

行业研究 | 行业专题研究 | 电力 (214101)

# 核电电价市场化比例提升利好运营商



## | 报告要点

核电上网电价，大部分为计划电量上网电价，电价稳定确保运营商整体业绩，少部分是市场电量上网电价，受电力市场供需影响，但市场结算价格相对稳定。随着电力市场化加速推进，市场化交易电量占比提升，市场化进展较快为江苏、浙江、福建、广东等电力供需紧张省份，核电市场化比例提升后，电价有望具备向上弹性，推荐中国核电、中国广核。

## | 分析师及联系人



贺朝晖

SAC: S0590521100002

## 电力

# 核电电价市场化比例提升利好运营商

投资建议： 强于大市（维持）  
上次建议： 强于大市

### 相对大盘走势



### 相关报告

- 《电力：15地区代购电价上涨，12地区开启夏季尖峰时段》2024.07.16
- 《电力：聚焦电改加速带来的电源升值机会-电力行业2024年度中期投资策略》2024.06.29



扫码查看更多

### 核电电价可以分为以下四个主要发展阶段

1993~2013年：一厂一价模式，主要按照“成本加成”方式定价。2013~2015年：启动核电标杆上网电价模式。上网电价采用所在地燃煤机组标杆上网电价和0.43元/kWh核电标杆上网电价的较低值。2015~2019年：核电市场化开始加速。2019~至今：“核准价+市场价”构成核电电价主体。

### 核电定价与所在省份、机组情况有关

核电的市场定价呈现出如下特点：1) 核电电价水平与其他电源定价、电力供需状况有关。2) 不同省份参与市场化交易情况不同，如江苏、福建、广西核电机组参与市场化交易比例较高；3) 不同省份市场化交易电量的价格也存在较大差异，相同省份的不同机组也存在差异。

### 电量市场化比例提升后核电电价具备弹性

2015年9号文后，“市场化”比例逐步提升，2023年市场化电量占比已达61.4%，核电上网电价分为两部分，一部分为计划电量上网电价，另一部分是市场电量上网电价。核电计划电价方面一般低于当地煤电基准电价，市场化交易部分电价则通过集中竞价、双边协商等交易，更具备向上电价弹性。

### 各省核电市场化政策各异

江苏：江苏核电可参与电力中长期交易，2021-2024年核电参与市场化电量的规模由180亿kWh提升到2024年270亿kWh左右。浙江：2024年秦山一期、三门核电转为保障性机组。广东：岭澳核电和阳江核电全部机组进入市场，直接参与市场交易，电价方面设置超额回收机制。福建：2023年-2024年由434亿kWh提升至640亿kWh，市场化交易规模不断提升。

### 投资建议：关注受益电价弹性的核电运营商

核电上网电价，大部分为计划电量上网电价，电价稳定确保运营商整体业绩，少部分是市场电量上网电价，受电力市场供需影响，但市场结算价格相对稳定。随着电力市场化加速推进，市场化交易电量占比提升，市场化进展较快为江苏、浙江、福建、广东等电力供需紧张省份，核电市场化比例提升后，电价有望具备向上弹性，推荐中国核电、中国广核。

**风险提示：**核电机组建设不及预期；电力市场化交易风险。

## 正文目录

1. 核电电价历史复盘，电价迈向市场化 .....	4
1.1 “一厂一价”转变为“计划+市场化” .....	4
1.2 核电定价与所在省份、机组情况有关 .....	6
2. 电改后核电电价具备向上弹性 .....	8
2.1 燃煤标杆/基准电价、核电核准电价关系 .....	9
2.2 电量市场化比例提升，电价更具弹性 .....	10
2.3 各省核电市场化政策各异 .....	12
3. 投资建议：关注受益电价弹性的核电运营商 .....	14
3.1 中国核电：业绩稳健分红稳定，具备高成长性 .....	14
3.2 中国广核：新增机组投产贡献业绩，电价总体平稳 .....	14
4. 风险提示 .....	15

## 图表目录

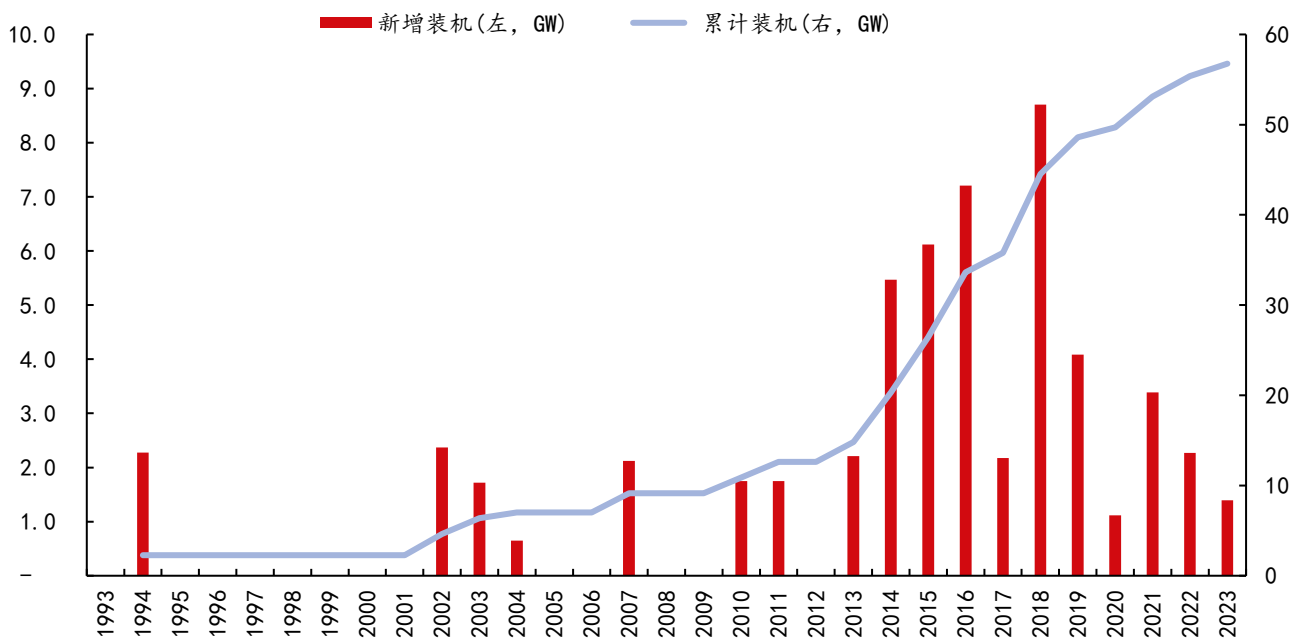
图表 1：我国核电项目统计情况 .....	4
图表 2：核电电价历史演变 .....	5
图表 3：“一厂一价”电价模式介绍 .....	6
图表 4：核电机组实际电价和燃煤标杆电价体现出差异性 .....	7
图表 5：在运核电项目清单及核准电价情况 .....	8
图表 6：江苏相关电价情况 .....	9
图表 7：浙江相关电价情况 .....	9
图表 8：广东相关电价情况 .....	10
图表 9：广西相关电价情况 .....	10
图表 10：福建相关电价情况 .....	10
图表 11：辽宁相关电价情况 .....	10
图表 12：2019-2023 年全国市场化交易电量情况 .....	11
图表 13：中国核电市场化交易占比及电价变动 .....	11
图表 14：中国广核市场化交易占比及电价变动 .....	11
图表 15：江苏核电市场化交易情况 .....	12
图表 16：中国核电江苏省核电上网电价情况 .....	12
图表 17：中国核电浙江省上网电量、电价情况 .....	13
图表 18：岭澳、阳江核电上网电量情况 .....	13
图表 19：福建省 2023/2024 核电市场交易区别 .....	14
图表 20：中国核电福建地区核电电价情况 .....	14

## 1. 核电电价历史复盘，电价迈向市场化

### 1.1 “一厂一价”转变为“计划+市场化”

积极有序发展核电是我国实现绿色低碳转型的重要任务举措之一。1991年，采用自主设计的浙江秦山核电1号机组正式投产商运，我国正式进入商用核能开发利用时代。截止2024年5月，我国核电累计装机容量约58.1GW，2024年1-5月，我国核电发电量累计达1765亿千瓦时，同比+1.0%。伴随着核电行业的发展和电力体制改革，核电上网电价机制也在不断进步之中。

图表1：我国核电项目统计情况



资料来源：国家发改委，国联证券研究所

核电电价发展走向“核准价+市场价”。核电电价可以分为以下四个主要发展阶段：

**1993~2013年：一厂一价模式。**2013年以前投运核电站，由于成本差异较大，且并未实现规模化，均按照“成本加合理利润”方式定价，即所谓的“一厂一价”。

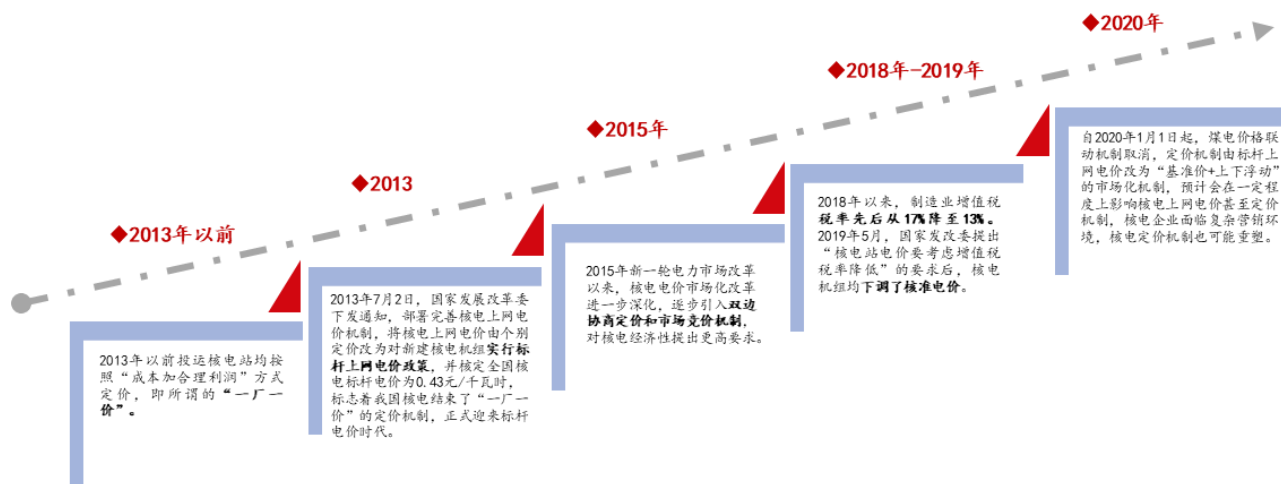
**2013~2015年：启动核电标杆电价模式。**2013年7月2日，国家发展改革委下发通知，部署完善核电上网电价机制，将核电上网电价由个别定价改为对新建核电机组实行标杆上网电价政策，上网电价采用所在地燃煤机组标杆上网电价和0.43元

/kWh 核电标杆上网电价的较低值，标志着我国核电结束了“一厂一价”的定价机制，正式从计划走向市场。

**2015~2019年：核电市场化开始加速。**2015年新一轮电力市场改革以来，核电电价市场化改革进一步深化，2015年11月，国家发改委发布的《关于有序放开发用电计划的实施意见》提到，鼓励核电参与市场价交易，逐步引入双边协商定价和市场竞争价机制。2016年部分核电机组开始参与电力市场改革，上网电量分为两部分确认，不参与电力市场部分继续执行核准电价（也称计划电价），参与电力市场部分执行市场定价，其中核准电价是依据“一厂一价”或标杆电价确定，而市场定价则是由供需双方协商或在市场竞争中确定。

**2019~至今：“核准价+市场价”构成核电电价主体。**2018、2019年增值税率由17%降至16%、13%，核电标杆电价也由0.43元/kWh降至0.4153元/kWh，即除了承担技术引进、自主创新、重大专项设备国产化任务的首台机组或示范工程（如“华龙一号”、AP1000首台机组）可突破0.4153元/kWh，其他在2019年后并网的核电机组最高电价将是0.4153元/kWh。核电市场化交易比例持续提升，“核准价”和“市场价”成为了核电电价同等重量级的构成部分。

图表2：核电电价历史演变



资料来源：《促进核电高质量发展的电价机制研究》郑保军，国联证券研究所整理

**“一厂一价”机制在早期核电项目成本较高的背景下，发挥了促进核电产业发展的作用。**一厂一价机制主要包含还本付息电价、经营期电价及本利浮动电价等形式。1990年代，我国主要采用传统的还本付息定价法即基于核电项目成本及贷款偿还需求定价，确保成本回收与合理利润，同时有较强的政策导向。2001年中央发布文件，将电价模式改为更加成熟的经营期电价测算法，摆脱了以往以项目个别财务成



本为基础的定价方法，有利于鼓励企业降低成本和吸引投资。而广东大亚湾项目因特殊背景选择了本利浮动电价模式，电价随成本与市场供需浮动，其“引进外资、借贷建设、售电还钱”经营方针对广东核电的滚动发展起到了积极的作用，但在2009年之后不再采用。

**图表3：“一厂一价”电价模式介绍**

电价机制	计算方法	应用场景
还本付息电价	电价是销电收入和供电量之比，销售收入是考虑总成本费用、销售利润、销售税金的总和。	我国20世纪90年代电站的上网电价大都按这种模式，适用于新建核电站初期运营阶段，伴随着基于成本回收和政策导向的特点
本一利浮动电价	在每一个会计年度结束后30天内，董事会审批该年度实际的总发电成本与利润总额，确定分售结算电价等。会计年度实际的总发电成本与董事会确定的税后利润、应缴纳的所得税之和除以总分售电量之商即为该年度的分售电价。	运用于广东大亚湾核电站的特殊定价模式，是改革开放的产物，2009年已被经营期电价取代
经营期电价	在综合考虑电力项目经济寿命周期内各年度的成本和还贷变化情况的基础上，通过计算电力项目每年的现金流量，按照使项目在经济寿命周期内各年度的净现金流量能够满足按项目资本金计算的财务内部收益率为条件测算电价。	综合考虑经济寿命周期、动态调整、成本控制适用于核电站整个经济寿命周期，在2001年之后到2013年电改之前最为常用

资料来源：《我国核电电价机制的回顾与思考》王世鑫等，国联证券研究所整理

## 1.2 核电定价与所在省份、机组情况有关

电改大背景下，核电未来有望参与更多市场化交易。国内在2013年前投运机组12.4GW，占当前运营58GW总装机的22%，78%的机组都是在2013年后的标杆电价时代投产的，均采用标杆电价模式。随着核电行业发展，已经跨过运行前期成本较高、收益较差的阶段，能够承受电价波动带来的经济风险，有能力参与市场竞争，“核准价+市场价”机制则是基于二代改进型机组制定的标杆电价转向市场定价。

**核电的市场定价呈现出如下特点：**一是核电电价水平与其他电源定价、电力供需状况有关，2020年前交易电价明显低于核准电价，2021年以来有所好转；二是不同省份参与市场化交易情况不同，如江苏、福建、广西核电机组参与市场化交易比例较高；三是不同省份市场化交易电量的价格也存在较大差异，相同省份的不同机组也存在差异。

随着电力市场化改革进程不断推进，在中长期交易为主的模式下，核电将面对

“优先发电合约+市场化中长期交易+现货市场交易+辅助服务交易”的多级市场交易，其中核准电价的影响程度将逐渐缩小。

**图表4：核电机组实际电价和燃煤标杆电价体现出差异性**

电价机制	核电机组	具体介绍及电价情况
标杆电价	阳江 1-6 号	阳江 1-6 号核电机组位于广东阳江，由中国广核集团投资建设。机组自 2008 年起陆续开工，2014 年首次投产，目前执行核电标杆电价，低于燃煤发电标杆电价。
	防城港 1-2 号	防城港 1-2 号于 2016 年全部实现商业运营，投产时使用标杆电价制度，现在执行当前燃煤发电标杆电价，高于投产时电价。
	红沿河 1-4 号	红沿河系列是辽宁省大连市建设的重要核电项目，1-4 号投产于 2013 年-2016 年，当前电价高于投产时和当前燃煤发电标杆电价。
	宁德 1-4 号	宁德核电机组位于福建宁德，1-4 号于 2013-2016 年陆续投产，其中宁德 1-2 号执行核电标杆电价，低于投产时燃煤发电标杆电价；3-4 号基本执行投产时燃煤发电标杆电价，低于当前核准电价。
	方家山 1-2 号	方家山核电机组是秦山核电一期扩建项目，位于中国浙江省嘉兴市，当前执行核电标杆电价，低于投产时燃煤发电标杆电价。
	福清 1-4 号	福清核电站位于中国福建省福清市，1、2 号机组于 2014/2015 年投产，3、4 号机组于 2016/2017 年投产。其中福清 1 号执行核电标杆电价，低于投产时燃煤发电标杆电价，福清 2-4 号基本执行投产时燃煤发电标杆电价。
	海南 1-2 号	海南 1 号核电机组于 2015 年并网试运行，2 号则于 2016 年投入商业运行，当前执行核电标杆电价，高于投产时燃煤发电标杆电价
“核准价+市场价”	三门 1-2 号	三门 1-2 号核电机组位于浙江省台州市三门县，1 号机组和 2 号机组于 2018 年投入商业运行，当前电价高于燃煤发电标杆电价
	海阳 1-2 号	海阳 1-2 号位于山东省海阳市，于 2019 年全部投入商业运行，当前电价高于燃煤发电标杆电价
	台山 1-2 号	台山 1-2 号位于广东省台山市，为中法两国能源领域的重大合作项目，1 号、2 号机组分别于 2018 年、2019 年投产，当前电价高于核电标杆电价，低于燃煤发电基准价

资料来源：《促进核电高质量发展的电价机制研究》郑保军等、中科院地质地球所、中国广核官网，国联证券研究所整理

**我们对 2010-2024 年各核电机组电价进行历史复盘，核电电价变动关键节点为 2013 年、2019 年。**

**2013 年执行核电标杆上网电价。**2013 年 1130 号文规定，对新建核电机组实行标杆上网电价政策，核定全国核电标杆上网电价为 0.43 元/kWh，全国核电标杆上网电价高于核电机组所在地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝加价）的地区，执行当期燃煤机组标杆上网电价。

**2019 年调整增值税税率。**2019 年国家发展改革委发布《国家发展改革委关于降低一般工商业电价的通知》（发改价格[2019]842 号），其中规定增值税税率降低到 13%，因此各核电机组标杆上网电价陆续调整，实际全国标杆封顶变为 0.4153 元/kWh，如中广核宁德 1、2 号机组，2015-2018 年执行 0.43 元/kWh 顶格标杆电价，2019 年增值税调整后则执行 0.4153 元/kWh 电价。



**特殊机组上网电价可适当提高。**1130 号文中规定，承担核电技术引进、自主创新、重大专项设备国产化任务的首台或首批核电机组或示范工程，其上网电价可在全国核电标杆电价基础上适当提高，如中国核电三门 1 号、2 号机组使用 AP1000 机组，为全球首台采用 AP1000 技术的核电机组，2018 年底商运，核准电价为 0.4203 元/kWh；中国广核台山 1、2 号机组采用 EPR 技术，也是全球 EPR 首堆，核准电价为 0.4350 元/kWh。

**图表5：在运核电项目清单及核准电价情况**

业主	机组	机型	装机容量 (MW)	投入商运时间	定价方式	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
中核	泰山一期	CNP300	310	1994/4/1	一厂一价					0.4200										0.4056
广核	大亚湾1号机组	M310	984	1994/2/1	一厂一价					0.4200										0.4056
	大亚湾2号机组	M310	984	1994/5/6	一厂一价					0.4200										
中核	泰山二期1号机组	CNP650	650	2002/4/15	一厂一价					0.4140										0.3998
	泰山二期2号机组	CNP650	650	2004/5/3	一厂一价					0.4140										0.3998
	泰山二期扩建3号机组	CNP650	660	2010/10/5	一厂一价					0.4300										0.4153
	泰山二期扩建4号机组	CNP650	660	2011/12/30	一厂一价					0.4300										0.4153
广核	岭澳1号机组	M310	990	2002/5/28	一厂一价					0.4290										0.4143
	岭澳2号机组	M310	990	2003/1/8	一厂一价					0.4290										0.4143
	岭澳3号机组	CPR1000	1086	2010/9/15	一厂一价					0.4300										0.4153
	岭澳4号机组	CPR1000	1086	2011/8/7	一厂一价					0.4300										0.4153
中核	泰山三期1号机组	Candu 6	728	2002/9/21	一厂一价					0.4640										0.4481
	泰山三期2号机组	Candu 6	728	2003/7/24	一厂一价					0.4640										0.4481
中核	田湾1号机组	VVER-1000	1060	2007/5/17	一厂一价					0.4550										0.4390
	田湾2号机组	VVER-1000	1060	2007/8/16	一厂一价					0.4550										0.4390
	田湾3号机组	VVER-1000	1060	2018/2/15	标杆电价									0.4010						0.3910
	田湾4号机组	VVER-1000	1060	2018/12/24	标杆电价									0.4010						0.3910
	田湾5号机组	M310+	1118	2020/9/8	标杆电价															0.3910
	田湾6号机组	M310+	1118	2021/6/2	标杆电价															0.3910
广核	红沿河1号机组	CPR1000	1119	2013/6/6	标杆电价					0.4142										0.3823
	红沿河2号机组	CPR1000	1119	2014/5/13	标杆电价							0.4142								0.3823
	红沿河3号机组	CPR1000	1119	2015/8/16	标杆电价							0.4142								0.3823
	红沿河4号机组	CPR1000	1119	2016/9/19	标杆电价							0.4142								0.3823
	红沿河5号机组	ACPR1000	1119	2021/7/31	标杆电价															0.3749
	红沿河6号机组	ACPR1000	1119	2022/6/23	标杆电价															0.3749
广核	宁德1号机组	CPR1000	1089	2013/4/15	标杆电价							0.4300								0.4153
	宁德2号机组	CPR1000	1089	2014/5/4	标杆电价							0.4300								0.4153
	宁德3号机组	CPR1000	1089	2015/3/8	标杆电价						0.4300		0.4055							0.3916
	宁德4号机组	CPR1000	1089	2016/7/21	标杆电价							0.4300	0.3717							0.3590
中核	福清1号机组	M310+	1089	2014/11/22	标杆电价							0.4300								0.4153
	福清2号机组	M310+	1089	2015/10/16	标杆电价						0.4300		0.4055							0.3916
	福清3号机组	M310+	1089	2016/10/24	标杆电价							0.4300	0.3717							0.3590
	福清4号机组	M310+	1089	2017/9/17	标杆电价								0.3912							0.3779
	福清5号机组	华龙一号	1150	2021/1/29	首堆单核															
	福清6号机组	华龙一号	1150	2022/3/25	首堆单核															
广核	阳江1号机组	CPR1000	1086	2014/3/25	标杆电价							0.4300								0.4153
	阳江2号机组	CPR1000	1086	2015/6/5	标杆电价							0.4300								0.4153
	阳江3号机组	CPR1000+	1086	2016/1/3	标杆电价								0.4300							0.4153
	阳江4号机组	CPR1000+	1086	2017/3/1	标杆电价								0.4300							0.4153
	阳江5号机组	ACPR1000	1086	2018/7/12	标杆电价									0.4300						0.4153
	阳江6号机组	ACPR1000	1086	2019/7/24	标杆电价															0.4153
中核	方家山1号机组	M310+	1089	2014/12/15	标杆电价							0.4300								0.4153
中核	方家山2号机组	M310+	1089	2015/2/12	标杆电价							0.4300								0.4153
	昌江1号机组	CNP650	650	2015/12/25	标杆电价							0.4300								0.4153
广核	防城港1号机组	CPR1000	1086	2016/1/1	标杆电价								0.4300							0.4153
	防城港2号机组	CPR1000	1086	2016/10/1	标杆电价							0.4140	0.4207							0.4063
	防城港3号机组	华龙一号	1180	2023/3/25	标杆电价								0.4140	0.4207						0.4063
	防城港4号机组	华龙一号	1180	2024/2/28	标杆电价															0.4063
广核	台山1号机组	EPR	1750	2018/12/14	首堆单核															0.4350
	台山2号机组	EPR	1750	2019/9/7	首堆单核															0.4350
中核	三门1号机组	AP1000	1250	2018/9/21	首堆单核															0.4203
	三门2号机组	AP1000	1250	2018/11/5	首堆单核															0.4203
国电投	海阳1号机组	AP1000	1250	2018/10/22	首堆单核															0.4151
	海阳2号机组	AP1000	1250	2019/1/9	首堆单核															0.4151
华能	石岛湾示范电站	高温气冷堆	211	2023/12/8	首堆单核															

资料来源：国家发改委，中国核电公司公告，中国广核公司公告，国联证券研究所

## 2. 电改后核电电价具备向上弹性

## 2.1 燃煤标杆/基准电价、核电核准电价关系

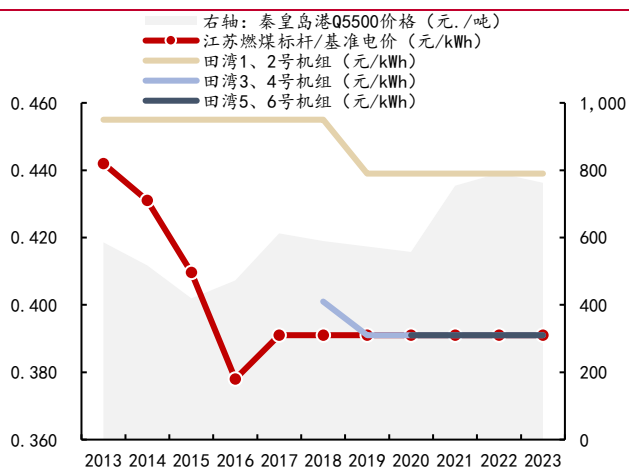
过去，燃煤标杆电价跟随煤价实行“煤电联动”。2004年4月，国家发改委发布《关于进一步疏导电价矛盾规范电价管理的通知》确立了燃煤发电标杆上网电价制度，2004年12月，发改委印发了《关于建立煤电价格联动机制的意见的通知》，建立煤炭价格和电力价格的传导机制，原则上以不少于6个月为一个煤电价格联动周期。随着煤价波动，各省燃煤标杆电价响应进行调整，但电价调整往往滞后于煤价价格变化，电力价格无法反应供需、用电成本变化。

现在，燃煤电价实行“基准价+上下浮动”。2019年，国家发改委发布1658号文，其中规定将燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化机制。2021年1439号文，规定燃煤发电全部进入市场化，价格浮动范围扩大为不超过20%，因此燃煤电价全部进入市场化。

地域差别，燃煤电价为当地核准电价指引。2013年1130号文规定，全国核电标杆上网电价高于核电机组所在地燃煤机组标杆上网电价的地区，执行当期燃煤机组标杆上网电价，我们统计江苏、浙江、广东、广西、福建、辽宁地区2013年之后当地标杆电价和核电机组电价之间关系，我们发现执行“一厂一价”机组电价仍然保持核准电价，新核准机组电价和当地燃煤电价价格水平接近，如田湾3、4号机组，2019年之后执行电价为0.391元/kWh，和江苏燃煤基准价相同。

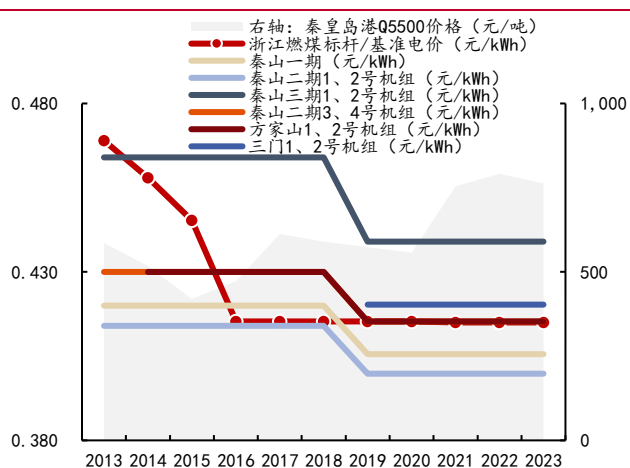
注：核电机组为含税电价，2021年之前为燃煤标杆电价（含脱硫脱硝除尘超低排放电价），2021年之后为基准价。

图表6：江苏相关电价情况



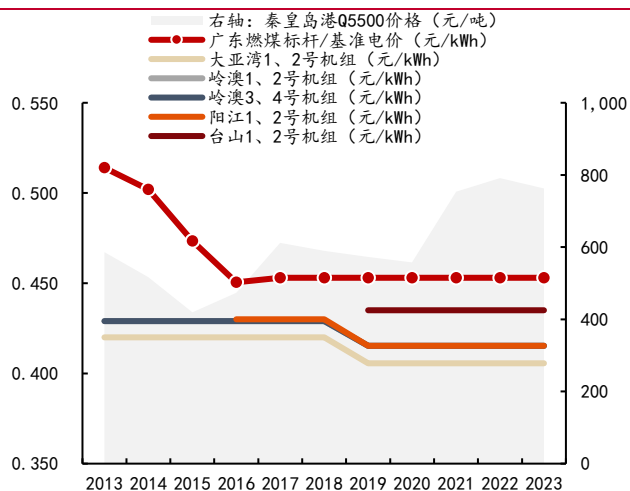
资料来源：Wind、国家发改委、江苏省物价局、中国核电公司公告，国联证券研究所

图表7：浙江相关电价情况



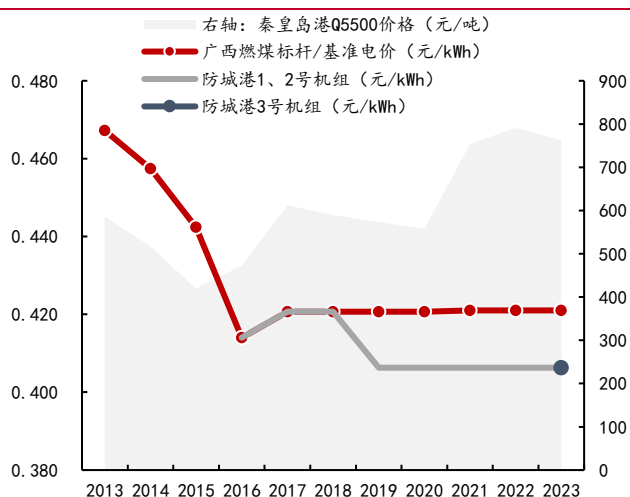
资料来源：Wind、国家发改委、浙江省物价局、中国核电公司公告，国联证券研究所

图表8：广东相关电价情况



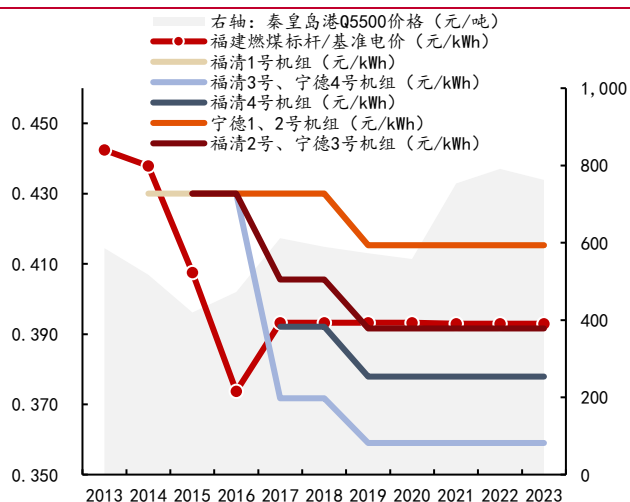
资料来源：Wind、国家发改委、广东省发改委、中国广核公司公告，国联证券研究所

图表9：广西相关电价情况



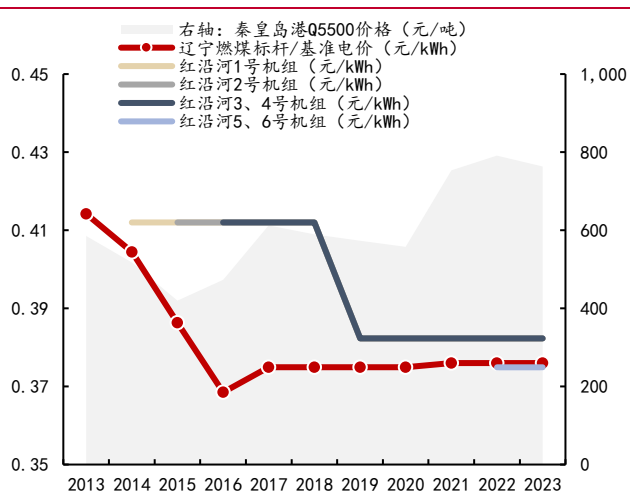
资料来源：Wind、国家发改委、广西物价局、中国广核公司公告，国联证券研究所

图表10：福建相关电价情况



资料来源：Wind、国家发改委、福建省发改委、中国核电公司公告、中国广核公司公告，国联证券研究所

图表11：辽宁相关电价情况



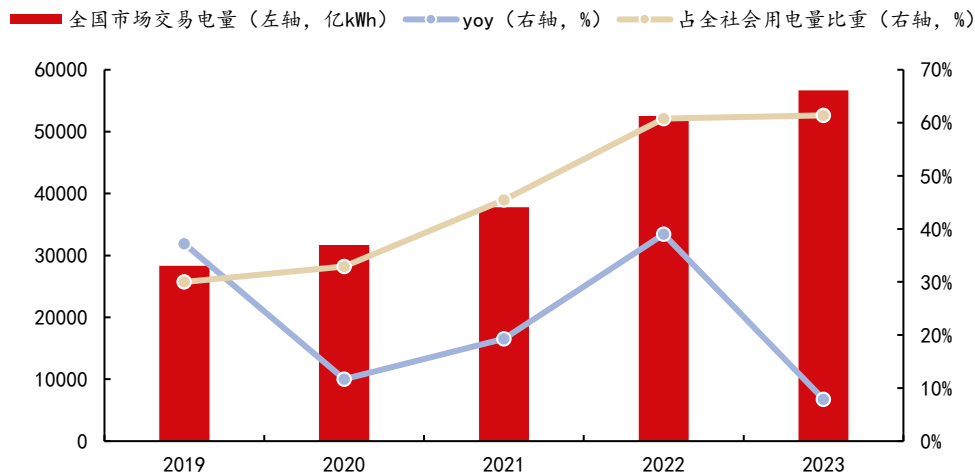
资料来源：Wind、国家发改委、辽宁省物价局、中国广核公司公告，国联证券研究所

## 2.2 电量市场化比例提升，电价更具弹性

2015年9号文后，“市场化”比例逐步提升，2023年市场化电量占比已达61.4%。

2015年9号文发布后，新一轮电改拉开序幕，政府对能源的监管方式逐渐转变，形成主要由市场决定能源价格的机制。其中提出，参与电力市场交易的发电企业上网电价由用户或售电主体与发电企业通过协商、市场竞价等方式自主确定，其他没有参与直接交易和竞价交易的上网电量，以及居民、农业、重要公用事业和公益性服务用电，继续执行政府定价。因此，在电力市场推进过程中，全国市场化交易电量及占比逐渐

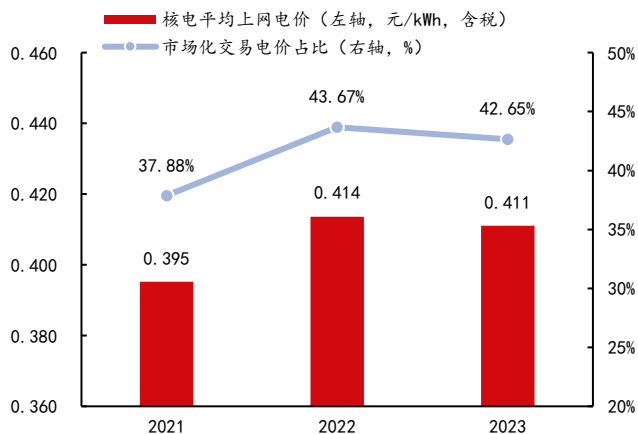
提升，2023年，全国市场交易电量56679.4亿千瓦时，同比增长7.9%，占全社会用电量比重为61.4%。

**图表12：2019-2023年全国市场化交易电量情况**


资料来源：中电联，国联证券研究所

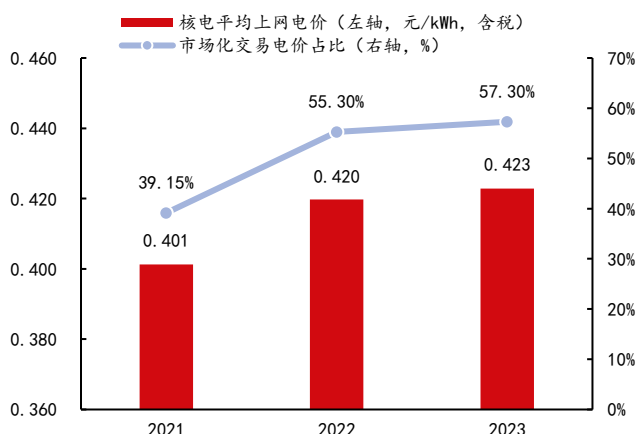
备注：2019-2020年占全社会用电量比重：全国电力市场电力直接交易电量/全社会用电量

**核电市场化交易比例增加，机制有望提高电价弹性。**核电上网电价分为两部分，一部分为计划电量上网电价（按项目商运时核准的电价执行），另一部分是市场电量上网电价（根据核电机组所在省区电力交易政策执行，随市场交易价格波动）。中国核电方面，2021-2023年核电市场化交易电价占比提升4.77pct，核电平均上网电价提升0.016元/kWh；中国广核方面，2021-2023年核电市场化交易电价占比提升18.15pct，核电平均上网电价提升0.022元/kWh。核电计划电价方面一般低于当地煤电基准电价，市场化交易部分电价则通过集中竞价、双边协商等交易，更具备向上电价弹性。

**图表13：中国核电市场化交易占比及电价变动**


资料来源：公司公告，国联证券研究所

备注：增值税税率按13%计算

**图表14：中国广核市场化交易占比及电价变动**


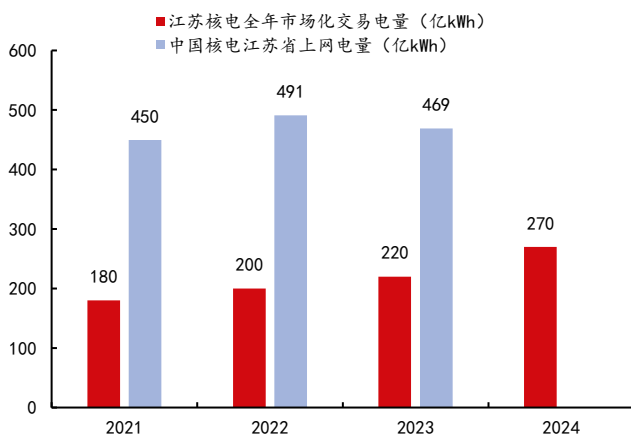
资料来源：公司公告，国联证券研究所

### 2.3 各省核电市场化政策各异

电力市场化改革持续推进，核电市场化电量占比持续提升，我们统计江苏、浙江、广东等地政策变化情况，整体来看过去核电电价为水平位标杆电价或当地煤电基准价，随着市场化电量比例提升，市场化交易电价部分有望上浮，核电电价更具弹性。

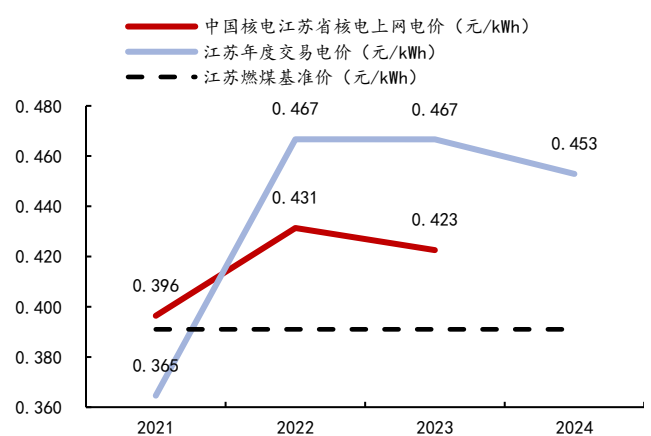
**江苏：核电参与市场化电量逐步扩大，市场化交易价格可传导。**江苏核电可参与电力中长期交易，2021-2024 年核电参与市场化电量的规模不断提升，由 2021 年不低于 180 亿 kWh 提升到 2024 年 270 亿 kWh 左右。随着市场化交易电量占比提升，2021-2023 年中国核电江苏省核电平均上网电价明显高于燃煤基准价，并且随市场化交易电价上涨而上涨，如 2022 年江苏年度交易电价提升 0.105 元/kWh，公司江苏核电上网电价提升 0.035 元/kWh。

图表15：江苏核电市场化交易情况



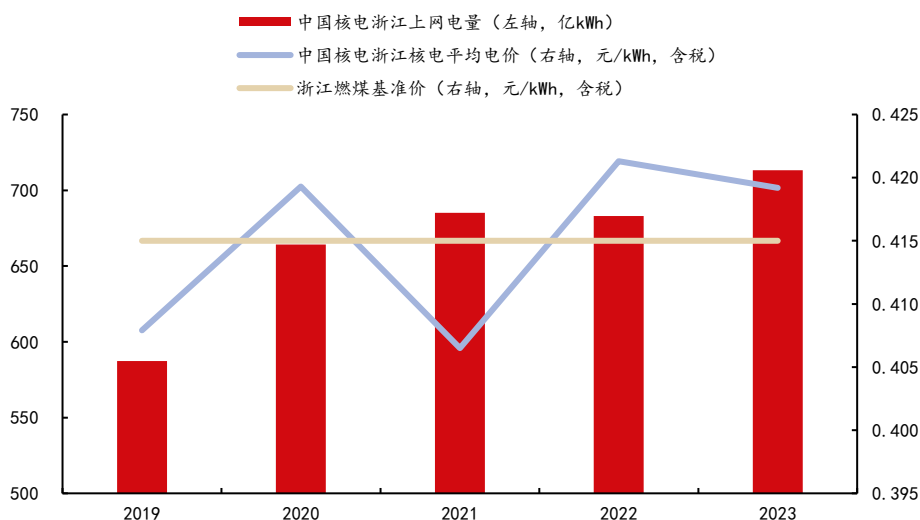
资料来源：江苏省发改委、中国核电公司公告，国联证券研究所

图表16：中国核电江苏省核电上网电价情况



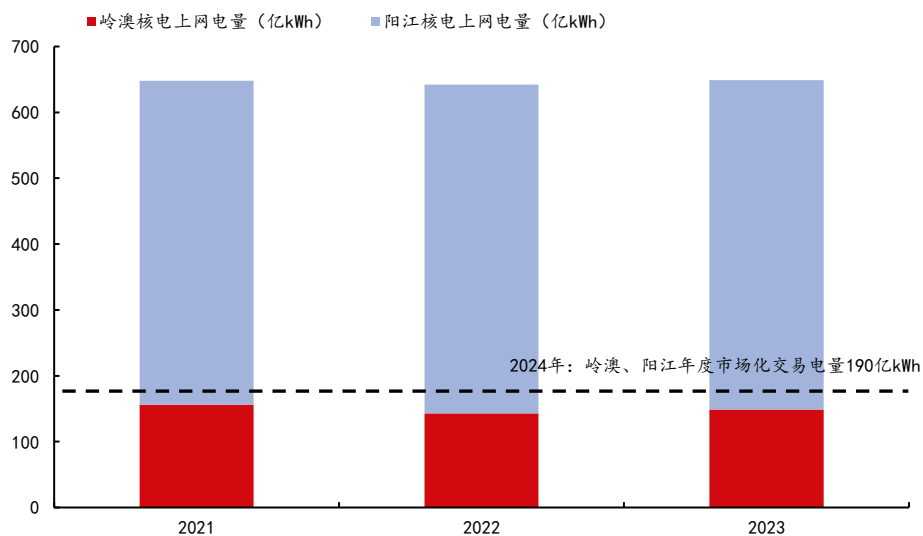
资料来源：江苏省发改委、中国核电公司公告，国联证券研究所

**浙江：2024 年秦山一期、三门核电转为保障性机组。**依据《2023 年浙江省电力市场化交易方案》，其中规定中核集团秦山一期全年市场化交易电量占其年发电量的 50%。三门核电全年市场化电量占其年发电量的 10%。而 2024 年电力市场化交易方案中则将秦山一期、三门核电执行保量保价的优先发电电量，中国核电浙江核电平均电价基本围绕着浙江燃煤基准价上下浮动。

**图表17：中国核电浙江省上网电量、电价情况**


资料来源：浙江省发改委、中国核电公司公告，国联证券研究所

**广东：岭澳核电和阳江核电全部机组进入市场，直接参与市场交易。**电量方面，我们统计 2022-2024 年广东电力交易方案，其中核电部分，岭澳核电和阳江核电全部机组进入市场，2024 年广东电力交易中心安排岭澳、阳江核电年度市场化电量约 195 亿 kWh。电价方面，广东设置超额回收机制，对核电机组的年度、月度中长期交易电量，按照对应交易品种成交均价与市场参考价之差（负值置零）的 85% 从核电机组进行回收。

**图表18：岭澳、阳江核电上网电量情况**


资料来源：广东省发改委、中国广核公司公告，国联证券研究所

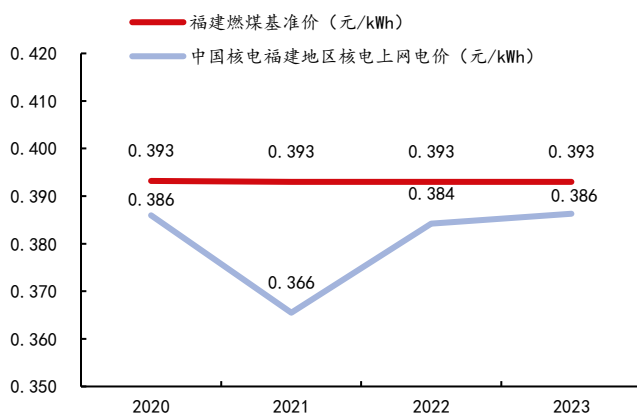


**福建：除华龙一号外全部上网电量参与市场交易，电价相对稳定。**依据 2024 年福建省电力交易方案，福清核电 1—4 号机组、宁德核电 1—4 号机组原则上全部上网电量参与市场交易，华龙一号等核电机组上网电量用于保障居民、农业优先购电，核电市场化交易规模方面，2023 年-2024 年由 434 亿 kWh 提升至 640 亿 kWh，市场化交易规模不断提升。我们以中国核电福建地区电价数据来看，除 2021 年有小幅下降，其他年份核电电价相对稳定。

**图表19：福建省 2023/2024 核电市场交易区别**

	2023	2024
市场化交易主体	核电机组原则上全部上网电量（除华龙一号以外）参与市场交易	福清核电 1—4 号机组、宁德核电 1—4 号机组原则上全部上网电量参与市场交易
市场化交易规模	434（亿 kWh）	640（亿 kWh）

资料来源：福建省发改委，国联证券研究所

**图表20：中国核电福建地区核电电价情况**


资料来源：福建省发改委，中国核电公司公告，国联证券研究所

### 3. 投资建议：关注受益电价弹性的核电运营商

核电上网电价，大部分为计划电量上网电价，电价稳定确保运营商整体业绩，少部分是市场电量上网电价，受电力市场供需影响，但市场结算价格相对稳定。

#### 3.1 中国核电：业绩稳健分红稳定，具备高成长性

中国核电在建机组持续增加，未来商运机组规模具备持续成长性。电价方面，公司 2023 年市场化交易电量占比 44.57%，公司核电机组地处电力需求较高省份，利用小时数、电价有望保障。公司业绩稳定，分红有望逐步提升，2023 年公司股利分配总额约 36.8 亿元，现金分红比例为 34.67%，依据中国核电《公司章程》，公司每年以现金分红分配的利润不少于当年实现的可分配利润的 30%，当前处于资本开支高峰，在建机组建成后，资本开支降低，未来分红比例有望提升。

#### 3.2 中国广核：新增机组投产贡献业绩，电价总体平稳

台山核电检修完成重启发电，防城港 4 号机组投产，新增装机助力公司业绩提升。分

红稳定，公司 2021-2025 年度分红在 2020 年的基础上保持比例适度增长。2023 年公司市场化比例约为 52.4%，市场化电价变动受不同地区市场化电价和电量影响，总体保持平稳。

## 4. 风险提示

**核电机组建设不及预期：**核电机组成长性主要来自于新建机组投产，若新增装机进度推迟，一方面核电运营商要增加资本开支，另一方面也影响当年收入。

**电力市场化交易风险：**电力市场供需格局可能会带来交易电价变动，同时其他电源发电量增长，也会造成供大于求的局面，竞价报价较低，影响运营商业绩。

## 分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

## 评级说明

投资建议的评级标准		评级	说明
报告中投资建议所涉及的评级分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后6到12个月内的相对市场表现，也即：以报告发布日后的6到12个月内的公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。其中：A股市场以沪深300指数为基准，北交所市场以北证50指数为基准；香港市场以摩根士丹利中国指数为基准；美国市场以纳斯达克综合指数或标普500指数为基准；韩国市场以柯斯达克指数或韩国综合股价指数为基准。	股票评级	买入	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅大于10%
		增持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在5%~10%之间
		持有	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在-5%~5%之间
		卖出	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅小于-5%
	行业评级	强于大市	相对表现优于同期相关证券市场代表性指数
		中性	相对表现与同期相关证券市场代表性指数持平
		弱于大市	相对表现弱于同期相关证券市场代表性指数

## 一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属国联证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“国联证券”）。未经国联证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为国联证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，国联证券不因收件人收到本报告而视其为国联证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但国联证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当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、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，国联证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，国联证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。

国联证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、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和/或交易观点。国联证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。国联证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

## 特别声明

在法律许可的情况下，国联证券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。因此，投资者应当考虑到国联证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

## 版权声明

未经国联证券事先书面许可，任何机构或个人不得以任何形式翻版、复制、转载、刊登和引用。否则由此造成的一切不良后果及法律责任由私自翻版、复制、转载、刊登和引用者承担。

## 联系我们

北京：北京市东城区安外大街208号致安广场A座4层  
 无锡：江苏省无锡市金融一街8号国联金融大厦16楼

上海：上海市虹口区杨树浦路188号星立方大厦8层  
 深圳：广东省深圳市福田区益田路4068号卓越时代广场1期13楼