

# 电力过剩与紧张矛盾吗？

## ——电力行业系列报告（8）



: 郑丹丹 执业证书编号: S1230515060001



: 021-80108040



: zhengdandan@stocke.com.cn

高志鹏（联系人）

021-80105923

gaozhipeng@stocke.com.cn

### 行业评级

电力

看好

### 报告导读

近年来电力供给相对过剩几乎已经成为共识，但2017年底与2018年中，部分地区却呈现出紧张格局。这种现象矛盾吗？如何化解？

### 投资要点

#### □ 电力需求有望维持中低速增长，总装机规模或仍需适度控制

中长期来看，用电量增速与名义GDP增速存在较强的相关性，如果同时考虑国内经济结构转型以及节能减排的持续推动，单位GDP能耗与电耗均有望保持平稳下行。据此，我们预计，国内用电量增速有望维持在4-6%的中低速水平，基于此电力装机总规模仍需适度控制。

#### □ 时空错配，局部地区或仍面临阶段性紧张问题

全国电力供给相对过剩的格局却无法掩盖局部地区仍然存在偏紧的状态，国内仍有近一半省区存在电力输入。如从时间分布来看，以水电占比较多的四川为例，受制于水电发电波动影响，四川省火电极限利用小时数很难提高到4000以上，如强制要求其达到全国平均，大概率会在枯水季节造成供应紧张。

#### □ 如何平衡总体过剩与局部紧张

基于需求与供给的不同情境分析来看，乐观需求与悲观供给组合情况下的火电利用小时数较悲观需求与乐观供给情况下的火电利用小时数高出近700h，基于电网安全与保证供给的角度来看，谨慎情境将是电力装机增长规划的约束条件，适当提升装机裕度，并辅以调峰补偿是解决过剩与紧张并存问题的方法。从电力装机清洁化趋势、资源瓶颈限制以及潜在成本降低三个方面来看，核电、风电、火电有望保持长期增长，其中核电建设规模较规划差距最大，中期来看存在较大短板。

#### □ 投资建议

我们认为，未来数年国内用电量增速有望保持在合理低水平，从电网安全和保障供给的谨慎角度出发，电力装机规模仍需以此为基础适度提升，从装机结构来看，核电、风电、光伏等清洁能源发电有望成为后续增长主力。其中，核电存在较大短板，新机组有望年内核准，建议关注：东方电气、久立特材、中国核电。光伏领域建议关注：隆基股份、福斯特、太阳能。风电领域建议关注：金风科技、东方电缆、福能股份。

#### □ 风险提示

低成本电储能技术的快速推广、用电量需求持续低预期而导致的官方预期调整。

### 相关报告

- 1《电力行业系列报告 7：气候因素是2018年上半年用电量加速增长主因》2018.08.15
- 2《浙商证券 电力行业系列报告 6：需求预期提升将持续主导火电盈利改善》2018.07.18
- 3《电力行业系列报告 5：高温天气为5月用电量加速增长主因》2018.06.25
- 4《浙商证券 控价力度坚决，火电反转确定》2018.05.24
- 5《电力行业系列报告 4：需求预期依然乐观，有助煤价回归合理区间》2018.04.08

报告撰写人：郑丹丹

数据支持人：高志鹏

## 正文目录

<b>1. 电力需求有望维持中低速增长，总装机规模或仍需适度控制</b>	<b>3</b>
1.1. 用电量增速与名义 GDP 增速存在较强相关性	3
1.2. 总量稳中求进，结构不断优化，用电量增速有望维持合理低水平	4
1.3. 电力装机增长规模或仍需适度控制	6
<b>2. 时空错配，局部地区或仍面临阶段性紧张问题</b>	<b>7</b>
2.1. 空间分布不均，多地区仍需电力输入	7
2.2. 供需因时而异，亦无法如愿完美匹配	8
2.3. 多地电力需求预警，局部地区夏季高峰压力仍存	10
<b>3. 如何平衡总体过剩与局部紧张</b>	<b>11</b>
3.1. 提升装机裕度，进行合理补偿，或可解决时空错配	11
3.2. 如需新增装机，何种装机更应得到重视	12
<b>4. 投资建议</b>	<b>14</b>
<b>风险提示</b>	<b>14</b>

## 图表目录

图 1: 2001-2017 用电量增速与 GDP 增速变动趋势	3
图 2: 2001-2017 单位 GDP 能耗变动趋势	4
图 3: 2001-2017 三次产业对 GDP 增速贡献统计	5
图 4: 2005-2017 三次产业单位 GDP 电耗 (度/元)	5
图 5: 2010-2017 分结构新增装机统计	6
图 6: 江西省及全国 2007-2017 火电利用小时统计	8
图 7: 近 3 年上半年气候气温因素电量分解 (亿度)	9
图 8: 核电利用水平突出可有效缓解当下电力缺口释放火电调峰能力	13
表 1: 国外主要经济组织对中国 2017-2018 年 GDP 增速预测	4
表 2: 2010-2017 国内电力装机与用电量增速统计及对利用小时数影响	6
表 3: 2017 年主要省区的电力缺口情况统计	7
表 4: 加快推进 9 项输变电重点工程	8
表 5: 四川火电极限利用小时数测算	9
表 6: 2018 年夏季国内部分地区电力供给形势汇总	10
表 7: 供需错配对火电利用小时数波动影响对比	11
表 8: 部分地区调峰补偿机制的标准	12
表 9: 主流电源类型建设成本及潜在成本电动趋势判断统计	12
表 10: 电力发展“十三五”规划中相关目标完成情况	13

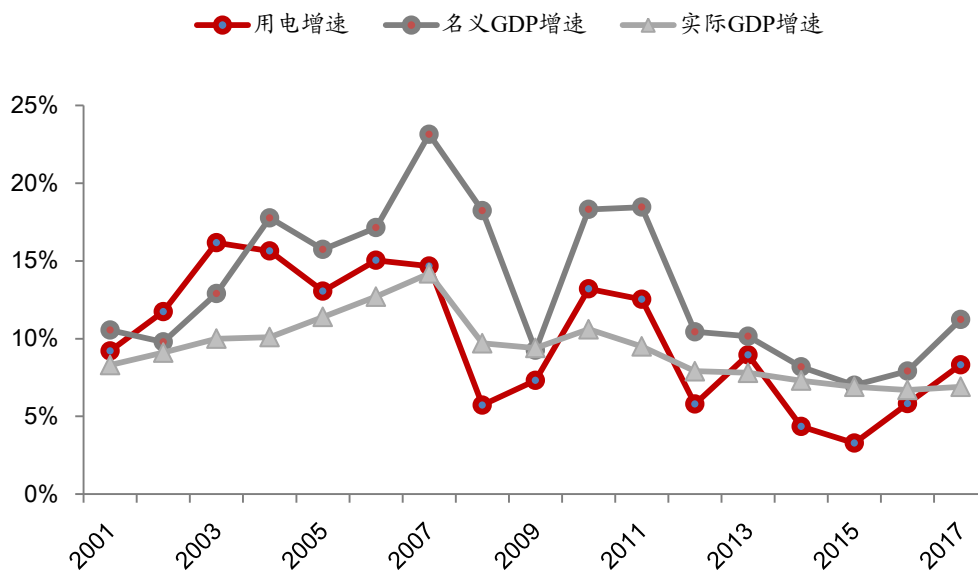
## 1. 电力需求有望维持中低速增长，总装机规模或仍需适度控制

### 1.1. 用电量增速与名义 GDP 增速存在较强相关性

电力需求与经济发展高度相关，不同的时期会呈现出不同的特性。在电气化高度发达的时代，电力消费涉及到我们日常生活的方方面面，大到工业生产电力，小到日常生活需求，因此电力消费会随着社会经济的不断发展而保持提高，用电量增速会与 GDP 增速呈现出较强的相关性。

用电量增速与名义 GDP 变动趋势更为相近。从以往的历史经验来看，用电量增速与名义 GDP 增速之间的变动趋势更为相似，我们认为这情况较为合理，因为短期的生产经营和生活消费大概率会受到货币幻觉的影响，进而带动用电需求的波动。图 1 为 2001-2017 用电量增速与名义 GDP 增速和实际 GDP 增速之间的走势图，考虑数据可得性及延续性，我们分别选取统计局公布的年度电力终端消费量、GDP 现价、GDP 不变价同比计算用电量增速、名义 GDP 增速和实际 GDP 增速。

图 1：2001-2017 用电量增速与 GDP 增速变动趋势



资料来源：Wind、浙商证券研究所

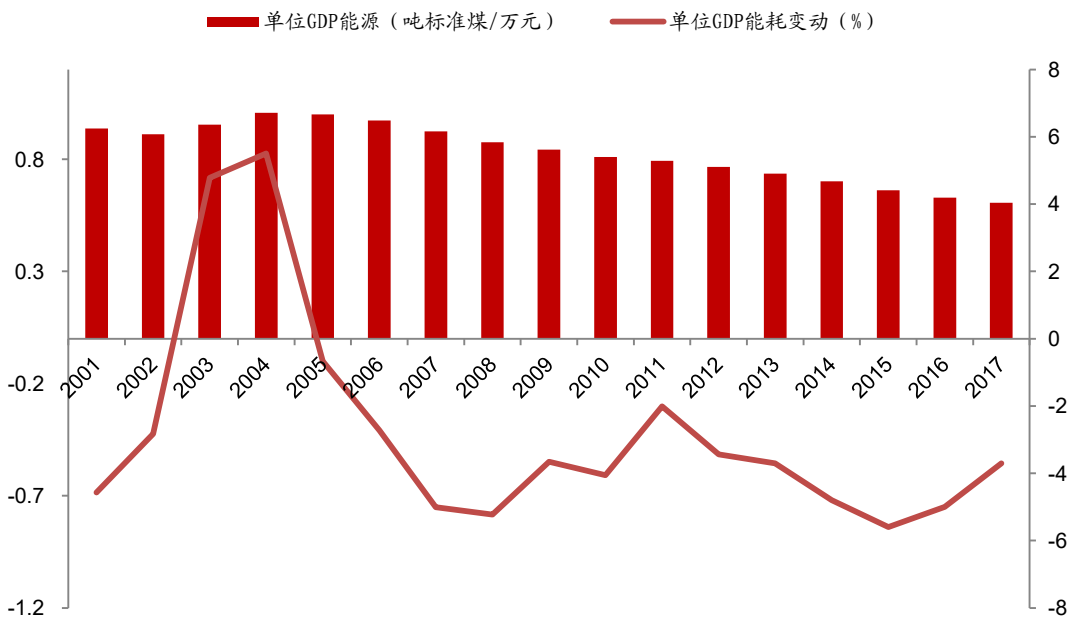
二者在部分年份仍然会出现背离。2001-2017 年的 17 年中，用电量增速的变动方向并不是完全与名义 GDP 增速变动方向相同，其中 2004 年、2007 年、2009 年、2013 年差异较为明显，而在这些年份，也引起了学术界关于用电量增速是否与 GDP 增速相关的广泛讨论，甚至存在对于 GDP 增速真实性的质疑。我们认为，影响用电量增速的原因很多，长期因素包括，产业结构调整、消费习惯转变、能源替代、技术进步、气候变化等，短期来看会受到经济周期波动、短期外部冲击、天气变化、自然灾害等因素影响，因此用电量增速无法完全与 GDP 增速变动相匹配。

短期扰动因素会逐步消除，长期变化积累将一直持续。中电联于 2014 年初发布的《2014 年度全国电力供需形势分析预测报告》，其中的相关表述为“主要受宏观经济企稳回升、夏季持续高温天气、冬季气温偏暖等影响，前三季度用电增速逐季回升，第三季度最高达 10.9%，第四季度增速回落，仍达到 8.4%，高于全年及上年同期增速”，从中我们不难看出，根据其判断，宏观经济的回暖和天气是影响用电量增速波动的主要原因，如继续从细分情况来看，宏观经济的回暖主要是受益于高耗能产业需求的回暖，其中化工、建材、黑色金属、有色金属四大行业全年合计用电同比增长 6.0%，有效的支撑了当年用电需求，其中 2013 年国内钢产量同比增速为 12%左右，为 2010 年至今的最高水平，

因此我们判断 2013 年的用电量增速，主要受周期性产业产量释放和天气因素带来的波动，而从后续的用电量增速和名义 GDP 增速之间的差距变化来看，用电量增速的提升并没有持续。2007-2010 年之间用电量增速与 GDP 增速变动差异性较大的主要原因我们认为或许更多与金融危机的传导及后续国内应对政策释放有关，而在危机影响逐步减弱后，关于用电量增速与 GDP 增速相关性的学术讨论也有所减弱。

长期来看，经济增长方式的转变或将导致用电量增速长期低于名义 GDP 增速。近年来国内经济增长方式不断调整，节能降耗越来越受到重视，这使得国内单位 GDP 能耗在 2005 年之后便保持着持续下行趋势，如图 2 所示。如横向对比来看，2017 年中国单位 GDP 能耗约为美国的 2.2 倍，在产业结构调整 and 能源效率提升方面依然具备较大的空间，因此，我们判断，长期来看用电量增速或持续低于 GDP 增速，且从 2014 年之后的情况来看，这一趋势一直维持。

图 2：2001-2017 单位 GDP 能耗变动趋势



资料来源：Wind、浙商证券研究所

## 1.2. 总量稳中求进，结构不断优化，用电量增速有望维持合理低水平

近年来中国经济总体维持稳中有进的格局，但是近期经济运行稳中有变，外部环境发生明显变化。2008 年之后，中国经济发展总体平稳，且 2017 年 GDP 增速达到 6.9%，实现 2010 年以来的首次增速回升。展望未来数年，我们认为，中国经济稳中有进的总基调将保持不变，产业结构调整的大趋势仍将延续，中国经济整体抗风险能力持续强化。短期外部冲击或将增加经济发展的不确定性，但是只要应对得当，中国经济仍有望在未来数年保持平稳增长的态势。表 1 为国外主要经济组织对中国 2017-2018 年 GDP 增速预测。

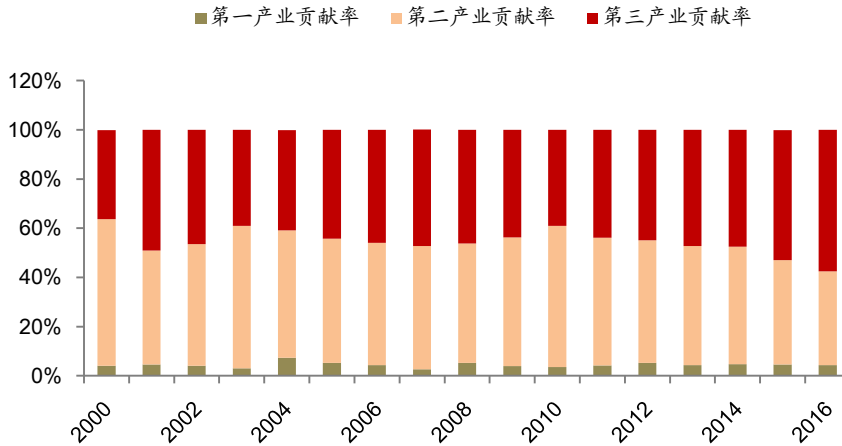
表 1：国外主要经济组织对中国 2017-2018 年 GDP 增速预测

机构名称	2017	2018	2019
IMF	6.80%	6.60%	6.4%
世界银行	6.70%	6.50%	6.3%
亚洲开发银行	6.50%	6.60%	6.4%
OECD	6.80%	6.70%	6.4%

资料来源：主要经济组织相关报告、浙商证券研究所

产业结构持续优化，第三产业对 GDP 增速贡献持续提升。从三次产业协调发展来看，近年来第三产业对经济增速贡献持续提高，至 2016 年其对 GDP 增速贡献已经达到 57.5%，如图 3。此外，从工业产业内部来看，结构优化也在持续推动，2018 年 1-7 月，国内规模以上工业增加值同比增速为 6.6%，但医药制造业、计算机通信及电子、专用设备制造业均保持 10%以上增速，较传统高载能产业保持更强发展动力。

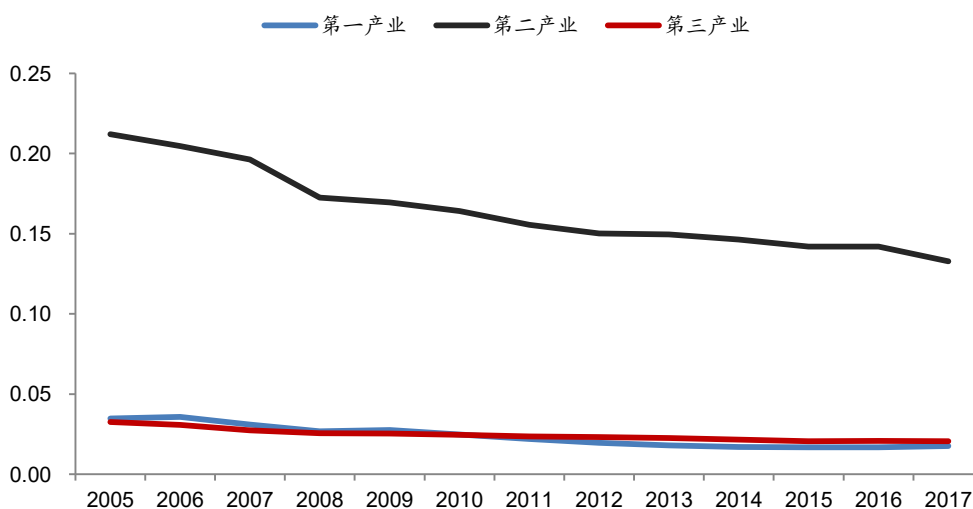
图 3：2001-2017 三次产业对 GDP 增速贡献统计



资料来源：Wind、浙商证券研究所

产业结构调整亦将导致单位 GDP 电耗趋势性下行。根据 2005-2017 年三次产业单位 GDP 电耗统计来看，基本维持下行趋势，如图 4。且行业横向对比来看，第二产业单位 GDP 电耗约为 0.13 度/元，而第三产业和第一产业分别为 0.02 和 0.017 度/元，第二产业单位 GDP 电耗为第一产业和第三产业的 6 倍左右，如考虑第三产业较第二产业维持更高的增长势头，则产业结构优化亦将导致单位 GDP 电耗趋势性下行。

图 4：2005-2017 三次产业单位 GDP 电耗 (度/元)



资料来源：Wind、浙商证券研究所

用电量增速有望维持合理中低水平。展望未来几年，国内 GDP 增速或维持在 6%-7% 的水平，而产业升级仍有望持续推进，考虑第三产业占比持续提升的趋势，以及节能减排带来的单位 GDP 能耗的持续降低，如不考虑外部冲击、短期非可控因素的影响，国内用电量增速有望维持在 4%-6% 的中低增速水平。

### 1.3. 电力装机增长规模或仍需适度控制

**电力装机增速应与用电量增速相匹配。**在用电量增速保持中低水平的情况下，如果电力装机增速大幅超过用电量增速，将大概率会带来发电设备利用小时数的降低，进而造成产能闲置和资源浪费。表 2 为 2010-2017 国内电力装机与用电量增速统计及对利用小时数影响，其中 2014-2016 电力装机增速显著高于用电量增速，进而造成整体电力装机利用小时数的下滑尤其是火电利用小时数的下滑。

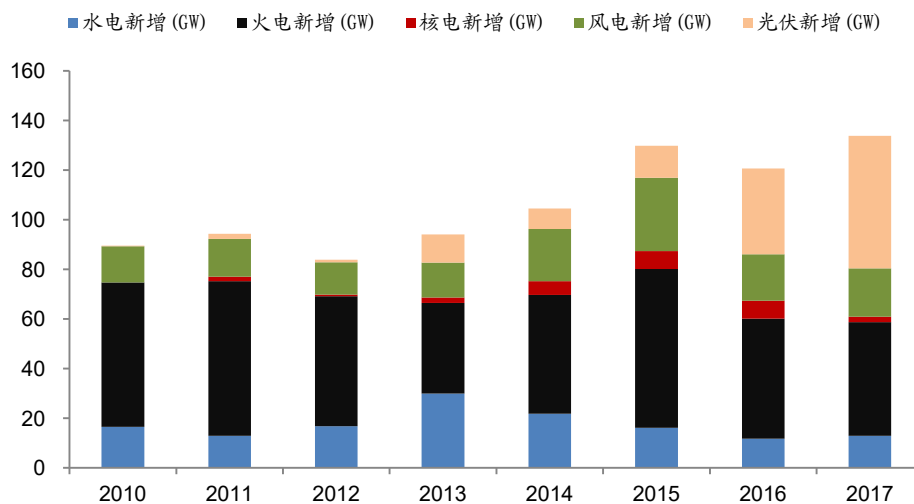
表 2：2010-2017 国内电力装机与用电量增速统计及对利用小时数影响

	水电新增(GW)	火电新增(GW)	核电新增(GW)	风电新增(GW)	光伏新增(GW)	累计装机增速	用电量增速	利用小时	火电利用小时
2010	16.43	58.31	0.00	14.57	0.20	10.56%	14.76%	4,660	5,031
2011	12.83	62.41	1.75	15.28	1.96	9.25%	11.97%	4,731	5,294
2012	16.76	52.36	0.66	12.96	1.07	8.44%	5.60%	4,572	4,965
2013	29.93	36.50	2.21	14.06	11.30	8.95%	7.50%	4,511	5,012
2014	21.80	47.91	5.47	21.01	8.25	9.40%	3.80%	4,286	4,706
2015	16.08	64.00	7.24	29.61	12.82	10.41%	0.52%	3,969	4,329
2016	11.74	48.36	7.20	18.73	34.59	9.23%	5.01%	3,785	4,165
2017	12.87	45.78	2.18	19.52	53.38	7.98%	6.57%	3,786	4,209

资料来源：浙商证券研究所

从结构来看，控制火电新增装机仍将是更为有效的避免资源浪费的手段。由于国内电力消纳顺序以清洁能源优先，所以火电利用小时数波动较整体更大，如同时考虑到国内清洁能源替代的大趋势，控制火电新增装机规模仍将是避免资源浪费的主要手段。图 5 为 2010-2017 年国内分结构新增发电装机统计。

图 5：2010-2017 分结构新增装机统计



资料来源：Wind、浙商证券研究所

## 2. 时空错配，局部地区或仍面临阶段性紧张问题

### 2.1. 空间分布不均，多地区仍需电力输入

全国电力供给过剩并不代表局部地区过剩，空间分布不均现象长期存在。中国幅员辽阔，各地区之间的地理条件、气候条件、资源禀赋、经济发展状况均存在着较大的差异，因此局部地区的电力供需也存在较为明显的不平衡。从有统计的 31 个省区的情况来看，其中有 19 个省区在 2017 年的用电需求高于发电供给，如剔除缺口占比 10% 以下的省份，则共有 14 个省区需要外部提供电力供给以满足自身需求，如表 3。

**表 3：2017 年主要省区的电力缺口情况统计**

	用电量 (亿度)	发电量 (亿度)	电力缺口 (亿度)	缺口占比
北京	1066.89	387.80	679.09	63.65%
上海	1526.77	830.30	696.47	45.62%
重庆	992.65	690.50	302.15	30.44%
天津	805.59	609.30	196.29	24.37%
广东	5958.97	4515.90	1443.07	24.22%
浙江	4192.63	3259.20	933.43	22.26%
河北	3441.74	2777.30	664.44	19.31%
江西	1293.98	1046.60	247.38	19.12%
青海	687.01	561.00	126.01	18.34%
江苏	5807.89	4775.10	1032.79	17.78%
辽宁	2135.50	1805.70	329.80	15.44%
湖南	1581.51	1349.20	232.31	14.69%
河南	3166.17	2703.50	462.67	14.61%
西藏	58.19	50.20	7.99	13.73%

资料来源：Wind、浙商证券研究所

京津冀、江浙沪等缺口省区相互毗邻，从而形成较大地理范围缺口集中区域。从主要缺口地区来看，北京、天津、河北、河南、山东等地毗邻，覆盖国土面积 54.22 万平方公里，合计人口 3.07 亿，电力缺口为 2454 亿度，缺口占比达到 17.64%，在地理形成了一个较大的整体缺口区域；上海、江苏、浙江、江西等四省区亦毗邻，且相互间经济往来较多，四省区电力总缺口约为 2910 亿度，缺口占比更是高达 22.69%。我们认为，我国电力缺口区域较为集中，从而加剧了毗邻地区相互送电的难度，带动了远距离送电的需求，因而整体空间分布不均衡的问题显得更为严重。

特高压项目再度提上日程，远距离送电缓解局部缺口是多条线路建设的主要目的。据“中国能源报”微信公众号 9 月 7 日报道，国家能源局于近日印发《关于加快推进一批输变电重点工程规划建设工作的通知》，落款日期 2018 年 9 月 3 日。根据文件，将在 2018-2019 年核准并开工“青海-河南”、“陕北-湖北”、“雅中-江西”、“白鹤滩-江苏”、“白鹤滩-浙江”、“张北-雄安”、“南阳-荆门-长沙” 7 条特高压输电工程，分为“5 直 2 交”，以直流特高压工程为主。其中“青海-河南”、“陕北-湖北”、“雅中-江西” 3 项工程分别配套建设 2 项、1 项、2 项特高压交流工程。本次《通知》同时提出加快推进的还有“云贵互联通道工程”、“闽粤联网工程” 2 个输变电重点工程。上述 9 项工程中，有 4 项预计将在 2018 年第四季度核准开工，剩余工程预计将在 2019 年核准开工，相关具体信息如表 4 所示。

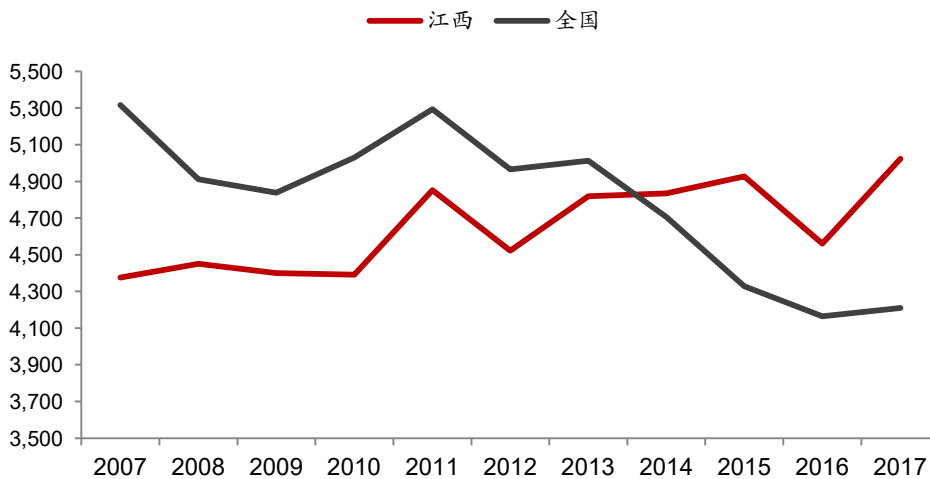
表 4：加快推进 9 项输变电重点工程

序号	项目简称	类型 (交/直流)	输电能力 (GW)	预计核准 开工时间	建设方案
1	青海-河南±800kV	直流	8	2018 年四季度	落点河南驻马店；配套建设驻马店-南阳、驻马店-武汉特高压交流工程
2	陕北-湖北±800kV	直流	8	2018 年四季度	落点湖北武汉；配套建设荆门-武汉特高压交流工程
3	张北-雄安 1000kV	交流	6	2018 年四季度	双回路建设
4	雅中-江西±800kV	直流	8	2018 年四季度	落点江西南昌；配套建设南昌-武汉、南昌-长沙特高压交流工程
5	白鹤滩-江苏±800kV	直流	8	2019 年	
6	白鹤滩-浙江±800kV	直流	8	2019 年	
7	南阳-荆门-长沙 1000kV	交流	6	2019 年	双回路建设
8	云贵互联通道±500kV	直流	3	2019 年	
9	闽粤联网（背靠背）	直流	2	2019 年	建设直流背靠背及相关配套工程

资料来源：“中国能源报”微信公众号、国家能源局、浙商证券研究所

江西省 2017 年火电利用小时数创十年新高，电力供给形势可谓严峻。2008-2017 年之间，江西省用电规模从 547 亿度提高到 1294 亿度，复合增速高达 10%，较全国平均水平高出近 3 个百分点。在此期间，江西省电源新增装机复合增速亦在 10% 左右，但火电新增装机复合增速仅为 8%，进而造成江西省火电利用小时数在 2008 年之后均处在较高水平，显示出与全国整体形势相反的变动情况。2017 年江西省火电利用小时数突破 5000，达到 5023，创出该省火电利用小时数十年新高。图 6 为江西与全国 2007-2017 火电利用小时数统计。

图 6：江西省及全国 2007-2017 火电利用小时统计



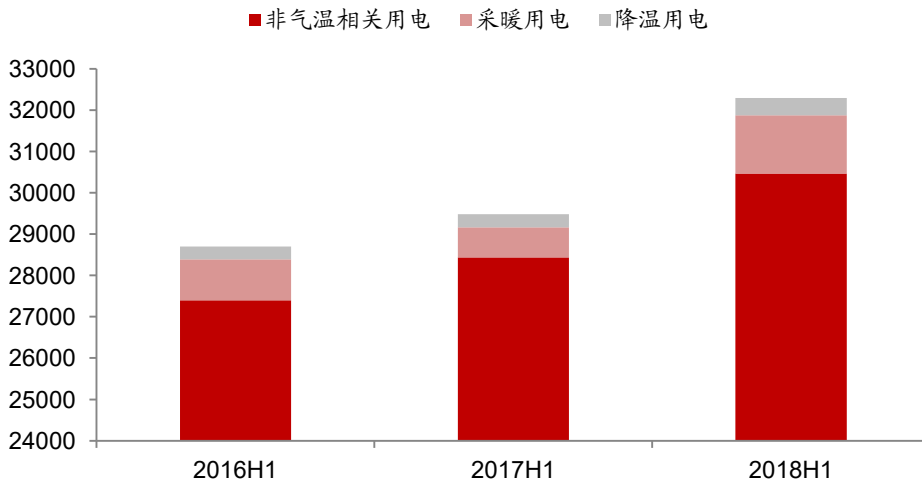
资料来源：Wind、浙商证券研究所

## 2.2. 供需因时而异，亦无法如愿完美匹配

天气因素引致的用电需求波动，难以较早提前预判，需求时间分布不均亦将导致电力供给偏紧现象发生。天气变化会通过采暖与降温需求带动用电量波动，其对第三产业和城乡居民生活用电量增速有较大影响，同时也会在一定程度上影响第二产业用电量水平。对于短期内的天气变化，目前我们的预测系统可以相对准确的做出判断，但跨越月度甚至年度的预测，由于会受到一定时期内人类生产生活活动以及多种随机因素影响的冲击，因此从理论上也很难预判。

《中国电力报》于 2018 年 8 月 6 日发《三大主因拉动用电快速增长》，根据该文章的相关测算和统计图表分析，非气候因素对 2017 年上半年和 2018 年上半年用电量增速影响分别为 7%和 7.22%，影响用电量增速提升 0.22 个百分点，而 2017 年上半年和 2018 年上半年气候因素对用电量增速的影响分别为-0.66%和 2.21%，影响用电量增速提升 2.87 个百分点。因此我们判断，2018 年上半年用电量增速由去年同期的 6.34%上升到 9.43%的主要原因，就在于天气的影响。图 7 为近 3 年上半年气温因素电量拆解情况。

图 7：近 3 年上半年气候气温因素电量分解（亿度）



资料来源：《中国电力报》、浙商证券研究所

部分清洁能源装机为间歇性电源，发电出力无法有效调控，供给时间错配问题亦可导致部分时段供给偏紧。水电、风电、光伏等清洁能源发电为间歇性电源，三者当中仅水电可在一定范围内储备势能择机转化为电能。如全部依靠以上三种清洁能源发电提供所有电能需求，在储能技术未大规模推广的前提下，势必造成部分时间电能过剩，而另外部分时间则供给不足。

局部地区如存在较多间歇性电源，将降低相应调峰电源整体年度发电能力。由于要配合间歇性清洁能源发电，调峰电源需进行相应的功率调节以适应间歇性电源的发电节奏，当间歇性电源发电能力充足时，其有可能在短时间内完全满足局部需求，这时调峰电源处于全部停机状态，但当间歇性电源发电能力不足时，调峰电源则需要具备足够大的发电能力以应对局部短时需求，这样势必会在间歇性电源发电能力充足时造成调峰电源发电能力的浪费。

仅考虑水电季节性波动带来的间歇性影响，四川省火电利用小时数极限或在 4100 左右。四川省是我国水电大省，2017 年水电发电量达到 2909.9 亿度，占比达到 87%，受水电挤压影响，近年来四川火电整体经营低迷，甚至有机组常年备用，但我们必须认识到，对于保障电网安全和低谷用电，火电机组不可或缺。我们以 2015-2017 三年间四川省月度用电、电力外送情况等数据为依据，测算极端情况下四川省火电利用小时数仅为 4074，显著低于其应有极限利用情况，如考虑一定安全裕度，极端情况下亦很难达到 4000 以上，表 5 为具体测算数据表。

表 5：四川火电极限利用小时数测算

月份	用电量 (亿度)	外送电量 (亿度)	电量总需求 (亿度)	水电装机 (亿千瓦)	火电最低装机 (亿千瓦)	水电利用小时	水电发电量 (亿度)	火电应发电量 (亿度)	火电利用小时
1	177.00	36.07	213.06	0.7714	0.1080	213.20	164.46	48.60	450
2	151.69	45.80	197.48	0.7714	0.1080	202.03	155.85	41.64	386
3	152.68	74.17	226.85	0.7714	0.1080	234.54	180.93	45.93	425
4	161.90	29.27	191.17	0.7714	0.1080	202.45	156.17	35.00	324

5	164.55	55.85	220.40	0.7714	0.1080	239.35	184.63	35.77	331
6	178.40	108.67	287.07	0.7714	0.1080	330.74	255.13	31.93	296
7	188.56	155.11	343.67	0.7714	0.1080	403.34	311.13	32.53	301
8	203.30	150.87	354.17	0.7714	0.1080	412.63	318.30	35.87	332
9	183.98	136.12	320.10	0.7714	0.1080	380.43	293.47	26.63	247
10	171.20	138.33	309.53	0.7714	0.1080	363.17	280.15	29.38	272
11	182.79	81.96	264.74	0.7714	0.1080	299.25	230.84	33.90	314
12	183.51	42.38	225.88	0.7714	0.1080	237.29	183.05	42.84	397
全年						3518.42			4074

资料来源：Wind、浙商证券研究所

### 2.3. 多地电力需求预警，局部地区夏季高峰压力仍存

2018年5月以来，受国内整体入夏偏早影响，局部地区电力供应出现紧张。其中南方电网在5月24日创下1.6445亿千瓦的新纪录，较去年同期最高负荷同比增长25.48%，广东、广西、云南、贵州、海南五省统调最高负荷分别较去年最高负荷增长27.06%、43%、16.66%、8.52%和6.48%。此外，北京、天津、河北南部、山东、湖北等多地亦均在今夏用电高峰时期出现需求调控的情形。部分地区电力供应紧张形势统计如表6。

**表 6：2018 年夏季国内部分地区电力供给形势汇总**

发布时间	所在地区	主要内容	信息来源
2018.6.29	国家电网	今夏部分地区高峰时段用电偏紧，分区域看，华北电网供应紧张，华东、华中电网供应偏紧；分省市看，北京、天津、河北南部、山东等电网高峰时段电力供应紧张；预计国家电网公司最大用电负荷7.29亿千瓦，较去年同比增长7.1%。	新华社
2018.5.24	南方电网	南方电网统调负荷今年第一次创下新高，最高负荷1.645亿千瓦，比去年最高负荷增加149.4万千瓦，同比增长25.48%。	南方电网
2018.7.3	河北南网	国网河北省电力公司预测今年夏季最大负荷需求为4000万千瓦、同比增长8.7%，缺口在600万千瓦以上，预计出现在7月中旬至8月中旬。	河北新闻网
2018.6.26	江苏	今年1至5月，江苏电网最高调度用电负荷为9191万千瓦，同比增长21.26%，其中，盐城、宿迁、南京、泰州、南通、镇江、淮安、扬州、无锡等9个地区用电负荷达到两位数增长，最高为盐城地区达18.69%。	人民网
2018.6.27	武汉	6月29日晚9时许，武汉电网实时负荷达到1020万千瓦，创下今年以来武汉电网的最大峰值，较去年提前21天进入高负荷运行状态。1至5月份，武汉地区全社会用电量215亿千瓦时，比去年同比增加13%。	新华网
2018.6.27	安徽	据预测，今年安徽全省调度口径最大用电负荷约4200万千瓦，全省调度口径最大可调发电出力约3570万千瓦，区外来电537万千瓦，电力供需平衡存在200万千瓦左右缺口。	安徽省电力公司
2018.5.16	山东	全省夏季电力供需形势总体紧张，用电高峰期存在500万千瓦左右的供电缺口。	山东省经信委

资料来源：主流新闻媒体、浙商证券研究所

### 3. 如何平衡总体过剩与局部紧张

#### 3.1. 提升装机裕度，进行合理补偿，或可解决时空错配

截至目前，在储能系统尚未大规模商业化应用的前提下，电力仍然无法进行有效的大规模存储，因此势必需要在任何时点都需要有足够的电力装机来与该时点的电力需求相匹配。在相对极端的情况下，如果当年国内水电、光伏、风电等间歇性电源受自然资源限制出力不足，这时就需要核电、火电、燃气发电等电源进行弥补出力。我们认为，基于一种相对谨慎的情况下做出的后续电力装机规划可能才是合理的，因为电网安全和保障供给才是再怎么强调都不为过的。

当乐观需求遇到悲观供给，火电年均利用小时数有望比悲观需求和乐观供给的情景多 700h。综合考虑需求和供给两方面的波动，我们假设乐观、中性、悲观情形下国内用电量增速分别为 10%、5%和 0%，同时考虑各类电源近年来利用小时波动给予一定的变化空间。当乐观情景下的需求遇到悲观情景下的供给，火电年均利用小时数有望达到 4500；当悲观情境下的需求遇到乐观情景下的供给，火电利用小时数仅为 3800。两种情景下利用小时数差异高达 700h，且分别呈现出装机不足和装机过剩的格局，如表 7。另外，此处我们并没有考虑到局部地区和高峰时段的供给情况，如考虑这些方面的影响，整体差异情况或更加明显。

**表 7：供需错配对火电利用小时数波动影响对比**

	乐观	中性	悲观
用电量（亿度）	69384.7	66231	63077
用电量增速	10%	5%	0%
	悲观	中性	乐观
火电装机（GW）	1110	1110	1110
火电利用小时	<b>4497</b>	<b>4146</b>	<b>3795</b>
火电发电量（亿度）	49915	46021	42127
水电装机（GW）	345	345	345
水电利用小时	3430	3580	3730
水电发电量（亿度）	11833.5	12351	12868.5
核电装机（GW）	38.03	38.03	38.03
核电利用小时	7500	7200	6900
核电发电量（亿度）	2852.25	2738.16	2624.07
风电装机（GW）	172.8	172.8	172.8
风电利用小时	1800	1950	2100
风电发电量（亿度）	3110.4	3369.6	3628.8
光伏装机（GW）	155	155	155
光伏利用小时	1080	1130	1180
光伏发电量（亿度）	1674	1751.5	1829

资料来源：Wind、浙商证券研究所

调峰补偿机制的确立和完善是提升装机裕度的必要补充。如果基于电网安全和保障供给来看，我们应当按照乐观需求和悲观供给的这样一种情景来合理安排电力装机总量，但这就会导致在供需反方向波动时，整体火电利用率水平的大幅下降，从而影响火电机组的整体盈利能力，进而降低火电业主的潜在投资意愿，从而导致火电新增装机不足，进而与提升装机裕度、保障电网安全的目标形成背离。我们认为，合理调峰补偿机制的建立有望缓解这一现象，此外从机制设立的原理来看，火电利用水平的降低是为清洁能源消纳提供便利，考虑其为电网安全及清洁能源消纳做出的贡献，亦应当得到合理补偿。表 8 为部分地区调峰补偿机制的梳理。

**表 8：部分地区调峰补偿机制的标准**

所在地区	文件	主要内容及补偿标准
东北	《东北电力辅助服务市场运营规则（试行）》	40%-50%负荷率，每度电补贴 0-0.4 元；在 40% 负荷以下再进行调峰的，每度电补贴 0.4-1 元。
广西	《关于印发广西水电与火（核）电发电权交易方案的通知》	水电超基数电量部分需向火电购买发电权，发电权价格双方自行确定
新疆	《新疆电力辅助服务市场运营规则（试行）》	50% 以下负荷率存在补偿；补偿分两档，价格区间分别为 0-0.22 和 0.22-0.5 元/度
福建	《福建省电力辅助服务（调峰）交易规则（试行）》	火电低于 60%，核电低于 75% 即可获取补偿；补偿标准为基准负荷下调 0-20% 进行补偿，度电补贴为 0.1-0.6 元。
山西	《山西省电力辅助服务市场化建设试点方案》	调峰补偿价格由市场化机制确定
甘肃	《甘肃电力调峰辅助服务市场运营规则（试行）》	40%-50% 负荷补偿额度为 0-0.4 元/度；40% 以下负荷补偿标准为 0.4-1 元/度

资料来源：Wind、浙商证券研究所

### 3.2. 如需新增装机，何种装机更应得到重视

火电与水电后续长期成长潜力不大。基于谨慎角度考虑，国内电力装机裕度仍需适度提升，以应对极端情况的出现。从结构来看，国内电力装机主力为火电和水电，二者装机占比分别达到 60.8% 和 17.26%，发电量占比分别为 70% 和 18% 左右。从电力装机清洁化趋势、资源瓶颈限制以及潜在成本降低三个方面来看，二者后续均不具备大规模增长的基础。表 9 为目前主要电源建设成本测算及潜在成本降低趋势判断。

**表 9：主流电源类型建设成本及潜在成本电动趋势判断统计**

发电形式	建设成本（元/KW）	度电成本（元/度）	回收期	寿命	回收期/寿命	成本变动趋势	成本变动驱动因素
燃煤	4000	0.315	11.30	40	28%	波动	煤炭价格变动
水电	10000	0.128	11.94	60	20%	上升	资源限制、材料成本
核电	12500	0.255	10.83	40	27%	下降	成熟堆型的批量建设
风电	6800	0.291	12.48	25	50%	下降	技术进步
光伏	6000	0.55	10.43	25	42%	下降	技术进步

资料来源：主要相关公司公告、浙商证券研究所

核电、风电、光伏均有望在未来保持持续增长态势，从中期规划来看核电建设方面存在较大短板。结合近年来三种清洁能源装机的发展形势和“十三五”规划的目标对比来看，光伏发电发展较为迅猛，截至2018年7月底，累计装机已经达到近160GW，超出“十三五”规划2020年底目标近50GW，风电整体发展较为平稳，距离2020年底仍有近40GW目标尚未完成。三者当中，核电发展存在一定的滞后，截至2018年7月底其累计装机规模仅为38GW，较2020年目标仍有近20GW任务，属于三种清洁能源装机中的最大短板。表10为2018年7月底各类电力装机规模与2020年底目标对比情况。

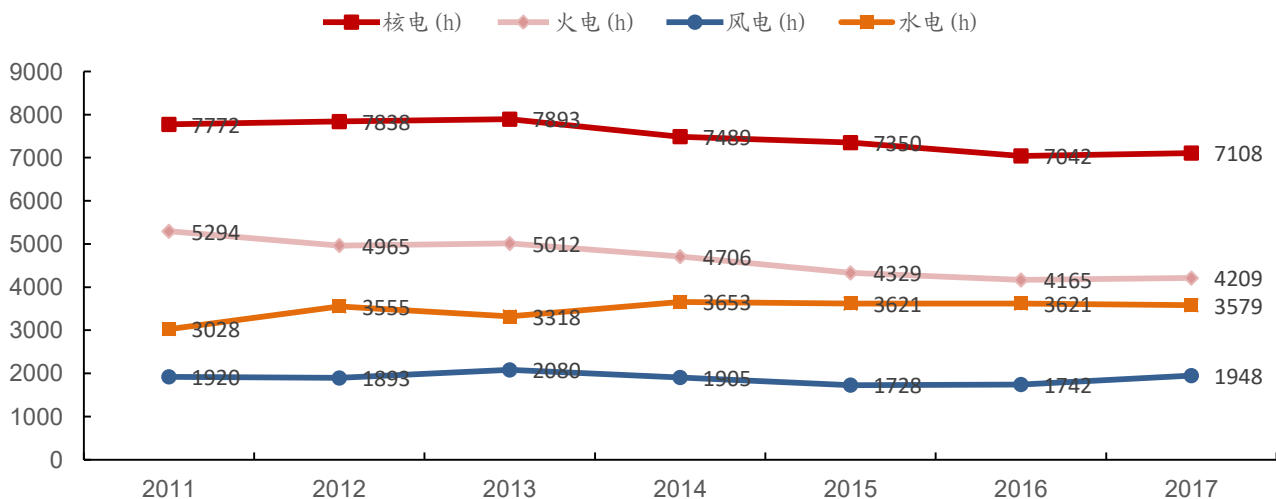
表 10：电力发展“十三五”规划中相关目标完成情况

	2018M7	2020E	目标差距
水电 (GW)	345.08	380	9.19%
火电 (GW)	1109.8	1210	8.28%
核电 (GW)	38.03	58	<b>34.43%</b>
风电 (GW)	172.88	210	<b>17.68%</b>
太阳能 (GW)	159.97	110	<b>-45.43%</b>
总装机 (GW)	1825.76	2000	8.71%

资料来源：Wind、浙商证券研究所

结合电力装机发电属性，核电亦应在“十三五”后期得到重视。从发电属性来看，风电、光伏二者属于间歇性电源，无法结合时时的电力需求进行相应调节，短期内过快增长会在一定程度上增加电力系统调峰负担。核电属于基荷电源，但具备一定的调峰能力，对于当前情况弥补电力缺口及释放火电调峰能力均具有较强的帮助。结合目前核电装机规模，及其自身属性，我们认为，在“十三五”后期核电发展理应得到更多重视。表8为主要电源类型利用小时数对比。

图 8：核电利用水平突出可有效缓解当下电力缺口释放火电调峰能力



资料来源：中国电力企业联合会、浙商证券研究所

## 4. 投资建议

我们认为，未来数年国内用电量增速有望保持在合理低水平，从电网安全和保障供给的谨慎角度出发，电力装机规模总规模仍需适度提升，但从装机结构来看，核电、风电、光伏等清洁能源发电有望成为后续增长主力。

从三种清洁能源发电属性、当前规模与目标的差距来看，核电建设存在较大短板，理应得到更多重视。据此，我们判断国内后续核电项目有望迎来新一轮核准，从而带动设备商、建设商、运营商业绩逐步释放。建议关注：主设备制造商-东方电气；关键材料国产替代主力-久立特材；具有稀缺资质的运营商-中国核电。

此外，结合主流电源装机成本变动趋势、资源瓶颈限制、清洁化程度来看，风电与光伏仍有望保持较高增长势头。光伏产业链建议关注：单晶龙头-隆基股份；全球化 EVA 胶膜供应商-福斯特；优质运营商-太阳能。风电产业链建议关注：风机龙头-金风科技；海缆国产化主力-东方电缆；享受优质资源运营商-福能股份。

## 风险提示

低成本电储能技术的快速推广、用电量需求持续低预期而导致的官方预期调整。

## 股票投资评级说明

以报告日后的 6 个月内，证券相对于沪深 300 指数的涨跌幅为标准，定义如下：

- 1、买入：相对于沪深 300 指数表现 +20% 以上；
- 2、增持：相对于沪深 300 指数表现 +10% ~ +20%；
- 3、中性：相对于沪深 300 指数表现 -10% ~ +10% 之间波动；
- 4、减持：相对于沪深 300 指数表现 -10% 以下。

## 行业的投资评级：

以报告日后的 6 个月内，行业指数相对于沪深 300 指数的涨跌幅为标准，定义如下：

- 1、看好：行业指数相对于沪深 300 指数表现 +10% 以上；
- 2、中性：行业指数相对于沪深 300 指数表现 -10% ~ +10%；
- 3、看淡：行业指数相对于沪深 300 指数表现 -10% 以下。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重。

建议：投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者不应仅仅依靠投资评级来推断结论

## 法律声明及风险提示

本报告由浙商证券股份有限公司（已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格，经营许可证编号为：Z39833000）制作。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但浙商证券股份有限公司及其关联机构（以下统称“本公司”）对这些信息的真实性、准确性及完整性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不发生任何变更。本公司没有将变更的信息和建议向报告所有接收者进行更新的义务。

本报告仅供本公司的客户作参考之用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告仅反映报告作者的出具日的观点和判断，在任何情况下，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，投资者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。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本公司的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。本公司没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理公司、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。

本报告版权均归本公司所有，未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、发布、传播本报告的全部或部分内容。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明本报告发布人和发布日期，并提示使用本报告的风险。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

## 浙商证券研究所

上海市浦东南路 1111 号新世纪办公中心 16 层

邮政编码：200120

电话：(8621)80108518

传真：(8621)80106010

浙商证券研究所：<http://research.stocke.com.cn>