

2024年10月18日

# 利多因素量变引发质变 看多绿电板块

## ——绿电行业暨新型电力系统系列深度报告一

看好 (维持)

### 证券分析师

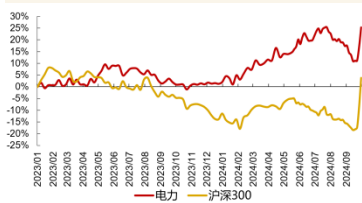
查浩  
S1350524060004  
zhahao@huayuanstock.com

刘晓宁  
S1350523120003  
liuxiaoning@huayuanstock.com

邹佩轩  
S1350524070004  
zoupeixuan01@huayuanstock.com

邓思平  
S1350524070003  
dengsiping@huayuanstock.com

### 板块表现:



### 投资要点:

- **2020年9月我国提出双碳战略以来，整个新能源产业链迎来一轮波澜壮阔的行情。然而时过境迁，短短几年时间里，新能源产业链即出现巨大回撤。**从底层需求来看，在双碳战略的硬约束下，光伏装机规模一再超预期，但是高涨的装机并未带来利润的同步提升，新能源的电价、利用率以及收益率同步承压。我们认为新能源收益率不及预期是多方面因素耦合的结果，包括但不限于电网建设进度不一导致的消纳问题、电-碳市场建设不同步阻碍绿电环境价值释放、央地博弈与非市场化干预电价等。从股价层面，受新能源电价持续下行且预期不稳定影响，2022-2024年主要新能源运营商股价走势均大幅弱于申万电力行业指数。
- **然而，从新型电力系统可持续发展的视角来看，当前新能源困境的根源是机制缺位，或者说电力体制改革不同步带来的。**从建设全国统一电力市场的视角来看，所谓央地博弈，不利于电力要素在全国的最优配置，不利于新能源行业行稳致远，政策已经开始纠偏。从更大的视角来看，新能源运营商当前的困境只是阶段性现象，新能源作为我国双碳战略最重要一环，毫无疑问其发展可持续非常重要。我们认为经过多年消化，市场已经较为充分地反应了绿电板块当前压力，**从边际变化来看，从决策层表态到相关机制建设，多个政策短板得到补齐，我们分析绿电板块在经历三年蛰伏后，有望实现否极泰来，重新进入上行趋势。**
- **本文作为华源证券绿电系列报告的开篇，将提纲挈领，系统性地讲述绿电的估值体系与前世今生，更加侧重估值与边际变化。**本文的亮点在于理论推导与现实复盘结合，首先从底层估值理论入手，探讨理想状态下的绿电估值模型，讨论影响绿电估值最核心的因素（即再投资预期 IRR 与折现率）及其敏感性；然后对绿电板块 2020-2022 年行情进行复盘，提炼上一轮行情的核心驱动力、股价回调的原因，同时检验我们搭建的理论模型的有效性；最后针对股价回调的原因，结合目前最新的边际变化，概括我们当下看好绿电的核心理由，形成一套可证伪的投资框架。
- 简而言之，从估值的角度看，我们认为绿电 2020-2021 年行情是双碳承诺的回音，**在满足投资回报率稳定和市场空间广阔两个前提后，复利的作用给予绿电充分的确定性溢价。**与之相反，2022 年后在消纳率承压、现货市场推进超前、央地博弈等诸多利空下，新能源投资收益率长期稳定的预期被打破，板块投资逻辑从确定性溢价变成不确定性折价，由此导致估值大幅回调。
- **站在当前时点，虽然绿电行业面临的诸多压力客观存在，但是更多的利好正在积累，且呈加速态势，我们总结值得关注的边际变化包括四点：**1) 7 月以来，决策层与上市公司密集表态，双碳战略回归理性，电源建设从过去“冲锋式”开发逐步回归理性，有望带动消纳率与电价企稳回升。2) 电价政策酝酿纠偏，广西政府授权差价合约模式值得重视。3) 能耗双控、碳市场等政策进展迅速，从不认可绿证到将绿证置于节能减排核心地位，关键文件措辞出现实质性变化；4) 补贴发放有望加速，缓解运营商资金压力。
- 至此，我们分析制约绿电中长期收益率绝对值与稳定性的因素逐步解除，按照我们的估值框架，只要绿电收益率的确定性得到保障，板块即可能获得显著的估值修复。重点推荐港股低估值**龙源电力、大唐新能源、中广核新能源、中国电力**，建议关注新天绿色能源。推荐 A 股新能源运营商**三峡能源**，建议关注云南能投、甘肃能源、金开新能、新天绿能、嘉泽新能、晶科科技。
- **风险提示：**新型电力系统建设及电力市场化改革程度不及预期，新能源消纳情况不及预期，补贴回收较慢导致现金流和分红压力。



## 目录

前言：量变引发质变 迎接绿电第二波 .....	4
1. 从理论出发：如何给绿电公司估值 .....	5
1.1 从 IRR 模型拆解看再投资价值增厚的来源 .....	5
1.2 构建绿电滚雪球模型 联动 DCF 计算 PB 估值锚 .....	7
2. 复利的力量：2020-2022 年绿电行情复盘 .....	9
2.1 2020-2021 年的波澜壮阔——确定性溢价 .....	10
2.2 2022 年后的巨幅回调——不确定性折价 .....	13
3. 为什么我们认为当前绿电机遇大于风险 .....	14
3.1 边际变化一：电源建设从冲锋式开发逐步回归理性 .....	15
3.2 边际变化二：电价政策酝酿纠偏 广西试点值得关注 .....	16
3.3 边际变化三：碳市场与能源双控相关进展迅速 .....	17
3.4 边际变化四：补贴发放有望加速 缓解资金压力 .....	19
4. 投资分析意见 .....	21

## 图表目录

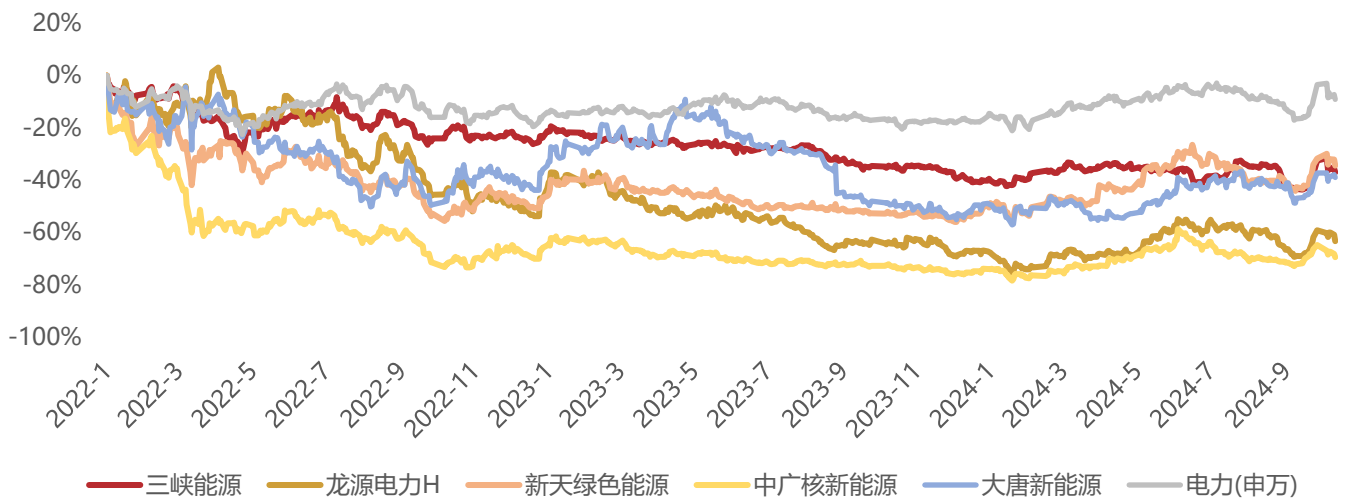
图 1: 典型 A+H 股新能源运营商 2022 年至今收益率 .....	4
图 2: 港股代表性绿电公司以及火电转型绿电公司股价涨幅 .....	10
图 3: 龙源电力港股 PB 情况 .....	12
图 4: 华润电力港股 PB 情况 .....	12
图 5: 龙源电力 H 股股价与恒生中国企业指数 2022 年涨幅对比 .....	13
表 1: 使用必要收益率折现 .....	5
表 2: 经济增加值与企业价值增厚的关系示意 .....	6
表 3: 两期项目 DCF 折现示意 (10%折现率) .....	7
表 4: 典型风电公司滚雪球模型 (单位: 元) .....	8
表 5: 标准模型下, 绿电公司合理 PB 与资本金 IRR 和折现率的敏感性分析 (不考虑延寿) .....	8
表 6: 标准模型下, 绿电公司合理 PB 与资本金 IRR 和折现率的敏感性分析 (考虑 5 年延寿) .....	8
表 7: 国资委规范央企开发新能源项目 .....	15
表 8: 生态环境部 2023 年 10 月《关于做好 2023—2025 年部分重点行业企业温室气体排放 报告与核查工作的通知》 .....	17
表 9: 内蒙古自治区 2024 年 7 月 17 日《关于建立高耗能企业可再生能源电力强制消费机 制的若干措施》征求意见稿内容 .....	18
表 10: 绿电企业应收账款情况 .....	20
表 11: 主流 A+H 股绿电运营商装机及十四五新能源装机完成情况 (万千瓦) .....	21
表 12: 主流火转绿运营商装机及十四五新能源装机完成情况 (万千瓦) .....	22
表 13: 多维度评述绿电运营商估值 .....	22
表 14: 主流 A+H 股绿电运营商估值指标 (亿元, %) .....	23
表 15: 主流火转绿运营商估值指标 (亿元, %) .....	24

## 前言：量变引发质变 迎接绿电第二波

2020年9月我国提出双碳战略以来，整个新能源产业链迎来一轮波澜壮阔的行情。然而时过境迁，短短几年时间里，新能源产业链即出现大幅回撤。从底层需求来看，在双碳战略的硬约束下，光伏装机规模一再超预期，但是高涨的装机并未带来利润的同步提升，新能源的电价、利用率以及收益率同步承压。

**我们认为新能源收益率不及预期是多方面因素耦合的结果**，包括但不限于电源电网建设进度不一导致的消纳问题、电-碳市场建设不同步阻碍绿电环境价值释放、央地博弈与非市场化干预电价等。从股价层面，受新能源电价持续下行且未来预期不稳定的影响，2022-2024年主要新能源运营商股价走势均大幅弱于申万电力行业指数。

图 1：典型 A+H 股新能源运营商 2022 年至今收益率



资料来源：wind，华源证券研究

从新型电力系统可持续发展的视角来看，当前新能源困境的根源是机制缺位，或者说电力体制改革不同步带来的。从建设全国统一电力市场的视角来看，所谓央地博弈，不利于电力要素在全国的最优配置，不利于新能源行业行稳致远。新能源运营商当前的困境只是阶段性现象，新能源作为我国双碳战略最重要一环，毫无疑问其发展可持续非常重要。

**我们认为经过多年消化，市场已经较为充分地反应了绿电板块当前压力，从边际变化来看，从决策层表态到相关机制建设，市场参与者正在愈发理性，多个政策短板得到补齐，我们分析绿电板块在经历三年蛰伏后，有望实现否极泰来，重新进入上行趋势。**

本报告在时间维度上涵盖绿电行业发展历程、现状描述以及未来展望，广度上涉及原理讨论以及机制建设，因此为更清晰地提炼“投资观点”，我们在本报告中重点讨论估值以及边际变化，部分细节展开和补充资料见我们后续发布的系列报告。

本文首先从绿电理论估值入手，探讨理想状态下的绿电估值模型，讨论影响绿电估值最核心的因素及其敏感性。第二章对绿电板块 2020-2022 年行情进行复盘，提炼行情的核心驱动力、股价回调的原因，同时检验第一章理论模型的有效性。第三章针对第二章股价回调的原因，结合目前最新的边际变化，概括我们当下看好绿电的核心理由。

## 1. 从理论出发：如何给绿电公司估值

新能源运营商的商业模式非常简单，从估值的角度看，如果收益率确定，新能源单个项目的本质就是一次性资本支出，陆续收回成本和收益的过程。然后站在公司层面，公司再将存量项目赚取的现金流，一部分用于分红，另一部分用于投资新的项目，实现企业价值的滚动增厚。项目和公司的理论估值可通过资本金 IRR、折现率、项目期限和分红率确定。

### 1.1 从 IRR 模型拆解看再投资价值增厚的来源

首先以一个极简的单一项目 DCF 模型说明（方便起见，数值采用模板化数值）：假设某项目的初始投资金额为 100 元，项目期限 5 年，每年获得净现金流入 30 元，使用年金公式可以算出该项目内部收益率 IRR 的 15.24%，内部收益率只与项目本身的现金流有关。

但是在计算项目估值时，我们需要引入一个新的参数，即折现率，折现率的本质是外部收益率，即外部投资者要求的必要收益率，与估值时点的市场环境、利率环境和风险偏好有关。该案例假设为 10%，则项目的净现值为 13.72 元，投产后项目价值为 113.72 元。

表 1：使用必要收益率折现

年份	0	1	2	3	4	5
现金流	-100	30	30	30	30	30
必要收益率=折现率		10%	10%	10%	10%	10%
现金流现值	-100	27.3	24.8	22.5	20.5	18.6
投资前项目价值	13.72					
内部收益率 (IRR)	15.24%					

资料来源：华源证券研究

为了更清楚的展现出内部收益率 IRR、折现率与项目价值增厚的关系，我们将该过程拆解：采用摊余成本法处理，将项目未来 5 年的现金流分解成等价的 5 笔单独投资，视为第 0 年投资 100 元，第 1 年按照 15.24% 的收益率获得 115.24 元，取走 30 元，将剩余 85.24 元进行第二次投资，收益率维持 15.24%，然后以此类推，第五年末项目价值摊到 0。

定义每一期的经济增加值 EVA (economic value added) = (内部收益率-必要收益率) \* 每期投资本金。经济增加值的数学内涵就是每一期资本金的实际收益减去机会成本后的净收益。我们将每一期的经济增加值，按照必要收益率折现到第 0 年的时点。

表 2：经济增加值与企业价值增厚的关系示意

年份	0	1	2	3	4	5
期初账面价值①		100	85.24	68.23	48.62	26.03
内部收益率②		15.24%	15.24%	15.24%	15.24%	15.24%
实际投资收益③=①*②		15.24	12.99	10.40	7.41	3.97
收到的分红④		30	30	30	30	30
期末账面价值⑤=①+③-④	100	85.24	68.23	48.62	26.03	0.00
必要收益率⑥		10%	10%	10%	10%	10%
必要投资收益⑦=①*⑥		10.00	8.52	6.82	4.86	2.60
经济增加值⑧=③-⑦		5.2	4.5	3.6	2.5	1.4
经济增加值的折现值（按照⑥折现）		4.76	3.69	2.69	1.74	0.85
折现值加总	13.72					

资料来源：华源证券研究

可以看出，从第 0 年的时点来看，该笔投资的总的价值增厚，恰好等于未来每一期经济增加值在必要收益率下的折现值加总。即：

$$\text{企业价值增厚} = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{(\text{IRR} - \text{资本成本}) * \text{每期投资本金}}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{\text{EVA}_t}{(1+r)^t}$$

上述拆解是绿电单个项目，甚至是所有项目类投资价值增厚的本质，是比 DCF 模型更底层的逻辑。一笔投资的价值增厚取决于四个参数，分别是该笔投资的内部收益率 IRR、必要收益率（资金成本）、投资金额以及项目期限。**其中内部收益率与必要收益率的差值，是投资创造价值的基础；投资金额以及项目期限分别是空间和时间维度的乘数。**

进一步的，相比单个项目，公司的特点是可以将富余现金流进行再投资，从而实现企业价值的滚动增厚，我们将模型拓展到多期项目，假设公司预期在第 1 年末再投资一个一模一样的项目，从第 2 年开始公司有两个项目。将未来所有期限的现金流折现后，可以得到在第 0 年末的时间点，公司的价值为 126.2 元（已经包含了再投资预期）。



**表 3：两期项目 DCF 折现示意（10%折现率）**

年份	0	1	2	3	4	5	6
项目 1 现金流	-100	30	30	30	30	30	
项目 2 现金流		-100	30	30	30	30	30
公司整体现金流	-100	-70	60	60	60	60	30
内部收益率	15.24%						
必要收益率	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
现金流折现值		-63.6	49.6	45.1	41.0	37.3	16.9
第 0 年末公司总价值	126.20						

初始资本金	100
现有项目价值增厚	13.72
未来项目价值增厚	12.48

资料来源：华源证券研究

可见，对于持续投资的企业，**企业总价值为初始投资本金、现有资产的价值增厚、未来资产的价值增厚三部分构成**，该式同时揭示了 PB 的本质。其中，第三项可以理解成潜在市场空间的期权价值，伸缩弹性最大。

$$\text{企业价值} = \text{初始投资本金} + \sum_{t=1}^{\infty} \frac{\text{EVA}_{t, \text{现有资产}}}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^{\infty} \frac{\text{EVA}_{t, \text{未来资产}}}{(1+r)^t}$$

## 1.2 构建绿电滚雪球模型 联动 DCF 计算 PB 估值锚

对于更真实的绿电运营，绿电公司的基本模式即存量项目产生现金流，一部分资金用于分红，富余资金用于投资新的项目，只要资本金 IRR 大于折现率，即可实现企业价值的滚动增厚。因此，**资本金 IRR、折现率以及分红比例（项目拓展速度）是决定公司价值的核心因素**。

在标准模型中，我们以风电为例，假设基期项目为 5500 元/千瓦初始总投资，30%资本金比例，调节电价、利用小时数等参数，使得项目的资本金 IRR 为 8%（即 8%的资本金 IRR 为原始输入参数，在该资本金 IRR 下，初始投资成本、电价、利用小时数的组合不唯一，但是对估值的影响很小）。

假设绿电公司每年分红金额保持在净利润的 40%（以净利润为基数而非权益现金流为基数），使用富余权益现金作为资本金进行再投资，新项目保持 70%资产负债率（资本金比例 30%），**增量项目盈利能力与存量项目相同，自我增殖 20 年后不再扩张**。

**表 4：典型风电公司滚雪球模型（单位：元）**

自我增值模型	y0	y1	y2	y3	y4	y5	y6	y7	y8	y9	y10	y11	y12	y13	y14	y15	y16		
分红率	40%																		
合计净利润		106	120	135	141	156	172	177	193	210	227	245	264	283	304	324	346		
每年分红金额		42.4	48.0	53.9	56.3	62.3	68.7	70.8	77.2	83.8	90.7	98.0	105.5	113.3	121.4	129.8	138.4		
每年用于再投资的资本现金流		100	103	106	103	104	106	100	99	98	96	94	91	88	83	78	414		
考虑自我增值后分红金额当年折现值		40	43	45	45	47	48	47	48	50	51	52	52	53	54	54	54		
考虑自我增值后对应PB	3442.9																		
考虑自我增值后对应PB	2.09																		
基期项目净利润		106	113	121	119	127	135	132	140	148	156	165	174	184	194	204	215		
基期项目资本现金流	-1650	142	142	142	132	132	131	119	117	116	115	113	111	110	108	106	446		
T1期投资项目净利润			6.4	6.9	7.3	7.2	7.7	8.2	8.0	8.4	8.9	9.4	10.0	10.5	11.1	11.7	12.3		
T1期投资项目资本现金流		-100	8.6	8.6	8.6	8.0	8.0	7.9	7.2	7.1	7.0	6.9	6.8	6.7	6.6	6.5	6.4		
T2期投资项目净利润				6.6	7.1	7.5	7.4	7.9	8.4	8.2	8.7	9.2	9.7	10.3	10.9	11.4	12.1		
T2期投资项目资本现金流			-103	8.8	8.8	8.8	8.2	8.2	8.2	7.4	7.3	7.2	7.1	7.0	6.9	6.8	6.7		
T3期投资项目净利润					6.8	7.3	7.8	7.7	8.1	8.7	8.4	8.9	9.5	10.0	10.6	11.2	11.8		
T3期投资项目资本现金流				-106	9.1	9.1	9.1	8.5	8.4	8.4	7.6	7.5	7.4	7.3	7.2	7.1	7.0		
T4期投资项目净利润						6.6	7.1	7.5	7.4	7.9	8.4	8.2	8.7	9.2	9.7	10.3	10.8		
T4期投资项目资本现金流					-103	8.8	8.8	8.8	8.2	8.2	7.4	7.3	7.2	7.1	7.0	6.9	6.9		
T5期投资项目净利润							6.7	7.2	7.7	7.6	8.0	8.5	8.3	8.8	9.3	9.9	10.4		
T5期投资项目资本现金流						-104.3	8.98	8.98	8.98	8.37	8.33	8.29	7.51	7.42	7.33	7.24	7.14		
T6期投资项目净利润								6.8	7.3	7.8	7.6	8.1	8.6	8.4	8.9	9.5	10.0		
T6期投资项目资本现金流							-105.6	9.1	9.1	9.1	8.5	8.4	8.4	7.6	7.5	7.4	7.3		
T7期投资项目净利润									6.4	6.8	7.3	7.2	7.7	8.2	8.0	8.4	8.9		
T7期投资项目资本现金流								-100	8.6	8.6	8.6	8.0	8.0	7.9	7.2	7.1	7.0		
T8期投资项目净利润										6.4	6.8	7.3	7.2	7.6	8.1	7.9	8.4		
T8期投资项目资本现金流									-99	8.5	8.5	8.5	7.9	7.9	7.9	7.1	7.0		
T9期投资项目净利润											6.29	6.73	7.19	7.09	7.54	8.01	7.81		
T9期投资项目资本现金流												8.4	8.4	8.4	7.9	7.8	7.8		
T10期投资项目净利润													6.2	6.6	7.1	7.0	7.4		
T10期投资项目资本现金流														8.3	8.3	7.7	7.7		
T11期投资项目净利润															6.0	6.5	6.8		
T11期投资项目资本现金流																8.1	8.1		
T12期投资项目净利润																	5.9		
T12期投资项目资本现金流																		6.7	
T13期投资项目净利润																			6.6
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润																			
T13期投资项目资本现金流																			
T13期投资项目净利润					</														



绿电公司		资本金 IRR										
合理 PB		5%	5.5%	6%	6.5%	7%	7.5%	8%	8.5%	9%	9.5%	10%
折 现 率	5%	1.61	1.76	1.90	2.07	2.23	2.41	2.61	2.82	3.06	3.30	3.54
	6%	1.29	1.41	1.52	1.66	1.79	1.93	2.09	2.26	2.45	2.64	2.83
	7%	1.05	1.14	1.23	1.34	1.45	1.56	1.69	1.83	1.98	2.13	2.28
	8%	0.85	0.93	1.01	1.10	1.18	1.28	1.38	1.49	1.62	1.74	1.86
	9%	0.70	0.77	0.83	0.91	0.98	1.06	1.14	1.23	1.34	1.44	1.54
	10%	0.59	0.64	0.69	0.76	0.82	0.88	0.95	1.03	1.11	1.20	1.28

资料来源：华源证券研究自制。上述资本金 IRR 为投资前按照 20 年可行性分析计算的 IRR，但是考虑到风电光伏实际使用寿命在 25-30 年，我们在 DCF 折现时采用 25 年现金流折现，实际 IRR 更高，因此即便资本金 IRR=折现率，折现后的 PB 仍然可以大于 1

**我们分析以上两张表格揭示了绿电板块近年来估值大幅波动的原因。**由于上述标准模型中引入了很多理想化假设，如增量项目与存量项目 IRR 相同，分红率、资产负债率保持不变等，因此相比 PB 的绝对值，PB 的边际变化更有意义。

表面上看，资本金 IRR 与折现率是两个独立参数，但是实际上两者具有一定的相关性。从金融学原理上看，对于权益资产，折现率最主要的影响因素是风险溢价。当绿电行业基本面确定性强时（如双碳战略初期的政策鼓励、补贴回收顺畅、消纳压力较小、电价预期稳定等），绿电再投资的资本金 IRR 预期相对较高，此时的风险溢价也可以相对较低，绿电的估值水平整体向表格的右上角移动。

但是从 2022 年开始，随着补贴拖欠、消纳压力增大、央地博弈加剧等因素影响，再投资回报率 IRR 预期下降的同时，风险溢价同步上升，使得 IRR 与折现率“双向奔赴”，两者差值的收缩幅度，显著大于 IRR 自身的变化。在这种情况下，再投资时间和空间的乘数作用非常有限，绿电的估值水平向表格的左下角移动。

**从敏感性分析中可以看出，在这种“滚雪球”模式下，绿电公司估值的扩张和收缩都非常剧烈。**站在当前时点，我们认为绿电行业面临的压力客观存在，但是基本面的变化已经悄然积累，在流动性宽松、政策纠偏、电力体制改革等诸多利好影响下，绿电 IRR 有望企稳回升，同时带动折现率下降，绿电行业有望迎来媲美 2020-2022 年的第二波大行情。

## 2. 复利的力量：2020-2022 年绿电行情复盘

绿电行业迄今为止最大的行情发生在 2020 年下半年至 2022 年初，本章我们对此轮行情的启动和回落进行复盘，以求寻找经验，作为后续行情的指导。

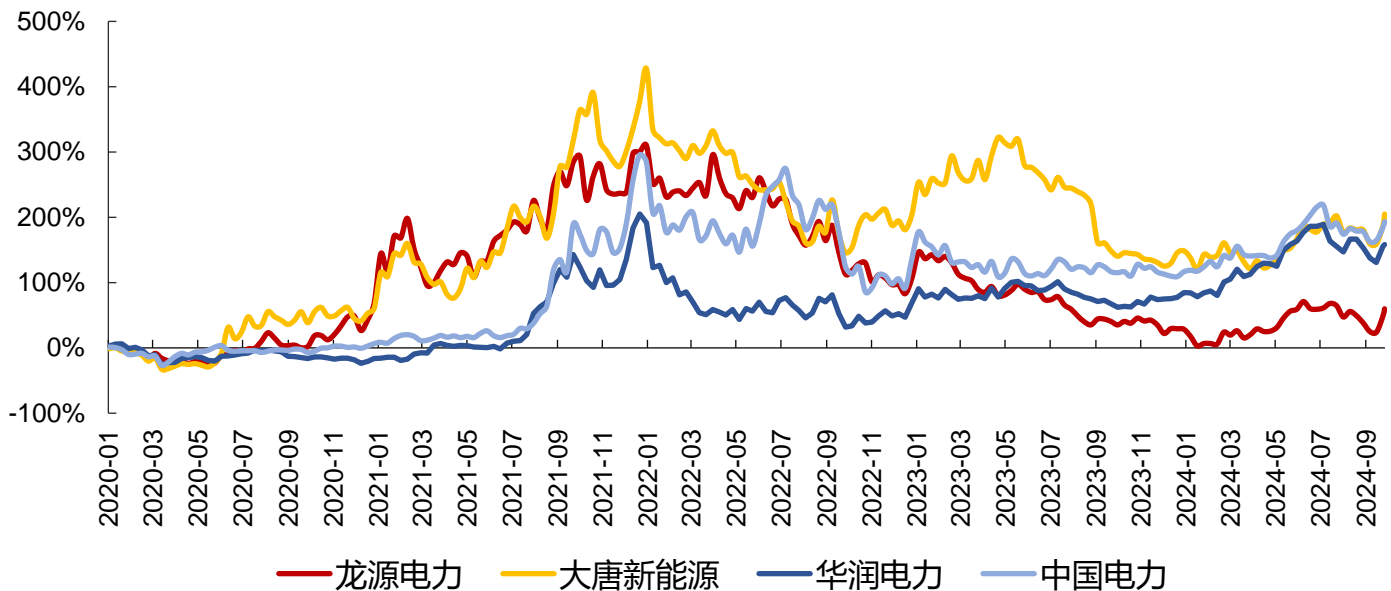
需要指出的是，我们认为**绿电板块 2020 年下半年启动的主要驱动力为新能源平价上网与双碳战略打开空间，但是 2022 年后的回落是多方面利空共同作用的结果，包括补贴**

拖欠加剧、消纳压力激增、现货市场中的电价压力、竞价上网乱象等，更多是渐变而非突变，背后涉及深层次的新型电力系统机制建设、央地权责划分等。

## 2.1 2020-2021 年的波澜壮阔——确定性溢价

从图 1 可以看出，当时港股绿电板块（当时 A 股绿电公司很少，龙头三峡能源和龙源电力均未上市）主要有两轮行情，分别是以龙源电力 H、大唐新能源等纯绿电公司为代表的第一波行情，主升浪启动于 2020 年 10 月；以及以华润电力、中国电力等火电转型绿电公司为代表的第二轮行情，主升浪启动于 2021 年 7 月，滞后前者接近 1 年。

图 2：港股代表性绿电公司以及火电转型绿电公司股价涨幅



资料来源：wind，华源证券研究

**纯绿电行情的启动是双碳承诺的回音，双碳承诺彻底打开绿电市场空间。**在双碳承诺之前，新能源始终是替代能源，市场空间并不确定（不是不够大，而是不确定有多大）。甚至在一定程度上，我国可再生能源补贴政策可以视为是应对欧美光伏“双反”（反倾销、反补贴）、扶持国内产业的不得已之举，对于新能源的远期空间，市场难以形成共识。

虽然早在 2006 年，我国就颁布了《可再生能源法》，参考德国建立可再生能源补贴政策，2007 年开始从终端用户征收可再生能源电费附加，用于补贴新能源发电。但是最初的征收标准只有 2 厘/千瓦时，2009 年 11 月提高至 4 厘/千瓦时，国内市场规模和支持力度尚不足以消纳我国新能源产业链的产能，新能源产能（尤其是光伏）仍然主要靠欧美需求。

然而，由于我国光伏产业的快速发展，2011 年 10 月以德国 solarworld 为首的七家在美企业向美国商务部正式提出针对中国光伏产品的“双反”调查申请，2012 年 5 月美国

商务部公布反倾销初裁决定，惩罚税率高达 31.14%-249.96%，随后欧盟跟进。在外部的严峻冲击下，提升国内新能源需求就成为了拯救我国新能源产业链的必要措施，可再生能源电费附加征收标准连续两次翻倍，2012 年 1 月提高到 8 厘/千瓦时，2013 年 9 月提高至 1.5 分/千瓦时（2016 年 1 月提高到 1.9 分/千瓦时，沿用至今）。

**当时间来到 2020 年时，双碳承诺给予了新能源运营商至少在量上的极强保障，第一章中滚雪球模型的复利力量开始显现。**2020 年 9 月我国在联合国大会承诺 2030 年实现碳达峰、2060 年实现碳中和，双碳承诺是我国能源行业发展历史上划时代的时间。至此，新能源的市场空间就变得非常清晰，实现碳中和就是要尽可能地减少化石能源消费量，增加非化石能源消费量，但是非化石能源（水风光核）最主要的利用方式就是发电，因此低碳转型的路径可以简化为“电力行业脱碳，其他行业全部改用电”。

2020 年我国电能占终端能源消费量的比例不足 30%（其他都是直接作为燃料的煤油气），市场普遍预计碳中和时电能占比要提高到 90%，是 2020 年的 3 倍。2020 年我国新能源占总发电量的比例只有 10%，预计碳中和时要提高到 60-70%，是 2020 年的 6-7 倍。两个数一乘，我国新能源发电量就是约 20 倍的增长空间。

而且，只要碳中和的目标明确，在现有技术条件下，**新能源在量上的空间就是一个纯粹的数学问题，这个问题时至今日也鲜有质疑。而彼时新能源的收益率也较为稳定，市场对收益率的稳定性进行线性外推，于是不难得出，新能源就是能源领域最确定的成长赛道。**

**除了双碳承诺外，另一个催化剂是新能源平价时代的到来。**在补贴时代，我国新能源电价呈逐年退坡态势，2021 年起所有新增陆上风电和集中式光伏平价上网，2022 年起所有新增海上风电平价上网。由于 2016 年之后我国可再生能源基金缺口扩大，补贴拖欠严重，因此市场当时普遍视新增项目平价上网为利好。平价上网对股价的影响通过现金流量表实现，具体分为增量机组和存量机组两部分：

对于增量机组，平价上网顾名思义，没有补贴就自然不存在补贴拖欠问题，在合理的利润率下，现金流直接与净利润匹配，长坡厚雪赛道打开估值空间。

但是对于绿电公司短期业绩以及现有现金流量表而言，存量机组更为重要。在补贴时代，由于可再生能源电价附加征收不力，不仅历史拖欠的补贴无法收回，每年新增的补贴金额都大于收到的电价附加，因此存量补贴收回就变得遥遥无期，在港股市场，相当部分的投资者直接不给补贴部分的收入估值。但是随着平价上网临近，新增项目不再需要补贴，因此每年需要补贴的项目总盘不再增长，只要每年全社会用电量还在增长，存量的拖欠补贴终究会迎来“曙光”，市场开始给补贴部分估值。

**在上述两大因素中，很显然，双碳承诺起的绝大部分作用。从龙源电力港股的 PB 估值来看，纯绿电公司的股价启动时点与双碳承诺时点基本重合。龙源电力港股 PB 在 2021 年底最高达到 2.5 倍，**可以理解为确定性和复利的力量。参考第一章的理想模型计算，考虑延寿 5 年，通过股价倒算，可以认为市场预期的绿电资本金 IRR 至少要高于折现率 3 个百分点（如资本金 IRR 9%，折现率 6%；或资本金 IRR 8%，折现率 5%）。

图 3：龙源电力港股 PB 情况

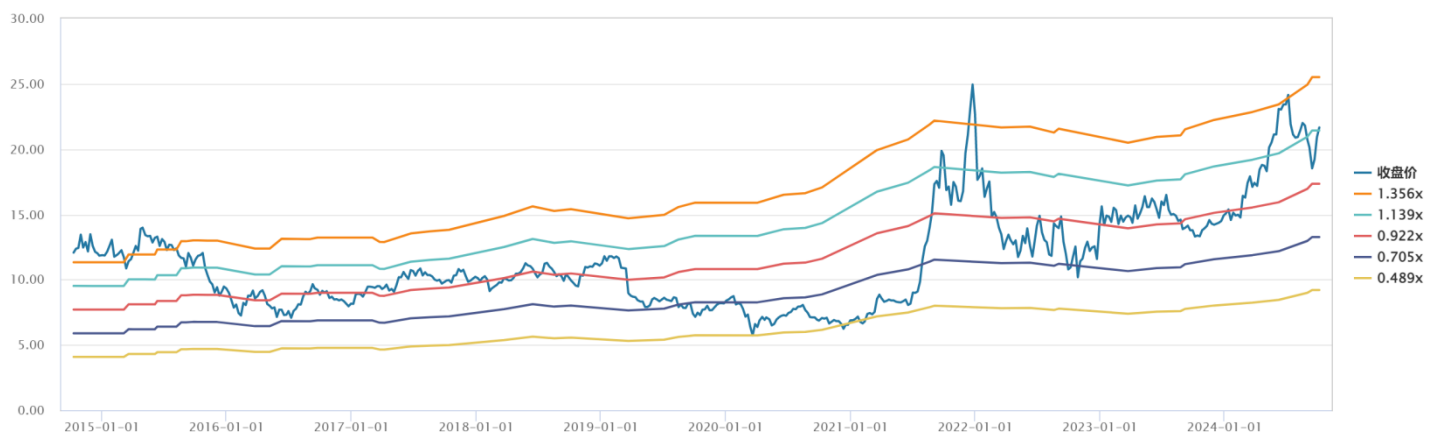


资料来源：wind，华源证券研究

相比之下，以华润电力为代表的火电转型公司股价启动时点则相对滞后，需要等到 2021 年 7 月。我们分析主要原因在于，从存量装机规模来看，当时华润电力、中国电力等公司仍被视为火电公司，在双碳战略催化下，利好程度没有龙源电力等纯绿电公司直观；另一方面在于当时海外投资者普遍关注 ESG 标准，部分机构将火电公司列入“禁投名单”。

当时间来看 2021 年 7 月时，龙源等纯绿电公司已经将估值空间彻底打开，叠加华润电力 2021 年 8 月 20 日发布中报，新能源板块核心利润达到 44.65 亿港元，大超市场预期，而火电板块核心利润只有 8.12 亿港元，从利润口径来看，华润电力已然是一家绿电公司，中报成为华润电力股价上涨的进一步驱动力。随后 2021 年 10 月，中国电力举办“建设世界一流低碳企业发展论坛暨中国电力新战略发布会”，提出 2025 年可再生能源装机占比不低于 90%，火电转型公司凭借本身的低估值，接棒纯绿电公司进入舞台中央。

图 4：华润电力港股 PB 情况



资料来源：wind，华源证券研究

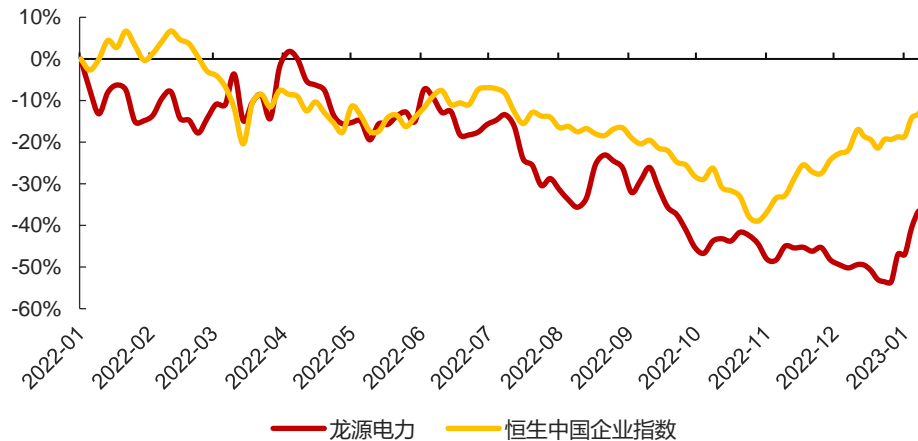
## 2.2 2022 年后的巨幅回调——不确定性折价

然而，绿电板块相比上涨时的酣畅淋漓，2022 年之后的下跌过程则是诸多利空积累的结果。不过，对比龙源电力与恒生中国企业指数，至少在 2022 年 7 月之前，龙源电力并没有跑输指数，2022 年 7 月之前的震荡下跌主要受指数整体影响。

2022 年 7 月下跌的导火索是福建海风超低价中标<sup>1</sup>以及山西光伏现货市场乱象<sup>2</sup>，引发市场对新能源中长期回报率的担忧。两个事件看似彼此孤立，但是风起于青萍之末，2021 年新能源平价上网以来，新能源竞价基准直接对标当地煤电基准电价，部分省份煤电基准电价过低，导致新能源回报率不及预期；同时，新能源调峰储能成本难以传导，火电参与调峰也难以获得收益，在弃风弃光率抬头压力下，多省增加新能源强制配置储能要求，进一步增加新能源成本。在 2021-2022 年上半年市场乐观情绪下，上述利空并未在股价中反映，直到 7 月福建海风和山西现货市场新闻将长时间积累的利空集中引爆，引发股价回调。

另一个导火索是由于补贴长期拖欠，市场担心国家补贴核查政策严格，或导致大量存量补贴作废，对新能源运营行业造成潜在冲击。

图 5：龙源电力 H 股股价与恒生中国企业指数 2022 年涨幅对比



资料来源：wind，华源证券研究

<sup>1</sup> 2022 年 7 月 14 日福建发改委发布 2022 年首批海上风电竞争配置结果，其中华能集团联合体中标项目申报电价不到 0.2 元/度，成为海上风电 2022 平价以来的最低价中标。

<sup>2</sup> 2022 年 7 月 25 日自媒体发布《新能源电价不足 0.2 元/度，投资考核被判“死刑”：山西电力现货交易一周年考》。网站链接：<https://guangfu.bjx.com.cn/news/20220727/1244327.shtml>



虽然随后福建海风最低价中标被取消、山西现货市场规则多次修改，政策方向整体有利于新能源运营商，但是市场对新能源中长期回报率信心仍未修复。

结合第一章中绿电估值理论的探讨，我们分析核心原因是消纳率压力、电价压力等超预期利空影响下，市场下修了绿电中长期回报率预期，甚至由于收益率的不稳定性加大，上调了模型中的折现率，IRR 与折现率的差值收窄，导致绿电行业的复利增长被严重削弱。叠加 A+H 市场连续近 3 年的低迷，市场整体风险偏好偏低，导致市场空间的期权价值降低，龙源电力港股 PB 一度跌回双碳承诺之前。

**至于绿电中长期收益率预期下修，则是硬件建设不同步、机制改革滞后等诸多因素的共同结果。**一个显而易见的解释是，新能源发电的随机性和波动性较大，势必需要其他电源、电网设施予以配合解决消纳问题。随着新能源装机比例越来越高，新能源短时间内过剩概率越来越大，于是导致弃风弃光愈演愈烈。由于配套设施建设相对滞后，为了解决消纳，我国推出的电力现货市场却反过来影响了新能源的电价，新能源企业收入又受到了压制，从而产生恶性循环。

**更深层的原因有两个，一是与电力行业改革进程如影随形的央地博弈。**2021 年由于是平价初年，彼时新能源项目回报率亮眼，叠加碳中和的宏大背景，央企积极争抢绿电资源，地方政府通过市场化交易等，推动新能源运营商持续降电价、让利实体，地方利益与中央利益并不一致。与此同时，与电源侧相比，电网建设需要协调的资源显著更多，不仅包括送出和送入省份，还涉及途经省份的土地、环评、安检等部门，途经省份由于没有直接好处，“大干快上”的动力不足，电源、电网建设进度不一导致消纳问题加剧。

**二是碳-电市场机制建设不同步导致绿电的环境价值难以体现。**从新型电力系统可持续发展的视角来看，当前新能源困境的根源是机制缺位，或者说电力体制改革不同步带来的。新能源的最大优势、甚至唯一优势是没有碳排放，因此新能源需要获得环境价值溢价，在没有环境价值的情况下，常规的电力交易机制均无法弥补新能源的时间价值劣势。自从 2021 年 6 月提出建立全国性碳市场后，至今碳市场建设进度严重滞后，核心原因是确权困难与交易成本高企，绿电的环境价值体现不足，制约了全社会的绿电需求。

### 3. 为什么我们认为当前绿电机遇大于风险

简而言之，我国绿电行情当前面临的困境是诸多因素的耦合结果，然而，我们认为从建设全国统一电力市场的视角来看，所谓央地博弈，不利于电力要素在全国的最优配置，不利于新能源行业行稳致远。随着电改持续深化，打破省间壁垒，规范各地电力交易政策，央企新能源开发商与地方政府有望重回良性互动状态。7 月以来，能耗双控、碳市场等政策进展迅速，相关政策缺位正在迅速补齐，制约绿电中长期收益率绝对值与稳定性的因素逐步解除，我们分析绿电板块在经历接近 3 年的蛰伏后，有望重新进入上行趋势。



### 3.1 边际变化一：电源建设从冲锋式开发逐步回归理性

国资委呼吁新能源发展从规模扩张向专业化、集约化发展转变，预计未来运营端将转向“降增速、保收益”，有望带来消纳问题以及现货市场电价压力缓解，进而带动运营端回报率提升。2023年初国资委副主任讲话强调新能源发展要从规模扩张向专业化、集约化转变，央企要形成“一盘棋”，未来新能源业务将逐步向新能源主业企业和优势企业集中。2023年2月国务院国资委要求中央企业进一步聚焦主责主业，有望避免非电力央企过度跨界投资，带来新能源行业无序竞争，“只求规模、不求利润”。

表 7：国资委规范央企开发新能源项目

主体与来源	要点
2023年1月中央企业新能源智慧运维服务合作项目集中签约仪式上， <b>国资委党委委员、副主任翁杰明讲话</b>	央企新能源专业化整合从单个协调向整体推动转变，新能源管理从分散式向精益化转变，新能源运营从单兵突进向共享共赢转变， <b>新能源发展从规模扩张向专业化、集约化转变</b> <b>央企新能源产业发展要形成“一盘棋”</b> 。有关中央企业要综合考虑项目所在区域、投资收益和资产质量，有序开展新能源投资运营，在新能源数智转型、专业运作、协同发展等方面加强合作， <b>有效避免“一哄而上”、过度竞争</b> <b>未来新能源业务将逐步向新能源主业企业和优势企业集中</b> ，对于专业运作水平高、集约化管理能力强、经营效益好的项目可以独立运行。对于偏离主业、运营成本较高、缺乏管理能力的项目应通过共享服务、委托代管、重组整合等方式开展更大范围、更广领域、更深层次的专业化运营与合作
2023年2月国务院国资委《关于做好2023年中央企业投资管理进一步扩大有效投资有关事项的通知》	
2023年7月华夏能源网、光伏们等多家媒体报道	国资委酝酿规范央企企业参与新能源产业的发展,要求央企聚焦主责主业

资料来源：政府官网，华夏能源网、光伏们，华源证券研究

**央企新能源发展更加注重质量，关注相关措辞发生较大变化，2025年乃至十五五期间或大幅降速。**2024年9月19日大唐集团党组书记邹磊主持召开党组会议，强调要坚持绿色发展，重点抓好新能源大基地平稳开发和传统煤电水电改造和设备更新，推进风光一体化开发重大战略性新兴产业，因地制宜发展新质生产力。

**关键词变成“平稳开发”而非“积极推进”**，同时考虑到五大发电集团“十四五”新能源规划完成进度较高，未来建设或大幅降速。

**总书记9月在座谈会上表态，新能源大基地建设改“加快推进”为“有序推进”，为近年来首次。**据新华社报道，2024年9月总书记习近平在兰州主持召开全面推动黄河流域生态保护和高质量发展座谈会。

座谈会上指出，要推动发展方式全面绿色转型，建设特色优势现代产业体系。其中，大力发展绿色低碳经济，有序推进大型风电光伏基地和电力外送通道规划建设，加快重点行业清洁能源替代。措辞变成“有序推进”，不是之前的“加快推进”。

**点评：这是高层在建设风光大基地和电力外送通道建设方面，首次使用“有序推进”一词。**2021年10月，总书记在《生物多样性公约》第十五次缔约方大会领导人峰会上宣布，中国将大力发展可再生能源，在沙漠、戈壁、荒漠地区加快规划建设大型风电光伏基地项目。此后，政策文件中多以“加大力度规划”、“加快推进”等词来强调风光大基地的重要性。《2024年政府工作报告》继续提出，加强大型风电光伏基地和外送通道建设。

由此，我们分析从决策层到企业执行层，对新能源过度发展的态度已经悄然转变，有望避免行业无序竞争，“只求规模、不求利润”，压低行业整体收益率。我们分析未来运营端投资有望更加重视投资质量，一定程度“降增速、保收益”，同时有利于消纳改善。

### 3.2 边际变化二：电价政策酝酿纠偏 广西试点值得关注

目前我国已经意识到，在消纳以及绿电的环境价值等问题解决之前，现货市场建设过快不利于稳定绿电预期，政府授权合约模式有望护航电价。在国际上，政府授权差价合约是一种行之有效的保护新能源电价措施，2023年底，广西省发改委在《2024年广西电力市场交易实施方案》中提出集中式风电、光伏发电企业执行政府授权合约机制，成为我国首个实行该机制的省份。新能源企业市场化部分收益将由合约电量（即政府授权合约电量）、合约价格（2024年合约价格为0.38元/kWh）、对标价格（标的月各时段批发交易用户市场交易计划加权平均价格）决定。

**简而言之：**当市场化交易价格大于合约价格时，要向新能源场站回收超过0.38元/kWh部分的电价，且该场站越接近市场均价，回收数额越低（即结算电价越高）。当市场化交易价格小于合约价格时，此时要向新能源场站补贴低于0.38元/kWh部分的电价，且该场站越接近市场均价，补贴数额越高（即结算电价越高）。

总的来看，由于目前我国电力市场仍然主要靠火电定价，因此政府授权合约的核心目的是给新能源一个合理的“标准电价”，使得市场价较高时避免新能源获得过高的超额收益，市场价较低时避免新能源过度亏损。此政策与非市场化的“标杆电价”区别在于，最终回收或补贴的力度仍然与电力市场的交易结果相关，这样既可以限定新能源的电价范围、又可以相对保证电力市场交易的完整性。

考虑到各省电力供需格局差异，新能源消纳能力差异以及当地综合发电成本差异，我们预计广西省率先试点的新能源电价政府授权合约，或有望在全国范围内推广，具体合约电价以及执行方案或有所差异。但是可以明确的是，如果政府授权合约将对新能源收益率

进行兜底，将成为推动新能源健康发展的有利途径。政府授权合同的本质是用行政手段赋予新能源隐性碳价格，在碳市场建立之前对新能源保驾护航。

### 3.3 边际变化三：碳市场与能源双控相关进展迅速

**从不认可绿证到全面认可绿证，2024年7月以来相关文件措辞出现实质性变化，绿电的环境价值有望逐步释放。**从欧美经验来看，建设碳市场（能耗双控等机制也可以视为隐性碳市场），实现碳-电市场协同，通过收紧免费配额提高全社会绿电需求，是赋予电力环境价值，提高绿电收益率的有效手段。然而，从国内外实践来看，碳市场的建设难度远远高于现货市场，因为现货市场交易的标的仍然是电力，不需要确权；而碳市场的交易标的是碳排放权，确权流程复杂且需要极高的交易成本，涉及碳排放权的核算、分配、豁免、抵扣、交易以及事后监管。

虽然我国在多个文件中强调绿证是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明，是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证，**但是生态环境部2023年10月文件不认可绿证，是制约绿电环境价值释放的重要因素。**在生态环境部2023年10月发布的文件中，“**通过市场化交易购入使用非化石能源电力的企业，对应的排放量暂按全国电网平均碳排放因子进行计算**”，也就是说，该版本文件不认可绿证对碳排放量的抵扣机制，无论是否购入非化石能源电力，计算碳排放量时，均要按照全国电网平均水平计算，导致绿证与碳市场无法衔接，绿证缺乏内在需求，严重制约绿电的环境价值释放。

表 8：生态环境部 2023 年 10 月《关于做好 2023—2025 年部分重点行业企业温室气体排放报告与核查工作的通知》

要点	内容
核查范围	石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、民航等重点行业，年度温室气体排放量达 2.6 万吨二氧化碳当量（综合能源消费量约 1 万吨标准煤）及以上的重点企业纳入本通知年度温室气体排放报告与核查工作范围。
自发自用可扣除	在核算企业层级净购入电量或设施层级消耗电量对应的排放量时， <b>直供重点行业企业使用且未并入市政电网、企业自发自用（包括并网不上网和余电上网的情况）的非化石能源电量对应的排放量按 0 计算</b> ，重点行业企业应提供相关证明材料。
不承认绿电/绿证	<b>通过市场化交易购入使用非化石能源电力的企业</b> ，需单独报告该部分电力消费量且提供相关证明材料（包括《绿色电力消费凭证》或直供电力的交易、结算证明，不包括绿色电力证书）， <b>对应的排放量暂按全国电网平均碳排放因子进行计算</b> 。2022 年度全国电网平均碳排放因子为 0.5703t CO <sub>2</sub> /MWh，后续年度因子通过管理平台发布。
完成时间	水泥、电解铝和钢铁行业企业碳排放报告核查工作应于每年 9 月 30 日前完成，其他重点行业企业碳排放报告核查工作应于每年 12 月 31 日前完成。

资料来源：生态环境部官网，华源证券研究

**2024 年 7 月以来相关进展迅速，多处细节有实质性变化。**在碳市场完全建立之前，我

国仍然采用能耗双控和可再生能源消纳责任权重机制，通过行政手段提升新能源需求，相当于赋予绿证隐性碳价格。但是由于考核对象多为省级政府，不考核具体企业，具体企业购买绿电/绿证并不能使自己直接受益，存在收益成本不匹配问题，进而缺乏购买动力。

**内蒙古自治区发改委 2024 年 7 月 17 日发文，拟实施存量高耗能企业可再生能源电力强制消费机制。**我们分析此次内蒙古要求高耗能产业强制消纳一定绿电，最值得关注的点有两个，**其一是将消纳责任分解到具体企业，也就是实现市场化交易中最重要的一部分——确权。**在权责统一、收益成本匹配的情况下，高耗能企业将更有动力购买绿电、绿证。

**其二是提出实行以物理电量为基础、绿证交易为补充的可再生能源消费量扣除政策。**明确绿证的作用，做到“证-电分离”交易，将打破绿电交易的物理限制，该文件与生态环境部文件有本质区别，如果全国推广，将显著提升绿证价值。

表 9：内蒙古自治区 2024 年 7 月 17 日《关于建立高耗能企业可再生能源电力强制消费机制的若干措施》征求意见稿内容

要点	细节
加强可再生能源电力强制消费	实施存量高耗能企业可再生能源电力强制消费机制。各盟市综合考虑本地区节能目标完成进度、项目能效水平、能耗强度水平以及存量挖潜等因素，合理确定存量高耗能企业可再生能源电力消纳责任权重目标 实施新上高耗能项目可再生能源电力消纳承诺制。新建高耗能项目，严格按照自治区现行项目节能审查标杆值政策，综合考虑本地区节能形势等，合理确定可再生能源电力消纳责任权重目标，并出具承诺函。
完善可再生能源电力消费核算制度	明确企业可再生能源电力消费核算范围。企业可再生能源电力消费量由物理消纳电量和购买绿色电力证书对应电量两部分构成。物理消纳电量由市场化项目自发自用可再生能源电量、用户绿色电力交易结算电量、用户常规电力交易的可再生能源电量三部分组成。 避免绿证对应电量重复计算。将绿证作为可再生能源电力消费基础凭证，加强绿证与能耗双控政策有效衔接
强化结果运用	完善盟市节能目标考核制度。突出重点控制化石能源消费导向，全面落实可再生能源电力不纳入能源消耗总量和强度调控政策。在“十四五”盟市人民政府节能目标责任评价考核指标核算中，实行以物理电量为基础、绿证交易为补充的可再生能源消费量扣除政策。 强化激励约束。各盟市应加强对纳入强制消费机制覆盖企业的监督管理，督促完成可再生能源消费目标，当年没有完成目标任务的，要划转至下一年。加大节能失信行为惩戒力度，严格兑现新上高耗能项目可再生能源电力消纳承诺

数据源：内蒙古发改委，华源证券研究

**8 月 2 日国家发改委、能源局下发《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》，包括：**1) 2024 年、2025 年，各省可再生能源电力和非水可再生能源电力消纳责任权重；2) 2024 年、2025 年电解铝行业绿电消费比例。

**我们分析该文件值得注意的有两点：**1) **消纳责任权重空前提高。**2024 年消纳责任权重不仅远远高于 2023 年权重，同时远远高于 2023 年提出的 2024 年预期值；2025 年消纳责任权重预期值在 2024 年版本上进一步提高；2) **首次针对特定行业（电解铝）提出了可再生能源消纳责任权重。提出确定电解铝行业企业清单，以持有的绿证核算完成情况。**

该文件不仅与此前生态环境部文件有本质差别，**而且相比内蒙古政策提出实行以物理电量为基础、绿证交易为补充的可再生能源消费量扣除政策，全国性文件突破明显，强调**



### 了以绿证为基础，真正做到了“证-电分离”交易，打破绿电交易的物理限制。

9月13日，《能源法》（草案二次审议稿）开始公开征求意见。相比于4月的初审稿，我们总结主要变化体现在如下方面：

**二审稿第五条强调：**国家建立能源消耗总量和强度双控向碳排放总量和强度双控，全面转型新机制，加快构建碳排放总量和强度双控制度体系。初审稿相关表述为：国家优化能源消耗总量和强度调控，推动能源消耗总量和强度双控向碳排放总量和强度双控转变。

如果此条最终落实，则从法律层面规定我国将来会实行碳排放双控体系，结合7月30日国务院办公厅印发的《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》：

**(1) 十五五期间：实施以强度控制为主、总量控制为辅的碳排放双控制度，**建立碳达峰碳中和综合评价考核制度，加强重点领域和行业碳排放核算能力，健全重点用能和碳排放单位管理制度，开展固定资产投资项目碳排放评价，构建符合中国国情的产品碳足迹管理体系和产品碳标识认证制度，确保如期实现碳达峰目标。

**(2) 碳达峰后：实施以总量控制为主、强度控制为辅的碳排放双控制度，**建立碳中和目标评价考核制度，进一步强化对各地区及重点领域、行业、企业的碳排放管控要求，健全产品碳足迹管理体系，推行产品碳标识认证制度，推动碳排放总量稳中有降。

**二审稿第三十三条：**国家通过实施可再生能源绿色电力证书等制度建立绿色能源消费促进机制，鼓励能源用户优先使用可再生能源等清洁低碳能源。初审稿相关表述：国家建立绿色能源消费促进机制，鼓励能源用户优先使用可再生能源等清洁低碳能源。

**二审稿与初审稿区别在于再一次明确将绿证作为绿色能源消费促进核心机制。**对比生态环境部2023年10月颁布的《关于做好2023—2025年部分重点行业企业温室气体排放报告与核查工作的通知》不认可绿证，以及8月2日能源局《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》认可绿证，再到9月13日能源法二审稿，**可以看出，绿证在绿色消费促进机制中的地位逐渐加强，且有望在法律层面予以确认，有望促进绿电环境价值体现，利好绿电运营商长期发展。**

### 3.4 边际变化四：补贴发放有望加速 缓解资金压力

补贴拖欠是影响绿电估值的核心因素之一，2022年开启补贴项目全面核查并发放大量补贴，在新一轮财政政策预期下，绿电补贴发放有望成为经济刺激抓手。2022年3月，国家发改委、财政部、国家能源局下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，开启全面核查，核查主要围绕六方面展开：合规性、规模、电量、电价、补贴资金、环保。2022年10月，信用中国发布《关于公示第一批可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单的公告》，第一批合规项目共计7344个，2023年绿电公司补贴回收进展明显加速。

2022年8月，国家发改委、财政部、国务院国资委《关于授权设立北京、广州可再生能源发展结算服务有限公司统筹解决可再生能源发电补贴问题的复函》。**国家电网和南方电网将成立二级公司进行专项融资，解决可再生能源补贴年度增量缺口；在财政拨款基础上，补贴资金缺口按照市场化原则专项融资**，专项融资本息在可再生能源发展基金预算中列支。截至目前，第二批补贴核查持续推进，补贴核查有助于确定存量项目补贴资金规模，并陆续兑现合规项目历史拖欠补贴。

预计补贴发放将极大缓解绿电公司现金流压力，提升潜在分红能力。但是对于港股公司，我们分析补贴发放最大的意义不在于通过节约财务费用提升EPS，而在于打消海外投资者对补贴作废的担忧，当前绿电板块AH价差显著高于两地市场整体价差，我们分析其中一个重要原因即海外投资者担心补贴作废，部分公司应收账款余额已超过市值。

**表 10：绿电企业应收账款情况**

股票代码	企业简称	属性	市值	应收账款	补贴拖欠/市
			2024/9/30	2024年6月底	值
600905.SH	三峡能源	中央企业	1,388.1	424.4	30.57%
0916.HK	龙源电力	中央企业	531.5	409.8	77.10%
0836.HK	华润电力	中央企业	915.3	358.8	39.20%
2380.HK	中国电力	中央企业	413.9	291	70.31%
1798.HK	大唐新能源	中央企业	140.4	205.5	146.40%
000591.SZ	太阳能	中央企业	200.4	126.8	63.28%
0579.HK	京能清洁能源	地方国企	151.7	117.9	77.73%
000875.SZ	吉电股份	中央企业	153.5	100.4	65.42%
1250.HK	山高新能源	地方国企	32.4	94.1	290.30%
600032.SH	浙江新能	地方国企	199.8	86.6	43.34%
0956.HK	新天绿色能源	地方国企	138.4	75.6	54.61%
600821.SH	金开新能	地方国企	117.4	75.3	64.12%
601016.SH	节能风电	中央企业	213.0	73.6	34.55%
600956.SH	新天绿能	中央企业	342.8	71.8	20.95%
000537.SZ	中绿电	中央企业	204.2	62.2	30.46%
601778.SH	晶科科技	民营企业	104.6	61.6	58.87%
1811.HK	中广核新能源	中央企业	99.8	61	61.12%
600483.SH	福能股份	地方国企	273.0	55.6	20.36%
3868.HK	信义能源	民营企业	71.5	44	61.51%
601222.SH	林洋能源	民营企业	156.6	42.6	27.21%
601619.SH	嘉泽新能	民营企业	80.6	36.3	45.05%
603693.SH	江苏新能	地方国企	92.1	29.8	32.36%
003035.SZ	南网能源	中央企业	183.7	29.4	16.00%
000862.SZ	银星能源	中央企业	46.3	24.2	52.31%
600163.SH	中闽能源	地方国企	96.3	28.1	29.18%
000791.SZ	甘肃能源	地方国企	105.6	21.8	20.64%
001258.SZ	立新能源	地方国企	62.9	19.6	31.16%



0182.HK	协合新能源	民营企业	41.7	19	45.61%
002053.SZ	云南能投	地方国企	114.2	14.9	13.05%
603105.SH	芯能科技	民营企业	44.8	2.8	6.25%

资料来源：wind，华源证券研究

## 4. 投资分析意见

综上，我们分析当前绿电板块压力客观存在，但是从内在原因看，当下很多问题并非常态，即固有商业模式缺陷或社会价值缺失，而是由于相关机制改革不同步，尤其是电-碳市场建设进度差别，导致新能源的时间价值劣势凸显，环境价值优势无法获得补偿。

进一步的，在现货市场利剑在悬以及市场整体风险偏好较弱背景下，绿电板块风险溢价迅速扩张，导致 IRR 与必要收益率之间的差值大幅减少，进而带来估值坍塌。但是反之亦然，我们认为**如果相关机制理顺，绿电的环境价值得到补偿**，无论是通过更加市场化的显性碳价格，还是通过政府授权合约、高耗能企业强制消纳绿电等行政手段赋予的隐性碳价格，只要绿电中长期收益率的确定性得到保障，**绿电板块即可能获得显著的估值修复**。

落实到具体标的，从新增装机来看，如上文所述，上市公司层面对新增装机收益率要求较高，节奏较为谨慎，“十四五”至今新增装机速度低于全国平均水平，由此我们分析上市公司装机质量具备一定保障。**此外，考虑到当前风电消纳及现货市场电价优于光伏，我们判断未来一段时间内风电的估值将高于光伏，风电占比较高的公司具备优势。**

**我们梳理了各大新能源运营商存量装机中，风电与光伏的比例。**风电占比较高的纯绿运营商有中闽能源（95%）、节能风电（100%）、嘉泽新能（91%）、银星能源（84%）、江苏新能（89%）、福能股份（98%）、云南能投（100%）、龙源电力（82%）、金风科技（100%）、新天绿色能源（98%）、大唐新能源（84%）、协合新能源（86%）、中广核新能源（72%）。火电转型公司有内蒙华电（96%）、华润电力（84%）。

表 11：主流 A+H 股绿电运营商装机及十四五新能源装机完成情况（万千瓦）

股票代码	证券名称	截至2023年底装机规模 (万千瓦)						十四五新 能源规划	新能源年新增			十四五完 成度	截至23年 底在建	风电占比
		总装机	火电	新能源	风电	光伏	水电		2021	2022	2023			
600163.SH	中闻能源	96	0	96	91	2	-	14	0	0	-	-	95%	
600821.SH	金开新能	448	0	448	310	126	1000	121	63	73	26%	16	69%	
601016.SH	节能风电	535	0	535	535		-	113	94	12	-	121	100%	
000591.SZ	太阳能	467	0	467	0	467	-	7	8	33	-	247	0%	
601619.SH	嘉泽新能	203	0	203	185	17	-	25	26	11	-	182*	91%	
601778.SH	晶科科技	536	0	536	0	536	-	-22	75	176	-	90	0%	
000537.SZ	中绿电	562	0	562			2500	-	27	132	6%	1532	-	
000862.SZ	银星能源	192	0	192	161	31	-	0	0	45	-	9	84%	
001258.SZ	立新能源	154	0	154	72	82	400	7	15	29	13%	113	47%	
600905.SH	三峡能源	4004	0	3924	1942	1982	3000	730	363	1352	81%	1877	49%	
603693.SH	江苏新能	138	0	128	114	14	-	34	0	11	-	-	89%	
600032.SH	浙江新能	525	0	412	173	239	1000	111	58	88	26%	-	42%	
000875.SZ	吉电股份	1342	330	1012	-	-	-	132	192	106	-	-	-	
000791.SZ	甘肃能源	354	0	184	110	74	-	-6	30	65	-	0	60%	
600483.SH	福能股份	599	414	185	181	4	-	80	0	0	-	-	98%	
601222.SH	林洋能源	93	0	93	0	93	-	-1	-55	-12	-	-	0%	
603105.SH	芯能科技	83	0	83	0	83	-	9	12	10	-	3	0%	
003035.SZ	南网能源	234	0	222	0	222	-	32	32	51	-	47	0%	
002053.SZ	云南能投	158	0	158	158	-	513	0	15	106	25%	47	100%	
001289.SZ/0916.HK	龙源电力	3559	188	3372	2775	596	3000	210	441	451	37%	-	82%	
002202.SZ/2208.HK	金风科技	729	0	729	729	0	-	141	174	179	-	235	100%	
600956.SH/0956.HK	新天绿色能源	642	0	642	629	13	400	20	14	48	21%	148	98%	
1798.HK	大唐新能源	1542	0	1542	1298	244	2800	85	112	123	11%	183	84%	
0579.HK	京能清洁能源	1448	470	938	557	382	-	158	128	76	-	158	59%	
1250.HK	山高新能源	-	-	450	118	333	-	25	17	80	-	-	26%	
0182.HK	协合新能源	405	0	405	347	58	-	20	-12	46	-	-	86%	
1811.HK	中广核新能源	962	156	620	444	176	500	84	58	64	41%	-	72%	
3868.HK	信义能源	365	0	365	0	365	-	66	52	64	-	-	0%	

资料来源：各公司公告，华源证券研究。注：\*嘉泽新能为在建拟建装机；未显示其他小容量装机（如储能等）；甘肃能源、协合新能源、金风科技为权益装机

表 12：主流火转绿运营商装机及十四五新能源装机完成情况（万千瓦）

股票代码	证券名称	截至2023年底装机规模 (万千瓦)						十四五新 能源规划	新能源年新增			十四五完 成度	截至23年 底在建	风电占比
		总装机	火电	新能源	风电	光伏	水电		2021	2022	2023			
600795.SH	国电电力	10564	7279	1789	929	860	1495	3500	89	315	730	32%	-	52%
600863.SH	内蒙华电	1323	1140	183	176	7	-	1000	0	0	38	4%	-	96%
600642.SH	申能股份	1695	1183	513	239	274	-	800	130	84	83	37%	-	47%
600021.SH	上海电力	2245	1347	898	387	511	-	182	53	78	-	265	43%	
600023.SH	浙能电力	3517	3490	27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
000543.SZ	皖能电力	1138	1085	10	0	10	-	5	0	5	-	-	0%	
002608.SZ	江苏国信	1545	1545	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-
000539.SZ	粤电力A	3213	2695	494	280	215	13	1400	147	55	242	32%	208	57%
600509.SH	天富能源	356	289	44	0	44	23	-	0	0	40	-	50	0%
600098.SH	广州发展	931	530	401	225	176	-	82	59	163	-	-	56%	
600011.SH/0902.HK	华能国际	13566	10667	2861	1551	1310	37	4000	320	606	871	45%	-	54%
600027.SH/1071.HK	华电国际	5845	5598	0	0	0	246	-	-	-	-	-	-	-
601991.SH/0991.HK	大唐发电	7329	5226	1183	746	437	920	3000	77	122	365	19%	520	63%
2380.HK	中国电力	4502	1159	2717	1202	1515	595	5000	504	481	1277	45%	695	44%
0836.HK	华润电力	5976	3717	2206	1862	344	54	4000	254	156	534	24%	1336	84%

资料来源：各公司公告，华源证券研究。注：华润电力为权益装机

进一步的，我们从企业属性、股东回报、财务指标、项目质量以及成长性等多个维度进行分析。结合当前宏观经济以及新“国九条”政策背景，市场或许更加放大了风险波动带来的影响，愿意给予确定性、稳定性更高溢价，具有较高确定性与较强稳定性收益的央企估值有望提升。影响估值的直接指标有股息率、ROE，观测指标有 PB、PE，衡量公司管理能力的有项目质量与成长性。

表 13：多维度评述绿电运营商估值

类别	细分项	类别	细分项
属性	央企/地方国企/民企	股东回报	分红比例
	市值大小		股息率
财务指标	PB、PE	项目质量	ROE
	资产负债率		存量风电占比
	应收账款		储备项目风电占比
成长性	在建规模	成长性	储备情况

资料来源：华源证券研究

**从 PB 角度**，我们在前文测算新能源项目在 8% 资本金回报率、7% 折现率下，A 股合理 PB 在 1.5 左右，港股在 30% 折价后为 1 倍 PB。绝对值上看，H 股多数公司处于破净状态，考虑到存量项目盈利能力更强，理论估值应该更高，因此港股或存在较多被低估标的。

**从应收账款角度**，我们以应收账款/市值比例考虑，比值较高的公司有金风科技（187%）、大唐新能源（143%）、山高新能源（243%）。短期来看，存量应收账款较多压制绿电运营商估值，但是反过来，若新能源补贴发放，以上公司现金流即可覆盖市值。

注：以下资产负债率 = (总负债 + 永续债) / 总资产。分红比例为 2024 年预期分红比例，保守考虑，测算股息率时绿电运营商采用 2023 年 EPS、火转绿运营商采用 2024 年 EPS。

综上，从港股通、央企角度考虑以及存量资产质量角度，结合估值水平，我们认为港股绿电公司普遍拥有更高的投资价值，重点推荐港股低估值**龙源电力、大唐新能源、中广核新能源、中国电力**，建议关注新天绿色能源。推荐 A 股新能源运营商**三峡能源**，建议关注云南能投、甘肃能源、金开新能、新天绿能、嘉泽新能、晶科科技。

表 14：主流 A+H 股绿电运营商估值指标（亿元，%，日期为 2024/10/15）

股票代码	企业简称	属性	市值	资产负债率	PB	ROE 2024E	PE 2024E	分红比例	股息率	应收账款 2024Q1	应收/市值
600163.SH	中闽能源	地方国企	96	44%	1.47	11	13	20%	1.4%	26	0.28
600821.SH	金开新能	地方国企	111	71%	1.22	11	11	20%	1.4%	65	0.58
601016.SH	节能风电	中央企业	199	58%	1.19	0	0	40%	3.0%	69	0.35
000591.SZ	太阳能	中央企业	186	51%	0.80	7	11	40%	3.4%	118	0.64
601619.SH	嘉泽新能	民营企业	75	68%	1.13	13	8	35%	3.8%	35	0.46
601778.SH	晶科科技	民营企业	96	62%	0.63	4	16	15%	0.6%	58	0.61
000537.SZ	中绿电	中央企业	181	71%	0.95	5	19	40%	2.2%	58	0.32
000862.SZ	银星能源	中央企业	43	56%	1.01	6	17	0%	0.0%	22	0.51
001258.SZ	立新能源	地方国企	59	69%	1.98	-	-	55%	1.2%	18	0.31
600905.SH	三峡能源	中央企业	1294	69%	1.53	9	16	35%	1.9%	401	0.31
603693.SH	江苏新能	地方国企	83	55%	1.27	-	-	30%	1.7%	29	0.34
600032.SH	浙江新能	地方国企	192	65%	1.56	8	18	30%	1.0%	80	0.42
000875.SZ	吉电股份	中央企业	169	74%	1.34	9	14	35%	1.9%	95	0.56
000791.SZ	甘肃能源	地方国企	103	52%	1.16	7	15	35%	1.8%	20	0.19
600483.SH	福能股份	地方国企	250	45%	1.09	12	9	30%	3.3%	52	0.21
601222.SH	林洋能源	民营企业	141	33%	0.91	7	12	60%	4.5%	49	0.34
603105.SH	芯能科技	民营企业	41	52%	2.09	11	17	35%	1.9%	2	0.06
003035.SZ	南网能源	中央企业	171	60%	2.48	6	41	10%	0.2%	28	0.16
002053.SZ	云南能投	地方国企	109	55%	1.49	11	13	30%	1.3%	15	0.14
600956.SH	新天绿能	中央企业	315	67%	1.47	11	12	40%	2.7%	70	0.22
0916.HK	龙源电力	中央企业	484	65%	0.69	9	7	30%	3.9%	383	0.79
2208.HK	金风科技	地方国企	227	73%	0.60	6	10	35%	1.9%	251	1.11
0956.HK	新天绿色能源	地方国企	135	67%	0.63	11	5	40%	6.4%	70	0.52
1798.HK	大唐新能源	中央企业	138	79%	0.73	9	6	25%	4.1%	194	1.40
0579.HK	京能清洁能源	地方国企	152	66%	0.48	10	5	40%	8.1%	131	0.86
1250.HK	山高新能源	地方国企	32	65%	0.24	-	-	-	-	78	2.48
0182.HK	协合新能源	民营企业	40	73%	0.47	13	4	30%	7.0%	14	0.36
1811.HK	中广核新能源	中央企业	88	80%	0.76	19	4	25%	5.4%	55	0.62
3868.HK	信义能源	民营企业	66	37%	0.51	7	7	50%	7.9%	39	0.59

资料来源：wind，华源证券研究。盈利预测均采用wind一致预期。注：信义能源为港币，其余货币单位均为人民币

表 15：主流火转绿运营商估值指标（亿元，%，日期为 2024/10/15）

股票代码	企业简称	属性	市值	资产负债率	PB	ROE 2024E	PE 2024E	分红比例	股息率	应收账款 2024Q1	应收/市值
600795.SH	国电电力	中央企业	911	74%	1.67	17	9	35%	3.8%	233	0.26
600863.SH	内蒙华电	中央企业	296	49%	1.84	13	12	70%	5.5%	44	0.15
600642.SH	申能股份	地方国企	395	56%	1.17	11	10	55%	5.7%	89	0.22
600021.SH	上海电力	中央企业	257	76%	1.36	9	11	40%	3.3%	234	0.91
600023.SH	浙能电力	地方国企	823	46%	1.20	11	10	50%	5.0%	124	0.15
000543.SZ	皖能电力	地方国企	171	66%	1.20	13	8	35%	4.0%	31	0.18
002608.SZ	江苏国信	地方国企	285	56%	0.92	10	10	30%	3.4%	37	0.13
000539.SZ	粤电力A	地方国企	242	79%	1.06	7	15	10%	0.8%	84	0.35
600509.SH	天富能源	地方国企	79	68%	1.05	8	13	50%	4.3%	20	0.26
600098.SH	广州发展	地方国企	220	62%	0.85	8	10	55%	5.4%	38	0.17
600011.SH	华能国际	中央企业	1111	83%	1.99	9	9	50%	4.8%	462	0.42
600027.SH	华电国际	中央企业	569	76%	1.39	9	9	50%	4.8%	116	0.20
601991.SH	大唐发电	中央企业	513	86%	1.72	6	12	50%	3.1%	199	0.39
2380.HK	中国电力	中央企业	407	74%	1.06	8	8	50%	6.5%	252	0.62
0836.HK	华润电力	中央企业	979	71%	1.34	16	7	50%	7.5%	328	0.34

资料来源：wind，华源证券研究。盈利预测均采用wind一致预期。注：华润电力为港币，其余货币单位均为人民币；港股应收账款为2023年末数据

**风险提示：**新型电力系统建设及电力市场化改革程度不及预期，其中涉及央地利益博弈、发电企业与电网企业的博弈、发电企业与地方政府的博弈等，进展可能不及预期。

新能源消纳情况不及预期，新能源消纳取决于多方面因素，包括绿电需求、特高压外送通道、调峰储能设施、新能源自身的建设速度等，可以出现不利状况。

补贴回收较慢导致现金流和分红压力，补贴回收进度与中央政府财力相关。

## 证券分析师声明

本报告署名分析师在此声明，本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，本报告表述的所有观点均准确反映了本人对标的证券和发行人的个人看法。本人以勤勉的职业态度，专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观的出具此报告，本人所得报酬的任何部分不曾与、不与，也不将会与本报告中的具体投资意见或观点有直接或间接联系。

## 一般声明

本报告是机密文件，仅供华源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的签约客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司客户。本报告是基于已公开信息撰写，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人作出邀请。客户应对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特殊需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或使用本报告所造成的一切后果，本公司均不承担任何法律责任。

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，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。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。

本报告的版权归本公司所有，属于非公开资料。本公司对本报告保留一切权利。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属本公司。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式修改、复制或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

本公司销售人员、交易人员以及其他专业人员可能会依据不同的假设和标准，采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论或交易观点，本公司没有就此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。

## 信息披露声明

在法律许可的情况下，本公司可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。本公司将会在知晓范围内依法合规的履行信息披露义务。

## 销售人员信息

华东区销售代表 李瑞雪 lirui xue@huayuanstock.com  
华北区销售代表 王梓乔 wangziqiao@huayuanstock.com  
华南区销售代表 杨洋 yangyang@huayuanstock.com

## 股票投资评级说明

证券的投资评级：

以报告日后的 6 个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

买入 (Buy)	： 相对强于市场表现 20%以上；
增持 (Outperform)	： 相对强于市场表现 5% ~ 20%；
中性 (Neutral)	： 相对市场表现在 - 5% ~ + 5%之间波动；
减持 (Underperform)	： 相对弱于市场表现 5%以下。

行业的投资评级：

以报告日后的 6 个月内，行业相对于市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

看好 (Overweight)	： 行业超越整体市场表现；
中性 (Neutral)	： 行业与整体市场表现基本持平；
看淡 (Underweight)	： 行业弱于整体市场表现。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

本报告采用的基准指数       ： 沪深 300 指数