张空间打开.....	4
1.1. 回顾 2022 年：工商业光伏装机提速，集中式光伏受制于成本压力.....	4
1.2. 硅料和光伏组件价格有望持续下降，集中式光伏迎来拐点.....	5
2. 如何定量评估光伏组件价格下降的影响?.....	7
2.1. 光伏组件价格下降对绿电运营商盈利能力影响的传导逻辑.....	7
2.2. 典型集中式地面光伏电站盈利预测模型.....	8
2.2.1. 上网电价.....	8
2.2.2. 利用小时.....	9
2.2.3. 投资成本.....	11
2.3. 全国平均参数假设下，光伏电站单 GW 盈利能力提升幅度.....	11
2.4. 各省平均电价利用小时数据假设下，光伏电站单 GW 盈利能力提升幅度.....	13
2.5. 不同绿电运营商十四五规划下备考业绩评估.....	16
3. 投资建议.....	17
4. 风险提示.....	17

目 录

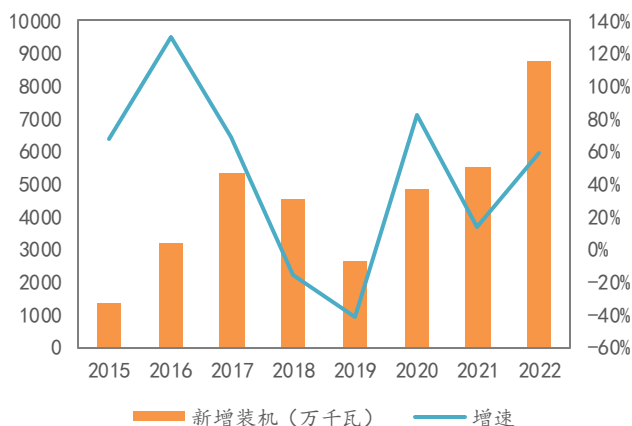
图 1. 我国太阳能新增装机容量及增速.....	4
图 2. 我国太阳能累计装机容量及增速.....	4
图 3. 我国光伏新增装机结构 (GW).....	4
图 4. 全球光伏新增装机容量 (GW).....	5
图 5. 全球光伏制造业产能分布.....	5
图 6. 2022 年底国内多晶硅产能迎来大幅扩张 (万吨).....	6
图 7. 2020-2022 年国内硅料月度产出情况 (万吨).....	6
图 8. 多晶硅致密料均价走势.....	7
图 9. 单面单晶 PERC 组件均价走势.....	7
图 10. 光伏组件价格下降对绿电运营商盈利能力影响.....	8
图 11. 决定绿电项目盈利能力三要素：上网电价、利用小时、初始投资成本.....	8
图 12. 各省燃煤基准电价 (元/kWh).....	9
图 13. 2021 年全国各省弃光率 (%).....	11
图 14. 不同组件价格下光伏项目 IRR 和单 GW 利润测算.....	12
图 15. 各省风电光伏“十四五”规划新增装机 (GW).....	15
表 1: 硅料价格和组件价格的对应关系.....	6
表 2: 我国三类光资源区划分.....	9
表 3: 我国 2019-2021 年各省光伏平均利用小时数.....	9
表 4: 国内典型集中式地面光伏项目投资构成 (2021 年).....	11
表 5: 国内典型集中式地面光伏项目 IRR 测算核心假设.....	12
表 6: 不同组件价格下各省光伏项目资本金 IRR 变化趋势.....	13
表 7: 不同组件价格下各省光伏项目建成后十年单 GW 平均净利润水平变化趋势.....	14
表 8: 不同组件价格下各省光伏新增装机容量规划所对应的市场空间.....	15
表 9: 以光伏为发展重点的绿电运营商在不同组件价格下拟建项目备考利润.....	16

1. 硅料和光伏组件价格有望持续下降，绿电运营商装机成长和收益率扩张空间打开

1.1. 回顾 2022 年：工商业光伏装机提速，集中式光伏受制于成本压力

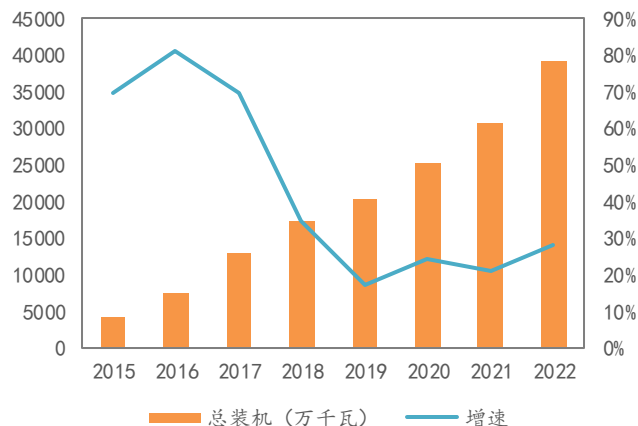
根据中电联和国家能源局披露数据，2022 年，全国新增发电装机容量 2 亿千瓦，其中新增非化石能源发电装机容量 1.6 亿千瓦。电力行业延续绿色低碳转型趋势，太阳能发电（主要为光伏发电）维持高速增长。2022 年，太阳能发电新增装机容量 8741 万千瓦，同比增长为 60.3%；截止 2022 年底，太阳能发电累计装机容量 3.92 亿千瓦，同比增长 28.1%，已达到总装机的 15.3%。

图1. 我国太阳能新增装机容量及增速



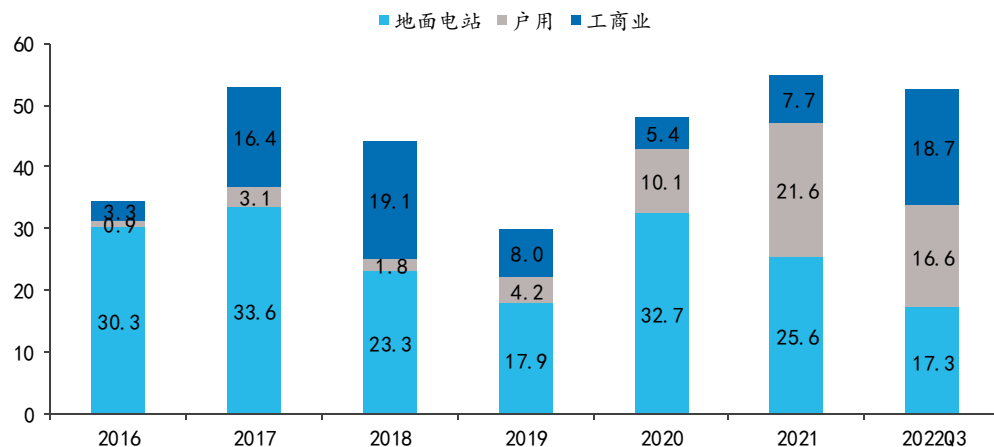
资料来源：国家能源局、中电联、安信证券研究中心

图2. 我国太阳能累计装机容量及增速



资料来源：国家能源局、中电联、安信证券研究中心

图3. 我国光伏新增装机结构 (GW)



资料来源：国家能源局、安信证券研究中心

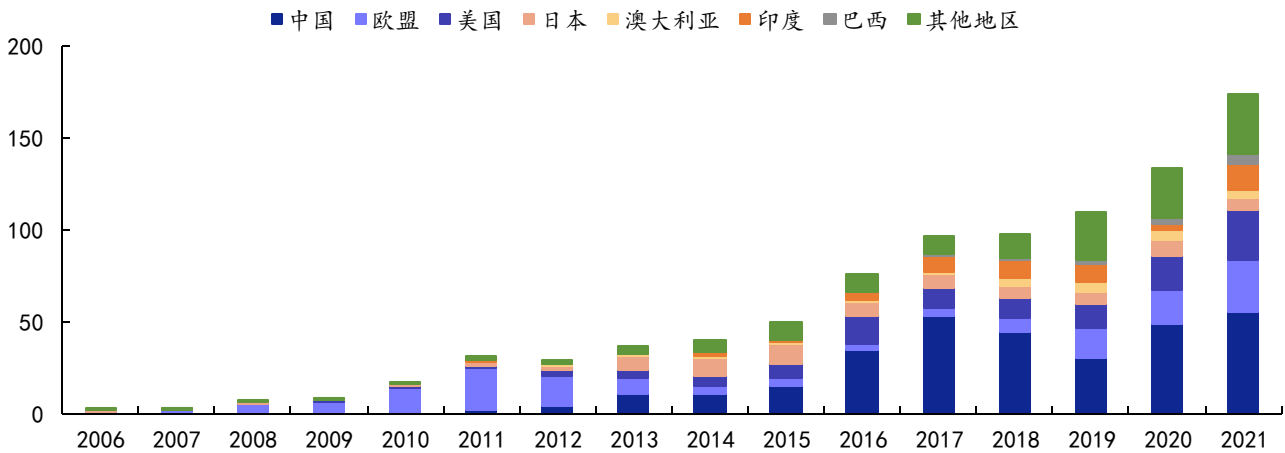
2022 年光伏发电新增装机较之前两年明显提速，但主要来自于工商业分布式光伏的贡献，集中式光伏受制于成本压力。从光伏新增装机的具体构成来看，2021-2022 年，具有高电价优势的分布式场景是驱动国内光伏装机增长的主要因素，据国家能源局统计的数据，2022 年前三季度，工商业分布式光伏新增装机 18.7GW，超越户用光伏和集中式光伏，成为对光伏新增装机贡献最大的细分领域。工商业光伏“自发自用，余电上网”模式下，电费收入=屋顶资源业主自用电量×工商业电价×折扣+余电上网电量×燃煤脱硫基准上网电价。工商业光伏执行用户侧电价，远高于集中式光伏电站的上网电价，因而在同样的组件价格下具有更高的收益率。2021 年三季度至今，煤价维持高企，燃煤火电以市场化方式疏导成本端压力，多数地区燃煤火电上网电价较基础电价顶格上浮，传导到用户侧电价同样也有明显提升，这进一步增强了工商业分布式光伏的经济性，刺激工商业光伏项目的投资意愿。

相比之下，集中式光伏则面临着高组件价格带来的成本端压力，且集中式光伏执行平价上网政策，对标燃煤发电基础电价，无法享受电价提升的红利，整体收益率堪忧。因此不少地面电站项目投资进度有所推迟，使得 2021 年和 2022 年地面集中式电站装机难以提速，据国家能源局数据，从 2020 年的 32.7GW 下降到 2021 年的 25.6GW 和 2022 年前三季度的 17.3GW，成本端压力成为限制光伏发电装机更快增长的重要因素。

1.2. 硅料和光伏组件价格有望持续下降，集中式光伏迎来拐点

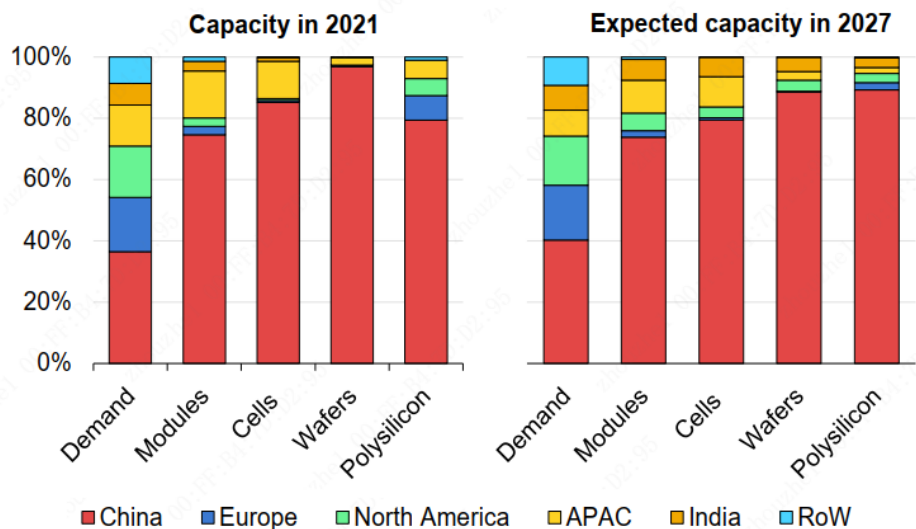
自 2018 年以来，全球光伏新增装机持续增长，由 2018 年的 97GW 到 2021 年的 174GW，三年基本实现翻倍。2022 年，全球光伏新增装机增速不减，根据 TrendForce 预测，2022 年预计全球光伏新增装机超过 220GW，同比增速 30.4%。根据 IEA 近期发布的《Renewables 2022》，全球光伏制造业产能的各个环节，包括硅料、硅片、电池、组件等环节均集中于我国，市占率可达 75%-90%。在下游需求飞速增长的背景下，我国的光伏制造业面临产能不足的制约，供需矛盾激化，以胶膜、玻璃、多晶硅等环节为代表，价格在近三年均有大幅增长。

图4. 全球光伏新增装机容量 (GW)



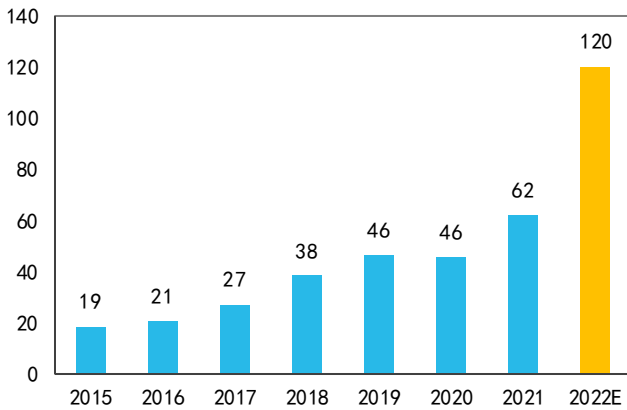
资料来源：IEA、安信证券研究中心

图5. 全球光伏制造业产能分布



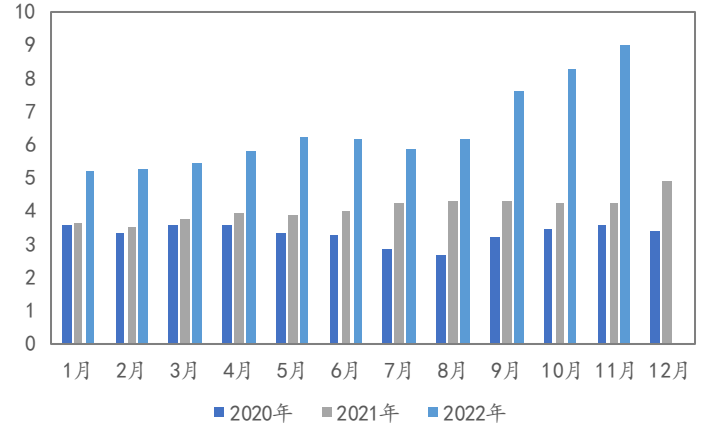
资料来源：IEA、安信证券研究中心

图6. 2022 年底国内多晶硅产能迎来大幅扩张 (万吨)



资料来源: CPIA、硅业分会、安信证券研究中心

图7. 2020-2022 年国内硅料月度产出情况 (万吨)



资料来源: 硅业分会、安信证券研究中心

在整个光伏制造产业链中，扩产周期最长、前期产能扩张幅度最小的硅料环节成为产业链的主要“短板”，硅料产出成为决定组件出货量以及终端装机量的核心因素。阶段性供需错配使得光伏行业结束长期以来的“量增价跌”趋势，2020年起行业呈现“量价齐升”态势，硅料价格由2020年上半年的60元/kg以下一路攀升最高峰的300元/kg以上，光伏组件价格亦由1.5元/W以下涨至最高峰的2元/W。

在高硅料价格的刺激下，2021年起硅料环节的大量新老参与者均加快了扩产的脚步，一般而言，硅料产能的建设速度为两年左右，2022年下半年起新增硅料产能开始陆续释放。但7-8月受检修、限电、疫情等特殊因素影响，硅料实际产出仍受到较大制约，9月之后随着各厂商新增产能的逐步爬坡以及前期限制因素的明显缓解，硅料产出已迎来实质性放量。据索比光伏网披露的数据，2022年初硅料年化产能约52万吨，但到2022年底，年化产能达到120万吨。产量方面，2022年1月硅料产量仅有4.88万吨左右，但到11月产量已经达到9万吨，可满足月产35.57GW组件的需求，但当月组件产量仅25.42GW。

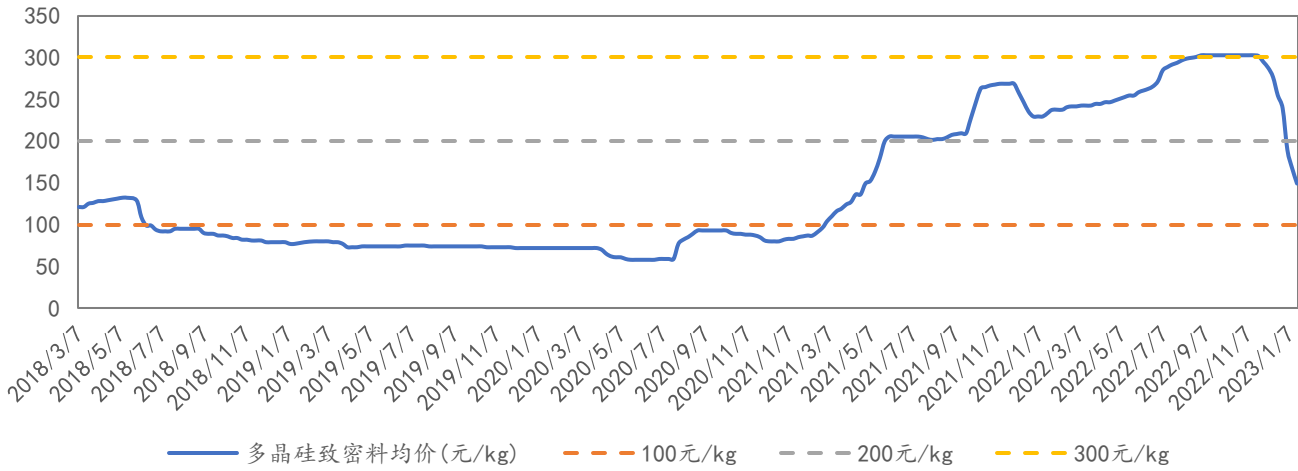
随着硅料产能加速释放，自2022年12月起硅料价格迎来急跌趋势，硅料价格已经从高点的约300元/kg下降到当前的约150元/kg左右。根据索比光伏网数据，在光伏组件构成中，电池片成本占比超过60%，其中70%的成本来源于硅片，而硅片的最主要成本为硅料。据我们测算，根据产业链各环节合理盈利水平，假设从硅料到组件的产业链一体化盈利在0.08-0.11元/W，若硅料价格下跌到140-150元/kg、70-90元/kg、50-60元/kg，对应光伏组件价格约为1.7元/W、1.5元/W、1.4元/W。硅料价格下跌也逐步传导至产业链下游，以中环、隆基为代表的硅片大厂以及以通威为代表的电池企业纷纷下调报价。据PVInfoLink数据披露，182mm单面单晶PERC组件均价从此前2元/W以上的价格已经回落至当前的1.7元/W左右。从当前的硅料和组件的供需格局来看，价格下行趋势预计已经确立，绿电运营商有望显著受益。

表1: 硅料价格和组件价格的对应关系

组件价格 (元/W, 含税)	硅料含税价格 (元/kg, 含税)							
	50	60	70	90	120	140	180	220
0.08	1.39	1.42	1.44	1.50	1.58	1.63	1.74	1.84
0.09	1.40	1.43	1.46	1.51	1.59	1.65	1.75	1.86
0.1	1.42	1.45	1.47	1.53	1.61	1.66	1.77	1.88
0.11	1.44	1.46	1.49	1.54	1.62	1.68	1.78	1.89
0.12	1.45	1.48	1.51	1.56	1.64	1.69	1.80	1.91
0.13	1.47	1.49	1.52	1.57	1.65	1.71	1.82	1.92
0.14	1.48	1.51	1.54	1.59	1.67	1.72	1.83	1.94
0.15	1.50	1.53	1.55	1.61	1.69	1.74	1.85	1.95

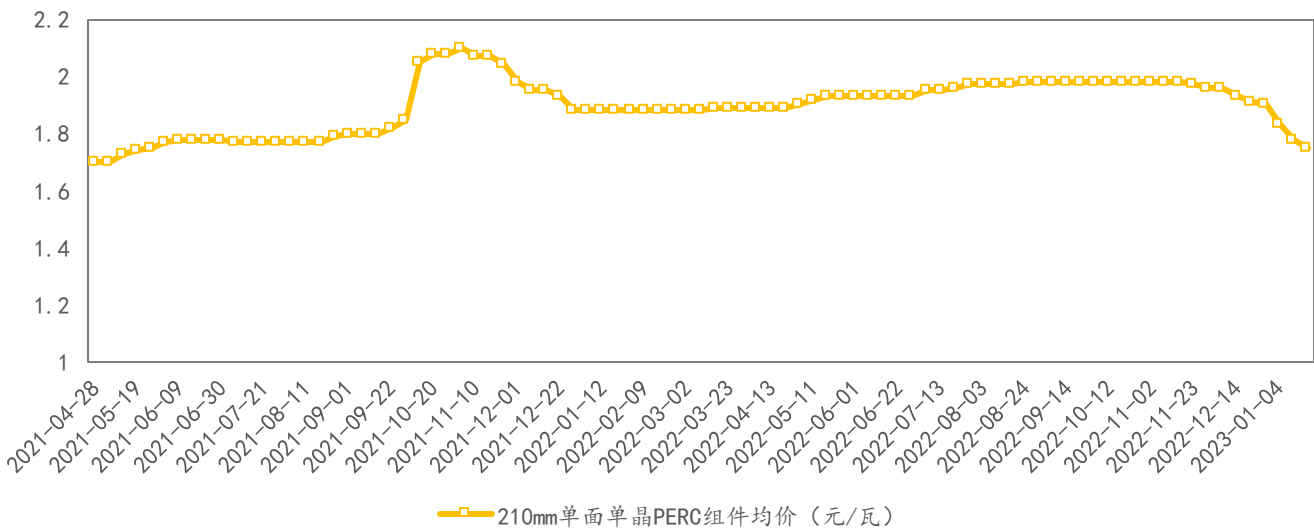
资料来源: 安信证券研究中心测算

图8. 多晶硅致密料均价走势



资料来源: PVInfoLink、安信证券研究中心

图9. 单面单晶 PERC 组件均价走势



资料来源: PVInfoLink、安信证券研究中心

2. 如何定量评估光伏组件价格下降的影响?

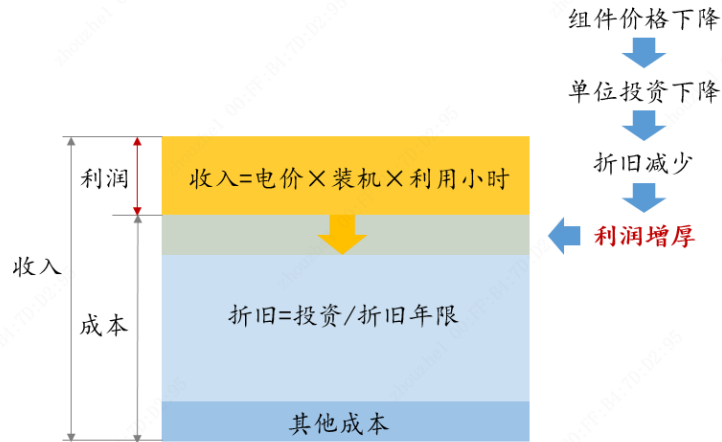
2.1. 光伏组件价格下降对绿电运营商盈利能力影响的传导逻辑

光伏发电将太阳辐射能转换成电能，无燃料成本，其运营成本中最重要的构成为设备折旧。光伏组件价格下降将带来光伏电站的单位投资显著下降，进而使得折旧减少，最终使得光伏电站运营利润增厚。在光伏项目投资收益提升后，绿电运营商加快光伏投资的动力增强，因而装机规模的扩张有望加快；同时，单位装机容量的光伏项目投资规模也会随着组件价格下降而降低，也有利于绿电运营商投资速度提升。硅料和光伏组件价格有望持续下降，打开绿电运营商装机增长和收益率扩张空间，因而我们认为绿电运营商有望迎来估值提升的机遇。

但是，困扰我们的一个问题是如何才能定量地评估光伏组件价格下降对于绿电运营商估值提升的幅度？换言之，如果光伏组件价格从 2 元/W 下降到 1.8 元/W，亦或是下降到 1.5 元/W，绿电运营商的估值会发生怎样的变化？

我们认为绿电运营商受益于硅料及光伏组件价格下降的底层逻辑实际上是其拟建项目的盈利能力的提升，核心在于评估不同组件价格下，绿电运营商单位 GW 盈利能力的差异，从而推测各个绿电运营商在既定的“十四五”新能源发展规划下，其拟建项目的备考业绩在不同组件价格下的差异，最终以远期盈利作为确定公司估值的锚。

图10. 光伏组件价格下降对绿电运营商盈利能力影响

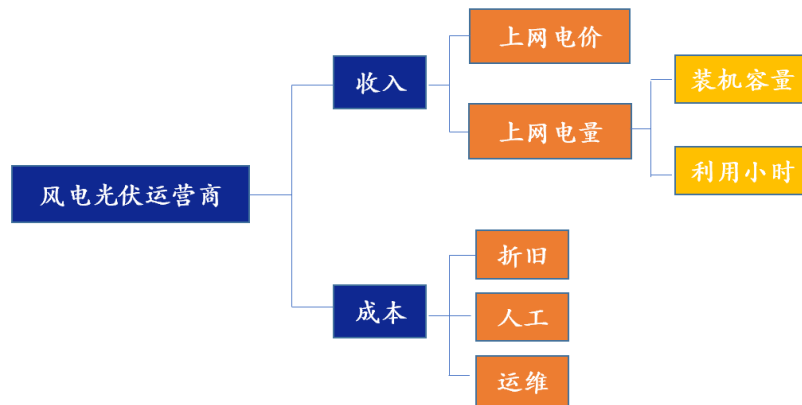


资料来源：安信证券研究中心作图

2.2. 典型集中式地面光伏电站盈利预测模型

我们建立了典型的集中式地面光伏电站的盈利预测模型。绿电项目投资时点尤为重要，决定了未来全生命周期的运营业绩。绿电运营项目收益率受多方因素影响，不考虑各公司自身在运营效率方面的区别，风电、光伏项目盈利能力主要取决于上网电价、利用小时数、初始投资成本三大因素。而上网电价与初始投资成本往往在项目申报、投资与建造时点得以确定，因此投资时点的电价与单位成本情况决定了未来装机容量增长对公司业绩的贡献能力。

图11. 决定绿电项目盈利能力三要素：上网电价、利用小时、初始投资成本



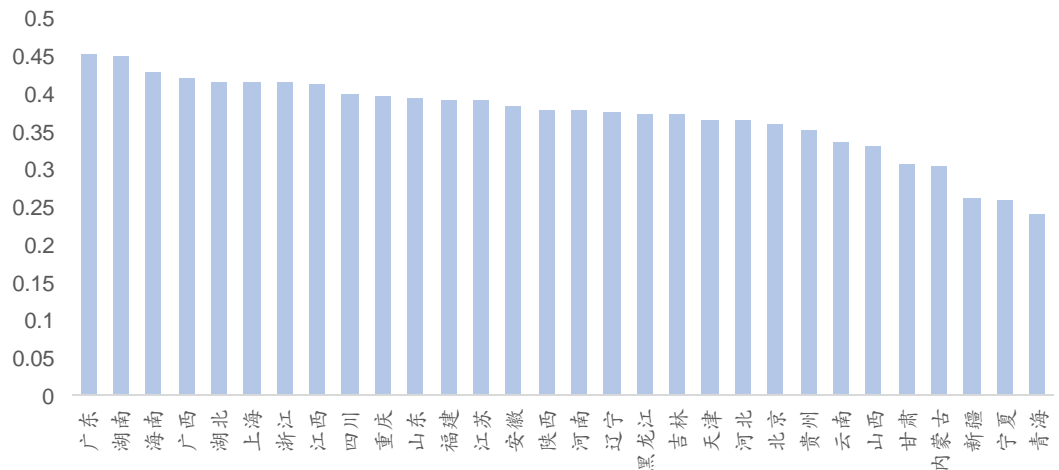
资料来源：安信证券研究中心作图

2.2.1. 上网电价

2021 年之前我国风光上网标杆电价依据国家划分的四类风资源区和三类光资源区制定，根据国家发改委发布的《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》从 2021 年起对于新核准陆上风电项目、新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目不再进行补贴，实行平价上网。

平价背景下，集中式光伏发电上网电价主要参考各地燃煤发电基准电价。东南沿海省份基准上网电价普遍较高，其中广东、湖南、湖北、上海、浙江、江西、四川几个省市基准电价（税前）超过 0.4 元/kWh，而风光资源普遍较好的三北地区例如甘肃、内蒙古、宁夏、青海等省份基准电价相对较低，其中宁夏和青海两省基准电价（税前）仅为 0.25 元/kWh 左右。

图12. 各省燃煤基准电价（元/kWh）



资料来源：各省政府网站、安信证券研究中心

2.2.2. 利用小时

我国北部地区光照资源优渥，主要受益于海拔相对较高、白昼时间较长等方面影响。国家依据光伏电站年等效利用小时数对各地区光资源进行划分，其中：

I类光资源区年等效利用小时数大于1600小时，主要集中于内蒙、甘肃、青海、宁夏、新疆的部分地区；

II类光资源区年等效利用小时数在1400-1600小时之间，主要集中于内蒙古、黑龙江、吉林、四川、甘肃、青海、辽宁、河北、新疆、云南、陕西、山西、北京、天津的部分地区；

III类光资源区年等效利用小时数在1200-1400小时之间，除上述省份的其他地区被划分为III类光资源区。

表2：我国三类光资源区划分

风资源区	地区	所在省份
I类光资源区	宁夏全省；青海海西；甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌；新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依；内蒙古呼和浩特、包头、乌海、鄂尔多斯、巴彦淖尔、乌兰察布、锡林郭勒	宁夏、青海、甘肃、新疆、内蒙古
II类光资源区	北京；天津；黑龙江；吉林；辽宁；四川；云南；内蒙古赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔；河北承德、张家口、唐山、秦皇岛；山西大同、朔州、忻州；陕西榆林、延安；青海西宁、海东、海北、黄南、海南、果洛、玉树；甘肃兰州、天水、白银、平凉、庆阳、定西、陇南、临夏、甘南；新疆乌鲁木齐、吐鲁番、喀什、和田、昌吉回族、博尔塔拉蒙古、伊犁哈萨克、克孜勒苏柯尔克孜自治州	北京、天津、黑龙江、吉林、辽宁、四川、云南、内蒙古、河北、山西、陕西、青海、甘肃、新疆
III类光资源区	除上述地区以外的其他地区	

资料来源：国家发改委、安信证券研究中心

光资源与利用小时水平成正比，I/II类光资源区优势显著，利用小时数领先。根据中电联统计的数据，2019-2021年全国光伏发电平均利用小时数分别为1291小时、1281小时和1282小时，整体保持稳健。同时通过总结对比各省份2019-2021年年均光伏利用小时数水平，I/II类光资源区（以北部地区为主）利用小时数领先，其中内蒙古、黑龙江、吉林、四川四个省份2019-2020年光伏年平均利用小时数高于1500小时，分别达到1624小时、1585小时、1518小时和1510小时。

表3：我国2019-2021年各省光伏平均利用小时数

省份	光伏利用小时数				所在光资源区
	2019	2020	2021年1-11月	均值	
内蒙古	1593	1654	1470	1624	I类/II类资源区
黑龙江	1566	1604	1487	1585	II类资源区

吉林	1504	1531	1493	1518	II类资源区
四川	1554	1466	1468	1510	II类资源区
甘肃	1422	1511	1427	1467	I类/II类资源区
青海	1487	1376	1195	1432	I类/II类资源区
辽宁	1396	1453	1291	1425	II类资源区
宁夏	1371	1393	1375	1382	I类资源区
河北	1379	1336	1029	1358	II类/III类资源区
新疆	1294	1416	1405	1355	I类/II类资源区
云南	1350	1332	1247	1341	II类资源区
陕西	1273	1392	1267	1333	II类/III类资源区
山西	1307	1277	1249	1292	II类/III类资源区
北京	1323	1242	1102	1283	II类资源区
山东	1284	1225	1130	1255	III类资源区
天津	1144	1265	1155	1205	II类资源区
江苏	1192	1165	1146	1179	III类资源区
西藏	1210	1116	1190	1163	III类资源区
广西	1097	1103	1081	1100	III类资源区
安徽	1102	1071	1050	1087	III类资源区
贵州	1092	1032	861	1062	III类资源区
海南	1059	1063	1075	1061	III类资源区
湖北	1103	1013	1059	1058	III类资源区
河南	1061	1055	965	1058	III类资源区
福建	1040	1063	1017	1052	III类资源区
浙江	1104	998	994	1051	III类资源区
江西	1004	917	940	961	III类资源区
广东	826	993	1064	910	III类资源区
湖南	905	902	973	904	III类资源区
上海	867	861	1084	864	III类资源区
重庆	606	653	675	630	III类资源区

资料来源: Wind, 安信证券研究中心

部分北部地区省份光伏利用小时数仍有提升空间。受制于省内电力消纳能力及电力外送通道不足，部分西北部地区弃光率仍维持高位，其中西藏、青海弃光现象最为严重，2021年两省弃光率分别为 19.8%和 13.8%，同时蒙西、宁夏、陕西等几个省份弃光率仍有下降空间。

图13. 2021年全国各省弃光率(%)



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心、安信证券研究中心

2.2.3. 投资成本

根据西勘院规划研究中心数据，集中式光伏发电项目投资构成中光伏组件及安装成本占比最高，约占到 50%左右，其次占比较高的是支架、电缆等。而未来集中式光伏发电项目的重要成本项将有可能是电化学储能，目前大部分省份都要求强制配储，一般来说以装机容量 10%配置 2 小时储能的要求居多。

表4：国内典型集中式地面光伏项目投资构成（2021年）

成本拆分	单位	成本范围
组件+安装	元/W	2140
支架+安装+基础	元/W	500-760
逆变器及箱变+安装+基础	元/W	220
集电电缆线路+安装	元/W	240-250
其他电气	元/W	37
其他土建	元/W	120
建设用地	元/W	140-160
升压站	元/W	100-300
送出线路	元/W	100-300
其他费用	元/W	260-280
电化学储能	元/W	240
合计		4100-4500

资料来源：西勘院规划研究中心、安信证券研究中心

2.3. 全国平均参数假设下，光伏电站单 GW 盈利能力提升幅度

以全国平均水平的电价、光伏利用小时数等基础数据，我们用典型的集中式光伏电站盈利预测模型进行模拟测算。按照组件采购价格 2 元/W、单位投资 4.3 元/W、利用小时 1300 小

时以及上网电价(含税) 0.37 元/kWh、贷款利率 4%等关键参数假设,我们测算得到此集中式光伏发电项目的全投资 IRR 为 4.56%、资本金 IRR 为 5.66%,该项目装机容量假设为 1GW,项目投产后十年平均净利润为 5532 万元。

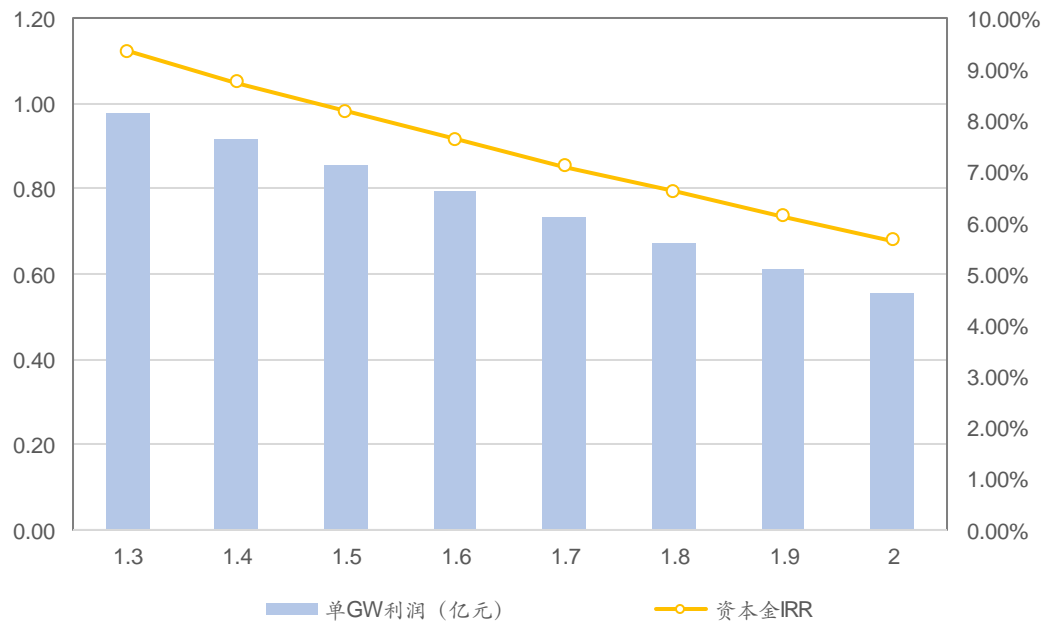
而假设组件采购价格下降到 1.6 元/W 后,该项目的资本金 IRR 为 7.63%,项目投产后十年平均净利润为 7943 万元,项目的单 GW 利润较 2 元/W 组件价格水平下提升 44%;若组件采购价格进一步下降到的 1.4 元/W 后,该项目的资本金 IRR 为 8.75%,项目投产后十年平均净利润可达 9149 万元,项目的单 GW 利润较 2 元/W 组件价格水平下提升 65%。

表5: 国内典型集中式地面光伏项目 IRR 测算核心假设

运营	单位	数值
项目装机容量	万 kW	100
上网电价	元/kWh	0.37
利用小时数	小时	1300
首年衰减率		2.5%
次年衰减率		0.6%
厂用电率		2%
投资	单位	数值
组件价格	元/Wp	2
项目单位投资	元/kW	4300
资本金比例		25%
贷款利率		4%
财务	单位	数值
折旧年限	年	20
增值税率		13%
所得税率		25% (三免三减半)

资料来源:西勘院规划研究中心、中电联等,安信证券研究中心

图14. 不同组件价格下光伏项目 IRR 和单 GW 利润测算



资料来源:安信证券研究中心测算

2.4. 各省平均电价利用小时数据假设下，光伏电站单 GW 盈利能力提升幅度

受各省光资源及当地电价差异影响，不同省份光伏项目盈利能力差异较大。从决定新能源项目盈利能力三要素利用小时、上网电价以及初始投资成本三方面进行分析，由于不同地区同时间段初始投资成本差异较小，我们主要根据各省不同的利用小时数以及当地基准电价计算不同省份光伏项目盈利能力，其他核心假设数值均保持不变（参考上述国内典型集中式地面光伏项目 IRR 测算核心假设表）。据我们测算，不同省份在同样的初始投资成本下盈利能力差异巨大，在组件价格为 2 元/W、总投资成本为 4.3 元/W 的背景下，黑龙江和四川省项目盈利能力最强，项目资本金 IRR 分别为 10.42% 和 10.96%，平均建成十年后单 GW 盈利能力可达到 1.35 亿元和 1.44 亿元；而青海、宁夏、新疆、上海、重庆等几个省份受利用小时数低或上网电价偏低影响，项目资本金 IRR 及单 GW 盈利能力为负。

组件价格下降背景下各省光伏项目盈利能力均出现显著提升，其中盈利能力相对较弱的省份利润弹性更大。根据各省平均利用小时数、基准电价计算得出的盈利能力情况看，若组件价格从 2 元/W 降至 1.6 元/W，各省平均光伏项目资本金 IRR 从 3.8% 增至 5.65%，增长 1.85 个百分点，建成十年后单 GW 净利润从 0.28 亿元增至 0.52 亿元，增长 85.7%；若组件价格从 2 元/W 降至 1.4 元/W，各省平均光伏项目资本金 IRR 从 3.8% 增长 6.7%，增长 2.9 个百分点，建成十年后单 GW 净利润从 0.28 亿元增长 0.64 亿元，增长 171.4%。（根据各省平均数所计算的在不同组件价格情况下的光伏项目盈利能力数据与根据全国平均利用小时数与上网电价所计算的项目盈利能力存在一定差异，主要由于各省光伏项目分布不均）。同时，由于光伏利用小时数较低的省份例如广东、福建、河南、湖南等在高组件价格下项目盈利能力基数较低，因此在组件价格快速下降的背景下其利润弹性更高。

表6：不同组件价格下各省光伏项目资本金 IRR 变化趋势

省份	主要假设		不同组件价格下项目资本金 IRR				
	利用小时	基准电价 (元/kWh)	2 元/W	1.8 元/W	1.6 元/W	1.4 元/W	1.2 元/W
内蒙古	1623.5	0.3035	6.18%	7.14%	8.18%	9.32%	10.57%
黑龙江	1585	0.374	10.42%	11.53%	12.73%	14.05%	15.50%
吉林	1517.5	0.3731	9.32%	10.39%	11.55%	12.82%	14.21%
四川	1510	0.4012	10.96%	12.08%	13.31%	14.65%	16.12%
甘肃	1466.5	0.3078	4.34%	5.24%	6.22%	7.28%	8.45%
青海	1431.5	0.2409	-0.74%	0.00%	0.81%	1.69%	2.64%
辽宁	1424.5	0.3749	7.96%	8.98%	10.09%	11.30%	12.64%
宁夏	1382	0.2595	-0.05%	0.72%	1.54%	2.44%	3.43%
河北	1357.5	0.3644	6.26%	7.23%	8.27%	9.42%	10.67%
新疆	1355	0.262	-0.23%	0.53%	1.35%	2.25%	3.22%
云南	1341	0.3358	4.29%	5.19%	6.16%	7.23%	8.39%
陕西	1332.5	0.378	6.65%	7.63%	8.69%	9.85%	11.12%
山西	1292	0.332	3.31%	4.18%	5.12%	6.15%	7.27%
北京	1282.5	0.3598	4.79%	5.70%	6.70%	7.78%	8.97%
山东	1254.5	0.3949	6.29%	7.26%	8.31%	9.45%	10.71%
天津	1204.5	0.3655	3.83%	4.71%	5.67%	6.72%	7.87%
江苏	1178.5	0.391	4.76%	5.67%	6.67%	7.75%	8.94%
广西	1100	0.4207	4.85%	5.77%	6.76%	7.85%	9.04%
安徽	1086.5	0.3844	2.79%	3.64%	4.56%	5.57%	6.67%
贵州	1062	0.3515	0.67%	1.46%	2.31%	3.24%	4.25%
海南	1061	0.4298	4.54%	5.45%	6.44%	7.51%	8.69%
湖北	1058	0.4161	3.83%	4.71%	5.67%	6.72%	7.87%
河南	1058	0.3779	1.95%	2.77%	3.67%	4.64%	5.71%
福建	1051.5	0.3932	2.59%	3.44%	4.35%	5.35%	6.45%
浙江	1051	0.4153	3.66%	4.54%	5.49%	6.53%	7.67%

江西	960.5	0.4143	1.86%	2.68%	3.57%	4.55%	5.61%
广东	909.5	0.453	2.52%	3.37%	4.28%	5.28%	6.37%
湖南	903.5	0.45	2.27%	3.10%	4.01%	5.00%	6.08%
上海	864	0.4155	-0.03%	0.73%	1.56%	2.46%	3.45%
重庆	629.5	0.3964	-5.89%	-5.30%	-4.66%	-3.97%	-3.21%
均值	1210	0.37	3.80%	4.68%	5.65%	6.70%	7.85%

资料来源: Wind, 安信证券研究中心测算

注: 由于 2021 年各省光伏利用小时数仅披露 1-11 月数据, 因此测算中各省平均利用小时数按 2019-2020 年均值进行计算

表7: 不同组件价格下各省光伏项目建成后十年单 GW 平均净利润水平变化趋势

省份	主要假设		不同组件价格下项目单 GW 净利润 (亿元)				
	利用小时	基准电价 (元/kWh)	2 元/W	1.8 元/W	1.6 元/W	1.4 元/W	1.2 元/W
内蒙古	1623.5	0.3035	0.64	0.76	0.88	1.00	1.12
黑龙江	1585	0.374	1.35	1.47	1.59	1.71	1.83
吉林	1517.5	0.3731	1.16	1.28	1.40	1.52	1.64
四川	1510	0.4012	1.44	1.56	1.68	1.80	1.92
甘肃	1466.5	0.3078	0.34	0.46	0.58	0.70	0.82
青海	1431.5	0.2409	-0.42	-0.29	-0.17	-0.05	0.07
辽宁	1424.5	0.3749	0.93	1.05	1.17	1.29	1.41
宁夏	1382	0.2595	-0.32	-0.20	-0.08	0.04	0.17
河北	1357.5	0.3644	0.65	0.77	0.89	1.01	1.13
新疆	1355	0.262	-0.34	-0.22	-0.10	0.02	0.14
云南	1341	0.3358	0.33	0.46	0.58	0.70	0.82
陕西	1332.5	0.378	0.71	0.84	0.96	1.08	1.20
山西	1292	0.332	0.18	0.30	0.42	0.54	0.67
北京	1282.5	0.3598	0.41	0.53	0.66	0.78	0.90
山东	1254.5	0.3949	0.66	0.78	0.90	1.02	1.14
天津	1204.5	0.3655	0.26	0.38	0.50	0.63	0.75
江苏	1178.5	0.391	0.41	0.53	0.65	0.77	0.89
广西	1100	0.4207	0.42	0.54	0.66	0.79	0.91
安徽	1086.5	0.3844	0.10	0.22	0.34	0.46	0.58
贵州	1062	0.3515	-0.21	-0.09	0.03	0.15	0.27
海南	1061	0.4298	0.38	0.50	0.62	0.74	0.86
湖北	1058	0.4161	0.26	0.38	0.50	0.62	0.75
河南	1058	0.3779	-0.02	0.10	0.22	0.34	0.46
福建	1051.5	0.3932	0.07	0.19	0.30	0.43	0.56
浙江	1051	0.4153	0.24	0.36	0.48	0.60	0.72
江西	960.5	0.4143	-0.04	0.08	0.20	0.32	0.44
广东	909.5	0.453	0.06	0.18	0.30	0.42	0.54
湖南	903.5	0.45	0.02	0.14	0.26	0.39	0.51
上海	864	0.4155	-0.31	-0.19	-0.07	0.05	0.17
重庆	629.5	0.3964	-1.09	-0.97	-0.85	-0.73	-0.61
均值	1210	0.37	0.28	0.40	0.52	0.64	0.76

资料来源: Wind, 安信证券研究中心测算

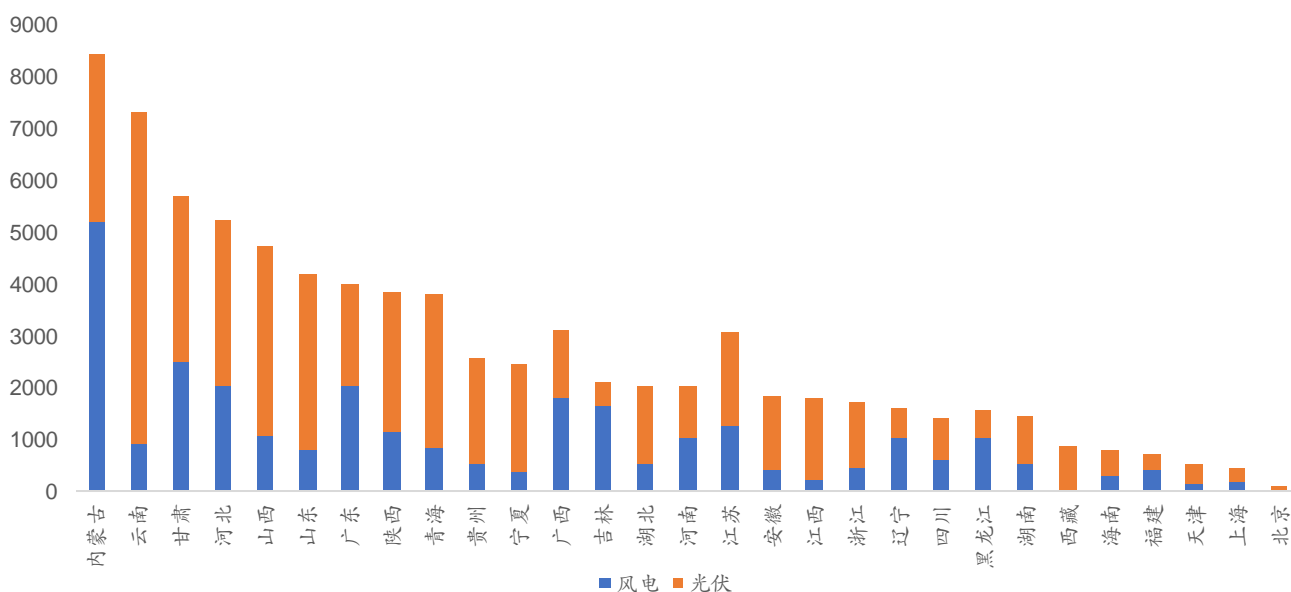
注: 由于 2021 年各省光伏利用小时数仅披露 1-11 月数据, 因此测算中各省平均利用小时数按 2019-2020 年均值进行计算

各省新能源发展“十四五”规划陆续出台, 组件价格下降背景下全国光伏市场空间将大幅提升。截至 2022 年底, 我国 31 个省市中除了新疆、重庆两省市外其余 29 个省市均已出台量化的风电、光伏“十四五”期间新增装机规划, 据我们统计, 29 个省市合计规划在“十

“十四五”期间新增风电装机 285.16GW、光伏装机 506.31GW，合计 791.47GW。从各省光伏规划看，光资源相对优渥的省份“十四五”期间新增装机规划较高，其中云南、山西、山东、内蒙古、甘肃、青海、河北七个省份光伏新增装机规划超过 30GW，将成为光伏重点发展省份。

根据上述测算的在不同组件价格下各省项目单 GW 净利润以及各省“十四五”期间光伏项目新增装机规模，我们进一步测算了在不同组件价格下光伏新增装机规划所对应的市场空间（以合计利润规模为市场空间考察指标），在 2 元/W 的组件价格下，“十四五”期间全国光伏增量约对应利润空间 153.1 亿元/年，若组件价格降至 1.6 元/W，利润空间有望提升至 283.84 亿元/年，较 2 元/W 的组件价格水平下增长 85.4%；若组件价格降至 1.4 元/W，利润空间有望提升至 333.86 亿元/年，较 2 元/W 的组件价格水平下增长 118.07%。

图15. 各省风电光伏“十四五”规划新增装机 (GW)



资料来源：各省政府官网，安信证券研究中心

表8：不同组件价格下各省光伏新增装机容量规划所对应的利润空间

省份	“十四五”期间光伏新增规划 (GW)	不同组件价格下对应利润空间 (亿元)				
		2 元/W	1.8 元/W	1.6 元/W	1.4 元/W	1.2 元/W
内蒙古	32.62	20.77	24.79	28.71	32.62	36.53
黑龙江	5.50	7.43	8.09	8.75	9.41	10.07
吉林	4.62	5.36	5.91	6.47	7.02	7.58
四川	8.09	11.65	12.62	13.59	14.56	15.53
甘肃	32.03	10.89	14.73	18.58	22.42	26.26
青海	30.00	-12.60	-8.70	-5.10	-1.50	2.10
辽宁	6.00	5.58	6.30	7.02	7.74	8.46
宁夏	20.53	-6.57	-4.11	-1.64	0.82	3.49
河北	32.10	20.87	24.72	28.57	32.42	36.27
云南	64.16	21.17	29.51	37.21	44.91	52.61
陕西	27.11	19.25	22.77	26.03	29.28	32.53
山西	36.91	6.64	11.07	15.50	19.93	24.73
北京	0.70	0.29	0.37	0.46	0.55	0.63
山东	34.28	22.62	26.74	30.85	34.97	39.08
天津	3.96	1.03	1.50	1.98	2.49	2.97
江苏	18.16	7.45	9.62	11.80	13.98	16.16

广西	12.95	5.44	6.99	8.55	10.23	11.78
安徽	14.30	1.43	3.15	4.86	6.58	8.29
贵州	20.43	-4.29	-1.84	0.61	3.06	5.52
海南	5.00	1.90	2.50	3.10	3.70	4.30
湖北	15.00	3.90	5.70	7.50	9.30	11.25
河南	10.00	-0.20	1.00	2.20	3.40	4.60
福建	3.00	0.21	0.57	0.90	1.29	1.68
浙江	12.45	2.99	4.48	5.98	7.47	8.96
江西	16.00	-0.64	1.28	3.20	5.12	7.04
广东	20.00	1.20	3.60	6.00	8.40	10.80
湖南	9.09	0.18	1.27	2.36	3.55	4.64
上海	2.70	-0.84	-0.51	-0.19	0.14	0.46
合计	506.31	153.10	214.14	273.84	333.86	394.33

资料来源: Wind, 安信证券研究中心测算

2.5. 不同绿电运营商十四五规划下备考业绩评估

具体到绿电运营商层面，组件价格下降背景下，单位 GW 光伏项目盈利能力有望提升，各个绿电运营商在既定的“十四五”新能源发展规划下，其拟建项目的备考业绩也会随之发生变化。我们选择了若干以光伏发电作为新增装机主要方向且明确披露“十四五”规划的上市公司，对这些公司从当前至 2025 年拟建项目的备考业绩进行评估。

以典型的光伏发电运营商太阳能为例，截至目前其在运光伏装机容量为 8GW，公司提出力争 2025 年末实现电站累计装机 20GW，因此可以推测从当前至 2025 年，公司拟建光伏发电项目装机规模 12GW。在组件价格分别为 2 元/W、1.8 元/W、1.6 元/W、1.4 元/W、1.2 元/W，我们以 2.3 节测算的光伏项目单 GW 盈利测算其 12GW 拟建项目的备考利润分别为 6.6 亿元、8.04 亿元、9.48 亿元、10.92 亿元、12.36 亿元。由此可见，若光伏组件价格进一步下行，则绿电运营商拟建项目的备考业绩将显著提升，因此利好绿电运营商估值提升。

表9：以光伏为发展重点的绿电运营商在不同组件价格下拟建项目备考利润

上市公司		太阳能	国电电力	中国核电	华能水电	云南能投	金开新能
装机构成							
火电	GW		71.83				
核电	GW			23.75			
水电	GW		15		22.9		
风电	GW		7.46	4.21	0.14	0.37	1.1
光伏	GW	8	3.03	8.32	0.1		2.47
十四五规划新能源装机							
风电	GW		12.33	10		2.59	3.9
光伏	GW	20	28.21	23	10	2.54	9.1
合计	GW	20	40.54	33			13
预计目前至 2025 年新增装机							
风电	GW		4.87	5.79		2.22	2.8
光伏	GW	12	25.18	14.68	9.9	2.54	6.63
新增光伏装机预期利润							
组件价格 2 元/W	亿元	6.6	13.85	8.07	5.45	1.40	3.65
组件价格 1.8 元/W	亿元	8.04	16.87	9.83	6.63	1.70	4.44
组件价格 1.6 元/W	亿元	9.48	19.89	11.59	7.82	2.01	5.24
组件价格 1.4 元/W	亿元	10.92	22.91	13.36	9.01	2.31	6.03
组件价格 1.2 元/W	亿元	12.36	25.94	15.12	10.20	2.62	6.83
单 GW 盈利参考							
组件价格	元/W	2	1.8	1.6	1.4	1.2	1

光伏单 GW 盈利	亿元/GW	0.55	0.67	0.79	0.91	1.03	1.15
-----------	-------	------	------	------	------	------	------

资料来源：各公司公告，安信证券研究中心

注：十四五规划数据源：

太阳能：据投资者问答披露，力争 2025 年末实现电站累计装机 20GW

国电电力：据 2021 年年报披露，“十四五”期间新增新能源装机 3500 万千瓦；截止 2020 年年底，公司风电 633.11 万千瓦；光伏 21.20 万千瓦

中国核电：据中核汇能公众号披露，“十四五”末新能源装机目标 3300 万千瓦

华能水电：据公司公告，“十四五”期间，拟在澜沧江云南段和西藏段规划建设“双千万千瓦”清洁能源基地

云南能投：据 2021 年年报披露，绿色能源板块装机规模 513 万千瓦，其中风电 259 万千瓦、光伏 254 万千瓦

金开新能：据公司公告，预计“十四五末”公司装机规模将突破 13GW

“十四五”规划未区分光伏和风电的，按光伏占比 70%测算

3. 投资建议

硅料和组件价格下降背景下，绿电运营商未来拟建光伏项目的备考业绩有望提升，建议关注以光伏为重的绿电运营商【太阳能】【国电电力】【中国核电】【金开新能】等。

4. 风险提示

1) 硅料和组件价格下降低于预期风险：

新投产项目中组件价格与项目生命周期内的盈利能力关联性较大，若硅料和组件价格下降低于预期，可能导致新增项目盈利能力不及预期。

2) 政策强化储能配置要求：

文中测算未考虑若政府进一步强化储能配置要求所带来的影响，若后续对新能源项目储能配置要求提升，项目盈利能力可能不及预期。

3) 假设不及预期风险：

报告中测算存在多处假设，若假设不及预期，则可能对测算结果产生影响。

目 行业评级体系 ■■■

收益评级：

领先大市 —— 未来 6 个月的投资收益率领先沪深 300 指数 10%及以上；

同步大市 —— 未来 6 个月的投资收益率与沪深 300 指数的变动幅度相差-10%至 10%；

落后大市 —— 未来 6 个月的投资收益率落后沪深 300 指数 10%及以上；

风险评级：

A —— 正常风险，未来 6 个月的投资收益率的波动小于等于沪深 300 指数波动；

B —— 较高风险，未来 6 个月的投资收益率的波动大于沪深 300 指数波动；

目 分析师声明 ■■■

本报告署名分析师声明，本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，勤勉尽责、诚实守信。本人对本报告的内容和观点负责，保证信息来源合法合规、研究方法专业审慎、研究观点独立公正、分析结论具有合理依据，特此声明。

目 本公司具备证券投资咨询业务资格的说明 ■■■

安信证券股份有限公司（以下简称“本公司”）经中国证券监督管理委员会核准，取得证券投资咨询业务许可。本公司及其投资咨询人员可以为证券投资人或客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或间接的有偿咨询服务。发布证券研究报告，是证券投资咨询业务的一种基本形式，本公司可以对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向本公司的客户发布。

目 免责声明

本报告仅供安信证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因为任何机构或个人接收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但本公司不保证该等信息及资料的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映本公司于本报告发布当日的判断，本报告中的证券或投资标的价格、价值及投资带来的收入可能会波动。在不同时期，本公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息及资料保持在最新状态，本公司将随时补充、更新和修订有关信息及资料，但不保证及时公开发布。同时，本公司有权对本报告所含信息在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以本公司向客户发布的本报告完整版本为准，如有需要，客户可以向本公司投资顾问进一步咨询。

在法律许可的情况下，本公司及所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券或期权并进行证券或期权交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务，提请客户充分注意。客户不应将本报告为作出其投资决策的惟一参考因素，亦不应认为本报告可以取代客户自身的投资判断与决策。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议，无论是否已经明示或暗示，本报告不能作为道义的、责任的和法律的依据或者凭证。在任何情况下，本公司亦不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

本报告版权仅为本公司所有，未经事先书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表、转发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，需在允许范围内使用，并注明出处为“安信证券股份有限公司研究中心”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

本报告的估值结果和分析结论是基于所预定的假设，并采用适当的估值方法和模型得出的，由于假设、估值方法和模型均存在一定的局限性，估值结果和分析结论也存在局限性，请谨慎使用。

安信证券股份有限公司对本声明条款具有惟一修改权和最终解释权。

安信证券研究中心

深圳市

地 址： 深圳市福田区福田街道福华一路 19 号安信金融大厦 33 楼

邮 编： 518026

上海市

地 址： 上海市虹口区东大名路 638 号国投大厦 3 层

邮 编： 200080

北京市

地 址： 北京市西城区阜成门北大街 2 号楼国投金融大厦 15 层

邮 编： 100034