

电气设备

平价政策落地，扶持力度加大

-新能源点评 10:《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》

评级: 增持 (维持)

分析师: 邹玲玲

执业证书编号: S0740517040001

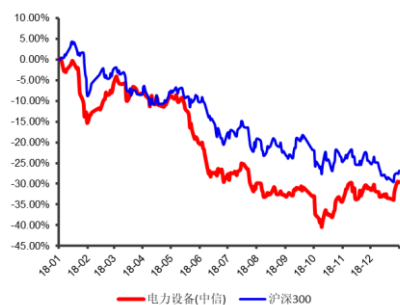
Email: zoull@r.qizq.com.cn

研究助理: 花秀宁

Email: huaxn@r.qizq.com.cn

基本状况

上市公司数	156
行业总市值(百万元)	1119391
行业流通市值(百万元)	883127

行业-市场走势对比

相关报告

<<12月动力电池装机环比高增，新能源平价接力政策>>2019.01.06

<<风电中游尚存预期差，日韩锂电龙头扩产几何？>>2019.01.01

<<11月风电装机同增50%，电动车持续景气>>2018.12.24

简称	股价 (元)	EPS				PE				评级
		2017	2018E	2019E	2020E	2017	2018E	2019E	2020E	
通威股份	8.31	0.52	0.52	0.78	0.95	16	16	11	9	买入
金雷风电	11.0	0.63	0.65	0.75	1.33	18	17	15	8	增持
隆基股份	19.0	1.81	0.92	1.20	1.45	11	21	16	13	买入
天顺风能	4.64	0.26	0.28	0.41	0.55	18	16	11	8	买入
金风科技	10.3	0.84	0.96	1.27	1.54	12	11	8	7	买入

投资要点

■ **事件:** 2019年1月9日，发改委和能源局联合下发《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》，主要内容包括开展平价上网项目和低价上网试点项目建设等12条内容，同时指出在2020年底前核准（备案）并开工建设的风电、光伏发电平价上网项目和低价上网项目，在其项目经营期内有关支持政策保持不变。

■ **扶持力度加大:** 相较于征求意见稿，增加了7个新的表述，平价上网项目扶持力度加大。相对于2018年9月征求意见稿，正式稿增加了7个新的表述，其中长期固定电价收购、绿证交易获得合理收益补偿、能源消费总量考核支持机制和创新金融支持方式四项为明显扶持政策：

(1) 首提低价项目：在资源条件优良和市场消纳条件保障度高的地区，引导建设一批上网电价低于燃煤标杆上网电价的低价上网试点项目，这表明除了平价项目之外，低价项目也开始出现，新能源发电经济性尽显无疑；

(2) 长期固定电价收购：省级电网企业承担收购平价上网项目和低价上网项目的电量收购责任，按项目核准时国家规定的当地燃煤标杆上网电价与风电、光伏发电项目单位签订长期固定电价购售电合同（不少于20年），这保障了平价项目的经济性；

(3) 适时调整2020年后的平价上网政策：在2020年底前核准（备案）并开工建设的风电、光伏发电平价上网项目和低价上网项目，在其项目经营期内有关支持政策保持不变，根据风电、光伏发电的发展状况适时调整2020年后的平价上网政策；

(4) 清理开工建设不及时项目，为平价和低价上网项目让出空间：对于未在规定期限内开工并完成建设的风电、光伏发电项目，项目核准（备案）机关应及时予以清理和废止，为平价上网项目和低价上网项目让出市场空间，这有利于风电等核准存量项目的开工建设；

(5) 绿证交易获得合理收益补偿：通过出售绿证获得收益，这有望提高平价项目收益；

(6) 创新金融支持方式：合理安排信贷资金规模，创新金融服务，开发适合项目特点的金融产品；鼓励支持符合条件的发电项目及相关发行人通过发行企业债券进行融资，并参考专项债券品种推进审核，这将有望缓解项目资金的来源

(7) 能源消费总量考核支持机制：开展省级人民政府能源消耗总量和强度“双控”考核时，在确保完成全国能耗“双控”目标条件下，对各地区超出规划部分可再生能源消费量不纳入其“双控”考核。

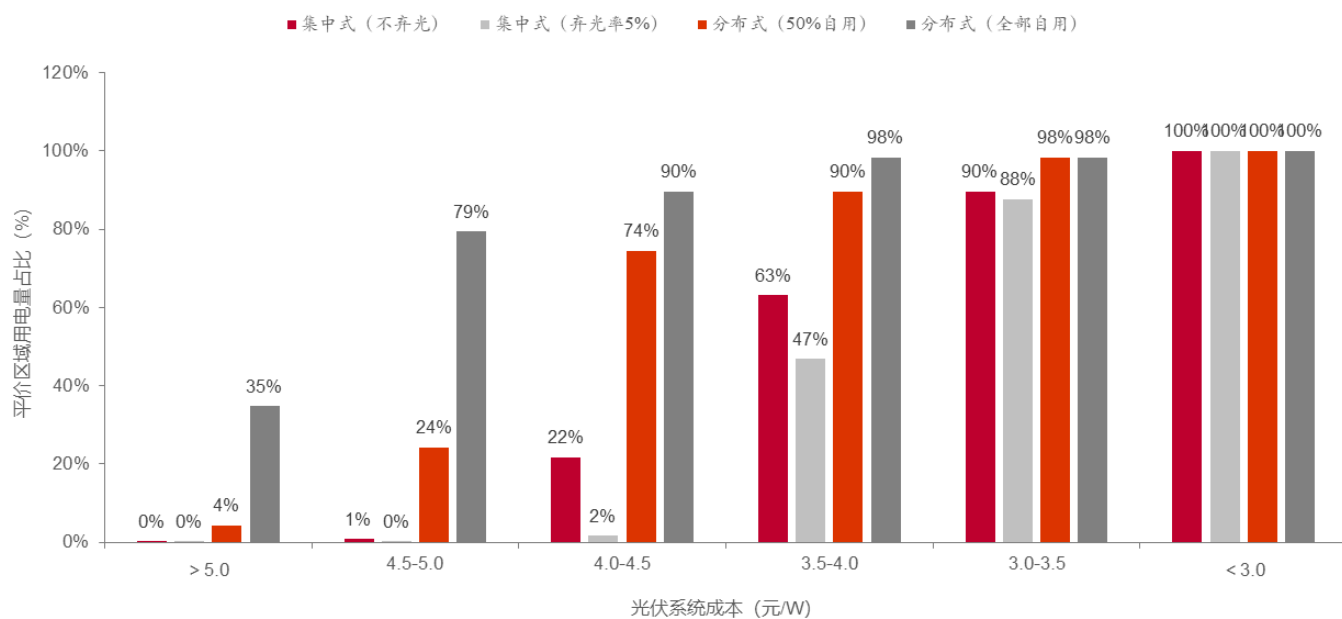
- **平价上网规模: 光伏 1-2 年平价区域或达 50%, 1-2 年平价区域或达 80%。**
(1) 光伏: 当前光伏系统成本为 4.0-4.5 元/W, 考虑到低成本产能投放和技术进步等因素, 我们预计我国光伏系统成本 1-2 年内或降低至 3.5-4.0 元/W, 届时全国 50%用电量的地区可以实现平价; (2) 风电: 当前我国陆上风电系统成本约为 7.0-7.5 元/W, 考虑到路条费取消以及机组大型化等技术进步, 我们预计我国陆上风电系统成本 1-2 年内或降低至 6.0-6.5 元/W, 届时全国 80%用电量的地区可以实现平价。(详细测算请见《平价接力政策, “风光” 穿越周期—新能源发电 2019 年策略》)。
- **短期需求: 2019 年光伏全球需求有望正增长, 2019 年国内风电新增装机或达 28GW。**(1) 光伏: 由于光伏产业链价格在 531 后大幅下滑, 国内平价项目将批量出现, 海外需求也有支撑, 中性来看, 2019 年全球光伏新增装机有望同增 5%。(2) 风电: 在 2018 年三北解禁、中东部常态化、海上和分散式放量等逻辑基础上, 2019 年行业还有三个积极因素: 三北地区继续解禁、电价抢开工、平价项目推动, 我们预计 2019 年新增装机约 28GW, 同增约 20%。
- **投资建议:** 平价上网政策出台, 中长期来看, 对于 2021 年前的平价项目开展指出了纲领性的文件; 短期来看, 为 2019 年补贴和指标出台前 (Q1) 开展光伏平价项目提供一定的依据, 有望缓解国内光伏需求淡季程度, 利好行业。当前我们预计 2019 年风光需求均正增长, 且 1-2 年开始大范围平价, 届时政策影响将边际弱化, 平价项目将成为需求主要驱动力。再叠加当前板块估值较低, 我们认为 2019 年新能源发电行业具备配置价值, 重点推荐各细分环节龙头标的: (1) 光伏: **通威股份、隆基股份、福斯特、阳光电源、正泰电器**; (2) 风电: **金雷风电、日月股份、金风科技、天顺风能**。
- **风险提示:** 新能源政策不及预期, 新能源装机和消纳不及预期。

图表 1: 《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》要点梳理

要点	细节
开展平价上网项目和低价上网试点项目建设	各省组织实施平价上网项目和低价上网项目, 有关项目 不受年度建设规模限制 ; 清理开工建设不及时项目 , 为平价上网项目和低价上网项目让出市场空间
优化平价上网项目和低价上网项目投资环境	切实降低项目的 非技术成本 ; 仅享受地方补贴 的项目仍视为平价上网项目
保障优先发电和全额保障性收购	电网企业应确保项目所发电量全额上网, 如存在弃风弃光情况, 将 限发电量核定为可转让的优先发电计划 , 可在全国范围内参加发电权交易(转让), 交易价格由市场确定
鼓励平价上网项目和低价上网项目通过绿证交易获得合理收益补偿	通过出售 绿证获得收益
认真落实电网企业接网工程建设责任	省级电网企业负责投资项目 升压站之外的接网等全部配套电网工程 , 做好接网等配套电网建设与项目建设进度衔接, 使项目建成后能够 及时并网运行
促进风电、光伏发电通过电力市场化交易无补贴发展	鼓励用电负荷较大且持续稳定的工业企业、数据中心和配电网经营企业与风电、光伏发电企业开展 中长期电力交易
降低就近直接交易的输配电价及收费	交易电量仅执行项目接网及消纳 所涉及电压等级的配电网输配电价 , 免交未涉及的上一电压等级的输电费; 政策性交叉补贴予以减免
扎实推进本地消纳平价上网项目和低价上网项目建设	省级电网企业承担收购平价上网项目和低价上网项目的电量收购责任, 按 项目核准时国家规定的当地燃煤标杆上网电价与项目单位签订长期固定电价购售电合同(不少于 20 年)
结合跨省跨区输电通道建设推进无补贴风电、光伏发电项目建设	利用 跨省跨区输电通道 外送消纳的无补贴风电、光伏发电项目
创新金融支持方式	合理安排 信贷资金规模 , 创新金融服务, 开发适合项目特点的金融产品; 鼓励支持符合条件的发电项目及相关发行人通过 发行企业债券进行融资 , 并参考专项债券品种推进审核
做好预警管理衔接	红色的地区: 除已安排建设的平价上网示范项目及通过跨省跨区输电通道外送消纳的无补贴风电、光伏发电项目外, 原则上不安排新的 本地消纳 的平价上网项目和低价上网项目; 橙色地区: 鼓励选取资源条件较好的 已核准(备案)项目 开展平价上网和低价上网工作; 绿色地区: 在 落实消纳条件的基础上 自行开展平价上网项目和低价上网项目建设。
动态完善能源消费总量考核支持机制	开展省级人民政府 能源消耗总量和强度“双控”考核 时, 在确保完成全国能耗“双控”目标条件下, 对各地区超出规划部分可再生能源消费量不纳入其“双控”考核。

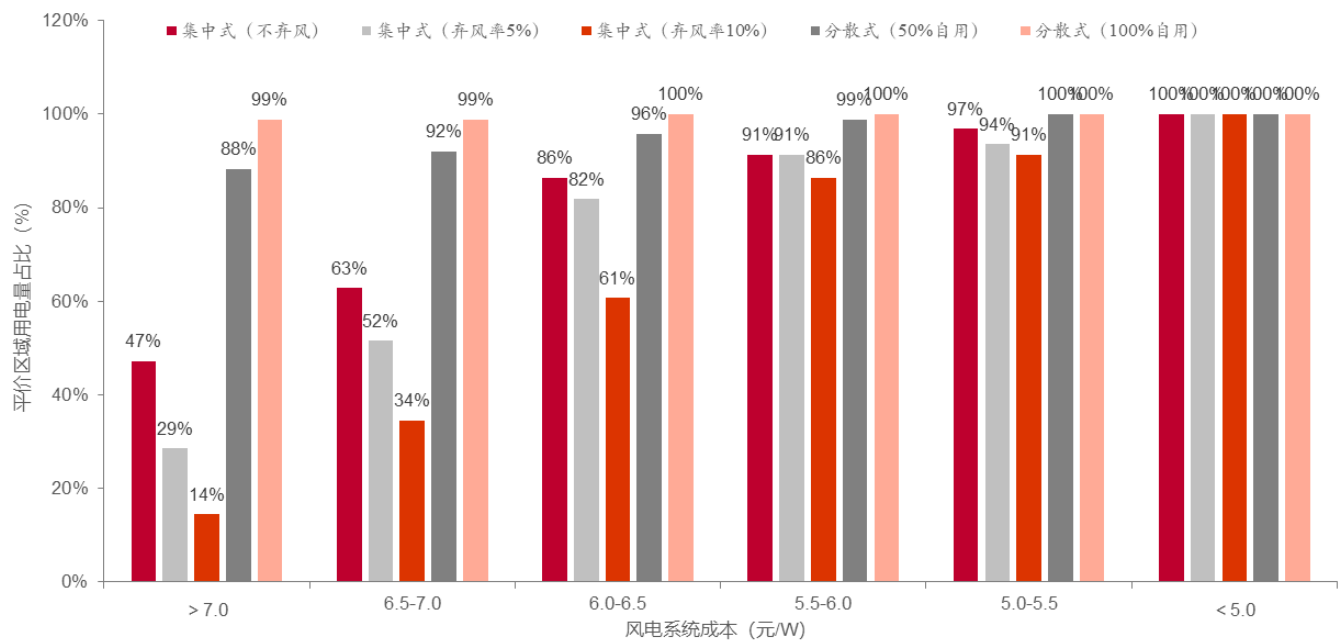
来源: 能源局, 中泰证券研究所

图表 2: 不同系统成本下光伏平价区域用电量的占比情况



来源: 中泰证券研究所测算, 详细测算请见《平价接力政策, “风光”穿越周期—新能源发电 2019 年策略》

图表 3: 不同系统成本下风电平价区域用电量的占比情况



来源: 中泰证券研究所测算, 详细测算请见《平价接力政策, “风光”穿越周期—新能源发电 2019 年策略》

图表 4: 不同地区光伏发电实现平价时的系统成本

省市	脱硫煤标杆电价(元/kWh, 含税)	一般工商业用电电价(元/kWh, 含税)	太阳能资源区	有效利用小时数	平价时 IRR=8%集中式系统成本(元/W)		无补贴工商业分布式 IRR=8%系统成本(元/W)	
					不弃光	弃光率 5%	50%自用	100%自用
西藏	0.4993	0.6600	III	1700	7.17	6.81	6.50	6.21
海南	0.4298	0.6367	III	1300	4.61	4.38	4.52	4.60
青海海西	0.3247	0.5741	I	1650	4.54	4.31	4.74	5.25
陕西 II 区	0.3545	0.7504	II	1500	4.44	4.21	5.22	6.24
河北北网	0.3720	0.6373	II	1400	4.34	4.12	4.54	4.95
山东	0.3949	0.7375	III	1300	4.22	3.98	4.69	5.32
甘肃 I 区	0.3078	0.7588	I	1600	4.17	3.94	5.30	6.73
辽宁	0.3749	0.7912	II	1300	4.07	3.83	4.79	5.71
青海 II 区	0.3247	0.5741	II	1500	4.04	3.83	4.33	4.78
黑龙江	0.3740	0.8249	II	1300	4.04	3.82	4.89	5.93
吉林	0.3731	0.8714	II	1300	4.03	3.82	5.06	6.26
上海	0.4155	0.8530	III	1179	4.00	3.79	4.73	5.57
天津	0.3655	0.8064	II	1318	4.00	3.78	4.86	5.88
广东	0.4530	0.8321	III	1050	3.88	3.67	4.32	4.86
河北南网	0.3644	0.6648	III	1300	3.88	3.65	4.28	4.81
山西 II 区	0.3320	0.6452	II	1400	3.86	3.64	4.35	5.00
河南	0.3779	0.7227	III	1250	3.85	3.65	4.39	5.00
蒙东	0.3035	0.7873	II	1500	3.76	3.57	5.08	6.55
蒙西	0.2829	0.6186	I	1550	3.68	3.50	4.40	5.33
山西 III 区	0.3320	0.6452	III	1350	3.64	3.44	4.18	4.84
云南	0.3358	0.6450	II	1300	3.61	3.40	4.05	4.64
北京	0.3598	0.8595	II	1214	3.60	3.41	4.62	5.77
浙江	0.4153	0.8254	III	1050	3.53	3.35	4.13	4.81
福建	0.3932	0.7200	III	1100	3.51	3.31	3.90	4.40
江苏	0.3910	0.8016	III	1100	3.49	3.28	4.15	4.89
湖南	0.4500	0.8350	III	950	3.45	3.27	3.90	4.41
安徽	0.3844	0.7508	III	1100	3.41	3.23	3.97	4.58
广西	0.4207	0.8025	III	1000	3.40	3.21	3.89	4.45
宁夏	0.2595	0.6500	I	1550	3.36	3.18	4.38	5.59
湖北	0.4161	0.8500	III	1000	3.35	3.17	4.01	4.72
江西	0.4143	0.7652	III	1000	3.34	3.16	3.77	4.25
甘肃 II 区	0.3078	0.7588	II	1300	3.29	3.10	4.32	5.47
陕西 III 区	0.3545	0.7504	III	1100	3.12	2.96	3.85	4.58
新疆 I 区	0.2500	0.5117	I	1450	3.02	2.85	3.50	4.12
新疆 II 区	0.2500	0.5117	II	1350	2.72	2.57	3.26	3.83
贵州	0.3515	0.7044	III	950	2.63	2.49	3.18	3.71
四川	0.4012	0.8010	II	800	2.59	2.43	3.04	3.55
重庆	0.3964	0.7725	III	686	2.08	1.96	2.55	2.94

来源: 中泰证券研究所, 注: 不同颜色对应不同系统成本, 浅黄色 > 5 元/W (基本平价), 浅蓝色为 4-5 元/W (0-1 年平价), 灰色为 3-4 元/W (1-3 年平价), 浅红色 < 3 元/W (3 年以上平价)。

图表 5: 不同地区风力发电实现平价时的系统成本

省市	脱硫标杆电价 (元/kWh, 含税)	一般工商业用电 价(元/kWh, 含税)	风资 源区	13-17年有效 利用小数均值	平价时 IRR=8%集中式系统 成本(元/W)			平价时 IRR=8%发自自用分 散式系统成本(元/W)	
					不弃 风	弃风率 5%	弃风率 10%	50%自用	100%自用
福建	0.3932	0.72	IV	2612	9.02	8.57	8.12	9.91	11.76
四川	0.4012	0.80	IV	2362	8.33	7.91	7.49	9.62	11.84
上海	0.4155	0.85	IV	2172	7.93	7.54	7.14	9.33	11.60
湖南	0.45	0.84	IV	2004	7.93	7.53	7.13	8.76	10.45
广西	0.4207	0.80	IV	2137	7.89	7.49	7.10	8.87	10.72
河北 II 区	0.372	0.64	II	2400	7.86	7.46	7.07	8.28	9.58
湖北	0.4161	0.85	IV	2057	7.52	7.14	6.76	8.83	10.95
浙江	0.4153	0.83	IV	2041	7.46	7.08	6.71	8.58	10.54
云南	0.3358	0.65	II	2525	7.45	7.08	6.71	8.42	10.19
江西	0.4143	0.77	IV	2047	7.44	7.07	6.69	8.23	9.82
西藏	0.4993	0.66	IV	1668	7.30	6.94	6.57	6.71	6.90
黑龙江 III 区	0.374	0.82	III	2200	7.23	6.87	6.51	8.88	11.35
吉林 III 区	0.3731	0.87	III	2200	7.23	6.86	6.51	9.21	12.01
河北 IV 区	0.3644	0.66	IV	2258	7.23	6.87	6.51	7.92	9.40
天津	0.3655	0.81	IV	2228	7.17	6.81	6.45	8.79	11.25
海南	0.4298	0.64	IV	1885	7.12	6.77	6.41	6.92	7.51
广东	0.453	0.83	IV	1779	7.10	6.74	6.39	7.78	9.28
重庆	0.3964	0.77	IV	2010	7.01	6.66	6.31	7.99	9.74
黑龙江 IV 区	0.374	0.82	IV	2095	6.88	6.54	6.19	8.47	10.80
辽宁	0.3749	0.79	IV	2081	6.86	6.51	6.17	8.20	10.29
江苏	0.391	0.80	IV	1987	6.84	6.49	6.15	8.04	9.98
吉林 IV 区	0.3731	0.87	IV	2015	6.60	6.27	5.94	8.44	11.00
甘肃 II 区	0.3078	0.76	II	2400	6.51	6.18	5.86	8.59	11.40
山东	0.3949	0.74	IV	1851	6.43	6.11	5.78	7.13	8.56
河南	0.3779	0.72	IV	1935	6.42	6.10	5.78	7.23	8.75
安徽	0.3844	0.75	IV	1894	6.42	6.10	5.77	7.30	8.91
陕西	0.3545	0.75	IV	2048	6.39	6.07	5.75	7.64	9.62
蒙东	0.3035	0.79	II	2342	6.24	5.93	5.62	8.54	11.55
蒙西	0.2829	0.62	I	2491	6.20	5.89	5.58	7.57	9.66
北京	0.3598	0.86	IV	1887	5.97	5.67	5.37	7.73	10.16
山西	0.332	0.65	IV	2010	5.87	5.58	5.28	6.67	8.10
甘肃 III 区	0.3078	0.76	III	2022	5.47	5.20	4.93	7.24	9.61
新疆 I 区	0.25	0.51	I	2409	5.30	5.03	4.77	6.23	7.72
贵州	0.3515	0.70	IV	1692	5.22	4.96	4.70	6.06	7.46
青海	0.3247	0.57	IV	1764	5.04	4.78	4.53	5.41	6.34
新疆 III 区	0.25	0.51	III	2200	4.83	4.58	4.34	5.67	7.04
宁夏	0.2595	0.65	III	1890	4.30	4.08	3.86	5.76	7.69

来源: 中泰证券研究所, 注: 不同颜色对应不同系统成本, 浅黄色 > 7 元/W (基本平价), 浅蓝色为 6-7 元/W (1-2 年平价), 灰色为 5-6 元/W (3-5 年平价), 浅红色 < 5 元/W (5 年以上平价)。

投资评级说明:

	评级	说明
股票评级	买入	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数涨幅在 15%以上
	增持	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数涨幅在 5%~15%之间
	持有	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数涨幅在-10%~+5%之间
	减持	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数跌幅在 10%以上
行业评级	增持	预期未来 6~12 个月内对同期基准指数涨幅在 10%以上
	中性	预期未来 6~12 个月内对同期基准指数涨幅在-10%~+10%之间
	减持	预期未来 6~12 个月内对同期基准指数跌幅在 10%以上

备注: 评级标准为报告发布日后的 6~12 个月内公司股价 (或行业指数) 相对同期基准指数的相对市场表现。其中 A 股市场以沪深 300 指数为基准; 新三板市场以三板成指 (针对协议转让标的) 或三板做市指数 (针对做市转让标的) 为基准; 香港市场以摩根士丹利中国指数为基准, 美股市场以标普 500 指数或纳斯达克综合指数为基准 (另有说明的除外)。

重要声明:

中泰证券股份有限公司 (以下简称“本公司”) 具有中国证券监督管理委员会许可的证券投资咨询业务资格。本报告仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料, 反映了作者的研究观点, 力求独立、客观和公正, 结论不受任何第三方的授意或影响。但本公司及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证, 且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断, 可能会随时调整。本公司对本报告所含信息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。本报告所载的资料、工具、意见、信息及推测只提供给客户作参考之用, 不构成任何投资、法律、会计或税务的最终操作建议, 本公司不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保。本报告中所指的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。

市场有风险, 投资需谨慎。在任何情况下, 本公司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。

投资者应注意, 在法律允许的情况下, 本公司及其本公司的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易, 并可能为这些公司正在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。本公司及其本公司的关联机构或个人可能在本报告公开发布之前已经使用或了解其中的信息。

本报告版权归“中泰证券股份有限公司”所有。未经事先本公司书面授权, 任何人不得对本报告进行任何形式的发布、复制。如引用、刊发, 需注明出处为“中泰证券研究所”, 且不得对本报告进行有悖原意的删节或修改。