

新能源行业 2019 年中期投资策略

政策明朗，“风光”无限，新能源发电迎来新成长

推荐（维持）

- 2019 年光伏政策明朗，竞价及平价项目预期明确，长期成长空间已经打开。** 2019 年 4 月 12 日能源局下发关于征求对 2019 年风电、光伏发电建设管理有关要求的通知（征求意见稿），对于 2019 年光伏 30 亿补贴金额进行了确认；并再次明确扶贫项目、户用光伏、普通光伏电站、工商业分布式项目以及专项和示范项目的补贴方式，2019 年新增光伏补贴方式及装机需求已基本确立，预计国内全年装机量有望达到 42-45GW。同时根据此前 4 月 10 日能源局下发的《关于推进风电、光伏发电无补贴平价上网项目建设的工作方案（征求意见稿）》的要求，各地能源局需要于 4 月 25 日前上报 2019 年第一批光伏平价上网名单。参考目前各省申报的情况看，地方政府平价项目申报非常积极，第一批项目合计规模有望超过 30GW。虽然本次申报的平价项目大多数并不要求年内并网，但将对明年的平价项目量具有积极重要的贡献意义，光伏正逐步由依赖政府补贴逐步过渡到无需补贴。而平价光伏装机量将逐步接替财政补贴规模，占据主导地位，光伏成长属性正逐步开启。
- 风电迎来复苏大周期，海上风电加速发展。** 根据能源局的下发“征求意见稿”对于存量带补贴项目积极鼓励其向平价项目转换，并给予优先消纳的权限。而根据发改委价格司召开的“2019 年风电上网电价政策讨论会”的要求对于 2018 年之前批复的项目，并在 2020 年底并网；对于 2019 年竞价项目标杆电价将分别调整为 0.34 元/kWh、0.39 元/kWh、0.43 元/kWh、0.52 元/kWh。在国家大力推动去补贴的大背景下，存量带补贴的指标将迎来加速转化期，风电有望迎来一轮复苏大周期。另外海上风电由于较好的资源禀赋以及靠近沿海城市，具有良好的消纳能力，近年来受到各沿海省份的大力扶持，呈现不断加速的趋势，国内日趋成熟的海上风电装备能力及施工维护能力，料将助力海上风电市场的快速发展。
- 电网升级，提升风光等清洁能源发电的消纳能力，并驱动储能、特高压等投资机会。** 随着风电光伏装机规模持续攀升，电网是否能够有效消纳已成为行业长期发展空间矛盾。行业真实需求倒逼电网机制变化，东北电力辅助服务试点已论证基于市场化探索提高新能源消纳的效用及可行性，当前有望在全国更大范围推广。在此制度变化背景下，储能市场真实需求也将有望因此而带动。另外国家电网考虑自身硬件架构及信通业务需求，有望加快泛在电力物联网建设和特高压投资，从而带动国内电网硬软件设备及信息服务新的订单需求。
- 风险提示：** 产业政策变化导致行业下游需求低于预期；行业竞争加剧导致产品价格下滑超预期；电网升级及投资进度低于预期。

重点公司盈利预测、估值及投资评级

简称	股价（元）	EPS（元）			PE（倍）			PB	评级
		2018	2019E	2020E	2018	2019E	2020E		
隆基股份	22.7	0.98	1.43	1.86	23.16	15.87	12.2	5.0	强推
通威股份	14.27	0.51	0.79	1.02	27.98	18.06	13.99	3.76	推荐
阳光电源	11.9	0.55	0.8	1.0	21.64	14.88	11.9	2.25	推荐
金风科技	11.56	0.78	0.82	1.08	14.82	14.1	10.7	1.9	推荐
天顺风能	5.29	0.26	0.41	0.55	20.35	12.9	9.62	1.8	强推
振江股份	21.4	0.73	1.4	1.9	29.32	15.29	11.26	1.95	推荐
东方电缆	12.6	0.34	0.57	0.82	37.06	22.11	15.37	3.66	强推
国电南瑞	19.93	0.81	0.94	1.08	24.6	21.2	18.45	3.32	推荐
科士达	10.15	0.4	0.64	0.8	25.38	15.86	12.69	2.44	强推

资料来源：Wind，华创证券预测

注：股价为 2019 年 04 月 30 日收盘价

华创证券研究所

证券分析师：胡毅

电话：0755-82027731

邮箱：huyi@hcyjs.com

执业编号：S0360517060005

证券分析师：邱迪

电话：010-63214660

邮箱：qiudi@hcyjs.com

执业编号：S0360518090004

联系人：杨达伟

电话：021-20572572

邮箱：yangdawei@hcyjs.com

行业基本数据

		占比%
股票家数(只)	193	5.35
总市值(亿元)	17,570.7	2.84
流通市值(亿元)	12,679.58	2.8

相对指数表现

%	1M	6M	12M
绝对表现	-5.69	30.4	-7.19
相对表现	-6.74	4.59	-11.35



相关研究报告

《电气设备行业周报（20190408-20190412）：3月新能源车产业链产销两旺，新能源发电政策基本明朗》

2019-04-14

《电气设备行业周报（20190415-20190419）：电动化之潮抢眼上海车展，补贴预期明朗光伏机会凸显》

2019-04-21

《电气设备行业周报（20190422-20190426）：多晶硅料反弹涨价，动力电池需求渐入旺季》

2019-04-28

目 录

一、光伏政策趋于明朗，需求预期明确.....	5
(一) 政策趋于明朗，需求有望逐季释放.....	5
1、户用、扶贫以及技术领跑者有望率先启动.....	5
2、竞价项目有望支撑下半年国内需求.....	6
3、平价项目有望成为年内有益补充.....	7
(二) 竞价推动补贴有序下降.....	8
(三) 平价接力补贴，光伏成长开启.....	11
二、风电抢装预期持续演绎，行业复苏大周期开启.....	13
(一) 补贴下调在即，存量项目有望迎来抢装.....	13
1、风电标杆电价下调在即.....	13
2、存量带补贴规模较大，有望迎来抢装.....	13
(二) 行业数据向好，复苏趋势确立.....	14
1、招标量与吊装量持续背离，有望迎来修复.....	14
2、弃风率下行，三北有望重启.....	15
3、海上风电处于快速导入期，千亿市场有望开启.....	17
(三) 2018 年欧洲海上风电“大”有所为.....	18
(四) 预期内的政策调整，国内海上风电正式起步.....	21
三、电网新能源消纳能力提升，风电光伏行业发展天花板逐步抬高.....	23
(一) 新能源倒逼调解机制变化，东北成效验证天花板.....	23
(二) “三北”地区外送通道集中投运，新能源装机空间重新打开.....	25
四、电网升级，孕育储能、特高压等新的电网投资机会.....	27
(一) 国网规划泛在电力物联网，前期关注主网建设机遇.....	27
(二) 政策驱动下的细分板块机会，特高压、储能.....	29
1、特高压确定性较高，新核准、新规划项目有望年内逐步落地兑现.....	29
2、储能市场且行且快，电网级市场逐步打开.....	30
五、风险提示.....	32

图表目录

图表 1	户用光伏指标发放.....	5
图表 2	技术领跑者项目并网要求.....	6
图表 3	竞价项目投资回报率测算.....	7
图表 4	光伏标杆电价调整.....	8
图表 5	光伏重点地区最低保障收购小时数.....	8
图表 6	各区域燃煤标杆电价.....	9
图表 7	光伏 I 类区域竞价项目投资回报率测算.....	10
图表 8	光伏 II 类区域竞价项目投资回报率测算（含最低保障利用小时数）.....	10
图表 9	光伏 II 类区域竞价项目投资回报率测算（不含最低保障利用小时数）.....	11
图表 10	光伏 III 类区域竞价项目投资回报率测算.....	错误!未定义书签。
图表 11	三类地区的投资成本.....	12
图表 12	陆上风电标杆电价调整方案.....	13
图表 13	非竞价风电项目存量统计.....	14
图表 14	风电标杆电价调整方案.....	14
图表 15	风电吊装量与并网容量统计.....	14
图表 16	风电招标量&吊装量比较.....	14
图表 17	风电单季度招标量.....	14
图表 18	2011-2018 年吊装量&弃风限电率.....	15
图表 19	风电利用小时数&弃风率.....	15
图表 20	2015 年国内各地区风电装机占比.....	15
图表 21	2016 年国内各地区风电装机占比.....	15
图表 22	2017 年国内各地区风电装机占比.....	16
图表 23	2018 年国内各地址风电装机占比.....	16
图表 24	国家能源局 2019 年度风电检测预警结果.....	17
图表 25	国内海上风电“十三五规划”.....	18
图表 26	海上风电与陆上风电各环节投资占比差异较大.....	18
图表 27	欧洲海上风电历年装机容量（单位：MW）.....	19
图表 28	欧洲历年新增海上风机单机容量（单位：MW）.....	19
图表 29	欧洲历年各个国家海上风机单机容量（单位：MW）.....	20
图表 30	欧洲历年新增海上风机合计容量（单位：MW）.....	20
图表 31	2009-2018 年国内海上风电新增装机容量.....	21
图表 32	各省 2030 年调整后的海上风电发展规划.....	21
图表 33	满足 0.85 元电价要求海上风电项目统计（征求意见稿）.....	22

图表 34	具备调节能力的装机比例快速下降（单位：GW，%）	23
图表 35	风电弃电率仅内蒙、甘肃、新疆在 10%以上	24
图表 36	东北地区新能源装机量占比达到 30%（单位：GW）	24
图表 37	全国电力辅助服务市场建设进程加快	25
图表 38	我国电网跨区调配能力仍在不断增强	26
图表 39	国网存在诸多问题面临解决	27
图表 40	芯片、网架、顶层人工智能是泛在电力物联网投资的重要投资机会	28
图表 41	电力物联网投资层级区分及涉及相关上市公司	28
图表 42	特高压直流工程项目汇总	29
图表 43	特高压交流工程项目汇总	29
图表 44	广东调频市场启动催化众多调频项目	30
图表 45	电网侧投资逐步加速多省电网启动试点	31
图表 46	储能应用领域、商业模式与催化因素	32

一、光伏政策趋于明朗，需求预期明确

2019 年 4 月 12 日能源局下发“2019 年风电、光伏发电建设管理有关要求的通知（征求意见稿）”，文件对于 2019 年国内光伏补贴资金 30 亿金额进行了确认，同时对于竞价项目的降价方式进行了明确。相较于之前的征求意见稿，本轮征求意见稿仅部分细节进行了调整，2019 年国内光伏政策已基本明确，政策端的明确从而推动了对于整体需求预期的明确，预计 2019 年国内光伏装机量有望达到 42-45GW。

（一）政策趋于明朗，需求有望逐季释放

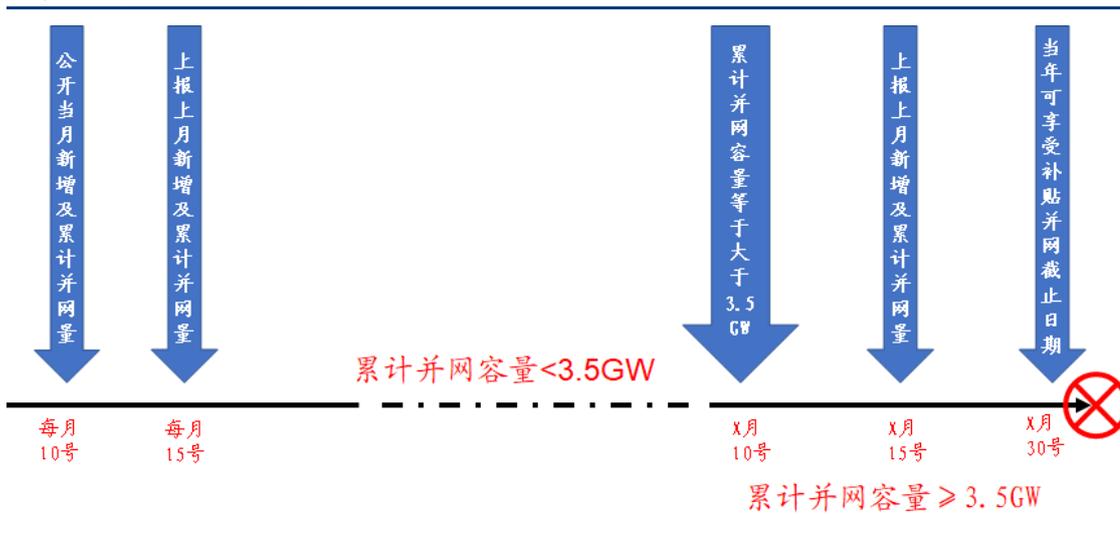
“征求意见稿”明确将光伏发电项目分为 5 类进行分类管理：1、光伏扶贫项目；2、户用光伏；3、普通光伏电站；4、工商业分布式光伏发电项目；5、国家组织实施的专项工程或示范项目。对于每类项目补贴方式以及金额或指标进行了明确说明。整体而言，政策相较于之前的征求意见稿变动不大，2019 年国内光伏政策已趋于明朗，需求有望逐季释放。

1、户用、扶贫以及技术领跑者有望率先启动

户用指标先行，规模有望达到 3.5-4GW：此次“征求意见稿”对于户用光伏项目单独安排 7.5 亿资金进行补贴，预计补贴装机规模 3.5GW，考虑到 2018-2019 年末备案户用项目以及 1 个月缓冲期，整体 2019 年国内户用规模有望达到 3.5-4GW。年度装机总量内的项目以建成并网时间作为补贴计算起点执行固定度电补贴标准。对于文件发布前已建成并网的但未纳入国家补贴范围内的项目，自文件发布后可以向所在电网企业自愿申报，以当地备案机关和电网企业审核确认进入补贴目录时点起算，并按该时点对应的补贴标准享受国家补贴政策。

先到先得，给予 1 个月缓冲期：而对于申报程序，省级电网企业每个月 10 号前对外公布上月新增并网（包括新审核确认文件发布前已建成并网但未纳入国家补贴范围的项目）和当年累计新增并网的户用光伏装机容量及项目名单，并于每个月 15 号前向国家能源局和国家可再生能源信息管理中心报送相关信息。当截止到上月底的当年累计新增并网容量超过当年可安排的新增项目年度装机总量时，当月最后一天为本年度可享受国家补贴政策的户用光伏并网截止日期。

图表 1 户用光伏指标发放



资料来源：华创证券整理

“十三五”第二批扶贫指标 1.67GW 下发：4 月 12 日能源局也下发了“十三五”第二批扶贫指标，指标涉及 15 个省、165 个县，共计 3961 个村级光伏扶贫电站，整体指标规模 1.67GW，原则要求并网截止日期为 2019 年底。同时对于

“十三五”第一批扶贫项目要求于 2019 年 6 月 30 日前并网，逾期将不再纳入扶贫补贴目录。“十三五”第一批扶贫指标于 2017 年末发布，指标总装机容量 4.19GW，考虑到 2018 年部分未建完的第一批指标，及第二批 1.67GW 指标，2019 年光伏扶贫装机容量有望达到 2-3GW。

1. 5GW 技术领跑者进入并网倒计时：根据能源局 2018 年评选技术领跑者要求，技术领跑基地要求 2019 年 3 月 31 日前开工建设，2019 年 6 月 30 日前全部容量建成并网，技术领跑者项目将进入并网倒计时。去年部分领跑者项目的并网延期，预计 2019 年领跑者项目整体装机容量有望达到 2-3GW。

图表 2 技术领跑者项目并网要求

项目编号	场址位置	入选申报主体	主要技术参数	2019 年 2 季度 预期单瓦成本	2020 年 4 季度 预期单瓦成本	并网截至 日期
1	黎城县	隆基 51%、联合光伏 49%	单晶 P 型 Perc 叠片双面组件，电池转换效率 23.85%，组件转换效率 20.66%	1.329 元/W	1.024 元/W	2019 年 6 月 30 日
2	平顺县	天合光能 51%，国开新能源 49%	单晶 N 型 Pert MBB 双面组件，电池转换效率 23.85%，组件转换效率 20.67%	1.4 元/W	1 元/W	2019 年 6 月 30 日
3	余干县	晶澳 90%，陕西化工 10%	单晶 P 型 Perc 半片组件，电池转换效率 23.08%，组件转换效率 20.4%	2.9 元/W	1.7 元/W	2019 年 6 月 30 日
4	鄱阳县	晶科能源 51%，晶科电力 49%	单晶 P 型 Perc 接触钝化、SPE、半片、微聚光组件，电池转换效率 23%，组件转换效率 20.5%	2.28 元/W	1.68 元/W	2019 年 6 月 30 日
5	黑家河村-刘家埝村场址	隆基绿能，三峡新能源	单晶 Perc 叠片双面组件，电池正面效率 23.85%，双面率 81%，组件正面转换效率 20.66%	1.329 元/W	1.024 元/W	2019 年 6 月 30 日
6	许庄村-尧生村-八丈墩村场址	天合光能、湖南兴业绿色能源	单晶 N 型 Pert MBB 双面组件，电池正面效率 23.7%、双面率 83%，组件正面转换效率 20.67%	1.4 元/W	1 元/W	2019 年 6 月 30 日

资料来源：北极星电力网，华创证券

征求意见稿对于户用项目征收文件出台前未备案项目予以承认，并单独给予 7.5 亿资金予以专项补贴，类似于鼓励先建先得，预计将会引发户用光伏项目的快速启动。同时政策对于达到并网目标后一个月内的新增并网仍予以承认，将会导致实际并网量将超出政策指引的 3.5GW。考虑到“十三五”第一批扶贫项目以及技术领跑者并网截止日期到 2019 年 6 月 30 日，预计 5-6 月份国内光伏市场将逐步启动，推动产业链价格逐步企稳。

2、竞价项目有望支撑下半年国内需求

除扶贫项目、户用光伏项目外，其余需要国家补贴的光伏项目原则上全部采取招标等竞争性配置方式。竞价的形式主要通过项目业主申报、竞争排序方式优选确定国家补贴项目和补贴标准。竞争性配置项目合计安排补贴资金 22.5 亿元。竞价项目主要分为 2 大类：1、普通光伏电站和全额上网工商业分布式光伏发电项目；2、自发自用、余电上网工商业分布式发电项目。两类电站上报的项目通过公式进行修正电价，能源局按照修正后的电价从低到高排序，依次纳入补贴范围，且当项目需总补贴金额 ≥ 22.5 亿元时停止新增项目。

➤ 普通光伏电站及全额上网工商业电价修正公式：

I 类资源电价不做修正

II 类资源区修正后的电价=申报电价-0.05 元/kWh

III 类资源区修正后的电价=申报电价-0.15 元/kWh

➤ 自发自用、余电上网的工商业分布式项目:

I、 燃煤标杆电价 ≥ 0.3 元/kWh, 修正后的电价=申报电价-所在省份燃煤标杆+0.3 元/kWh

II、 燃煤标杆电价 < 0.3 元/kWh, 申报电价不进行修正

竞价项目充分考虑到了各区域的日照资源禀赋的差异, 运用差异化的电价调节方案保证每个区域竞争的相对公平, 避免日照较好的 I 类区域因为可以报出更低的电价, 获得更多的竞价项目资源。同时方案对于自发自用、余电上网类型的工商业分布式项目根据当地的火电标杆电价进行了微调, 对于燃煤电价较高的区域给予一定的招标政策倾斜。考虑到 2018 年国内光伏平价日照平均利用时间数 1115 小时, 假设 2019 年新增装机对应平均利用小时数为 1200 小时, 度电补贴金额为 0.07 元/kWh 时, 对应的补贴装机量为 26.78GW; 当度电补贴金额降低到 0.06 元/kWh 时, 对应的补贴装机量 31.25GW。

图表 3 竞价项目投资回报率测算

假设项	单位	假设值	假设项	单位	假设值
年利用小时数	小时	1200	项目经营期	年	25
首年光衰	(%)	2.00%	次年光衰	(%)	0.50%
国家分布式度电补贴(含税)元/kWh		0.07	补贴年限	年	20
脱硫电价(含税)	元/kWh	0.37	脱硫电价年涨幅	(%)	0
运维费用增长率	(%)	1%	运营维修比例	(%)	1.3%
折旧年限	年	20	固定资产残值	(%)	5%
贷款比例	(%)	70%	贷款利率	%/年	4.9%
单位投资成本(元/W)	4.5	LCOE(元/kWh)	0.42	IRR	8.3%
单位投资成本(元/W)	4.2	LCOE(元/kWh)	0.40	IRR	10.3%
单位投资成本(元/W)	4	LCOE(元/kWh)	0.39	IRR	11.8%

资料来源: 华创证券测算

在 4.2 元/W 的投资成本下, 0.07 元/kWh 的度电补贴, IRR 有望保持在 10.3% 的合理水平。考虑到部分项目的实际投资成本低于这一水平, 以及部分电站投资企业预期回报率低于这一数字, 实际可补贴量有望超过 30GW, 竞价项目将成为今年国内新增装机的主要形式。

3、平价项目有望成为年内有益补充

根据能源局 4 月 10 日下发的“关于推进风电、光伏发电无补贴平价上网项目建设的工作方案”, 鼓励各地区优先建设光伏无补贴项目, 并将电网的消纳权限优先满足不需要补贴的项目, 鼓励各地区将含补贴项目申请转换成平价项目, 并要求各地在 4 月 25 号前上报第一批光伏平价上网项目名单。

根据目前的统计数据, 预计国内上报的光伏平价项目容量有望达到 30GW 以上, 大多数并网截止日期要求为 2020 年。平价项目大多数不会在年内安装, 但预计部分项目基于优先消纳权限考量, 有望在年内装机, 将成为今年国内光伏装机容量的有益补充, 预计整体平价装机规模 5-10GW。而明年平价项目的大量释放, 将支撑起明年国内新增装机的主要形式, 国内光伏装机市场将有序从依赖补贴→竞价降低补贴→竞价为主, 平价为辅→平价为辅, 竞价为辅→全面平价。平价之后, 行业发展瓶颈料将逐步打开, 行业将从依赖补贴逐步过度至自然成长。

(二) 竞价推动补贴有序下降

竞价政策的完善，对于推动国内光伏逐步由依赖补贴向降低补贴，再到完全取消补贴具有极其重要的意义。自 2014 年国内开始出台标杆电价政策以来，将全国按照日照情况分为三类地区，并分别制定了指导标杆电价，而各地实际光伏上网电价基本以标杆电价为准绳，并未做过多的竞价调整。由于区域划分幅度较大，统一制定的标杆电价由于日照的资源巨大差异，导致部分区域形成了过度补贴，电站收益率远超合理回报率，补贴资金未能合理充分利用。

图表 4 光伏标杆电价调整

各地标杆电价&分布式补贴标准 (元/kWh)						
调整时间	2013 年 8 月	2015 年 12 月	2016 年 12 月	2017 年 12 月	2018 年 5 月	2019 年 E
I 类地区	0.9 元/kWh	0.8 元/kWh	0.65 元/kWh	0.55 元/kWh	0.5 元/kWh	竞价
II 类地区	0.95 元/kWh	0.88 元/kWh	0.75 元/kWh	0.65 元/kWh	0.6 元/kWh	竞价
III 类地区	1 元/kWh	0.95 元/kWh	0.85 元/kWh	0.75 元/kWh	0.7 元/kWh	竞价
分布式项目	0.42 元/kWh	0.42 元/kWh	0.42 元/kWh	0.37 元/kWh	0.32 元/kWh	0.18 元/kWh

资料来源：国家能源局、华创证券整理

而随着此次国内光伏竞价政策的出台，全国范围内进行统一申报，按照公式调整后的电价进行排序，价格较低以及规模较小的项目优先纳入补贴范围，直至补贴项目所需的补贴金额达到规定的 22.5 亿。由于光伏投资主体相对较多，竞价政策的导入将会导致补贴资金的利用效率将大幅提升，过度补贴的情况将有望快速得到解决；同时竞价政策的导入业主的预期回报率将更为合理，对于补贴资金的需求将大幅下降，同样的资金可以补贴更多的装机规模。

图表 5 光伏重点地区最低保障收购小时数

资源区	地区	保障性收购利用小时数
I 类资源区	宁夏	1500
	青海海西	1500
	甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌	1500
	新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依	1500
	内蒙除赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔以外地区	1500
II 类资源区	青海除 I 类外其他地区	1450
	甘肃除 I 类外其他地区	1400
	新疆除 I 类外其他地区	1350
	内蒙古赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔	1400
	黑龙江	1300
	吉林	1300
	辽宁	1300
	河北承德、张家口、唐山、秦皇岛	1400
	山西大同、朔州、忻州	1400
	陕西榆林、延安	1300

资料来源：国家能源局官网、华创证券整理

计算全国排序累计补贴总额时，各项目年补贴额计算公式=度电补贴强度×装机×年利用小时数，其中年利用小时数如上表所示，如果没有规定的，则 II 类区域按 1300 小时计算，II 类地区按 1100 小时计算。

图表 6 各区域燃煤标杆电价

资源区	地区	燃煤标杆电价	电价中位数
I 类资源区	宁夏	0.2595 元/kWh	电价中枢：0.2915 元/kWh
	青海海西	0.3243 元/kWh	
	甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌	0.374 元/kWh	
	新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依	0.25 元/kWh	
	内蒙除赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔以外地区	蒙东 (0.3035 元/kWh) 蒙西 (0.2829 元/kWh)	
II 类资源区	青海除 I 类外其他地区	0.3247 元/kWh	电价中枢：0.332 元/kWh
	甘肃除 I 类外其他地区	0.2978 元/kWh	
	新疆除 I 类外其他地区	0.25 元/kWh	
	内蒙古赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔	蒙西 (0.2829 元/kWh) 蒙东 (0.3035 元/kWh)	
	黑龙江	0.3749 元/kWh	
	吉林	0.3731 元/kWh	
	辽宁	0.3749 元/kWh	
	河北承德、张家口、唐山、秦皇岛	0.372 元/kWh	
	山西大同、朔州、忻州	0.332 元/kWh	
陕西榆林、延安	0.3545 元/kWh		
II 类资源区其他	北京	0.3598 元/kWh	价格中枢：0.3478 元/kWh
	天津	0.3655 元/kWh	
	四川	0.4012 元/kWh	
	云南	0.3358 元/kWh	
III 类资源区	广东	0.453 元/kWh	价格中枢：0.3964 元/kWh
	湖南	0.45 元/kWh	
	海南	0.4298 元/kWh	
	广西	0.4207 元/kWh	
	湖北	0.4161 元/kWh	
	上海	0.4155 元/kWh	
	浙江	0.4153 元/kWh	
	重庆	0.3964 元/kWh	
	山东	0.3949 元/kWh	
	福建	0.3932 元/kWh	
	江苏	0.391 元/kWh	
	安徽	0.3844 元/kWh	
	河南	0.3779 元/kWh	
	湖南	0.3644 元/kWh	
	贵州	0.3515 元/kWh	

资料来源：华创证券整理

➤ 基于 I 类区域的 1500 小时发电水平，火电标杆电价中枢 0.2915 元/kWh 进行测算：

图表 7 光伏 I 类区域竞价项目投资回报率测算

假设项	单位	假设值	假设项	单位	假设值
年利用小时数	小时	1500	项目经营期	年	25
单 W 投资成本	元/W	4.2	增值税可抵扣比例	(%)	70%
首年光衰	(%)	2.00%	次年光衰	(%)	0.50%
脱硫电价(含税)	元/kWh	0.2915	补贴年限	年	20
运营维修比例	(%)	1.5%	运维费用增长率	(%)	1%
折旧年限	年	20	固定资产残值	(%)	5%
贷款比例	(%)	70%	贷款利率	%/年	4.9%
度电补贴强度(元/kWh)	0.07	LCOE(元/kWh)	0.3304	IRR	10.4%
度电补贴强度(元/kWh)	0.06	LCOE(元/kWh)	0.3282	IRR	9.6%
度电补贴强度(元/kWh)	0.05	LCOE(元/kWh)	0.3259	IRR	8.8%

资料来源：华创证券测算

当度电补贴介于 0.05 元/kWh-0.07 元/kWh 时，对应的全资金 IRR 介于 8.8%-10.4%，基本可以满足当下企业的投资回报诉求。

➤ 基于 II 类区域的含最低保障利用小时数的中位数 1350 小时发电水平，火电标杆电价中枢 0.332 元/kWh 进行测算：

图表 8 光伏 II 类区域竞价项目投资回报率测算(含最低保障利用小时数)

假设项	单位	假设值	假设项	单位	假设值
年利用小时数	小时	1350	项目经营期	年	25
单 W 投资成本	元/W	4.2	增值税可抵扣比例	(%)	70%
首年光衰	(%)	2.00%	次年光衰	(%)	0.50%
脱硫电价(含税)	元/kWh	0.332	补贴年限	年	20
运营维修比例	(%)	1.5%	运维费用增长率	(%)	1%
折旧年限	年	20	固定资产残值	(%)	5%
贷款比例	(%)	70%	贷款利率	%/年	4.9%
度电补贴强度(元/kWh)	0.07	LCOE(元/kWh)	0.3674	IRR	10.5%
度电补贴强度(元/kWh)	0.06	LCOE(元/kWh)	0.3652	IRR	9.7%
度电补贴强度(元/kWh)	0.05	LCOE(元/kWh)	0.3629	IRR	9.0%

资料来源：华创证券测算

当度电补贴介于 0.05 元/kWh-0.07 元/kWh 时，对应的全资金 IRR 介于 9.0%-10.5%，基本满足当下企业的投资回报诉求，回报情况略好 I 类区域，但整体差别不大。

➤ 基于 II 类区域的(不含最低保障利用小时数)的中位数 1300 小时发电水平，火电标杆电价中枢 0.3478 元/kWh 进行测算：

图表 9 光伏 II 类区域竞价项目投资回报率测算（不含最低保障利用小时数）

假设项	单位	假设值	假设项	单位	假设值
年利用小时数	小时	1300	项目经营期	年	25
单 W 投资成本	元/W	4.2	增值税可抵扣比例	(%)	70%
首年光衰	(%)	2.00%	次年光衰	(%)	0.50%
脱硫电价(含税)	元/kWh	0.3478	补贴年限	年	20
运营维修比例	(%)	1.5%	运维费用增长率	(%)	1%
折旧年限	年	20	固定资产残值	(%)	5%
贷款比例	(%)	70%	贷款利率	%/年	4.9%
度电补贴强度(元/kWh)	0.07	LCOE(元/kWh)	0.3714	IRR	11.7%
度电补贴强度(元/kWh)	0.06	LCOE(元/kWh)	0.3692	IRR	11.0%
度电补贴强度(元/kWh)	0.05	LCOE(元/kWh)	0.3669	IRR	10.2%

资料来源：华创证券测算

当度电补贴介于 0.05 元/kWh-0.07 元/kWh 时,对应的全资金 IRR 介于 10.2%-11.7%,满足当下企业的投资回报诉求,回报情况明显好于 I 类区域以及 II 类含最低保利利用小时数区域。

➢ 基于 III 类区域的发电小时数 1100 小时发电水平,火电标杆电价中枢 0.3964 元/kWh 进行测算:

图表 10 光伏 III 类区域竞价项目投资回报率测算

假设项	单位	假设值	假设项	单位	假设值
年利用小时数	小时	1100	项目经营期	年	25
单 W 投资成本	元/W	4.2	增值税可抵扣比例	(%)	70%
首年光衰	(%)	2.00%	次年光衰	(%)	0.50%
脱硫电价(含税)	元/kWh	0.3964	补贴年限	年	20
运营维修比例	(%)	1.5%	运维费用增长率	(%)	1%
折旧年限	年	20	固定资产残值	(%)	5%
贷款比例	(%)	70%	贷款利率	%/年	4.9%
度电补贴强度(元/kWh)	0.07	LCOE(元/kWh)	0.4446	IRR	8.8%
度电补贴强度(元/kWh)	0.06	LCOE(元/kWh)	0.4423	IRR	8.3%
度电补贴强度(元/kWh)	0.05	LCOE(元/kWh)	0.4401	IRR	7.7%

资料来源：华创证券测算

当度电补贴介于 0.05 元/kWh-0.07 元/kWh 时,对应的全资金 IRR 介于 7.7%-8.8%,勉强满足当下企业的投资回报诉求,但回报情况明显较前 3 类区域回报要低。

竞价政策的导入对于 II 类区域竞争优势相较明显投资回报率较好;而 I 类区域由于具有充足的日照,投资回报率整体而言能够满足企业的要求;III 类区域虽然电价较高,但由于整体日照相较较差,因此同样的补贴强度下,投资回报率要略差于 I 类区域以及 II 类区域。但整体而言,度电补贴 0.05-0.07 元/kWh 的背景下,三类区域光伏电站基本都具备了投资经济性,竞价项目将成为年内新增装机的主要形式。

(三) 平价接力补贴,光伏成长开启

随着能源局政策端鼓励各地积极申报平价项目,给予优先消纳权限,并要求各地于 4 月 25 日前上报第一批平价项目。根据已披露的数据,预计国内平价项目申报量有望达到 30GW,这些项目预计大多数并网截止日期为 2020 年。这些项目有望形成 2020 年新增装机的主要形式。

假设平价之后全资金 IRR 要求回报率为 9%，我们对三类区域的单位综合投资成本进行了测算：

考虑到各地火电标杆电价的情况下，预计 I-III 类区域平价的装机成本介于 3.58-3.71 元/kWh 可以实现平价上网，假设目前安装成本处于 4.2 元/kWh，因此投资成本端仍需下降 0.49-0.62 元/W。预计整体非技术成本端实现 0.2-0.3 元/W 降幅，组件端实现 0.3-0.35 元/W 左右的降幅三类区域即可实现平价上网。

而考虑到竞价情况下，企业的预期回报率 IRR 低于 9%，以及部分区域的实际投资成本低于 4.2 元/W 的水平，组件的实际降价压力应小于 0.3-0.35 元/W，2020 年大概率有望迎来全国范围内的平价上网。平价项目料将逐步接替补贴项目，成为国内光伏新增装机的主流形式。

图表 11 三类地区的投资成本

区域	发电小时中位数 (h)	当地火电标杆电价 (元/kWh)	全资金 IRR	电站综合投资成本 (元/kWh)
I 类	1500	0.2915	9%	3.59
II 类 (含保障利用小时)	1350	0.332	9%	3.68
II 类 (不含保障利用小时)	1300	0.3478	9%	3.71
III 类	1100	0.3964	9%	3.58

资料来源：华创证券测算

二、风电抢装预期持续演绎，行业复苏大周期开启

2019 年 4 月 12 日能源局下发的“征求意见稿”同时对于风电项目的建设作出了一定要求。要求各省梳理出核准两年内未开工建设也未申请延期或申请延期但延长期内仍未开工建设的风电项目，无论项目单位是否承诺继续建设，相关项目的核准文件应按照投资项目核准管理的有关要求予以废止。同时文件要求各地开展平价项目前，暂不组织有国家补贴的风电项目竞争性配置工作。同时要求各地完善海上风电竞价政策，2018 年末通过竞争方式进入国家补贴范围并确定上网电价的海上风电项目，核准文件不能作为享受国家补贴的依据。此文件虽不是最终定稿要求，但国家整体引导风电项目降低补贴直至向无补贴意图已十分清晰，对于存量带补贴项目的开工时间也做了清晰的指引，风电有望迎来抢装，新一轮复苏周期正逐步开启。

（一）补贴下调在即，存量项目有望迎来抢装

1、风电标杆电价下调在即

根据发改委价格司 4 月 16 日的组织的风电政策讨论会要求，2019 年国内 I-IV 类地区风电标杆电价将分别下调至 0.34 元/kWh (-0.06 元/kWh)、0.39 元/kWh (-0.06 元/kWh)、0.43 元/kWh (-0.06 元/kWh) 和 0.52 元/kWh (-0.05/kWh)，而预计 2020 年风电标杆将进一步下调，基本等同于各地火电标杆电价，2021 年各地将全面取消补贴。同时对于海上风电项目也建议分别下调 0.05 元/kWh，近海风电标杆电价 0.8 元/kWh (-0.05 元/kWh)，潮间带风电标杆电价 0.7 元/kWh (-0.05 元/kWh)。

图表 12 陆上风电标杆电价调整方案

资源区	风电标杆电价						
	2009-2015	2016-2017	2018-2019			2020E	2021E
		2016 年前核准， 2017 年底前开工	2018 年前核准， 2019 年前开工	2018 年核准	2019 年核准	2020 年核准	2021 年核准
I 类资源区	0.51	0.49	0.47	0.40	0.34	0.30	全面取消补贴
II 类资源区	0.54	0.52	0.50	0.45	0.39	0.35	
III 类资源区	0.58	0.56	0.54	0.49	0.43	0.39	
IV 类资源区	0.61	0.61	0.60	0.57	0.52	0.47	

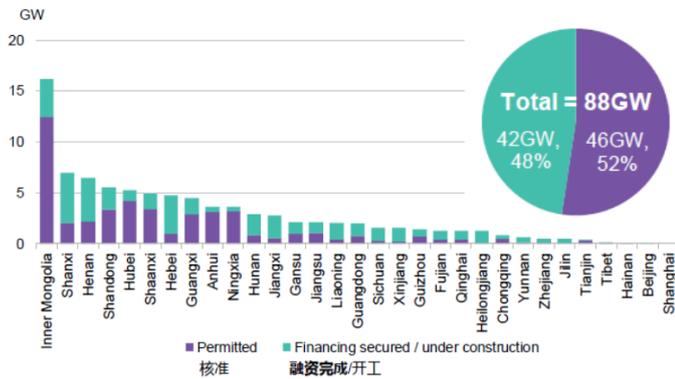
资料来源：能源局官网、华创证券整理

2、存量带补贴规模较大，有望迎来抢装

同时风电政策讨论会的要求，对于 2018 年底前核准的项目，2020 年底要求并网。而根据能源局 4 月 12 日下发的“征求意见稿”，要求各省梳理出要求各省梳理出核准两年内未开工建设也未申请延期或申请延期但延长期内仍未开工建设的风电项目，无论项目单位是否承诺继续建设，相关项目的核准文件应按照投资项目核准管理的有关要求予以废止，但鼓励各类在建或核准后未实质性开工的风电项目转为平价项目。风电政策虽未最终下发，但是能源局整体推动风电平价的导向已十分清晰，对于存量带补贴项目的管理也给出了一定的时间表。

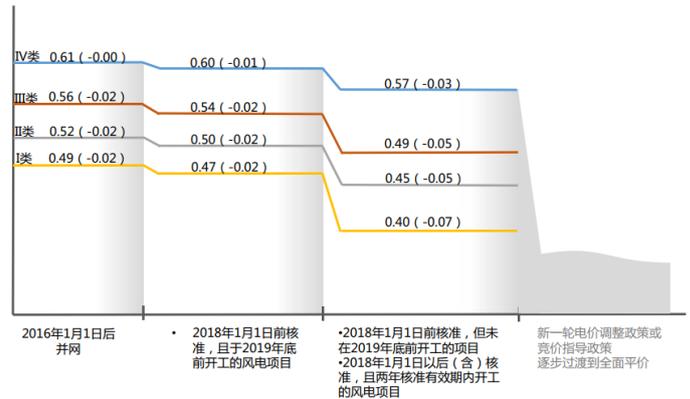
而根据彭博新能源财经的统计数据，截止 2018 年末国内符合上网电价的项目总融量高达 88GW，预计随着并网要求的出台，这些项目将大概率迎来抢装。

图表 13 非竞价风电项目存量统计



资料来源：金风科技业绩演示材料，华创证券

图表 14 风电标杆电价调整方案



资料来源：金风科技业绩演示材料，华创证券

(二) 行业数据向好，复苏趋势确立

1、招标量与吊装量持续背离，有望迎来修复

2011年-2018年国内累计招标量181.9GW，远远超过统计的国内吊装容量164.55GW，招标量超出吊装容量17.35GW。尤其近3年（2016-2018年）年国内实现风电招标89.1GW，实现吊装量64.17GW，招标容量高出吊装容量24.93GW。

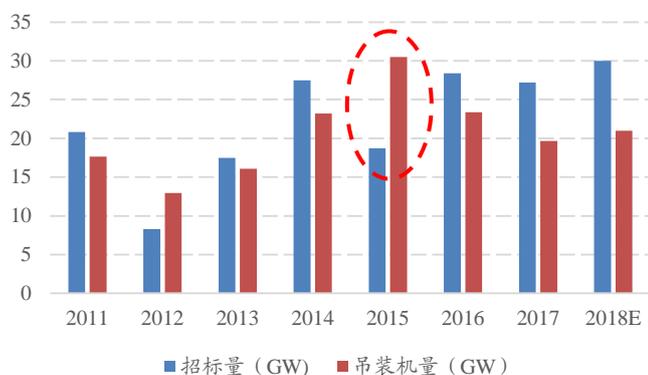
图表 15 风电吊装量与并网容量统计

年份	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018E	合计
招标量 (GW)	20.8	8.3	17.5	27.5	18.7	28.4	27.2	33.5	181.9
吊装量 (GW)	17.63	12.96	16.09	23.20	30.50	23.37	19.66	21.14	164.55

资料来源：国家能源局，华创证券整理

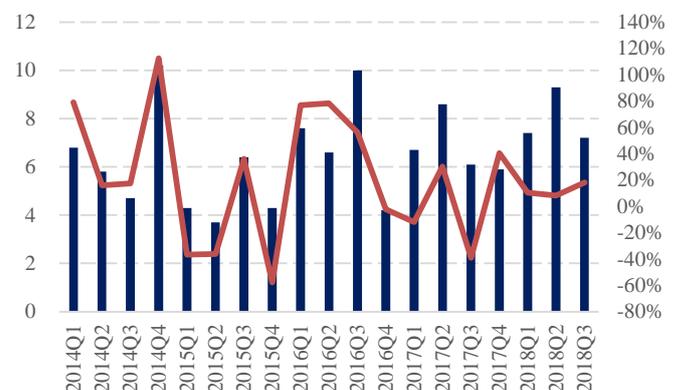
招标量为吊装容量的先行指标，大多数吊装需要先进行公开招标；参考 2013-2015 年上一轮风电复苏大周期，2013-2014 年风电招标量持续高于吊装量，而随着 2015 年并网要求的截止日期的到来，招标量迎来了一轮明显的转化，导致了 2015 年当年吊装量超过了招标量。而随着能源局对于存量带补贴项目并网日期的提出，预计持续背离的招标量与吊装量有望迎来修复。

图表 16 风电招标量&吊装量比较



资料来源：国家能源局，华创证券

图表 17 风电单季度招标量



资料来源：国家能源局，华创证券

2、弃风率下行，三北有望重启

自 2016 年能源局开始推行红色预警制度，并对于电网考核弃风率指标后，国内风电弃风率呈现逐年下降的趋势；风电利用小时数也呈现逐年向好，风电场投资回报率不断改善。

图表 18 2011-2018 年吊装量&弃风限电率



资料来源：国家能源局官网、华创证券

图表 19 风电利用小时数&弃风率

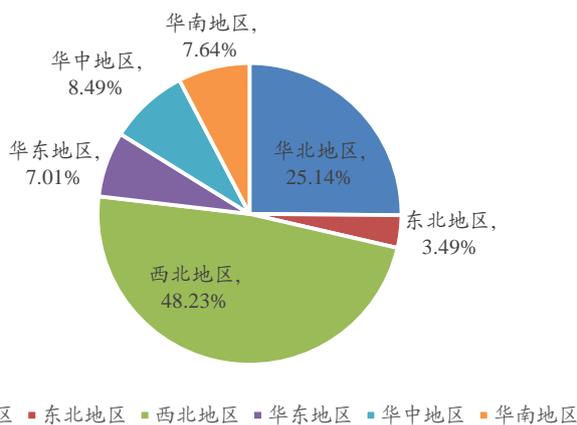


资料来源：国家能源局官网、华创证券

“三北”地区由于较好的风力资源以及适宜开发风电场的平原地域，过往一直为国内新增风电场的主要区域。而随着能源局红色预警限制之后，“三北”地区不少省份风电装机被限制。而随着近年来弃风率的持续下降，“三北”地区装机占比出现了一定回升。

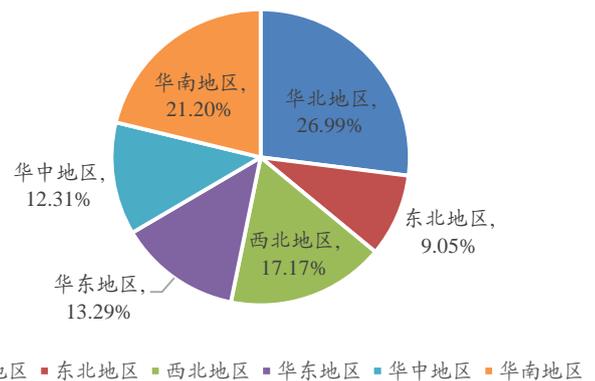
➤ 2015 年-2016 年国内各区装机占比：

图表 20 2015 年国内各地区风电装机占比



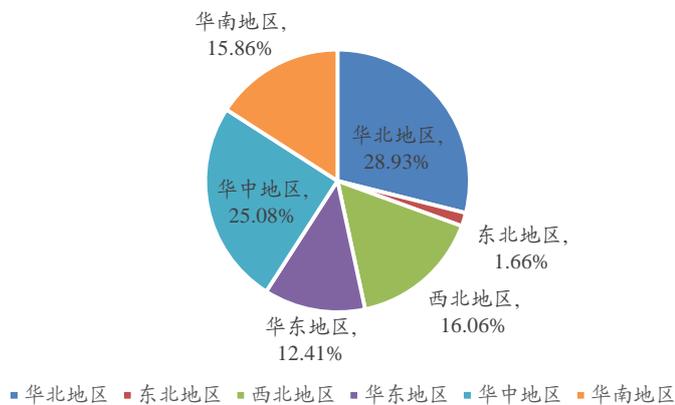
资料来源：Wind、华创证券

图表 21 2016 年国内各地区风电装机占比

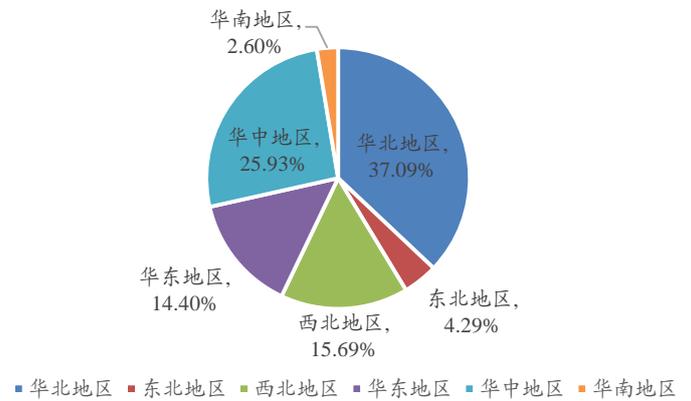


资料来源：Wind、华创证券

➤ 2017-2018 年国内各区装机占比：

图表 22 2017 年国内各地区风电装机占比


资料来源: Wind、华创证券

图表 23 2018 年国内各地址风电装机占比


资料来源: Wind、华创证券

而根据 2019 年 3 月 6 日能源局下发的关于 2019 年度风电监测预警结果显示, 吉林省由红色预警调整为绿色区域; 黑龙江由橙色预警调整为绿色。这两个区域可以结合本地区的实际情况进行新增核准以及建设风电场。预计随着国内弃风率的持续好转以及预计“三北”区域的逐步放开, “三北”区域风电场有望加速重启。

图表 24 国家能源局 2019 年度风电检测预警结果

	地区	2018	2019
1	北京	绿色	绿色
2	天津	绿色	绿色
3	河北南网	绿色	绿色
4	河北北网	绿色	绿色
5	山西	绿色	绿色
6	蒙东	橙色	橙色
7	蒙西	橙色	橙色
8	辽宁	绿色	绿色
9	吉林	红色	绿色
10	黑龙江	橙色	绿色
11	上海	绿色	绿色
12	江苏	绿色	绿色
13	浙江	绿色	绿色
14	安徽	绿色	绿色
15	福建	绿色	绿色
16	江西	绿色	绿色
17	山东	绿色	绿色
18	河南	绿色	绿色
19	湖北	绿色	绿色
20	湖南	绿色	绿色
21	广东	绿色	绿色
22	广西	绿色	绿色
23	海南	绿色	绿色
24	重庆	绿色	绿色
25	四川	绿色	绿色
26	贵州	绿色	绿色
27	云南	绿色	绿色
28	西藏	绿色	绿色
29	陕西	绿色	绿色
30	甘肃	红色	红色
31	青海	绿色	绿色
32	宁夏	绿色	绿色
33	新疆（含兵团）	红色	红色

黑龙江（存量5.98GW）风电装机由黄色预警调整为绿色，完全放开装机限制

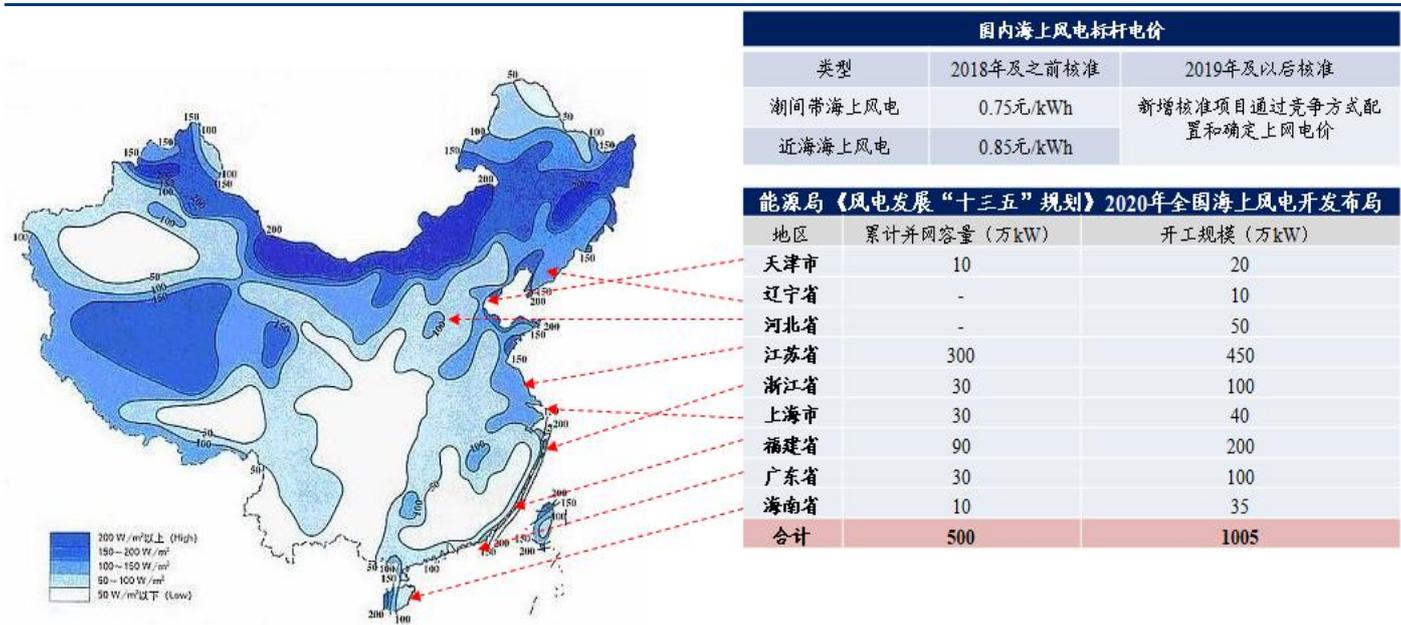
吉林省（存量5.14GW）由红色预警调整为绿色，完全放开装机限制

资料来源：国家能源局、华创证券整理

3、海上风电处于快速导入期，千亿市场有望开启

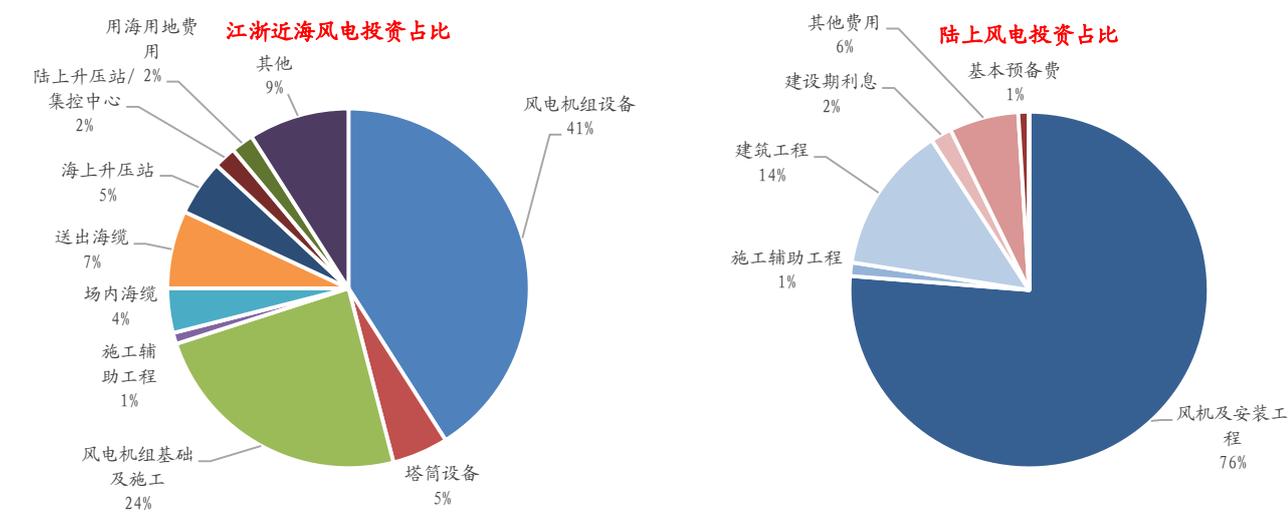
我国具有较长的海岸线，可开发海上风电资源丰富，根据国家气象局的统计数据显示：我国陆上可开发风力资源 2600GW，截至 2018 年末累计开发 179.5GW；海上风电可开发风力资源 700GW。根据风力发展“十三五”规划，到 2020 年底，国内将实现海上风电并网容量 5GW，开工容量 10GW，并进行了详细的发展方案规划。

图表 25 国内海上风电“十三五规划”



资料来源：国家能源局、华创证券整理

图表 26 海上风电与陆上风电各环节投资占比差异较大



资料来源：水电水利规划设计总院，华创证券整理

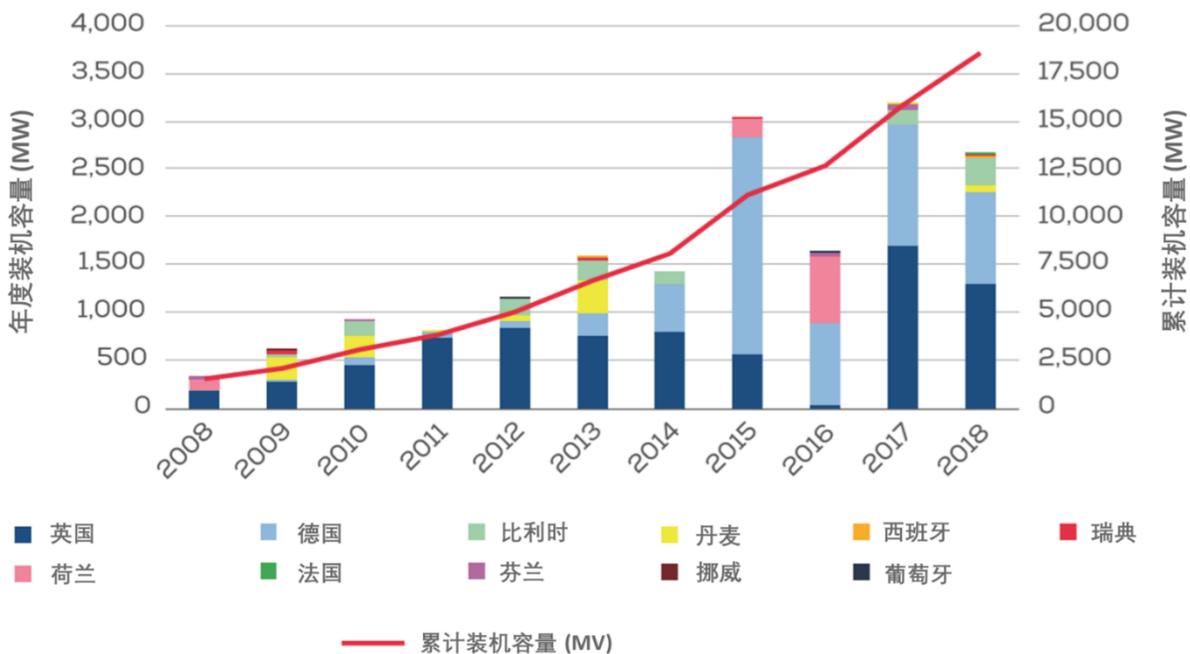
成本下降、补贴多年未变，海上风电迎来第一轮投资热潮。2014年至2018年，我国海上风电的补贴标杆电价一直未做调整，潮间带项目0.75元/kWh、近海项目0.85元/kWh。四年间，我国风电产业技术已经取得了快速的进步，无论是风机还是其他配套产品，都有了质的飞跃。与此同时，行业集中度进一步提高，孕育出了多家技术先进的龙头企业，制造成本也在不断降低。伴随大功率风机的出现，我国海上风电的度电成本也在保持不断的降低。2018年，我国国产5MW及以上的风机已经开始出现，对于海上风电，特别是近海项目的成本带来了可见的大幅下降。我国近海风电在2018年第一次看到了极具吸引力的项目收益率，迎来了第一轮大规模投资热潮。

(三) 2018年欧洲海上风电“大”有所为

从风电发展来看，技术进步的速度虽然缓慢，但仍然是可观察到的。在海上风电领域，风机“大型化”的技术推进带来的成本降低则更为显著。海上风电的基础施工，在成本中的占比高达30%，大型化机组可大幅均摊单位功率装

机的基础成本。因此，风电机组大型化的技术成熟与成本逐步降低，将会大幅降低海上风电的投资成本。2018 年，欧洲海上风电继续保持了相对高速的发展，英国、德国的装机容量维持了高速增长。

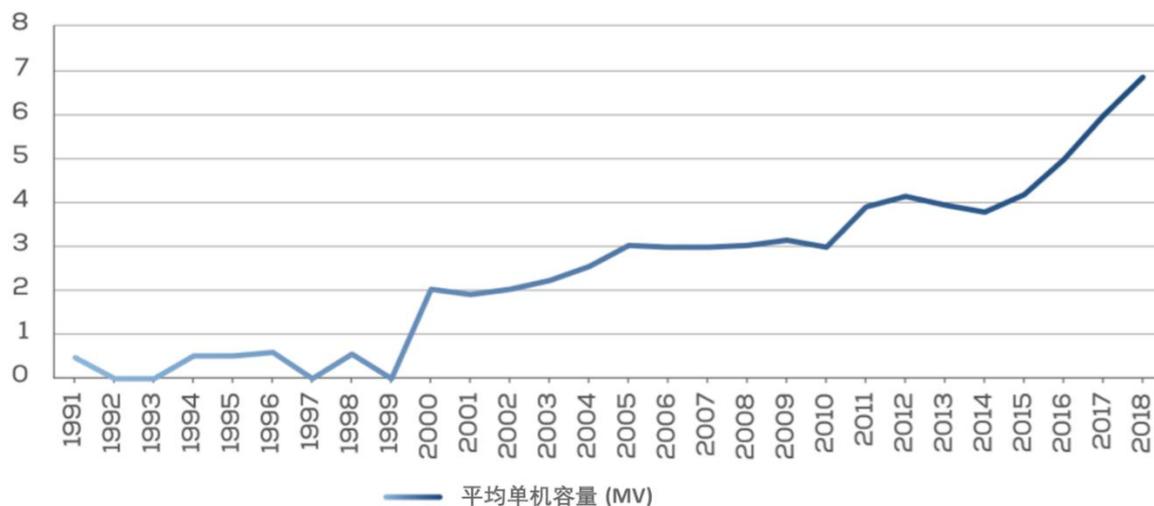
图表 27 欧洲海上风电历年装机容量 (单位: MW)



资料来源: WindEurope, 华创证券整理

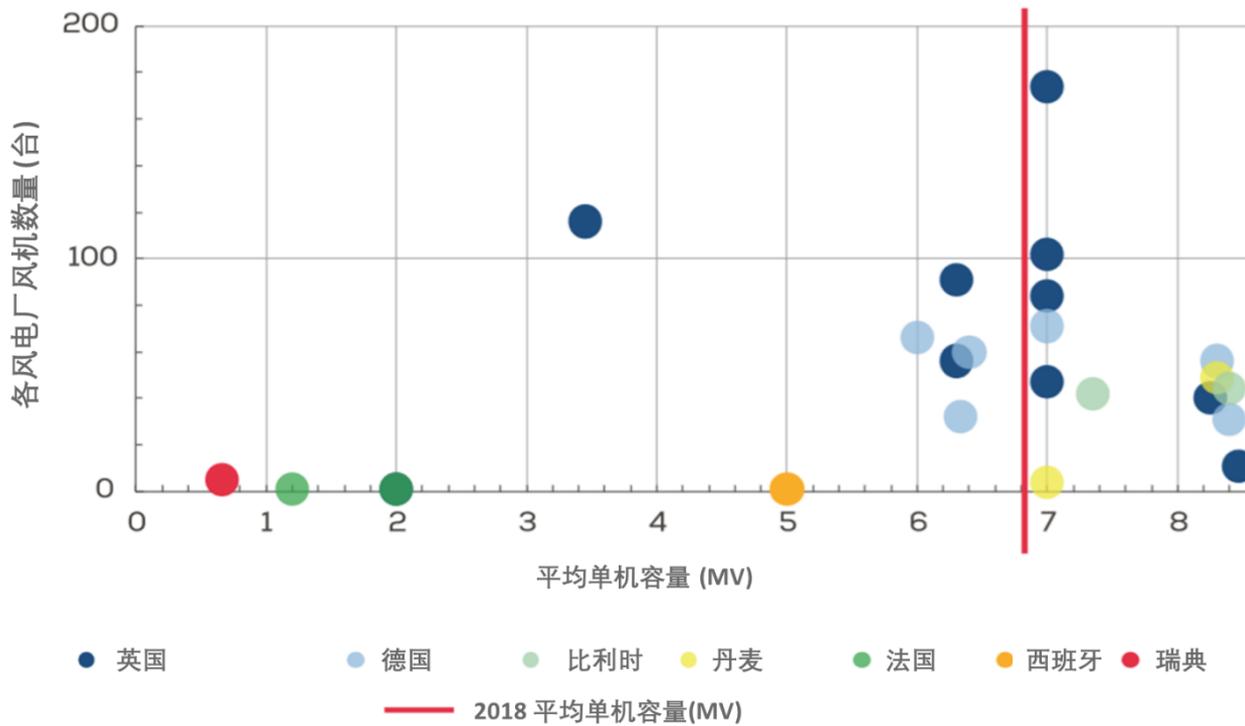
欧洲 6MW 以上大功率海上风机陆续投运，大功率趋势加速。从装机的平均单机容量来看，2018 年欧洲新增风电机组的单机容量有了明显提升。2017 年，欧洲新增装机的平均单机容量不到 6MW/台，但 2018 年已逼近 7MW/台。2014~2018 年这一指标保持快速提高。2014 年仅为不足 4MW/台。2014 年以前欧洲海上风电的主流技术为 3~4MW，2015 年开始 5~6MW 的风机开始逐步商业化，2016 年，西门子签约了英国 67 台 6MW 的风机订单。2017 年，西门子 7MW 风机也开始逐步投入商用，三菱重工维斯塔斯海上风电也开始为英国提供 8MW 风机。

图表 28 欧洲历年新增海上风机单机容量 (单位: MW)



资料来源: WindEurope, 华创证券整理

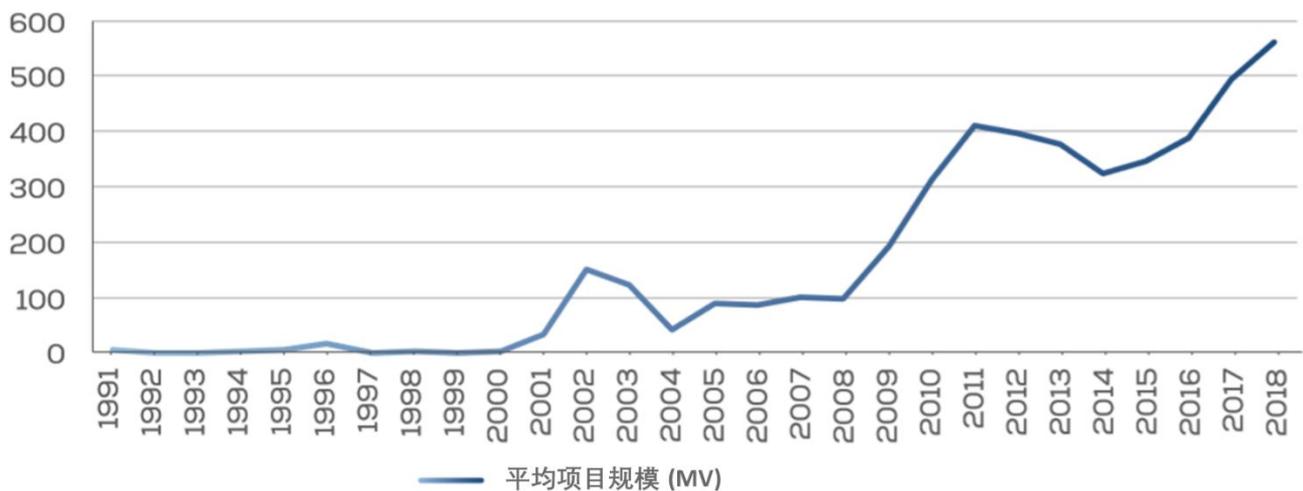
图表 29 欧洲历年各个国家海上风机单机容量 (单位: MW)



资料来源: WindEurope, 华创证券整理

与此同时, 欧洲新增海上风电项目的单体规模也在迅速提高。2017、2018 年, 欧洲海上风电单个项目的规模也有了进一步提高, 从 400MW 提高到了近 600MW。

图表 30 欧洲历年新增海上风机合计容量 (单位: MW)

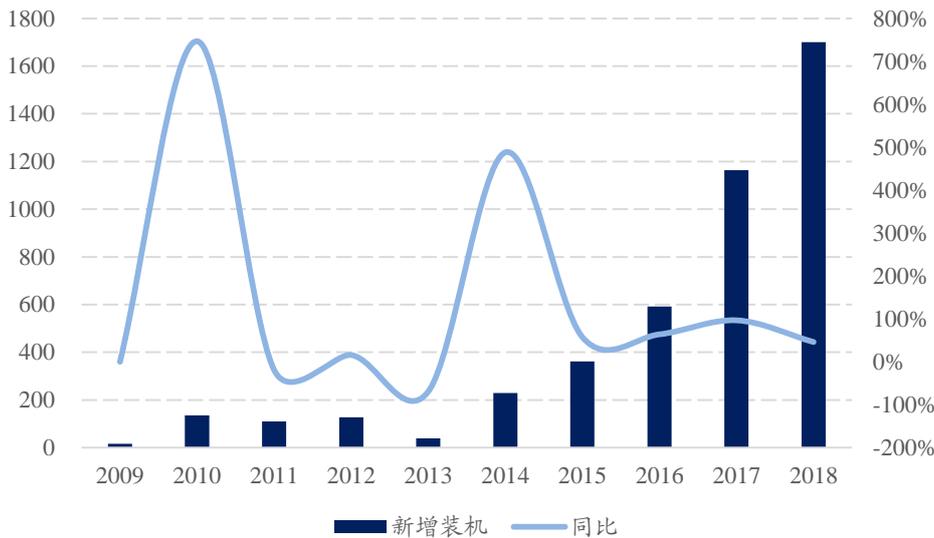


资料来源: WindEurope, 华创证券整理

(四) 预期内的政策调整，国内海上风电正式起步

截至 2018 年末我国累计开发海上风电 4.47GW，其中 2018 年新增海上风电装机容量 1.7GW，同比增长 46%，海上风电持续呈现快速增长的趋势。且我国沿海城市经济相对较发达，消纳能力较好，海上风电有望成为未来国内新增风电装机的重要形式之一。

图表 31 2009-2018 年国内海上风电新增装机容量



资料来源: Wind、华创证券整理

由于海上风电较好的投资回报率，以及明显的经济带动作用，各省纷纷制定了庞大的海上风电发展计划。根据统计国内沿海或靠海 9 个省市：江苏省、浙江省、福建省、广东省、湖南省、山东省、上海市、河北省、辽宁省至 2030 年合计规划海上风电发展计划 96.12GW。巨大发展规划将对国内海上风电发展起到巨大的推动，海上风电正处于一轮快速导入和高速发展期。

图表 32 各省 2030 年调整后的海上风电发展规划

各省规划方案及最新调整规模 (2030 年规划累计并网近 96.12GW)				
省份	批复年份	批复规模 (万 kW)	调整后最新规模 (万 kW)	主要规划区域
江苏省	2012 年	1255	1600	如东、东台、大丰、射阳、滨海
浙江省	2016 年	647	-	嘉兴、宁波、舟山、台州、温州
福建省	2017 年 3 月	1330	-	长乐东洛、长乐外海、福清海坛海峡、福清兴化湾、福清东壁岛、连江外海
广东省	2012 年	1071	2020 年开工 1200, 投产 200, 2030 年投产 3000	汕头、揭阳、汕尾、惠州、珠江、江门、阳江、洪江
海南省	2014 年 11 月	395	-	东方、乐东、临高、文昌
山东省	2012 年 4 月	1275	东营及东台市调整	鲁北、莱州湾、渤中、长岛、半岛北、半岛南
上海市	2011 年 8 月	595	615	东海大桥、奉贤、南汇、横沙、崇明
河北省	2012 年 5 月	560	-	唐山、沧州
辽宁省	2013 年 7 月	190	-	花园工、庄河

各省规划合计	7318	调整后各省规划	9612
--------	------	---------	------

资料来源：各省能源局官网，华创证券整理

预期内的调整政策，较陆上风电缓冲期更长。4月13日，中央下发了《关于征求对2019年风电、光伏发电建设管理有关要求的通知（征求意见稿）》（以下简称《通知》）提出了对于部分不符合条件的也核准项目需要重新竞价的要求。按照要求，有超过20GW的已核准项目需要重新参与竞价。2018年，国内地方政府核准的海上风电项目超过30GW，可以看作是在政策调整前的抢核准行为。海上风电从核准到最终建成并网需要3~4年的时间。因此，政策的调整实际上针对了两年后的并网项目。

图表 33 满足 0.85 元电价要求海上风电项目统计（征求意见稿）

状态	项目名称	规模	开工时间	核准时间
已开工	福建莆田平海湾海上风电场二期项目	250	2016/12/18	2016/5/5
已开工	中广核福建平潭大练 300MW 海上风电项目	300	2017/2/21	2016/11/18
已开工	福建平潭长江澳海上风电场工程项目	185	2017/2/21	2016/12/30
已开工	三峡新能源大连市庄河 III 300MW 海上风电项目	300	2017/3/30	2016/12/28
已开工	河北唐山乐亭菩提岛海上风电场 300MW 示范工程	300	2017/4/26	2014/12/31
已开工	粤电阳江沙扒海上风电项目	300	2017/10/12	2017/9/19
已开工	三峡广东阳江西沙扒海上风电项目	300	2017/11/19	2017/10/31
已开工	福建莆田平海湾海上风电场 F 区项目	200	2017/11/30	2017/5/2
已开工	中广核阳江南鹏岛海上风电项目	400	2017/12/4	2017/9/14
已开工	上海临港海上风电一期示范项目	100	2018/5/8	2018/5/3
已招标	中节能阳江南鹏岛海上风电项目	300	2018/5/10	2017/10/31
已招标	龙源江苏大丰（H7）200MW 海上风电项目	200	2018/6	2013/7/24
已开工	福建福清兴化湾海上风电二期项目	280	2018/6/30	2017/12/27
已开工	浙能嘉兴 1 号海上风电项目	300	2018/12/8	2017/8/14
已开工	华能江苏大丰 300MW 海上风电项目	300	2018/12/20	2015/12/28
已开工	中广核岱山 4#海上风电项目	216	2018/12/29	2017/12/20
已招标	华能嘉兴 2 号海上风电项目	402		2017/8/14
已招标	海装如东 H3#300MW 海上风电场项目	300		2016/11/18
已招标	福建福清海坛海峡 300MW 海上风电场项目	300		2016/12/30
已招标	福建漳浦六鳌海上风电场 D 区项目	402		2018/3/30
已招标	国电电力唐山乐亭月坨岛海上风电场一期项目	300		2014/12/31
已招标	华能汕头勒门（二）海上风电场项目	350		2018/7（预计）
已招标	三峡新能源阳江西沙扒二期 400MW 海上风电项目	400		2018/8/21
合计		8.6GW		

资料来源：华创证券整理

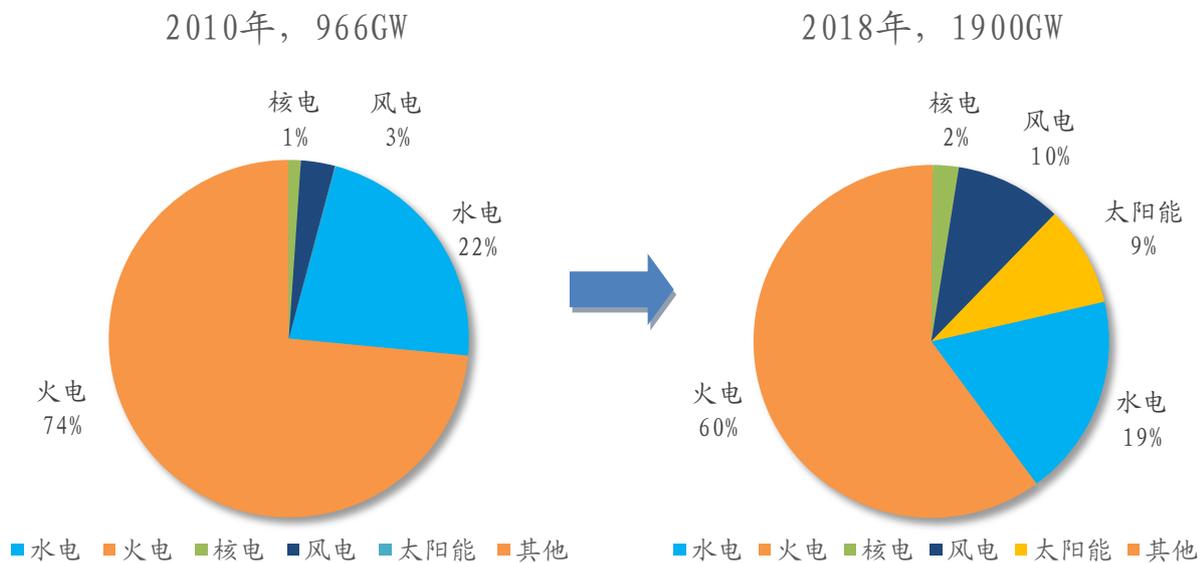
今明两年海上风装机容量基本锁定 0.85 元/kWh 电价。根据我们的统计，符合《通知》要求的项目合计有 8.6GW，其中已开工 4.5GW，另有 4.1GW 左右的项目处于开工前期阶段。按照项目时间节点判断，今年海上风电装机规模将在 2.5GW 左右，明年海上风电规模有望达到 4GW。这些项目中，从公开渠道可以查到的，各有 2.4GW 完成了海缆招标和风机招标。

三、电网新能源消纳能力提升，风电光伏行业发展天花板逐步抬高

(一) 新能源倒逼调解机制变化，东北成效验证天花板

2010~2018 年我国发电装机量翻倍，火电、水电可调节电源装机占比下降 36 个百分点。2018 年底，火电占比下降到 60.2%，水电为 18.54%，合计占比下降到 78.74%，较 2010 年下降了 17.87%，而风电、光伏占比提高到 18.89%。风电、光伏的间歇性、波动性对电网的冲击已经开始显现，电网调节能力受到考验，计划体制已无法适应。随着新能源渗透、电力系统规模提高、电网结构复杂化，依靠“固定价格，调度指挥”的模式，已无法激发出更多的调节资源与调解意愿。从 2015 年开始，东北等区域已经开始在电力辅助服务领域进行改革试点，以进一步完善补偿机制，促进更多的调节资源。

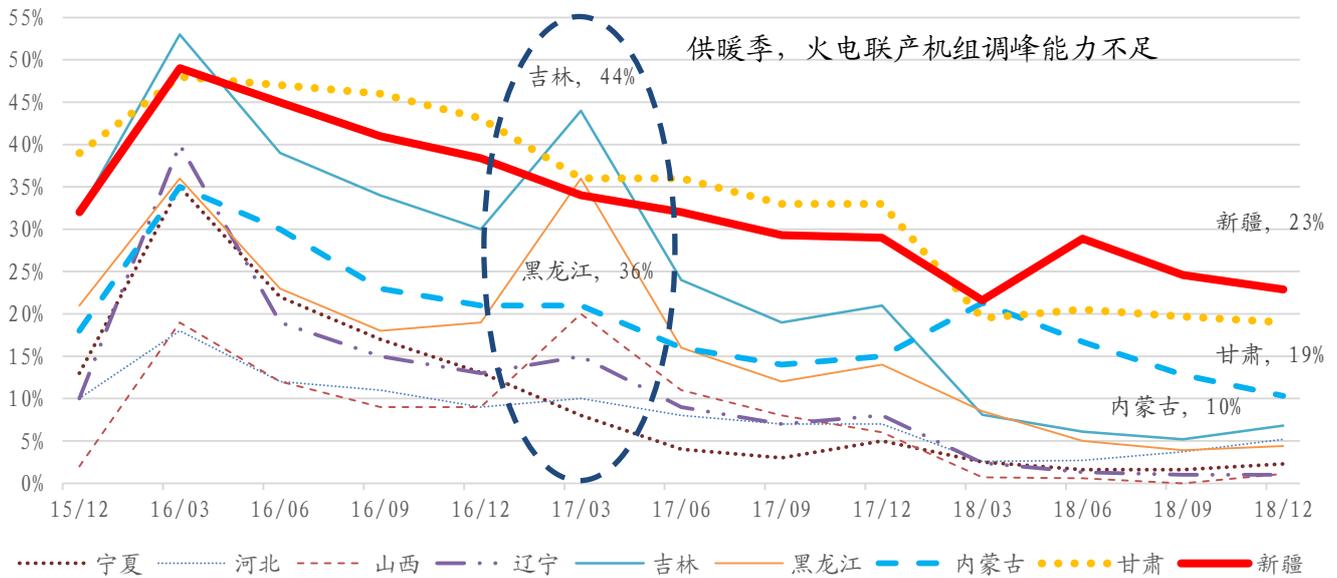
图表 34 具备调节能力的装机比例快速下降（单位：GW，%）



资料来源：国家能源局，Wind，华创证券整理

东北地区灵活性改造、调峰市场化改革，风电投资监测预警全面转绿。2014 年 9 月，东北调峰辅助服务市场启动，2016 年 11 月，东北电力辅助服务市场专项改革试点工作启动。与此同时，2016 年 6 月、8 月国家能源局下达了两个批次的火电灵活性改造试点通知，这两批火电厂的总装机容量总共了 17GW，主要分布在东北地区。在市场机制建设完善、电厂技术改造的双重促进下，东北地区调峰市场发挥出了巨大的作用。从 2017 年开始东北调峰市场正式启动，东北地区在冬季供热期的风电弃电率得到了大幅缓解，2018 年东北三省的弃电率已全面进入个位数区间，重新打开了风电装机空间。

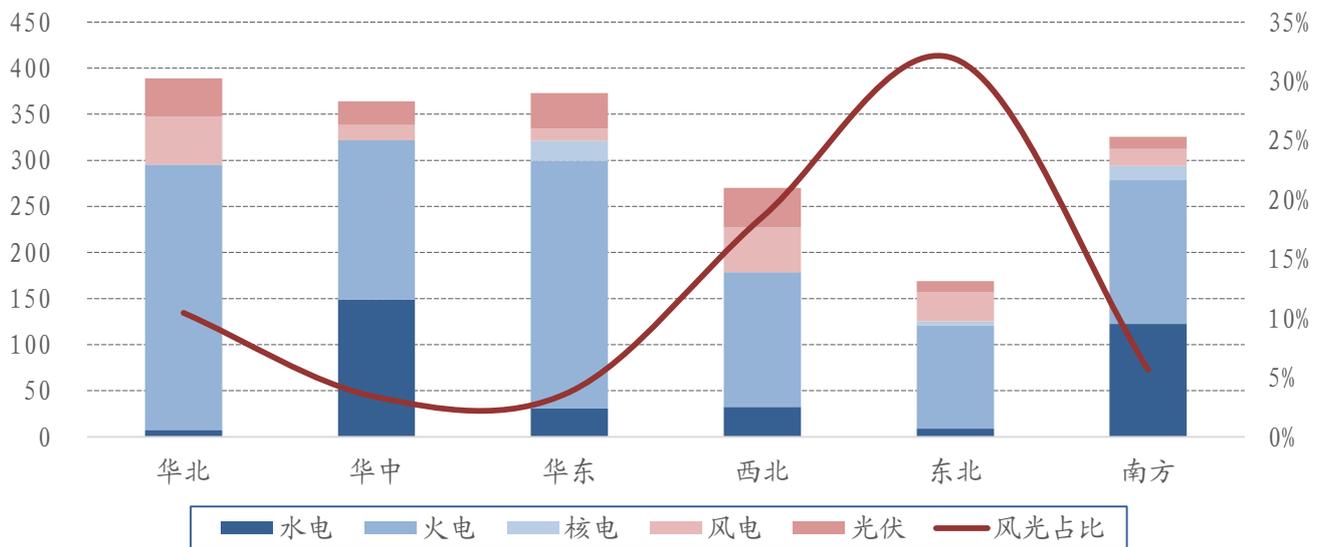
图表 35 风电弃电率仅内蒙、甘肃、新疆在 10% 以上



资料来源：国家能源局，Wind，华创证券整理

截至 2018 年底，东北电网区域的风电光伏占比已经达到 30% 以上。东北电网区域主要包括有辽宁、吉林、黑龙江及蒙东电网区域，目前东北电网外送通道共有“扎鲁特-青州特高压”、“高岭背靠背直流”两个外送通道，合计容量为 13GW。2018 年，东北地区的弃风、弃光率已经充分证明了我国电网新能源消纳能力并不是技术问题，而更多的在于电力体制，特别是火电厂年度计划于调峰补偿两个关键问题。

图表 36 东北地区新能源装机量占比达到 30% (单位: GW)



资料来源：国家能源局，Wind，华创证券整理

市场化改革加速，多省区市场化改革政策密集发布。2019 年 2 月 18 日，在国家能源局例行新闻发布会上，市场监管司副司长陈涛指出，我国正在全国(除西藏外)全面建立并不断完善电力辅助服务补偿机制。目前，电力辅助服务市场机制已在东北、华北、华东、西北、福建、山西、山东、新疆、宁夏、广东、甘肃、重庆、江苏、蒙西共 14 个地区启动。其中，东北、福建、山西、甘肃、宁夏 5 个电力辅助服务市场已正式运行；山东、新疆、宁夏、广东、山

西、重庆、华北、华东、西北、江苏、蒙西等电力调峰、调频辅助服务市场也已经先后启动模拟运行或试运行，将结合实际情况陆续转为正式运行。2019 年 3 月，华北地区电力调峰辅助服务市场启动按市场规则全额结算。

图表 37 全国电力辅助服务市场建设进程加快

时间	文件名称	电网区域	启动时间
2019 年 4 月	《关于公示内蒙古电力调峰辅助服务市场模拟运行试结算报告的公告》	华北区域	2019 年
2018 年 9 月	《河南电力辅助服务补偿机制实施方案》	华北区域	2019 年
2018 年 9 月	《京津唐电网调频辅助服务市场运营规则（试行）》（征求意见稿）	华北区域	-
2018 年 8 月	《安徽电力调峰辅助服务市场运营规则（试行）》（征求意见稿）	华东区域	-
2018 年 4 月	《宁夏电力辅助服务市场运营规则（试行）》	西北区域	2018 年 5 月
2018 年 3 月	《华北电力辅助服务市场建设方案（征求意见稿）》	华北区域	2018 年底前正式运行
2018 年 1 月	《甘肃省电力辅助服务市场运营规章（试行）》	西北区域	2018 年 4 月 1 日
2017 年 10 月	《山西电力风火深度调峰市场操作细则》 《山西电力调频辅助服务市场运营细则》	华北区域	2018 年 1 月正式运行
2017 年 9 月	《新疆电力辅助服务市场运营规则（试行）》	西北区域	未定
2017 年 8 月	《福建省电力辅助服务（调峰）交易规则（试行）》	华东区域	2018 年 1 月
2017 年 7 月	《广东调频辅助服务市场建设试点方案》 《广东调频辅助服务市场交易规则（试行）》	南方区域	2017 年 12 月 18 日模拟运行
2017 年 6 月	《山东电力辅助服务市场运营规则（试行）》	华北区域	2018 年 3 月 1 日带结算试运行
2016 年 11 月	《东北电力辅助服务市场运营规则（试行）》	东北区域	2016 年 11 月
2014 年 10 月	《东北电力调峰辅助服务市场监管办法》	东北区域	2014 年 9 月

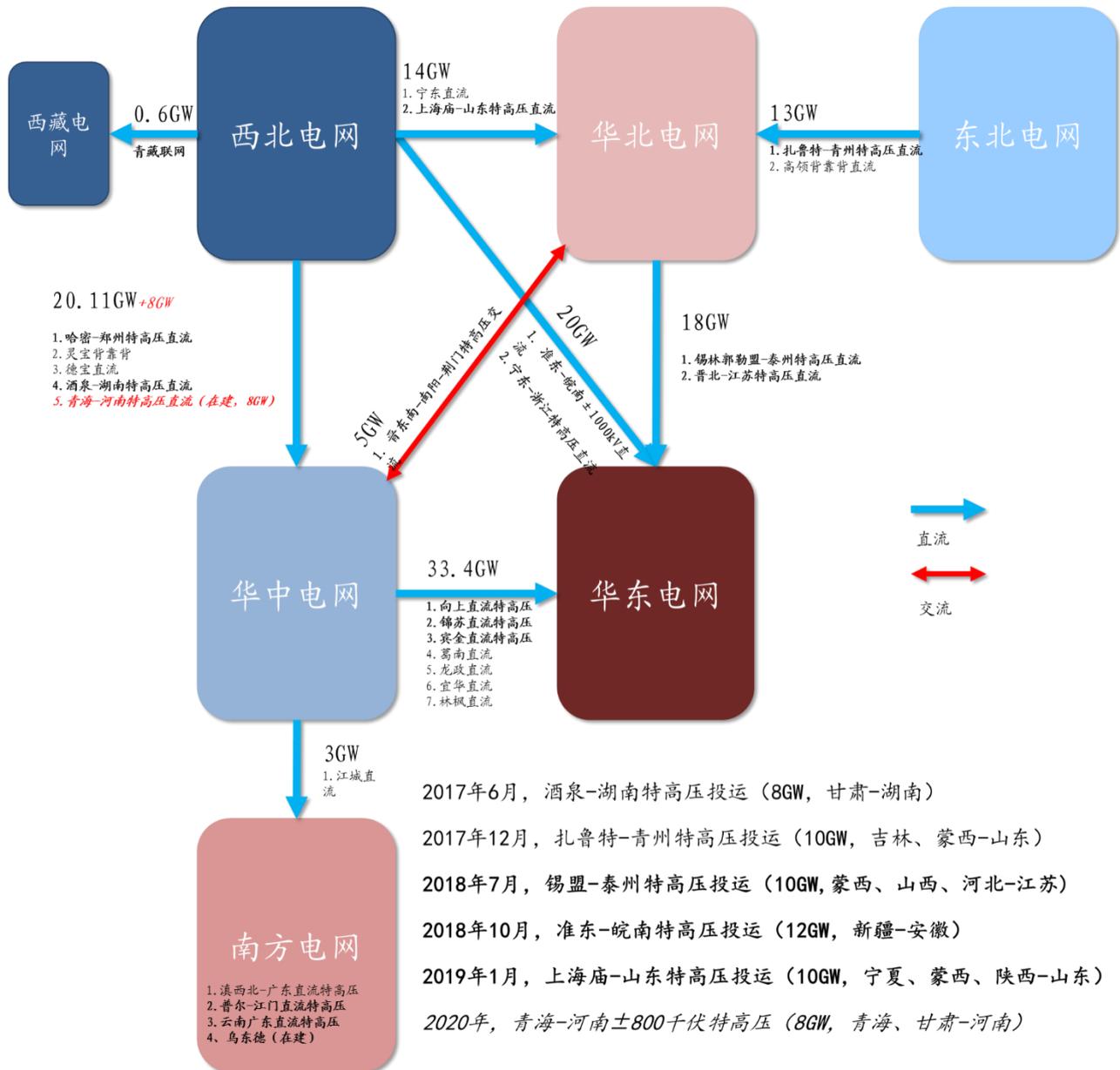
资料来源：各地能源监管部门，华创证券整理

我们认为，东北地区的辅助服务改造已经充分证明了电力辅助服务市场在新能源消纳方面的作用。随着全国各地的电力辅助服务市场机制的建立，辅助服务仍将进一步提高各个地区的新能源消纳能力，为新能源发电装机打开更大的市场空间。

（二）“三北”地区外送通道集中投运，新能源装机空间重新打开

2017 年 6 月至今，我国已有 5 条特高压陆续投运，多为西北、东北电网外送通道。2017 年，酒泉-湖南、扎鲁特-青州特高压先后投运，西北、东北外送通道设计能力分别提高 8GW、10GW。2018 年至今，锡盟-泰州、准东-皖南、上海庙-山东特高压直流投运，西北、蒙西（华北）电网设计外送能力分别提高 12GW、20GW。这些项目的投运，大幅提高了“三北”的外送能力，新能源装机空间有望重新打开。

图表 38 我国电网跨区调配能力仍在不断增强



资料来源: 华创证券整理

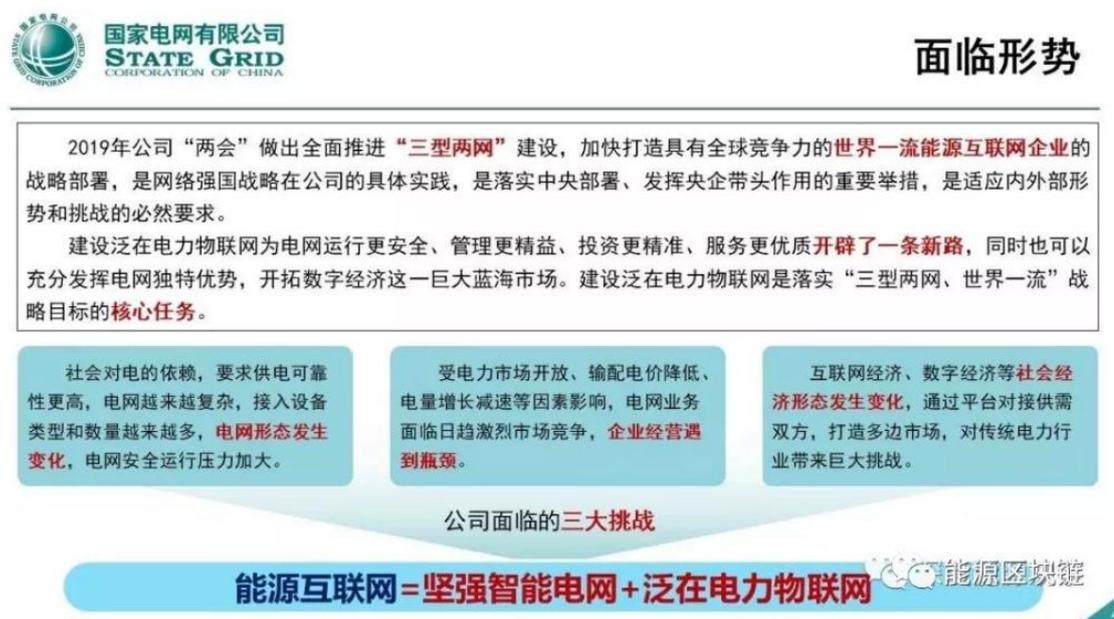
2018年9月, 能源局发布了进一步加快特高压工程核准的通知。到2019年4月, 青海-河南、陕北-湖北两条特高压直流项目已获得核准, 其中青海-河南特高压项目将会在2020年内投运。在2019年3月的两会上, 另有陇东-山东以及第二条西北至湖南的特高压线路被提上议案。我国特高压的陆续投运, 将在未来几年不断的抬高“三北”地区的新能源装机空间。(特高压投建计划参考下文)

四、电网升级，孕育储能、特高压等新的电网投资机会

（一）国网规划泛在电力物联网，前期关注主网建设机遇

3月8日，国家电网召开专题电视电话会议，要求加快建设泛在电力物联网，要求在21年初步建成、24年建成泛在电力物联网。作为全世界最大的电网公司，国家电网面临着新能源消纳、市场化改革的重任，未来还将面临大功率充电、分布式发电、大规模储能接入的影响。风电、光伏的弃电问题是电网面临的政治任务；电力体制改革指引的电力市场化（特别是现货市场）也已经全面启动；充电桩对区域电网的瞬时冲击将会不断提高；分布式隔墙售电结算仍难以实现；而储能的接入如何更好地解决上述问题也在不断探索。泛在电力物联网的建设，即是国网避免“沦为”空有网架的电网运营公司的重大变革，也是电网应对电力工业系统趋于复杂化、市场化之后的必然选择。

图表 39 国网存在诸多问题面临解决



资料来源：国网互联网部，华创证券整理

2015年中共中央、国务院印发的《关于进一步深化电力体制改革的若干意见（中发〔2015〕9号）》（以下简称“9号文”）至今，我国国内电力体制改革已经发生了非常大的变化。作为电力设备的下游，电力工业系统的体制改革，已经在不动声色地转变了自身的运行模式。2018年，我国电力交易电量在全社会用电量中的占比已经突破30%，连续四年保持了高速增长。2018年底，新能源渗透率占比提高至逼近20%，也对电网的运行提出了更高的要求。

根据国网安排，公司要在2021年初步建成、2024年建成泛在电力物联网。从投资角度看，前期的主要有三方面的机会：①各类电力设备的物联网化改造，需要有低功耗嵌入式CPU芯片、高速通信芯片的支持；②传感器及智能终端需求，用以拓展电网感知范围与类别；③通信网络与物联网运行平台建设，牵扯通信网、数据存储、网络安全等多个范畴。在这三方面建设的基础之上，顶层的人工智能、大数据分析将会得以发挥巨大作用。

图表 40 芯片、网架、顶层人工智能是泛在电力物联网投资的重要投资机会



国家电网有限公司
STATE GRID
CORPORATION OF CHINA

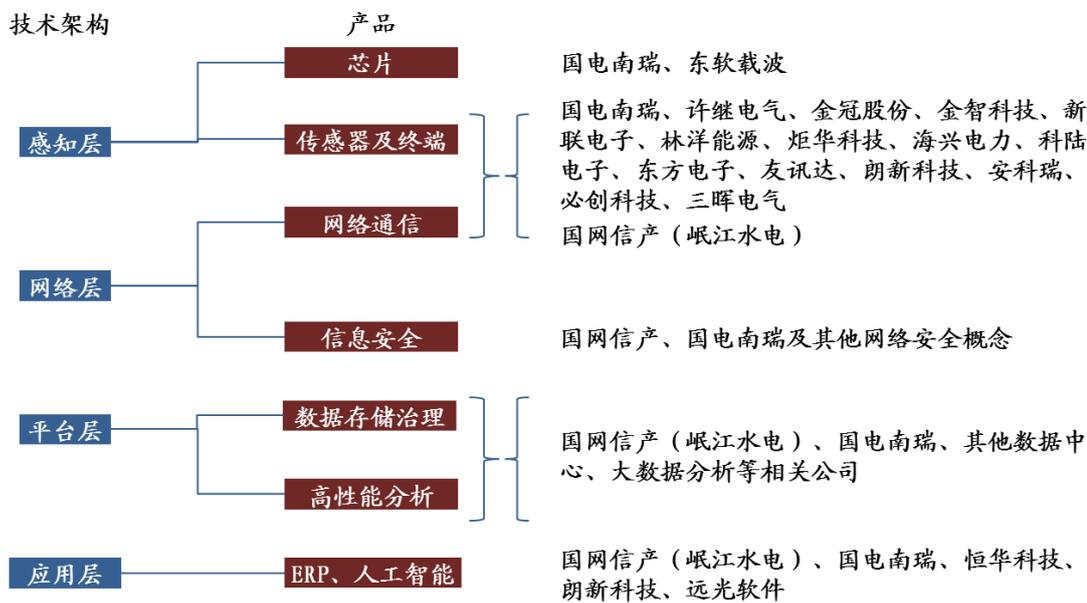
⑩技术攻关与核心产品

打造泛在电力物联网系列“**国网芯**”，推动设备、营销、基建和调度等领域应用。制定关键技术研究框架，完成**技术攻关与应用研究**，研发物联管理平台、企业中台、能源路由器、“三站合一”成套设备等**核心产品**，推动基于“**国网芯**”的**新型智能终端**研发应用，建立协同创新体系和应用落地机制。

序号	领域	关键技术/核心产品
1	智能芯片	低功耗嵌入式CPU内核，嵌入式AI多级互联异构多核片上系统（SoC）架构，电力高速无线本地通信芯片等。
2	智能传感及智能终端	高精度、微型智能传感器，能源路由器、终端智能化，多模多制式现场通信等。
3	一体化通信网络	一体化通信网络架构，广覆盖、大连接通信接入，网络资源动态调配等。
4	物联网平台	海量物联管理，开放共享及数据治理，高性能智能分析等。
5	网络信息安全	端到端物联网安全体系，物联终端安全，移动互联安全，数据安全等。
6	人工智能	电力人工智能算法与模型，多源大数据治理与跨领域智能分析，高性能计算等。

资料来源：国网互联网部，华创证券整理

图表 41 电力物联网投资层级区分及涉及相关上市公司



资料来源：国网互联网部，华创证券整理

我们认为，目前泛在电力物联网正处于前期主网规划建设的阶段，在这一领域的投资将会率先落地。在前期主网建设阶段，国家电网旗下的信通产业集团（岷江水电）、国电南瑞具有较大的竞争优势，有望承接主要的建设任务和订单。

(二) 政策驱动下的细分板块机会，特高压、储能

1、特高压确定性较高，新核准、新规划项目有望年内逐步落地兑现

2019 年，国家电网的总体投资不但增速有限，并且结构性变化也较大。从电网的投资重点来看，除泛在电力物联网的增量外，特高压是确定性较大的方向。2018 年 9 月，能源局下发了加快核准特高压的通知，公布了 7 条特高压及两条联网工程项目要求加快核准。2018 年 11 月至今年 1 月，青海-河南、陕北-湖北、张北-雄安三条特高压已经陆续获得核准。南阳-荆门-长沙、雅中-江西、白鹤滩-江苏、白鹤滩-浙江四个特高压项目有待于 2019 年核准。

今年两会，在此 7 条特高压之外，还有三条特高压线路提上了议案，分别是金沙江上游-雄安、陇东-山东以及第二条西北到湖南的线路。目前，华中、华东地区的用电量及负荷增速都在保持快速增长，湖南、河北已经出现“硬缺电”情况，预计今明两年，电力缺口的情况将会进一步显著。

图表 42 特高压直流工程项目汇总

#	状态	类型	项目名称	规模	核准时间	总投资
1	在运	直流	滇西北-广东	500	2016/1	222
2	在运	直流	锡盟-江苏泰州	1000	2015/10	254
3	在运	直流	扎鲁特-青州	1000	2016/8	221
4	在运	直流	哈密南-郑州	800	2012/5	233.9
5	在运	直流	溪洛渡左岸-浙江金华	800	2012/8	239
6	在运	直流	灵州-绍兴	800	2014/8	237
7	在运	直流	普洱-江门	500		
8	在运	直流	锦屏-苏南	720	2008/11	220
9	在运	直流	向家坝-上海	640	2007/4	233
10	在运	直流	云南-广东	500	2006.12	137
11	在运	直流	晋北-江苏	800	2015/6	162
12	在运	直流	酒泉-湖南	800	2015/5	262
13	在运	直流	上海庙-山东	1000	2015/12	221
14	在运	直流	昌吉-古泉	1200	2015/12	407
15	在建	直流	乌东德-广东/广西	800	2018/3	
16	在建	直流	青海-河南	800	2018/10	226
17	核准	直流	陕北-湖北	800	2019/1	178
18	拟核准	直流	雅中-江西	800		
19	拟核准	直流	白鹤滩-江苏	800		
20	拟核准	直流	白鹤滩-浙江	800		

资料来源：能源局，华创证券整理

图表 43 特高压交流工程项目汇总

#	状态	类型	项目名称	线路全长	核准时间	总投资
1	在运	交流	晋东南-南阳-荆门	640	2006/8	57
2	在运	交流	淮南-浙北-上海	2×649	2011/9	197
3	在运	交流	浙北-福州	2×603	2013/3	189
4	在运	交流	锡盟-山东	2×730	2014/11	174

#	状态	类型	项目名称	线路全长	核准时间	总投资
5	在运	交流	淮南-南京-上海	2×780	2014/4	261
6	在运	交流	蒙西-天津南	2×608	2015/3	175
7	在运	交流	锡盟-胜利	2×240	2016/2	50
8	在运	交流	榆横-潍坊	2×1049	2015/6	242
9	在运	交流	北京西-石家庄	2×228	2017/7	34.7
10	在建	交流	潍坊-临沂-枣庄-菏泽-石家庄	2×823.6	2017/10	140.4
11	在建	交流	蒙西-晋中	2×304	2018/3	49.6
12	在建	交流	张北-雄安	2×319.9	2018/11	58.7
13	在建	交流	驻马店-南阳	2 × 190	2018/11	50.8
14	拟核准	交流	南阳-荆门-长沙			
15	拟核准	交流	驻马店-武汉			
16	拟核准	交流	荆门-武汉			
17	拟核准	交流	南昌-武汉			
18	拟核准	交流	南昌-长沙			

资料来源：能源局，华创证券整理

从全国电力结构来看，2017 年底至今，已有 4 条特高压直流线路投运，打通了西北-华中、西北-华东、东北-华北、东北-华中电网区域的外送通道。随着国内火电装机政策的高压态势持续，电力缺口需要依靠包括特高压在内的多种方式予以解决。同时，金沙江流域多个水电站也在推进，在 2021 年开始将会新的水电发电装机，例如白鹤滩水电站，配套的两条特高压按照施工工期预计，有望在今年核准并开工。我们认为站在现在这个时间节点，特高压的新一轮核准开工周期将会启动，对于相关公司 20、21 年的业绩也将形成有力的支撑。

2、储能市场且行且快，电网级市场逐步打开

储能行业孕育巨大市场机遇，体制变革是催化根本。随着电力系统用电结构复杂化+新能源渗透，电力系统调峰、调频需求增加，特别是对低成本高性能调频资源的需求在快速提高。目前，储能业务正在处于一个成本下降、盈利模式逐渐清晰两条曲线逐步走向交汇的过程中，特别是商业模式的清晰可能会带来盈利能力的跃升。

一方面，政策驱动商业模式愈发清晰，多类型储能业务并行发展。2017 年至今，储能调频项目在启动调频市场的山西、广东加速推进，这一类型项目已经获得了清晰的商业模式。2019 年 4 月，青海省率先启动了储能共享市场化试点，计划在于 4 月 21 日~30 日将富余光伏与共享储能开展试点交易，预计完成交易电量 50~100 万千瓦时（0.5~1GWh）。伴随电力体制整体走向市场化，电量电价市场化、辅助服务价格市场化，外加未来对新能源的调节能力考核，为储能的调峰、调频、电价套利、新能源配套等等一系列应用场景创造了商业模式，将会彻底打开储能的市场了。

图表 44 广东调频市场启动催化众多调频项目

序号	状态	项目名称	机组/储能规模	电池类型
1	调试	华润广州热电厂	9MW/4.5MWh	磷酸铁锂
2	投运	粤电云河电厂	9MW/4.5MWh	磷酸铁锂
3	在建	华润海丰电厂	30MW/15MWh	磷酸铁锂
4	在建	佛山五沙热电厂	9MW/4.5MWh	磷酸铁锂
5	在建	珠海横琴热电厂	20MW/20MWh	磷酸铁锂
6	在建	深能合和电力	18MW/9MWh	磷酸铁锂

序号	状态	项目名称	机组/储能规模	电池类型
7	招标	粤电汕尾电厂	2*660MW 机组	磷酸铁锂
8	待建	华润桥口电厂	18MW/9MWh	三元
9	待建	华润鲤鱼江电厂	12MW/6MWh	磷酸铁锂
10	待建	国电肇庆热电厂	2*350MW 机组	磷酸铁锂
11	待建	佛山恒益发电厂	2*600MW 机组	-
12	待建	广州恒运电厂	9MW/9MWh	磷酸铁锂
13	待建	湛江中粤能源	2*600MW 机组	-
14	待建	茂名臻能热电厂	300MW+600MW	-
15	待建	韶关粤江发电	2*300MW 机组	-
16	立项	中电荔新电厂	2*330MW 机组	-

资料来源：储能 100 人，华创证券整理

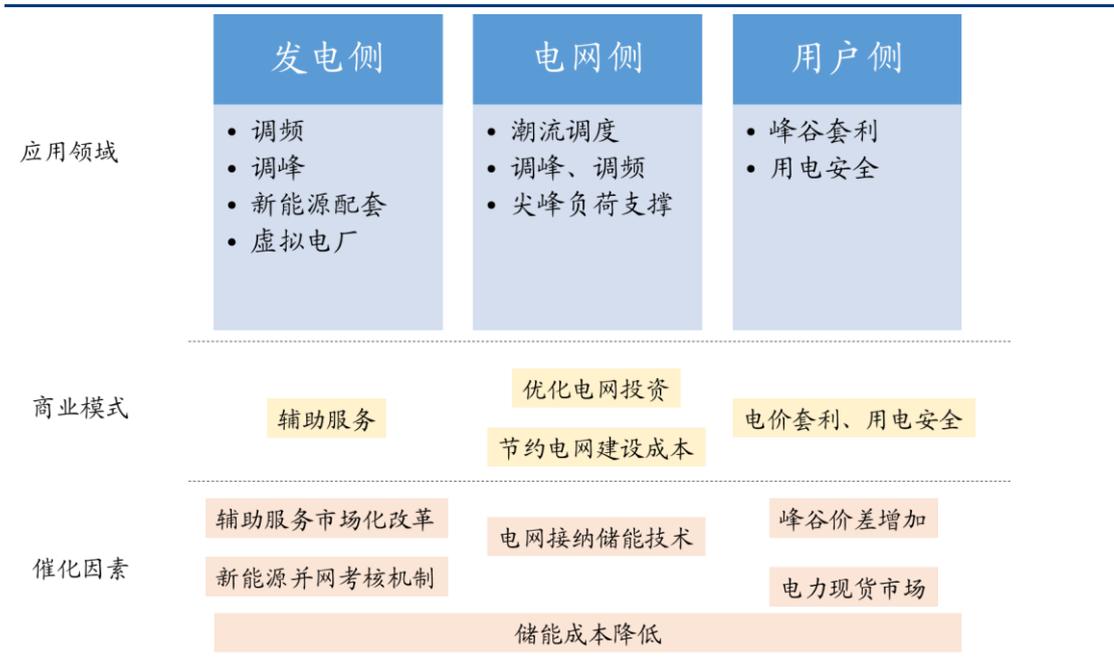
另一方面，电网公司开始尝试引入储能，成为电网投资的新领域。目前，电网为解决日益复杂的电力系统负荷问题，也在开始尝试建设电网侧储能，用于解决电网区域负荷、峰谷差等问题，正在开始成为电网公司基础设施建设重要组成部分。2017 年开始至今，储能作为电网投资的概念、技术导入阶段已经基本完成，在河南、江苏等地区已经率先建设了多个电网投资的储能项目。2019 年，储能将会明确成为电网基础设施建设的方向之一，在解决潮流、扩容、弥补尖峰负荷差方面发挥重要作用，这些储能设施也可以参与到调峰、调频等辅助服务领域中去。2019 年 2 月 18 日，国家电网引发了《关于促进电化学储能健康有序发展的指导意见》，内容包括支持电源侧储能、服务客户侧储能发展，电网侧：将储能纳入电网规划并滚动调整，将电网侧储能视为电网的重要电气元件和一种技术方案选择，进行综合比选论证。

图表 45 电网侧投资逐步加速多省电网启动试点

#	状态	省份	项目名称	功率	容量 MWh	投运时间
1	投运	江苏	江苏镇江东部电网储能电站示范项目	101	202	2018/6/1
2	投运	河南	河南电网 100 兆瓦电池储能示范工程	9.6	9.6	2018/7/1
3	投运	湖南	湖南长沙电池储能电站一期示范工程	60	120	2019/3/23
4	在建	甘肃	甘肃 60MW 电网侧储能示范项目	60	240	预计 2019 年 5 月
5	在建	江苏	江苏第二批电网侧储能电站	-	753	-
6	在研	广东	广州供电局电网侧储能试点项目	-	-	-

资料来源：国家电网，华创证券整理

2018 年，我国新增投运电化学储能装机 612.8MW/1738.6MWh（中国化学与物理电源行业协会）。2019 年，我们可以预见到的拐点是：峰谷电价调整、电力辅助服务市场化改革、电力现货市场试点启动、电网公司综合能源服务业务改革等方面，都将成为储能业务爆发的催化剂。储能下游的应用领域多为系统集成性质，因此其技术难度、门槛相对较低，但是对于系统的质量、可靠性要求更高。2018 年 6 月国家发改委出台的《关于创新和完善促进绿色发展价格机制的意见》。目前，江苏、山东、广西、广东等省份已陆续出台相关具体实施意见，均提到了针对储能电站的专项电价政策意见，以及针对目前峰谷电价的调整预期。2019 年至今，宁德时代与科士达、星云股份合作成立了合资公司布局储能业务，已经可以看到上市公司在这一方向上的重视程度。

图表 46 储能应用领域、商业模式与催化因素


资料来源：华创证券整理

我们认为，储能市场将会在 2019 年陆续迎来多重催化因素的刺激。从辅助服务市场化改革到新能源发电配套，再到电网投资与用户侧峰谷电价调整，储能面临着多领域的催化。建议重点关注储能两大核心设备 PCS、锂电池相关公司。

五、风险提示

产业政策变化导致行业下游需求低于预期；行业竞争加剧导致产品价格下滑超预期；电网升级及投资进度低于预期。

电力设备与新能源组团队介绍

首席分析师：胡毅

北京化工大学硕士。曾任职于天津力神、普华永道、中银国际证券、招商证券。2017 年加入华创证券研究所。2015、2016 年新财富上榜团队核心成员。

分析师：于潇

北京大学管理学硕士。曾任职于通用电气、中泰证券、东吴证券。2017 年加入华创证券研究所。2015、2016 年新财富团队成员。

研究员：邱迪

中国矿业大学工学硕士。2016 年加入华创证券研究所。

助理研究员：杨达伟

上海交通大学硕士。曾任职于协鑫集成、华元恒道（上海）投资管理有限公司。2017 年加入华创证券研究所。

华创证券机构销售通讯录

地区	姓名	职务	办公电话	企业邮箱
北京机构销售部	张昱洁	北京机构销售总监	010-66500809	zhangyujie@hcyjs.com
	杜博雅	高级销售经理	010-66500827	duboya@hcyjs.com
	侯春钰	销售经理	010-63214670	houchunyu@hcyjs.com
	侯斌	销售助理	010-63214683	houbin@hcyjs.com
	过云龙	销售助理	010-63214683	guoyunlong@hcyjs.com
	刘懿	销售助理	010-66500867	liuyi@hcyjs.com
广深机构销售部	张娟	所长助理、广深机构销售总监	0755-82828570	zhangjuan@hcyjs.com
	王栋	高级销售经理	0755-88283039	wangdong@hcyjs.com
	汪丽燕	高级销售经理	0755-83715428	wangliyan@hcyjs.com
	罗颖茵	高级销售经理	0755-83479862	luoyingyin@hcyjs.com
	段佳音	销售经理	0755-82756805	duanjiayin@hcyjs.com
	朱研	销售经理	0755-83024576	zhuyan@hcyjs.com
上海机构销售部	石露	华东区域销售总监	021-20572588	shilu@hcyjs.com
	沈晓瑜	资深销售经理	021-20572589	shenxiaoyu@hcyjs.com
	杨晶	高级销售经理	021-20572582	yangjing@hcyjs.com
	张佳妮	高级销售经理	021-20572585	zhangjianian@hcyjs.com
	乌天宇	高级销售经理	021-20572506	wutianyu@hcyjs.com
	潘亚琪	高级销售经理	021-20572559	panyaqi@hcyjs.com
	沈颖	销售经理	021-20572581	shenyin@hcyjs.com
	汪子阳	销售经理	021-20572559	wangziyang@hcyjs.com
	柯任	销售经理	021-20572590	keren@hcyjs.com
	何逸云	销售经理	021-20572591	heyiyun@hcyjs.com
	张敏敏	销售经理	021-20572592	zhangminmin@hcyjs.com
	蒋瑜	销售助理	021-20572509	jiangyu@hcyjs.com
	施嘉玮	销售助理	021-20572548	shijiawei@hcyjs.com

华创行业公司投资评级体系(基准指数沪深 300)

公司投资评级说明:

强推: 预期未来 6 个月内超越基准指数 20%以上;
推荐: 预期未来 6 个月内超越基准指数 10% - 20%;
中性: 预期未来 6 个月内相对基准指数变动幅度在-10% - 10%之间;
回避: 预期未来 6 个月内相对基准指数跌幅在 10% - 20%之间。

行业投资评级说明:

推荐: 预期未来 3-6 个月内该行业指数涨幅超过基准指数 5%以上;
中性: 预期未来 3-6 个月内该行业指数变动幅度相对基准指数-5% - 5%;
回避: 预期未来 3-6 个月内该行业指数跌幅超过基准指数 5%以上。

分析师声明

每位负责撰写本研究报告全部或部分内容的分析师在此作以下声明:

分析师在本报告中对所提及的证券或发行人发表的任何建议和观点均准确地反映了其个人对该证券或发行人的看法和判断;分析师对任何其他券商发布的所有可能存在雷同的研究报告不负有任何直接或者间接的可能责任。

免责声明

本报告仅供华创证券有限责任公司(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。

本报告所载资料的来源被认为是可靠的,但本公司不保证其准确性或完整性。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。本公司在知晓范围内履行披露义务。

报告中的内容和意见仅供参考,并不构成本公司对具体证券买卖的出价或询价。本报告所载信息不构成对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,自主作出投资决策并自行承担投资风险,任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。本报告中提及的投资价格和价值以及这些投资带来的预期收入可能会波动。

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。未经本公司事先书面许可,任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表或引用本报告的任何部分。如征得本公司许可进行引用、刊发的,需在允许的范围内使用,并注明出处为“华创证券研究”,且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

证券市场是一个风险无时不在的市场,请您务必对盈亏风险有清醒的认识,认真考虑是否进行证券交易。市场有风险,投资需谨慎。

华创证券研究所

北京总部	广深分部	上海分部
地址: 北京市西城区锦什坊街 26 号 恒奥中心 C 座 3A 邮编: 100033 传真: 010-66500801 会议室: 010-66500900	地址: 深圳市福田区香梅路 1061 号 中投国际商务中心 A 座 19 楼 邮编: 518034 传真: 0755-82027731 会议室: 0755-82828562	地址: 上海浦东银城中路 200 号 中银大厦 3402 室 邮编: 200120 传真: 021-50581170 会议室: 021-20572500