

清洁化、电气化、市场化——三主线助推“十四五” 形成清洁能源充分参与的电力市场零售竞争模式

2021年01月26日

评级 同步大市

评级变动: 维持

行业涨跌幅比较



%	1M	3M	12M
电力	-3.83	1.66	5.67
沪深300	11.58	19.92	40.51

何晨

执业证书编号: S0530513080001
hechen@cfzq.com

袁玮志

yuanwz@cfzq.com

分析师

0731-84779574

研究助理

相关报告

- 《电力: 电力行业12月报: 受益碳排放权交易, 新能源发电值得关注》 2021-01-11
- 《电力: 电力行业点评: 碳排放权交易管理办法公布, 配额总量成关键》 2021-01-07
- 《电力: 电力行业2021年度策略报告: 火电估值修复任重道远, 新能源开启平价新周期》 2020-12-31

重点股票	2019A		2020E		2021E		评级
	EPS	PE	EPS	PE	EPS	PE	
长江电力	0.98	19.49	0.99	19.29	0.99	19.29	谨慎推荐
华能国际	0.11	41	0.65	6.94	0.68	6.63	谨慎推荐
福能股份	0.8	11.48	0.84	9.23	0.99	7.81	谨慎推荐
晶科科技	0.34	16.59	0.23	30.17	0.29	23.37	谨慎推荐
林洋能源	0.4	12.2	0.58	14.89	0.73	11.92	谨慎推荐
太阳能	0.3	12.08	0.35	21.19	0.44	17.03	谨慎推荐

资料来源: 财信证券

投资要点:

- 电力清洁化、终端电气化和清洁能源市场化是电力行业“十四五”期间的三条发展主线。其中, 电力清洁化符合“碳中和”国家战略, 有明确的量化指标和时间安排, 且平价上网时期将迎来市场需求的爆发, 是三条主线中的关键。
- 电力央企2016-2019年的风光装机不足, 但2020年提速十分明显。九大电力央企的风光新增装机仅占同期全国风光新增装机的32%, 与其累积新增装机总量占全国累积新增装机容量的48.4%相比, 明显发力不足。但2020年部分电力央企的新增风光装机提速十分明显, 华能集团2020年的新增装机量超过了2016-2019年的4年累积新增装机量。
- 电力央企将成为“十四五”电力清洁化的主力, 预计新增风光装机目标占全国总量目标的80%以上。九大电力央企集团“十四五”期间风电和光伏的装机目标分别为334GW、183GW, 预计总装机量为517GW, 如按“十四五”全国年均新增风光装机120GW、5年累积新增600GW计算, 九大电力央企的风光新增装机占全国目标的86.17%。
- 考虑到其他投资主体的新增装机目标, 全国“十四五”的风光装机将有巨大空间。2016-2019年的新增风光装机有68%是由九大电力央企集团以外的其他投资主体完成, 约170.63GW。如这部分装机在“十四五”翻一番达到341GW, 则“十四五”全国风光装机将高达858GW。
- 成立统一的新能源上市公司平台将成为电力央企的共同选择。为了更好的融资和获得资本支持, 成立独立的新能源上市公司平台, 或将新能源上市公司从港股退市后转回A股重新上市, 同时推动集团的清洁能源资产持续注入, 将成为电力央企集团在“十四五”时间推动风光新能源发展的共同选择。
- “十四五”期间形成清洁能源充分参与的电力市场零售竞争模式。随着清洁能源的增加, 尤其是分布式光伏的就近消纳需求, 以及增量配

网改革试点的推进，“十四五”规划期间将会在批发竞争模式的基础上进一步开放配电服务，更多的终端用户将拥有更大的购电选择权，清洁能源将拥有更多的消纳渠道和方式，最终将形成清洁能源充分参与的电力市场零售竞争模式。

- **投资建议。**建议分四条主线布局：1) 关注新能源布局较早且装机量相对领先、传统发电业务发展良好的电力央企，推荐长江电力和华能国际；2) 关注 A 股市场上的太阳能，作为 A 股市场上央企集团旗下的新能源发电上市公司，标的目前具有稀缺性；3) 关注地方国资系统旗下的新能源上市公司福能股份；4) 关注市场上领先的民营新能源发电公司晶科科技、林洋能源。
- **风险提示：**1) 电力市场化改革不及预期；2) 电力市场化交易价格大幅波动；3) 疫情反复、国际贸易争端等外部不确定性因素导致全社会用电量下滑；4) 风光装机大幅提升导致弃风弃光率提升。

内容目录

1 “十三五”期间电力行业发展回顾	5
1.1 电力体制改革取得实质性进展，全社会用电量市场化率 30%	5
1.2 清洁能源发展加速，非化石能源占比提前完成 15%的既定目标	5
1.3 电能替代锁定四大重点领域，消费终端电气化率 27%	6
2 “十四五”主线：电力清洁化、终端电气化、清洁能源市场化	7
3 电力清洁化：来自于供给侧的改革	7
3.1 需求：增速趋缓，需求结构调整.....	7
3.2 供给：电源结构调整趋势明显，新能源成为增量供给主力.....	9
3.3 电力央企加速转型，“十四五”新增风光装机目标占全国总量提升至 80%	10
4 终端电气化：叠加新动能带来增量需求	16
5 清洁能源市场化：还原电能的部分商品属性	19
5.1 电价：价差波动有限，年度交易前置有利于“浮动”价差提前预期.....	19
5.2 电量：市场化交易电量进一步扩大	21
5.3 市场准入和退出：市场准入门槛将进一步降低，但限制用户退市	22
6 “十四五”期间形成清洁能源充分参与的电力市场零售竞争模式	23
6.1 四种电力市场运行模式	23
6.2 清洁能源充分参与的电力市场零售竞争模式	24
7 投资策略	25
8 风险提示	26

图表目录

图 1：全社会用电量市场化率逐年提升（亿 kwh）	5
图 2：五批次增量配电改革试点情况	5
图 3：非化石能源占一次能源的消费比重（%）	6
图 4：“十三五”期间光伏装机情况（GW，%）	6
图 5：“十三五”期间风电装机情况（GW，%）	6
图 6：2003-2019 年全社会用电量及增速（亿 kwh，%）	8
图 7：四大高耗能行业占全社会用电量比例（%）	8
图 8：2016-2019 年风电和光伏新增发电量对全社会新增用电量的贡献率（亿 kwh，%）	9
图 9：不同电源 2008-2019 年新增装机（单位：万 kw）	9
图 10：九大电力央企集团 2016-2019 年风光新增装机占全部新增装机的比例（GW，%）	11
图 11：九大电力央企集团 2016-2019 年风电累积新增装机占全部新增装机的比例（GW，%）	11
图 12：九大电力央企集团 2016-2019 年光伏累积新增装机占全部新增装机的比例（GW，%）	11
图 13：九大电力央企 2016-2019 年风光累积新增装机占比（GW，%）	12
图 14：华能、国家电投、三峡、中广核和国能集团 2020 年新增风光装机量（GW，%）	13
图 15：2016-2019 年风光装机（GW）	14
图 16：“十四五”风光装机（GW）	14

图 17: 2016-2019 年均新增装机量和“十四五”年均新增装机量 (GW)	15
图 18: “十四五”5G 基站带来的增量用电需求.....	17
图 19: “十四五”新能源汽车用电量 (百万辆, 亿 kwh)	18
图 20: “十四五”数据中心用电量 (亿 kwh, %)	18
图 21: 电价形成机制的改变	19
图 22: 2020 年广东省年度双边协商交易分月电量 (亿千瓦时)	21
图 23: 华电国际化交易电量逐年扩大 (亿 kwh, %)	21
图 24: 近三年江苏、广东、山东和浙江电力市场交易规模 (亿 kwh)	21
图 25: 2017 年-2020 年 6 月底广东电力市场主体准入情况.....	22
图 26: 垂直一体化垄断模式	23
图 27: 单一购买者模式	23
图 28: 批发竞争模式.....	23
图 29: 零售竞争模式.....	23
图 30: 零售竞争模式下的电力市场运行.....	25
表 1: 九大电力央企集团 2016-2019 风电和光伏新增装机情况 (GW, %)	10
表 2: 部分电力央企集团 2020 年新能源装机完成情况.....	12
表 3: 九大电力央企集团“十四五”风光装机目标 (GW)	14
表 4: 电力央企集团旗下新能源发电板块 (GW)	16
表 5: 单座 5G 基站年耗电量计算.....	16
表 6: 不同电力市场运行模式的比较	24

1 “十三五”期间电力行业发展回顾

1.1 电力体制改革取得实质性进展，全社会用电量市场化率 30%

一方面，通过放开用电计划和确定“基准+上下浮动”的市场化电价形成机制，还原了电能产品的商品属性，市场化交易电量规模随之不断扩大。根据中电联统计，我国电力市场化交易电量在 2016 年首次突破 1 万亿千瓦时，2017 年我国电力市场化交易电量累计达 16324 亿千瓦时，同比增长 45%。2019 年 1-12 月，全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为 21771.4 亿千瓦时，占全社会用电量比重为 30.1%。

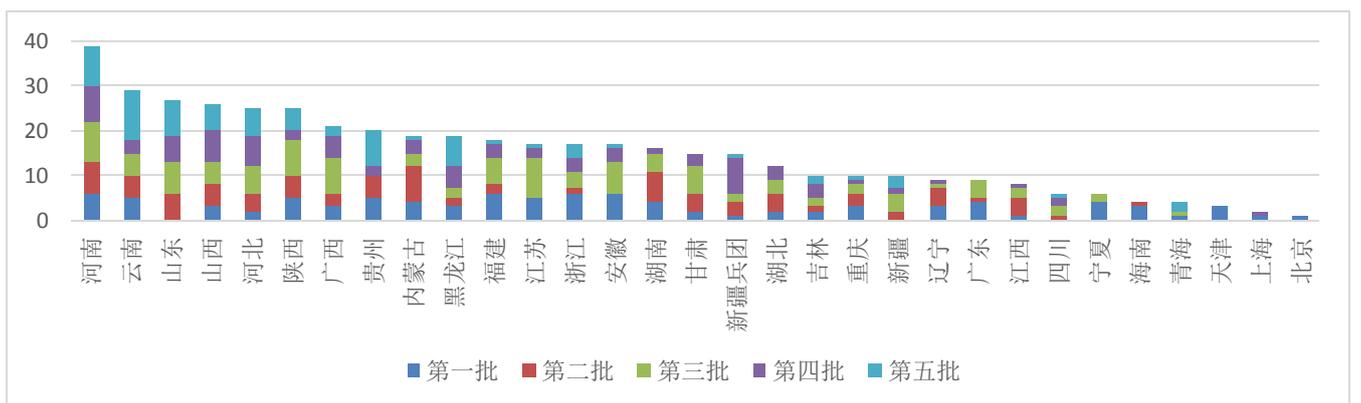
图 1：全社会用电量市场化率逐年提升（亿 kwh）



资料来源：wind，财信证券

另一方面，通过增量配网改革试点，初步实现了输配分离的探索。自 2016 年 11 月 27 日第一批试点名单公布，至 2020 年 8 月 21 日第五批试点申报通知的发布，国家发改委、国家能源局分五批次共批复了 459 个试点（不含已取消的 24 个试点项目）。

图 2：五批次增量配电改革试点情况



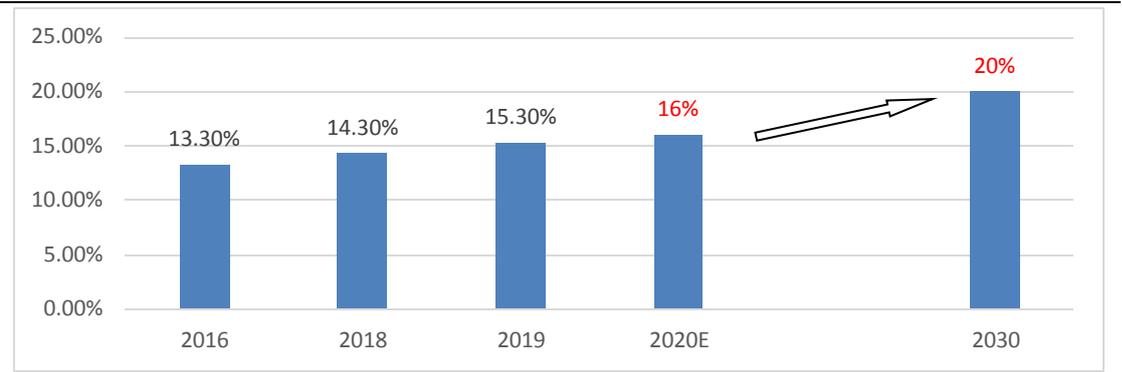
资料来源：北极星电力网，财信证券

1.2 清洁能源发展加速，非化石能源占比提前完成 15%的既定目标

非化石能源占一次能源消费的比重已经提前完成了“十三五”规划确定的 15%既定目标。我国非化石能源占一次能源消费的比重在 2016、2018 和 2019 年分别 13.3%、14.3%

和 15.3%，已经提前一年完成“十三五”制定的 15% 目标，预计 2020 年可达到 16%。

图 3：非化石能源占一次能源的消费比重（%）



资料来源：wind，财信证券

风电和光伏在“十三五”期间得到持续发展。装机方面：2016-2020 年，全国光伏累计新增装机 206.98GW，风电累计新增装机 138.81GW。发电量：2019 年全国光伏发电量 2243 亿千瓦时，同比增长 26.3%；风电发电量 4057 亿千瓦时，占全部发电量的 5.5%。利用小时：2019 年全国光伏利用小时数 1169 小时，同比增长 54 小时；风电平均利用小时数 2082 小时，同比减少 13 小时。弃电率：2019 年全国弃光率降至 2%，同比下降 1 个百分点，弃光电量 46 亿千瓦时；平均弃风率 4%，同比下降 3 个百分点，弃风电量 169 亿千瓦时，同比减少 108 亿千瓦时。

图 4：“十三五”期间光伏装机情况 (GW, %)



资料来源：wind，财信证券

图 5：“十三五”期间风电装机情况 (GW, %)



资料来源：wind，财信证券

1.3 电能替代锁定四大重点领域，消费终端电气化率 27%

2016 年 5 月，国家发展改革委、国家能源局等八部委联合印发了《关于推进电能替代的指导意见》（发改能源[2016]1054 号），提出在北方居民采暖领域、生产制造领域、交通运输领域和电力供应与消费等四个重点领域推行电能替代计划。并实现能源终端消费环节替代散烧煤、燃油消费约 1.3 亿吨标煤，带动电煤占煤炭消费比重提高约 1.9%，带动电能占终端能源消费比重提高约 1.5%，新增电量消费约 4500 亿千瓦时，减排烟尘、二氧化硫、氮氧化物约 30、210、70 万吨。

2017 年、2018 年全国电能替代量分别达 1286 亿、1577 亿千瓦时，占当年全社会用

电量比重达到 2.0%和 2.3%；电能占终端能源消费比重从 2015 年的 22.9%提高到 2018 年 25.5%，年均提升近 0.87 个百分点。2020 年，按照国家能源局《2020 年能源工作指导意见》安排，新增电能替代电量 1500 亿千瓦时左右，电能消费比重将达到约 27%。

2 “十四五”主线：电力清洁化、终端电气化、清洁能源市场化

时至 2021 年年初，站在这一时点回顾“十三五”规划和 2015 年启动的电力体制改革，并展望“十四五”期间电力行业的发展趋势，我们坚定认为，消费终端电气化、电力供应清洁化、清洁能源市场化将成为“十四五”期间电力行业的三条发展主线，并将助推“十四五”形成清洁能源充分参与的电力市场零售竞争模式。

1、新动能助力消费终端电气化。5G、大数据中心和新能源汽车等将带来增量用电需求，尤其是 5G 基站替代 4G 基站、新能源汽车取代燃油车将带来持续性的电能替代需求。

2、清洁化步伐将进一步加快。2020 年 9 月 22 日，国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上进一步承诺“二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和”。政策层面，《可再生能源发展“十三五”规划》、《能源生产和消费革命战略 2016-2030》《国家能源局关于征集“十四五”能源发展意见建议的公告》等文件中多次提到 2020 年和 2030 年非化石能源分别占一次能源消费比重 15%和 20%的目标，并提出 2030 年“碳达峰”与 2060 年“碳中和”的具体举措，上述代表国家意志的表态和明确的量化指标、时间安排将成为“十四五”期间加快电力清洁化的有力背书。

3、市场化的趋势不可逆。电力市场化改革的深化程度和执行力度将在“十四五”规划期间得到延续。在具体的业务层面，市场化交易电量的规模会进一步扩大，市场交易电量占全社会用电量的比重将持续提升，用户的准入门槛将会进一步降低，并开始探索以市场化交易方式来扩大峰谷价差。同时，全国性的碳排放权交易市场将形成，2021 年将作为电力行业的第一个履约周期，并将在“十四五”期间陆续覆盖至水泥、建材等行业。增量配网改革方面，工作的重点将从扩大改革试点区域转向推动既有试点项目进入实质性建设运营阶段。

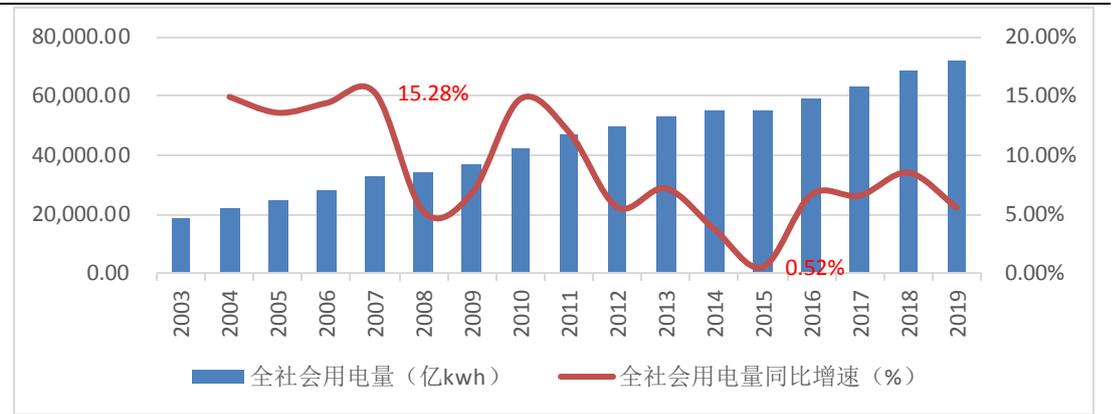
3 电力清洁化：来自于供给侧的改革

3.1 需求：增速趋缓，需求结构调整

需求增速趋缓，预计“十四五”期间年均复合增速 5%。从 2003 年至今的全社会用电量增速同比情况来看，2007 年用电量同比增速高达 15.28%，2015 年用电量同比增速低至 0.52%。在统计范围内，全社会用电量同比增速变化较大，但绝大部分时间处于 4-8%的区间内。我们认为，未来经济发展阶段和用电需求结构的调整将导致电力需求维持低速稳定增长：1) 经济结构的调整意味着未来经济的发展不再依靠大量能源消耗，考虑到经济结构调整力度加大，十四五期间我国经济年均增速维持在 5%左右；2) 高耗能企业的发展将逐渐放缓，但新动能可带来增量用电和部分电能替代的持续推进。低基数效应

叠加经济的全面持续性复苏，2021 年全社会用电增速预计在 8% 左右，但整个“十四五”期间，全社会用电量增速将与经济增速保持同步，预计将以 4.5-5.5% 的年均复合增速维持低速、稳定增长。如果 2020 年全社会用电量增速为 2%， “十四五” 期间全社会用电量年均复合增速为 5%， 则 2020 年全社会用电量为 73700.1 亿 kwh， 2025 年全社会用电量为 94062.08 亿 kwh。

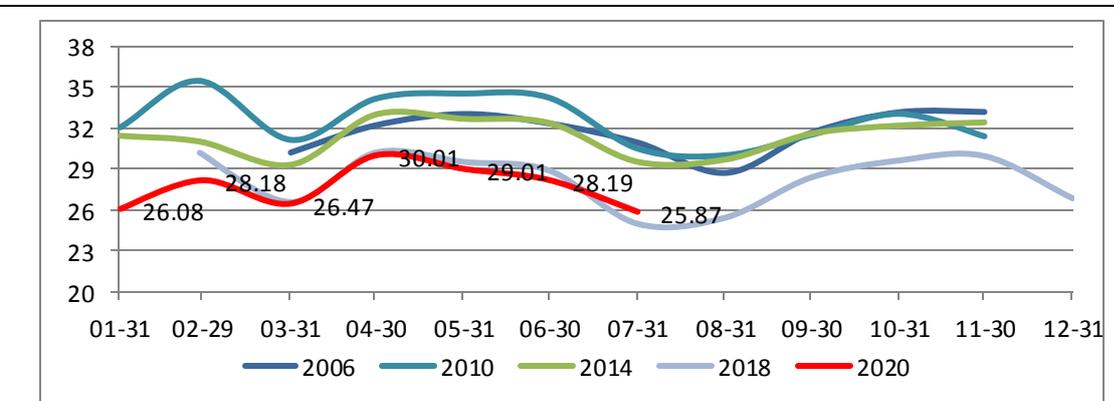
图 6：2003-2019 年全社会用电量及增速（亿 kwh， %）



资料来源：wind，财信证券

需求结构调整，“新基建”替代“高耗能”。过去的用电量主要由四大高耗能行业贡献：化学原料及化学制品制造业、有色金属冶炼及压延加工业、黑色金属冶炼及压延加工业、非金属矿物制品业。从历史数据来看，四大高耗能行业占全社会用电量的比例已经由 2007 年的 32.85% 下降到 2020 年的 27.69%，预计“十四五”期间这一比例将继续降低。一方面，四大高耗能行业 2016-2019 年的用电量复合平均增速为 5.729%，用电同比增速贡献率为 19.83%，预计四大高耗能行业拉动的电量增长在“十四五”期间很难再现 5% 以上增长，中性考虑下用电量复合增速会降至 3%，用电同比增速贡献率会降至 15%。另一方面，新基建中的部分领域将成为增量的主要来源。新型基础设施建设主要包括 5G 基站建设、特高压、城际高速铁路和城市轨道交通、新能源汽车充电桩、大数据中心、人工智能、工业互联网七大领域，其中 5G 基站、新能源汽车充电桩和大数据中心将成为贡献用电增量的主要来源。

图 7：四大高耗能行业占全社会用电量比例（%）



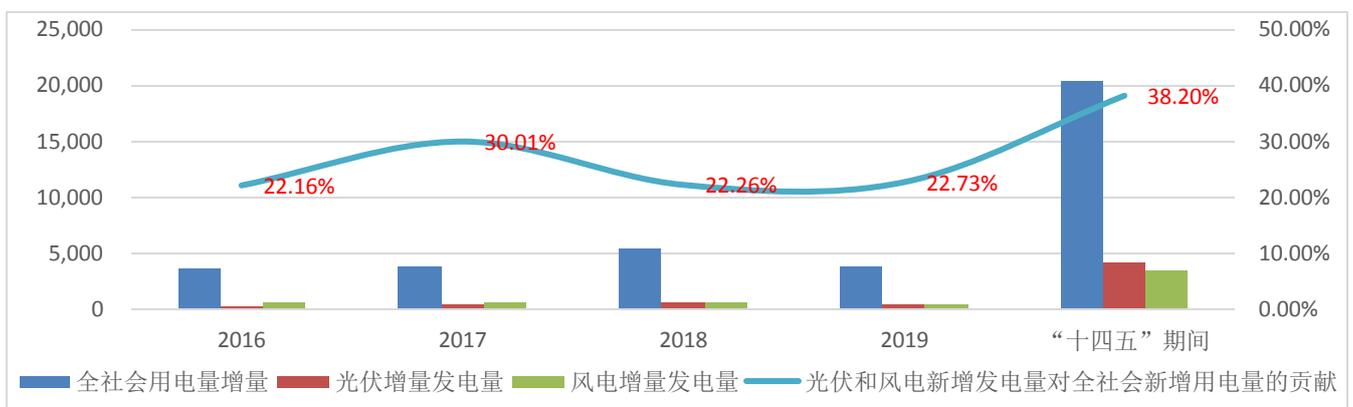
资料来源：wind，财信证券

3.2 供给：电源结构调整趋势明显，新能源成为增量供给主力

“十四五”期间，风电和光伏的新增发电量对全社会新增用电量的贡献率将接近40%。

1) 2019年光伏新增发电量为468亿kwh，风电新增发电量为397亿kwh，2019年全社会增量用电量为3806亿kwh，计算可知2019年风电和光伏新增发电量对当年全社会增量用电量的贡献率为22.73%。2) 按照我们在2021年度策略报告《火电估值修复任重道远，新能源开启平价新周期》中的预测，“十四五”期间全社会用电量增量为20361.98亿kwh，同期风电和光伏的新增发电量为7777.50亿kwh，对全社会新增用电量的贡献率为38.2%，相比2019年提升15.47%。

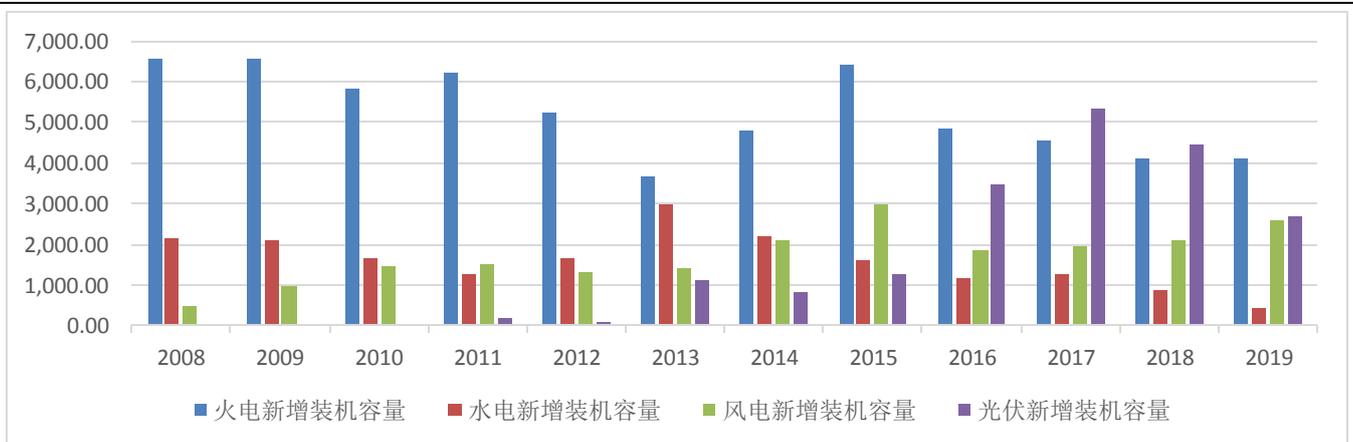
图 8：2016-2019 年风电和光伏新增发电量对全社会新增用电量的贡献率（亿 kwh， %）



资料来源：wind，财信证券

从2020年前三季度来看，全国新增发电装机容量8540万kw，其中水电889万kw（较去年同期的292万kw增加204.45%，主要是乌东德水电站4台单机容量85万kw水轮发电机组在前三季度陆续投产）、火电3496万kw（较去年同期的3237万kw增加8%）、核电112万kw（较去年同期的409万kw减少72.62%）、风电1829万kw（较去年同期的1466万kw增加24.76%）、太阳能发电2188万kw（较去年同期的1714万kw增加27.65%）。除核电外，其他发电类型新增装机容量均同比增加。

图 9：不同电源 2008-2019 年新增装机（单位：万 kw）



资料来源：wind，财信证券

3.3 电力央企加速转型，“十四五”新增风光装机目标占全国总量提升至 80%

我们统计了华能、三峡、大唐、中广核、华润、华电、国家电投、国能和中核等九大电力央企集团 2016-2019 年的风电和光伏新增装机情况，数据均来自于各集团社会责任报告和可持续发展报告，其中国能集团 2016-2017 年没有官方数据可查，中广核报告中风电和光伏一起统计为新能源装机，简单按 50%：50% 进行拆分，中核集团仅在 2019 年社会责任报告中公布了截止 2019 年的装机数据，考虑到装机容量相对较小，因此以 2019 年的装机量作为 2016-2019 年累积新增装机量。

表 1：九大电力央企集团 2016-2019 风电和光伏新增装机情况（GW，%）

		2016	2017	2018	2019	2016-2019 年累计	风电累计新增占全部累计新增装机的比例	光伏累计新增占全部累计新增装机的比例
华能	全部新增	4.91	6.28	4.75	6.21	22.15	22.03%	12.78%
	风电新增	1.24	1.53	0.78	1.33	4.88		
	光伏新增	0.40	0.86	0.75	0.82	2.83		
三峡	全部新增	9.48	0.99	0.29	4.65	15.41	20.25%	18.24%
	风电新增	0.99	0.31	0.61	1.22	3.12		
	光伏新增	0.79	0.52	0.85	0.65	2.81		
大唐	全部新增	8.22	2.37	1.16	5.29	17.04	38.15%	4.67%
	风电新增	1.66	1.64	1.13	2.08	6.50		
	光伏新增	0.22	0.12	0.10	0.35	0.80		
中广核	全部新增	14.71	1.40	6.13	6.94	29.18	29.06%	29.06%
	风电新增	4.63	0.16	1.65	2.05	8.48		
	光伏新增	4.63	0.16	1.65	2.05	8.48		
华润	全部新增	14.53	-1.07	13.61	29.54	56.61	8.09%	0.88%
	风电新增	0.99	1.10	1.19	1.30	4.58		
	光伏新增	0.11	0.21	0.17	0.01	0.50		
华电	全部新增	8.24	3.92	0.87	5.28	18.31	13.99%	8.85%
	风电新增	0.64	0.77	0.25	0.90	2.56		
	光伏新增	0.60	0.63	0.14	0.25	1.62		
国家电投	全部新增	9.23	9.50	14.12	10.85	43.70	21.40%	33.04%
	风电新增	2.00	1.85	2.74	2.76	9.35		
	光伏新增	2.27	4.54	3.71	3.92	14.44		
国能	全部新增	---	---	8.37	6.99	15.36	34.31%	0.85%
	风电新增	---	---	2.40	2.87	5.27		
	光伏新增	---	---	0.10	0.03	0.13		
中核	全部新增	---	---	---	---	15.63	11.19%	18.38%
	风电新增	---	---	---	---	1.75		
	光伏新增	---	---	---	---	2.87		

资料来源：各集团社会责任报告和可持续发展报告，财信证券

电力央企整体上更加偏好风电。2016-2019 年，九大电力央企的风电和光伏累计新增装机为 81GW，其中风电装机为 46.5GW，光伏装机为 34.5GW，风电和光伏的装机比约

为 1.35:1，说明电力央企更加偏好风电。

中广核和国家电投在风光装机上处于领先地位。华能、三峡、大唐、中广核、华润、华电、国家电投、国能集团和中核集团 2016-2019 年的风光累计新增装机容量分别为 7.71、5.93、7.30、16.96、5.07、4.18、23.79、5.40 和 4.62GW，占各集团全部累计新增装机容量的 34.81%、38.49%、42.83%、58.12%、8.96%、22.84%、54.45%、35.16% 和 29.57%，中广核和国家电投在风光装机的发展明显领先，但华润电力的风电和光伏装机明显不足。

图 10：九大电力央企集团 2016-2019 年风光新增装机占全部新增装机的比例（GW，%）



资料来源：wind，财信证券

大唐和国能在风电装机上领先，中广核和国家电投在光伏装机上领先。从具体企业来看，大唐和国能在风电累积新增装机方面比较领先，风电累积新增装机占同期各集团累积新增装机容量的 38.15% 和 34.31%。国家电投和中广核在光伏累积新增装机方面领先，光伏累积新增装机占同期各集团累积新增装机容量的 33.04% 和 29.06%。

图 11：九大电力央企集团 2016-2019 年风电累积新增装机占全部新增装机的比例（GW，%）



资料来源：wind，财信证券

图 12：九大电力央企集团 2016-2019 年光伏累积新增装机占全部新增装机的比例（GW，%）

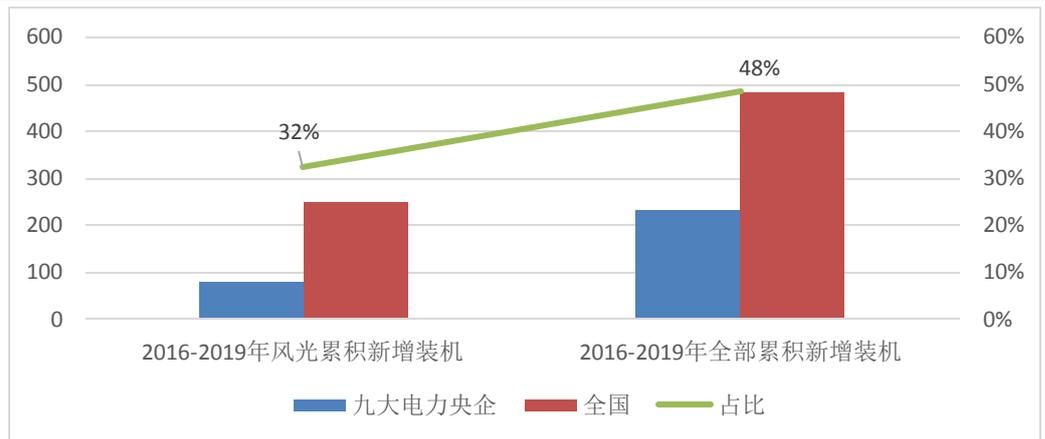


资料来源：wind，财信证券

相比于新增装机在全国的占比，电力央企的风光累积新增装机仍显不足。2016-2019

年全国累计新增装机为 481GW, 九大电力央企的全部新增装机为 233GW, 占比为 48.4%。2016-2019 年全国累计风电和光伏新增装机为 251.6GW, 九大电力央企的风电和光伏新增装机为 81GW, 占比为 32%, 一方面意味着有接近 68% 的新增装机是由其他主体完成, 另一方面说明电力央企在风电和光伏等新能源方面的发展仍显不足。从公开资料来看, 电力央企普遍没有制定明确的风电和光伏“十三五”发展规划和装机目标, 这和近期电力央企纷纷表态“十四五”风电和光伏装机目标形成鲜明对比。

图 13: 九大电力央企 2016-2019 年风光累积新增装机占比 (GW, %)



资料来源: wind, 财信证券

电力央企集团的风光装机在 2020 年开始明显提速。最近公布的华能、国家电投、三峡、中广核和国能集团 2020 年的新增新能源装机分别为 10GW、21.86GW、5GW、4GW 和 5.21GW, 而 2016-2019 年的累计风光新增装机量分别为 7.71GW、23.79GW、5.9 GW、16.96 GW 和 5.40 GW。华能 2020 年的新增装机量超过了 2016-2019 年的 4 年累积新增装机量, 国家电投、三峡和国能集团 2020 年的新增装机量也几乎接近各自 2016-2019 年的 4 年累积新增装机量。尤其是国家电投, 2016-2019 年的累计风光新增装机已经大幅领先其他电力央企集团, 2020 年的装机更是明显提速, 截止到 2020 年底, 国家电投光伏累计装机规模已达 29.612GW, 光伏、风电新能源装机总规模达到 60.49GW, 风光装机总量继续保持在电力央企集团中的领先地位。

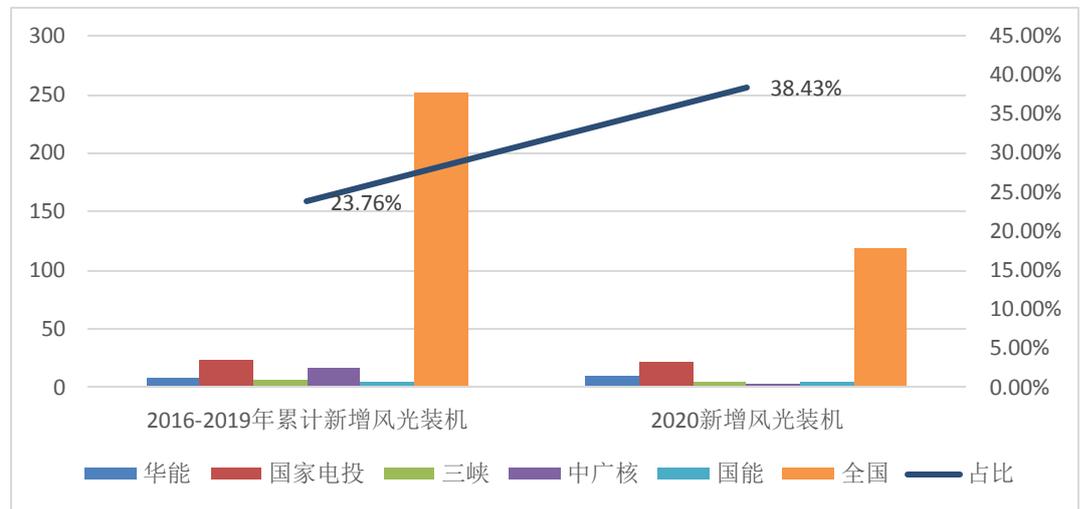
表 2: 部分电力央企集团 2020 年新能源装机完成情况

	2020 年新能源装机情况
华能	2020 年实现新增新能源装机突破 1000 万 kw, 超过前 4 年增量总和。实现 2020 年全年新能源项目开工超 1000 万 kw、新增超 1000 万 kw。
国家电投	2020 年度光伏新增 10.28GW, 风电新增 11.58GW, 清洁能源总装机达 98.88GW, 占比超过 56%。截止 2020 年底, 国家电投光伏累计装机规模已达 29.612GW, 光伏、风电新能源装机总规模达到 60.49GW。
三峡	三峡新能源 2020 年新增投产装机超 500 万 kw, 总装机规模突破 1500 万 kw。
中广核	中广核新能源 2020 年新增投产装机突破 400 万 kw, 国内在运装机总容量突破 2400 万 kw。
国能	2020 年新增投产新能源 521 万 kw, 开工新能源 535 万 kw。(其中国华投资公司新增新能源装机 159 万 kw, 其中新建 116 万 kw、收购 43 万 kw, 超额完成 100 万 kw 的计划目标; 龙源电力超额完成集团公司下达的“投产 228 万 kw、开工 309 万 kw”的“新能源 500 万+行动计划”任务。

资料来源: 公开资料整理, 财信证券

华能、国家电投、三峡、中广核和国能集团 2016-2019 年的累积风光新增装机量为 59.79GW，占 2016-2019 年全国累积新增风光装机量 251.6GW 的 23.76%。2020 年，上述五家集团的新增风光装机共计 46.07GW，占全国 2020 年新增风光装机量 119.87GW 的 38.43%，占比提高了约 15%，提速非常明显。

图 14：华能、国家电投、三峡、中广核和国能集团 2020 年新增风光装机量（GW，%）



资料来源：wind，财信证券

预计“十四五”期间，九大电力央企的风光新增装机目标约 517GW；如按“十四五”年均新增风光装机 120GW、5 年累积新增 600GW 的预计，九大电力央企的风光新增装机将占全国目标的 86.17%，这一比例在 2016-2019 年仅为 32%。我们统计了九大电力央企集团对“十四五”风电和光伏装机目标的表态，结合公开资料和相关对标预测来看：

1) “十四五”期间，九大电力央企的风光新增装机目标约 517GW，年均新增装机量为 103GW。2016-2019 年，九大电力央企累计风光新增装机量为 81GW，年均新增装机量为 20.25GW，“十四五”的年均新增装机量较 2016-2019 年的年均新增装机量提升了 409%。

2) 九大电力央企集团“十四五”期间风电和光伏的装机目标分别为 334GW、183GW，预计总装机量为 517GW。按照我们在 2021 年度策略报告中的预测，“十四五”期间光伏和风电累积新增装机分别为 356.47GW 和 166.66GW，共计 523.13GW，这意味着九大电力央企集团的风光装机目标已经基本上占满了“十四五”的新增装机空间。

3) 如果按照更加激进的“十四五”风光装机年均 120GW、累积 600GW 测算，九大电力央企集团的新增装机目标占全国目标的 86.17%，而这一比例在 2016-2019 年仅为 32%。对比来看，电力央企“十四五”期间的风电和光伏装机目标非常激进，我们认为这主要是平价上网时代的项目融资成本和前期项目储备是关键，而央企在 2020 年签约项目的提速十分明显，且融资成本具有优势。

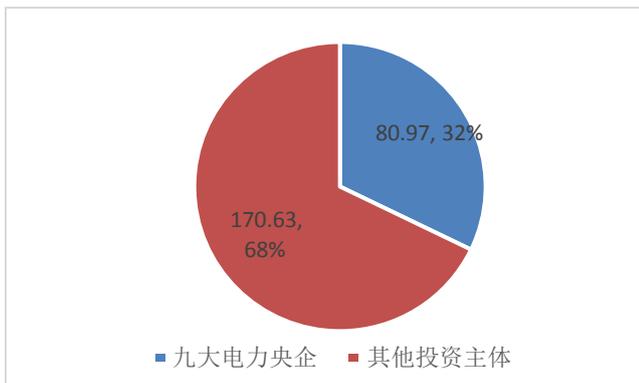
表 3：九大电力央企集团“十四五”风光装机目标（GW）

	合计	风电	光伏	十四五目标
华能	80-100	50-70	30	80-100GW，投资额 7000 亿元
三峡	75	45	30	每年 15GW，十四五共计 75GW
大唐	70-80	45-50	25-30	暂未有公开表态，结合“十三五”发展情况和现有装机结构，对标华能 80GW
中广核	27	22	5	27GW
中核	27	22	5	暂未有公开表态，对标中广核 27GW
华电	70-80	45-50	25-30	暂未有公开表态，对标华能 80GW
国家电投	48	20	28	光伏 28GW，风电 20GW
国能	70-80	50	20-30	70-80GW，其中光伏 25-30GW，风电 45-50GW
华润	25	20	5	暂未有公开表态，按现有装机量预估 25GW
合计（中值）	517	334	183	

资料来源：公开资料整理，财信证券

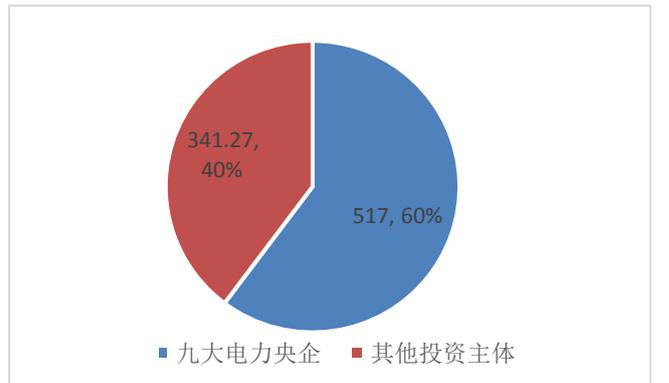
假设其他投资主体“十四五”的风光新增装机量较 2016-2019 年累计新增装机量翻一番，则全国“十四五”的风光装机将有巨大发展空间。2016-2019 年的新增风光装机量有 68%是由九大电力央企集团以外的其他主体完成，约 170.63GW。如假设其他主体在“十四五”的风光新增装机量较 2016-2019 年仅翻一番达到 341.27GW，算上九大电力央企集团的新增装机目标 517GW，则“十四五”全国风光装机将高达 858GW，远超现在的市场预期。从年均新增装机量来看，九大电力央企集团的年均风光新增装机量从 20.24GW 提升到 103.40GW，提升了 409%；其他投资主体的年均风光新增装机量从 42.66GW 提升到 68.25GW，提升了 60%

图 15：2016-2019 年风光装机（GW）



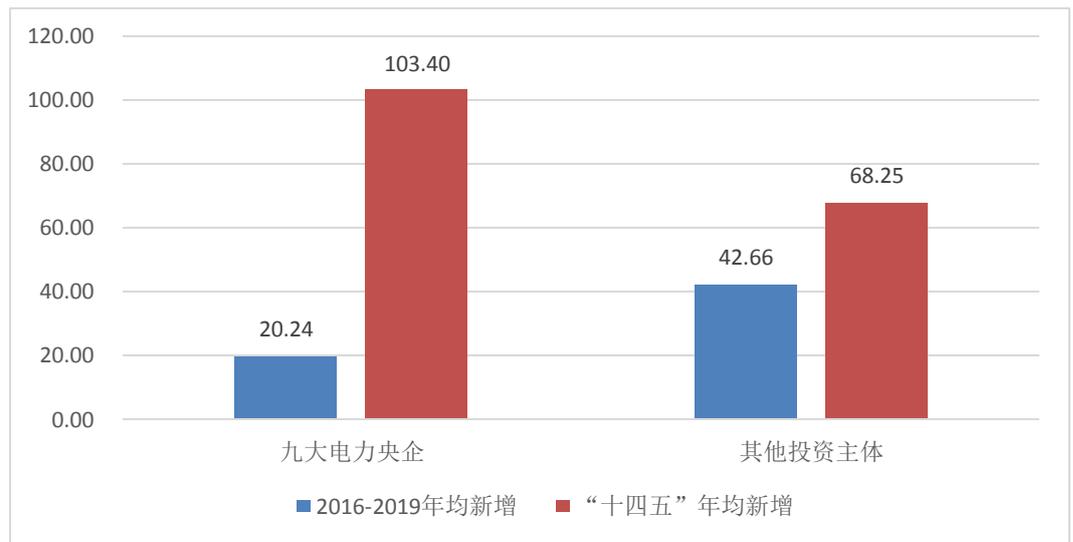
资料来源：wind，财信证券

图 16：“十四五”风光装机（GW）



资料来源：wind，财信证券

图 17：2016-2019 年均新增装机量和“十四五”年均新增装机量（GW）



资料来源：wind，财信证券

成立统一的新能源上市公司平台，或将新能源上市公司从港股退市后转回 A 股重新上市，同时推动集团的清洁能源资产持续注入，将成为电力央企集团在“十四五”时间推动风光新能源发展的共同选择。电力央企集团的风光装机加速发展趋势已经十分明显，我们认为，传统的火电业务在未来可提供长期稳定的盈利空间和现金流表现，并支撑电力央企加大在风电和光伏等新能源方面的资本开支。但为了更好的融资和获得资本支持，成立独立的新能源上市公司平台，将是电力央企集团的共同选择。目前，国能集团、大唐集团和中广核集团已经分别在港股拥有新能源发电上市公司，分别是龙源电力、大唐新能源和中广核新能源，其中龙源电力在去年底公布将发行 A 股股票换股吸收国能集团旗下的*ST 平能（000780.SZ），同时*ST 平能将以全部/部分资产负债与国能集团的部分新能源资产进行重大资产置换。2021 年 1 月 17 日晚间，*ST 平能公告称本次交易由换股吸收合并与资产出售及现金购买三部分组成：1) 龙源电力通过向平庄能源全体换股股东以发行 A 股股票换股吸收合并平庄能源。本次合并完成后，平庄能源将终止上市，并最终注销法人资格。龙源电力的原内资股及为本次吸收合并发行的 A 股股份将申请在深交所主板上市流通。2) 平庄能源将拟出售资产以各方约定的价格转让给内蒙古电力或其子公司，拟出售资产的对价由内蒙古电力或其子公司向合并后的存续公司龙源电力以现金支付。3) 龙源电力将向国能集团其他下属子公司东北电力、陕西电力、广西电力、云南电力、甘肃电力、华北电力购买资产，拟购买资产的对价由存续公司龙源电力以现金支付。此外，三峡集团旗下的三峡新能源已于 2020 年 12 月 17 日 A 股 IPO 首发过会，计划发行数量不超过 85.71 亿股，不超过本公司发行后总股本的 30%。募集资金主要用于三峡新能源阳西沙扒 300MW、三峡新能源阳西沙扒二期 400MW 等七个海上风电项目，募集资金总额达到 250 亿元。此外，华能、华电和国家电投旗下的华能新能源、华电福新和中国电力清洁能源已经从港股退市，我们认为未来在 A 股重新上市将成为大概率事件。

表 4：电力央企集团旗下新能源发电板块（GW）

电力央企	新能源发电主体	总装机容量	风电装机	光伏装机	风光装机占比	备注
华能	华能新能源	12.1	11.2	0.9	100%	2019 年中报数据，港股退市
三峡	三峡新能源	15.8	8.8	6.5	97%	2020 年年报数据，A 股上市
大唐	大唐新能源	9.9	9.6	0.3	100%	2020 年中报数据，港股上市
中广核	中广核新能源	6.4	2.0	0.9	45%	2020 年中报数据，港股上市
中核	中核汇能	3.6	1.5	1.7	89%	2019 年中报数据，2021/1/6 由中国核电收购
华电	华电福新	17.9	8.2	1.2	52%	2020 年中报数据，港股退市
国家电投	中国电力清洁能源	3.9	1.5	0.3	47%	2018 年中报数据，港股退市
国能	龙源电力	22.4	20.2	0.3	92%	2020 年中报数据，港股上市，光伏数据为其他可再生资源数据。
华润	华润电力	41.6	9.4	0.5	24%	2020 年中报数据，港股上市，无单独新能源板块

资料来源：wind，公司社会责任报告，财信证券

4 终端电气化：叠加新动能带来增量需求

我们重点关注电能替代叠加新动能带来的增量用电需求，包括新能源汽车，5G 基站和大数据中心三大领域。

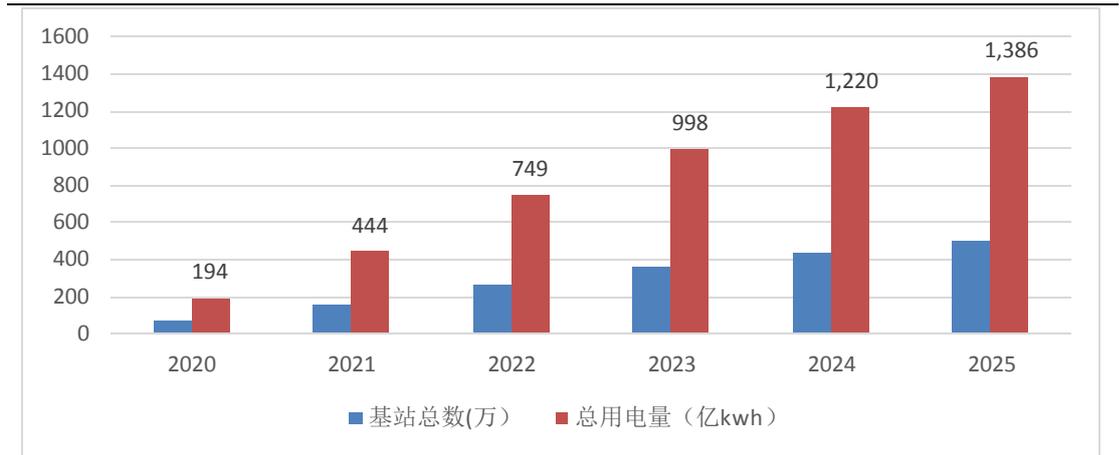
5G 基站带来的增量用电需求在 2025 年预计将接近 1400 亿 kwh。2020 年 7 月工信部公布的《2020 年上半年工业通信业发展情况》指出，以 5G 为代表的新型信息基础设施投资力度加大，今年上半年新建 5G 基站 25.7 万个，截至今年 6 月底累计达 41 万个。据不完全统计，全国各省、直辖市计划年内建设 5G 基站数量合计约 63.1 万个。赛迪研究院 2020 年 6 月发布的研究报告估计，到 2020 年底，全国 5G 基站将到达 63 万座。按照工信部原部长、中国工业经济联合会会长李毅中预计，2026 年全国将建成 600 万座 5G 基站，2025 年完成建设 500 万座 5G 基站。假设单台 5G 基站 100% 功耗为 3764W，单台 5G 基站 100% 功耗、50% 功耗和 30% 功耗的单日工作时长分别为 8、6 和 10 小时，则单台 5G 基站的年用电量为 2.77 万 kwh，2025 年 500 万座 5G 基站预计增加 1400 亿 kwh 用电量。

表 5：单座 5G 基站年耗电量计算

5G 基站功耗及时长	值
单台 5G 基站 100% 功耗 (W)	3763.68
100% 功耗工作时长 (小时)	8.00
用电量 (kwh)	30.11
单台 5G 基站 50% 功耗 (W)	3083.09
50% 功耗工作时长 (小时)	6.00
用电量 (kwh)	18.50
单台 5G 基站 30% 功耗 (W)	2734.77
30% 功耗工作时长 (小时)	10.00
用电量 (kwh)	27.35
单台 5G 基站年用电量 (kwh)	27723.78

资料来源：wind，财信证券

图 18：“十四五” 5G 基站带来的增量用电需求



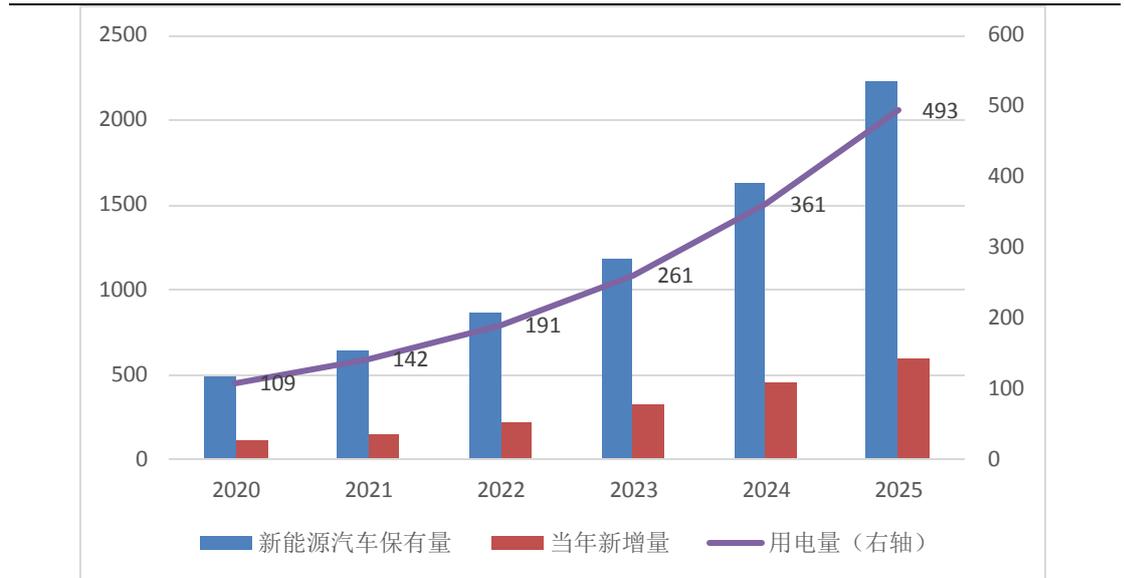
资料来源: wind, 财信证券

新能源汽车带来的新增电能替代需求预计在 2025 年接近 500 亿 kwh。充电桩联盟的统计数据显示,2019 年底新能源汽车累计销量达 417 万辆,充电桩保有量为 121.9 万个,全国新能源汽车充电总量 80 亿千瓦时,约占全国总用电量约 0.1%,简单计算可知单车年均耗电量为 1918kwh/年。1 月 7 日,公安部交通管理局发布消息称:2020 年全国机动车保有量达 3.72 亿辆,其中汽车 2.81 亿辆;新能源汽车保有量达 492 万辆。截至 2020 年底,全国新能源汽车保有量达 492 万辆,占汽车总量的 1.75%,比 2019 年增加 111 万辆,增长 29.18%。1 月 11 日,全国乘用车联席会公布了 2020 年 12 月和全年销量数据。2020 年的零售累计 1928.8 万辆,同比增速-6.8%。2020 年新能源车零售 110.9 万辆,同比增长 9.8%。

2019 年, F6 汽车科技联合同济大学共同发布《2019 汽车后市场乘用车维保行业白皮书》,抽样调查 3000 家门店,600 万辆车和 2000 万条进厂记录显示,全国汽车年均行驶里程 2018 年为 16250 公里。2020 年 11 月 2 日,国务院办公厅印发《新能源汽车产业发展规划(2021-2035)》,提出到 2025 年,纯电动乘用车新车平均电耗降至 12.0 千瓦时/百公里,新能源汽车新车销售量达到汽车新车销售总量的 20%左右。2020 年 12 月 1 日,“2021 中国汽车市场发展预测峰会”在北京召开,中汽协会常务副会长兼秘书长付炳锋表示 2025 年汽车销量有望达到 3000 万辆。

按照以上消息,我们假设:1) 新能源汽车在“十四五”期间的年均行驶里程为 17000 公里;2) 百公里耗电量,按照保有量和新车平均计算为 13kwh/百公里,则单车年均耗电量为 2210kwh/年;3) 2025 年全国汽车销量为 3000 万辆,新能源汽车占 20%,新能源汽车在 2025 年可实现 600 万销量。计算可知,2025 年新增的 600 万辆新能源车可带来新增用电需求 132.6 亿 kwh。从累积保有量来计算,2025 年新能源汽车累计保有量可达 2232 万辆,按照单车 2210kwh/年计算,2025 年新能源汽车可带来用电需求 493 亿 kwh。

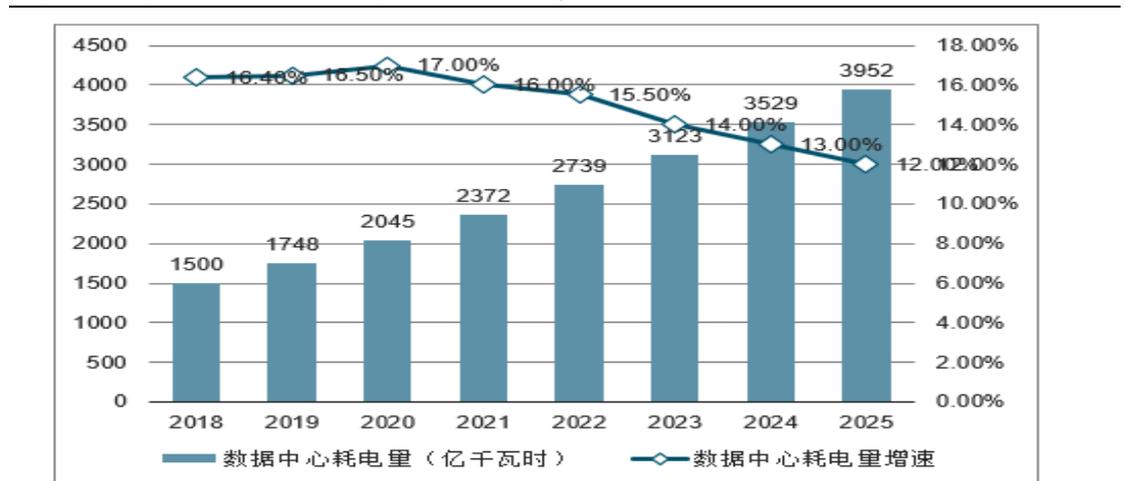
图 19：“十四五”新能源汽车用电量（百万辆，亿 kwh）



资料来源：wind，财信证券

数据中心建设提速，预计 2025 年用电量接近 4000 亿 kwh。IT 和空调制冷设备是数据中心的主要能耗来源，其中两者通常占数据中心总能耗的 85%。IT 设备主要由服务器、存储和网络通信设备构成。其中服务器系统用电约占 50%，存储系统约占 35%，网络通信设备约占 15%。据赛迪测算，2019 年我国数据中心机架规模约 288.6 万架，在建数据中心数超过 180 万架。规模的迅速增加将直接推动数据中心耗电量的走高，根据中国电子技术标准化研究院的《2019 绿色数据中心白皮书》，2017 年我国数据中心的耗电量为 1221.5 亿千瓦时，约占全社会用电量的 1.94%，预计 2020 年将增加到 2023.7 亿千瓦时。

图 20：“十四五”数据中心用电量（亿 kwh，%）



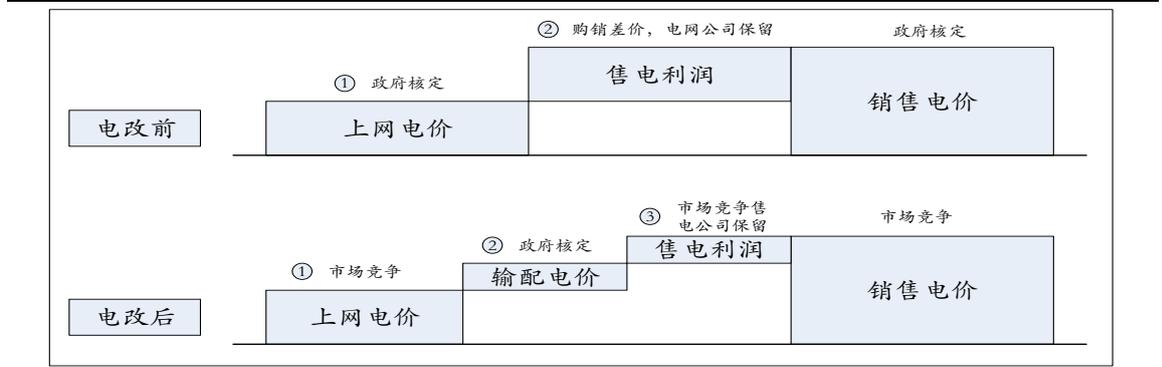
资料来源：中国产业信息，财信证券

假设“十四五”期间全社会用电量年均复合增速为 5%，则 2020 年全社会用电量为 73700.1 亿 kwh，2025 年全社会用电量为 94062.08 亿 kwh。则上述三大领域可带来新增用电需求约 5900 亿 kwh，占 2025 年全社会用电量的 6.2%。

5 清洁能源市场化：还原电能的部分商品属性

5.1 电价：价差波动有限，年度交易前置有利于“浮动”价差提前预期

图 21：电价形成机制的改变



资料来源：wind，财信证券

2015 年电力体制改革 9 号文件出台以前，我国电价形成机制基本上以政府核定电价为标准。具体而言，在上网侧和销售侧都由政府物价部门核定、执行统一的政府指导定价，在确定上网电价和销售电价后，相减得到中间的输配电价。改革后，新增了售电公司作为市场参与主体，并在上网侧通过电力市场化交易，由电力用户、售电公司与发电企业直接进行价格谈判，通过年度长协交易、月度竞价交易等方式确定交易价格；在输配电价环节，由政府采取“准许成本+合理收益”方式进行重新核定。由于上网电价形成机制的市场化改革和输配电价的重新核定，因此终端销售电价也成为市场竞争机制下的市场电价。2019 年 9 月 26 日，国务院常务会议宣布从 2020 年 1 月 1 日起，取消煤电价格联动机制，将现行标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化机制。至此，市场化电价形成机制在执行层面和政策层面均正式确定。

我们认为，电价的市场化改革需要客观看待。一方面，电价的市场化从价格的形成机制上还原了电能的商品属性。从各省的交易情况来看，一般是由终端用户、售电公司和发电企业在年末进行下一年度的交易协商，当然各省的交易规则、交易组织安排并不完全一致，但基本上以年度长协交易为主、月度竞价交易为辅，同时长协交易价格相对稳定，月度竞价波动相对较大。另一方面，“基准价+上下浮动”的市场化价格形成机制，保留了电能的公共品属性。上浮不超过 10%、下浮不超过 15%，实际上为市场化价格设定了天花板和地板，框定了市场化价格的涨跌幅限制。

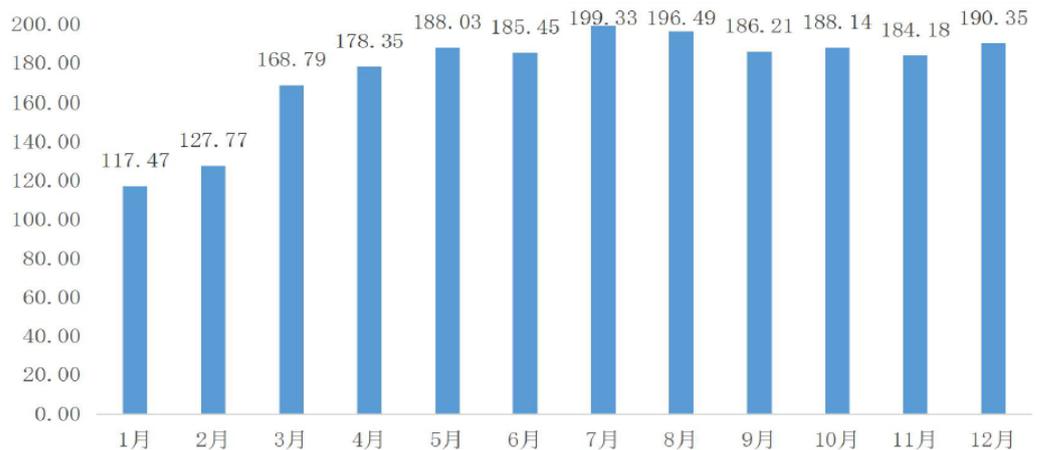
在“基准+浮动”市场化电价形成机制下，综合考虑交易组织的实际安排，未来电价浮动对发电企业的影响有限且可预期。（1）过去几年的历史交易结果、供需情况暂未发生根本性转变，以及政策性让利等因素叠加，导致交易价差为负成为市场共同的预期。自 2016 年 2 月份在广东开展第一次电力市场化交易以来，全国各省至今仅有新疆在今年 5 月和 6 月出现过交易价差为正，即出现过在基准价基础上上浮的情况。2020 年 5 月份，新疆首现+34 元/兆瓦时的正价差事件，6 月 15 日，新疆电网 2020 年 6 月交易结果出炉，

出清电量 5.69592 亿千瓦时,成交价格 275.5 元/千千瓦时,统一出清价差 25.5 元/兆瓦时,即在新疆地区标杆电价 250 元/兆瓦时上浮了 25.5 元/兆瓦时。但除此以外,全国各省历年以来的交易价差均为负。我们认为,电力供需情况是决定各省交易价差的关键因素,尤其是在放开用电计划、水电和新能源持续挤占火电利用小时、经济增速趋缓导致全社会用电量增速趋缓等诸多因素的叠加下,“十四五”期间的供需关系短期内不会发生根本性改变,在基准价基础上进行下浮大概率也将成为市场的交易结果。当然,市场化交易过程中并行的阶段性的政策性让利,也会通过市场化交易的方式实现,比如在今年疫情特殊时期,《国家发展改革委关于阶段性降低企业用电成本支持企业复工复产的通知》(发改价格[2020]258号)要求:自2020年2月1日起至6月30日止,除高耗能行业用户外的,现执行一般工商业及其它电价、大工业电价的电力用户(含已参与市场交易用户),电网企业在计收其电费时,统一按原到户电价水平的95%结算。按照国家“降低工商业电价5%政策延长至今年年底”决策,该政策执行至2020年年底。

(2) 年度长协交易量占比较大,可以在年初达成长协交易后即锁定价格,并有效平抑月度竞价的价格波动。以广东省为例,《关于做好2020年广东电力市场中长期交易合同签订工作的通知》规定,中长期交易合同电量原则应占全部市场化电量的90%。而截至2019年12月10日长协交易关闭,2020年长协签约电量2117.13亿千瓦时,占到年度长协交易总规模的96.23%,而年度长协则占到市场电量的81.43%,剩余市场电量将在年度集中、月度集中和现货市场组织交易。81.43%的年度双边协商比例,也远大于2018年和2019年的63%和62%。

(3) 实际的交易组织在时间安排上前置,为预判上市公司业绩提供了时间窗口。各省的电力市场化交易,基本上是在本年度末组织下一年度的交易,部分省份是在年初组织全年的交易,并确定长协交易的价差,然后分月执行。而月度竞价虽然是每月组织,但由于月度竞价体量相对较少,仅作为长协交易的补充,并不影响全年的交易价差。比如广东发改委2019年11月7日发布了《关于2020年电力市场交易规模和市场准入有关事项的通知》,确定2020年广东电力市场交易规模约2600亿千瓦时。2020年1月2日,国家能源局南方监管局宣布广东电力市场2020年度市场交易落下帷幕,2020年年度双边协商交易累计成交电量2110.6亿千瓦时,同比增长82.0%,平均价差-47.1厘/千瓦时。而昆明电力交易中心在2020年11月13日就已经发文确定2021年年度双边协商交易从11月16日开始申报,11月30日结束申报。因此对于参与交易的上市公司而言,尤其是地方性发电企业如浙能电力、申能股份和皖能电力等,“浮动”的这部分价差其实在完成年度交易后即可基本确定。当然,像华能国际、华电国际等全国性发电企业来说,由于机组分布在全国各省,但各省年度双边协商交易的组织在时间上并不一致,需要结合各省的交易价差才能够判断其综合电价水平。

图 22：2020 年广东省年度双边协商交易分月电量（亿千瓦时）



资料来源：广东电力交易中心，财信证券

5.2 电量：市场化交易电量进一步扩大

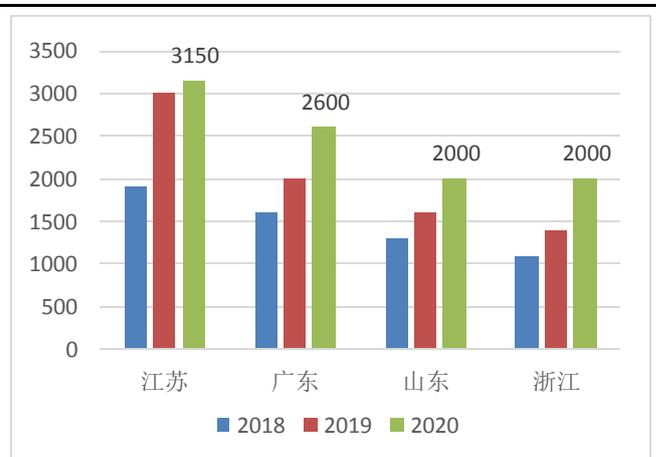
市场化交易电量占比逐渐提升。根据中电联统计，2018 年，全国电力市场交易电量（含发电权交易电量、不含抽水蓄能低谷抽水交易电量等特殊交易电量）合计为 20654 亿千瓦时，同比增长 26.5%，市场交易电量占全社会用电量（即全社会用电量市场化率）比重为 30.2%，较上年提高 4.3 个百分点，市场交易电量占电网企业销售电量比重为 37.1%。2019 年，全国各电力交易中心组织完成市场交易电量 28344 亿千瓦时，比上年增长 37.2%。其中，全国电力市场电力直接交易电量合计 21771.4 亿千瓦时，占全社会用电量的 30.0%，占电网企业销售电量的 36.8%。全国电力市场化交易规模再上新台阶。从我们跟踪的几个重点省份数据来看，云南省市场主体数量从 2019 年初的 7000 余户大幅增长至 2.8 万余户，全年省内交易电量首次突破千亿千瓦时，达到 1045.38 亿千瓦时，交易电量实现连续 5 年两位数增长，交易电量占全社会用电量比例达 58%。广东省 2020 年上半年累计交易电量规模 2255.7 亿千瓦时，同比增长 38.7%，市场主体 19370 家。

图 23：华电国际市场化交易电量逐年扩大(亿 kwh, %)



资料来源：北极星售电网，财信证券

图 24：近三年江苏、广东、山东和浙江电力市场交易规模（亿 kwh）



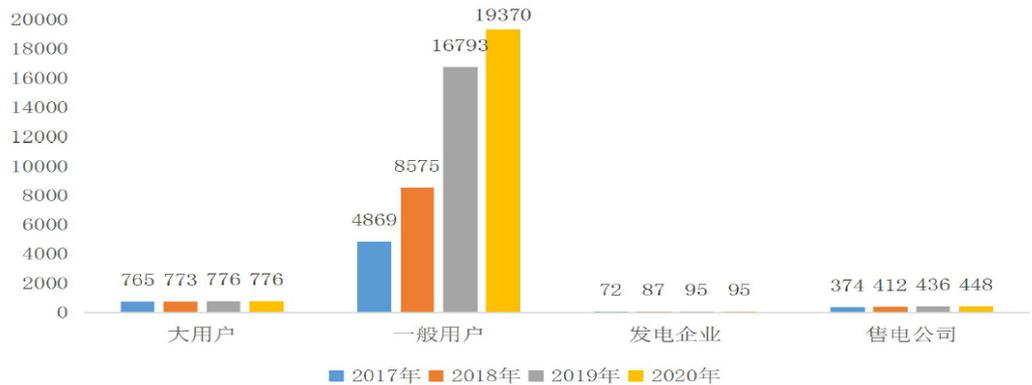
资料来源：各省电力交易中心，财信证券

5.3 市场准入和退出：市场准入门槛将进一步降低，但限制用户退市

完善的市场经济，除了量、价由市场供需双方决定，市场主体的准入和退出机制也是另一方面。电力市场化交易中，市场主体包括发电企业、电力用户和售电公司等，由于市场规模的扩大主要是更多的用户参与，因此我们主要关注电力用户的准入和退出。

交易门槛降低，参与主体逐渐增加。以广东为例，2020年用户准入门槛为：所有进入市场的用户须满足10kV及以上电压等级；珠三角9市的工、商业用户年度用电量400万kwh，较2019年门槛（1300万kwh）降低900万kwh；粤东西北12市的工、商业用户年度用电量200万kwh，较2019年门槛（500万kwh）降低300万kwh；广东省高新技术企业年度用电量100万kwh，较2019年门槛（400万kwh）降低300万kwh；钢铁、建材（水泥、石灰、石膏制造及其制品制造，玻璃制造及技术玻璃制品制造，建筑陶瓷制品制造）重点行业用户年度用电量200万kwh，较2019年门槛（500万kwh）降低300万kwh；物业管理企业仍执行2018年标准。随着用户准入门槛的降低，大量的一般性用户进入市场参与交易，截止2020年6月，一般用户共计19370家，比2019年底增长15.35%。

图 25：2017年-2020年6月底广东电力市场主体准入情况



资料来源：广东电力交易中心，财信证券

电力用户不得随意退出。我们在关注到“基准价基础上下浮15%、上浮10%”的市场化电价形成机制的同时，也在部分省份的电力交易规则中关注到对用户退出市场的安排，比如《湖南省电力中长期交易实施细则（试行）》：“退出市场的电力用户相关电量不再实行目录电价，其购电价格为同类别非市场用户目录电价的1.1倍，由电网企业对其提供保底供电服务”；《云南省发展和改革委员会关于退出电力市场用户执行保底供应价格有关事项的通知》：“电力用户执行1.2倍作为保底供应价格”。可以看到，政策限制了参与电力市场化交易的用户随意退出市场，且基本上都是以用户目录电价的1.X倍进行处理。限制市场主体不得随意退出的初衷是希望能够有更多的用户参与交易，做大交易规模，但根据我们对售电公司的了解，目前全国各地有一部分用户在入市交易后因交易手续繁琐、交易价差获利较少等原因不再续签交易合同，实质上相当于退出市场，但这部分用户并没有受到处罚。主要还是因为此类用户占比极少，不影响整个交易市场。我们认为，由于电力交易市场的特殊性，限制市场主体不得随意退出市场的政策现阶段有其

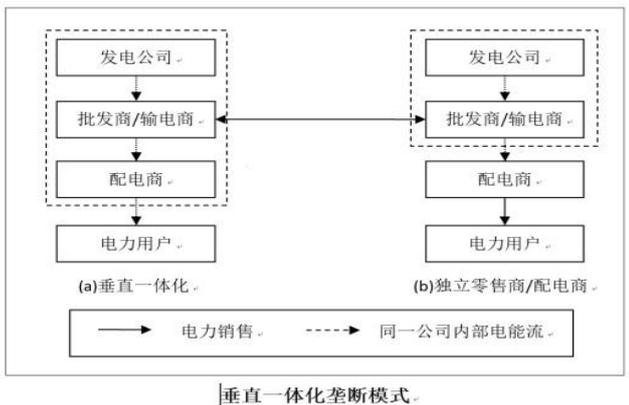
存在的必要性，能在关键时刻起到规范市场秩序的作用。电能商品不同于普通商品，还涉及到交易组织、电量预测和偏差考核等，如果没有政策的限制，未来一旦出现交易价差上浮的情况可能会导致大规模的用户退市，而退市后一旦交易价差下浮，可能又有大量的用户重新申请进入市场，这样就势必会导致交易市场出现混乱，此时，限制市场主体不得随意退出市场就能够起到规范市场交易秩序的作用。

6 “十四五”期间形成清洁能源充分参与的电力市场零售竞争模式

结合我们对“十三五”期间尤其是 2015 年电力体制改革以来在市场化改革和风电、光伏新能源发展等方面的观察，我们认为，“十四五”规划期间我国电力体制改革将持续深入，经过“十三五”规划期间对输配电价的“准许成本+合理收益”重新核定、增量配网改革试点全面铺开、全面放开用电计划、采取“基准+浮动”市场化电价形成机制等，“十四五”规划期间将形成清洁能源充分参与的电力市场零售竞争模式。

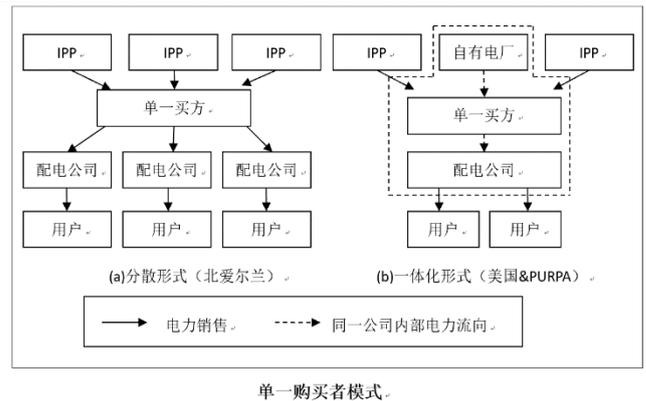
6.1 四种电力市场运行模式

图 26：垂直一体化垄断模式



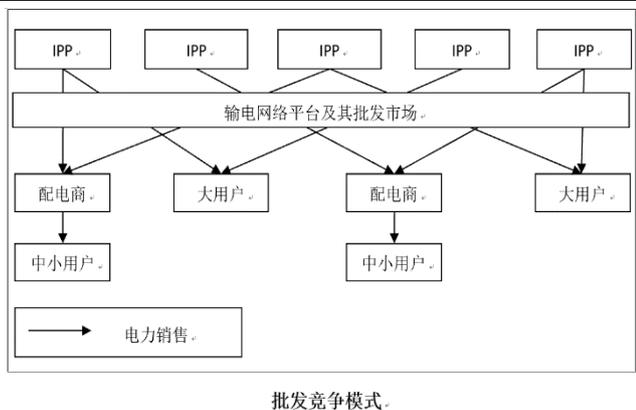
资料来源：wind，财信证券

图 27：单一购买者模式



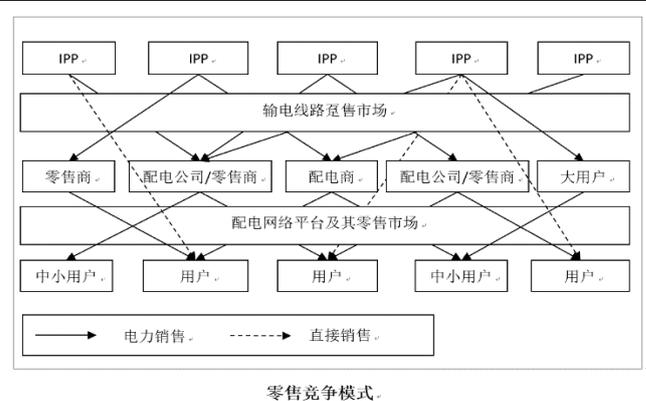
资料来源：wind，财信证券

图 28：批发竞争模式



资料来源：wind，财信证券

图 29：零售竞争模式



资料来源：wind，财信证券

表 6：不同电力市场运行模式的比较

电力市场模式	比较内容	电力系统环节			
		发电	输电	配电	售电
垄断模式	各环节关系		发、输、配、售合一		
	开放程度		不开放		
	市场竞争性		弱		
单一购买者模式	各环节关系	独立		输配售合一	
	开放程度	开放		不放开	
	市场竞争性	较强		弱	
批发竞争模式	各环节关系	独立	独立	配售合一	
	开放程度	开放	不开放	部分开放	
	市场竞争性	强	弱	较弱	较强
零售竞争模式	各环节关系	独立	独立	独立	独立
	开放程度	开放	不开放	开放	开放
	市场竞争性	强	弱	强	强

资料来源：财信证券

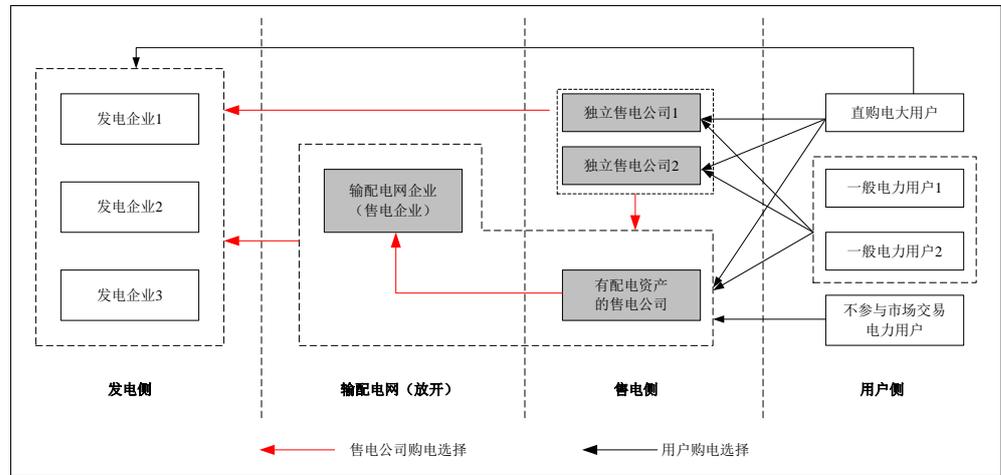
根据电力市场中不同主体的关系，不同环节的开放程度和竞争性，可以将电力市场运行模式简单划分为垂直一体化垄断模式、单一购买者模式、批发竞争模式和零售竞争模式。其中批发竞争和零售竞争模式都属于电力竞争模式，区别在于配电和售电环节的竞争程度：1) 批发竞争电力市场模式下，输电网业务仅对于配电公司和大用户开放，有偿提供输电服务，并向交易双方或一方收取输电费，但中小用户没有选择权，即配电网对运营区域内的中小用户仍然实行供电专营；2) 零售竞争模式会在批发竞争模式的基础上进一步开放配电服务，同时更多的终端用户将拥有购电选择权，既可以向独立售电公司和拥有配网公司的配售电公司购电，也可以向发电企业直接购电。

6.2 清洁能源充分参与的电力市场零售竞争模式

“十四五”期间将形成清洁能源充分参与的电力市场零售竞争模式。经过“十三五”规划的实践，现阶段已经初步形成了售电公司参与、增量配网改革试点启动的批发竞争模式，“十四五”规划期间，将向售电市场规模进一步扩大、配电环节改革步入深水区的零售竞争模式过渡。此外，清洁能源在“十四五”规划期间成为增量供给主力，风电和光伏可利用的土地空间将会越来越紧张，而分布式光伏急需依靠政策支持尤其是增量配网项目的试点来打破隔墙售电的限制，实现分布式光伏的就近消纳，因此我们认为在“十四五”期间将形成清洁能源充分参与的电力市场零售竞争模式。同时，“十四五”期间，清洁化的确定性趋势更加明显，但市场化步入改革深水区。因为清洁化有明确的量化指标和时间指标作为指引，也有清洁能源发电成本逐渐降低作为支撑，而市场化的进展在步入改革深水区后将受到各方利益的更多掣肘，尤其是增量配网的改革，虽然国家陆续批复了五批次的增量配网项目，但实质上开展业务的项目较少，在项目业主的确定、配电区域划分、供电业务许可证等方面的进度是不及市场预期的，未来既要继续扩大试点规模，也要推动存量试点项目开展实质性业务，需要触动各方利益。因此，需要谨慎看

待市场化带来的投资机遇。

图 30：零售竞争模式下的电力市场运行



资料来源：wind，财信证券

更远一点看，在供需均发生深刻变化的电力市场零售竞争模式后期，尤其是随着电能占终端能源消费比重的持续提高，数字化将成为市场化和清洁化之后，推动电力行业继续发展的“新动能”。1) 未来清洁能源占全社会发电量的比重越来越大，当发电侧的电源结构逐步调整到位，由过去以水电、火电为主的电源结构，逐步变成以风电和光伏等新能源为主的电源结构时，虽然有火电转型作为调节电源和配套更多的储能来平滑出力曲线的波动，但新能源发电固有的波动性和间歇性的特点仍然不可避免。换言之，未来的电力系统面临来自发电侧的波动性将会持续加大。2) 随着在生产制造、交通运输、居民采暖、电力供应与消费等重点领域持续推进的电能替代，电能占终端能源消费的比重将会持续提升。2000-2012年，电能占中国终端能源消费比重提高了8%，在2012年达到22.6%，2015年达到22.9%，2018年为25.5%，按照国家能源局《2020年能源工作指导意见》，计划2020年煤炭消费比重下降到57.5%左右，电能占终端能源消费比重提升至27%左右。而随着电能占重点能源消费比重的持续提升，交通运输、居民采暖和新能源汽车充电桩等更具有to C属性的增量用电需求，在用电负荷特性上相比现在的第二产业尤其是工业用电量具有更大的负荷波动性。我们认为，随着非化石能源占一次能源消费比重、电能占终端能源消费比重的持续提升，未来供给侧和需求侧都面临更大的波动性，而随着电力零售竞争模式的持续完善，数字化将成为继市场化和清洁化之后推动电力行业发展的“新动能”。

7 投资策略

建议分四条主线布局：1) 关注新能源布局较早且装机量相对领先、传统发电业务发展良好的电力央企，推荐长江电力和华能国际；2) 关注A股市场上的太阳能，作为A股市场上央企集团旗下的新能源发电上市公司，标的目前具有稀缺性；3) 关注地方国资系统旗下的新能源上市公司福能股份；4) 关注市场上领先的民营新能源发电公司晶科科技、林洋能源。

8 风险提示

1) 电力市场化改革不及预期；2) 电力市场化交易价格大幅波动；3) 疫情反复、国际贸易争端等外部不确定性因素导致全社会用电量下滑；4) 风光装机大幅提升导致弃风弃光率提升。

投资评级系统说明

以报告发布日后的 6—12 个月内，所评股票/行业涨跌幅相对于同期市场指数的涨跌幅度为基准。

类别	投资评级	评级说明
股票投资评级	推荐	投资收益率超越沪深 300 指数 15% 以上
	谨慎推荐	投资收益率相对沪深 300 指数变动幅度为 5%—15%
	中性	投资收益率相对沪深 300 指数变动幅度为-10%—5%
	回避	投资收益率落后沪深 300 指数 10% 以上
行业投资评级	领先大市	行业指数涨跌幅超越沪深 300 指数 5% 以上
	同步大市	行业指数涨跌幅相对沪深 300 指数变动幅度为-5%—5%
	落后大市	行业指数涨跌幅落后沪深 300 指数 5% 以上

免责声明

本公司具有中国证监会核准的证券投资咨询业务资格，作者具有中国证券业协会注册分析师执业资格或相当的专业胜任能力。

本报告仅供财信证券有限责任公司客户及员工使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司当然客户。本报告仅在相关法律许可的情况下发放，并仅为提供信息而发送，概不构成任何广告。

本报告信息来源于公开资料，本公司对该信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本公司对已发报告无更新义务，若报告中所含信息发生变化，本公司可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。

本报告中所指投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。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。在任何情况下，本公司及本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利，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。投资者务必注意，其据此作出的任何投资决策与本公司及本公司员工或者关联机构无关。

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告作为投资决策的惟一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人（包括本公司客户及员工）不得以任何形式复制、发表、引用或传播。

本报告由财信证券研究发展中心对许可范围内人员统一发送，任何人不得在公众媒体或其它渠道对外公开发布。任何机构和个人（包括本公司内部客户及员工）对外散发本报告的，则该机构和个人独自为此发送行为负责，本公司保留对该机构和个人追究相应法律责任的权利。

财信证券研究发展中心

网址：www.cfzq.com

地址：湖南省长沙市芙蓉中路二段 80 号顺天国际财富中心 28 层

邮编：410005

电话：0731-84403360

传真：0731-84403438