

核电密集投运延续，利好运营商业绩成长

——核能应用系列报告（3）



：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

电力设备与新能源 看好

导读

综合考虑国内未来数年核电站资产的成长性与盈利能力，我们认为未来 10 年，核电将成为国内最优质的发电资产。

投资要点

□ 国内核电装机容量将保持持续增长

截至 2016 年底，国内在运行核电机组共 35 台，装机容量 33.63GW；在建核电机组共 21 台，装机容量为 24.32GW。我们研究判断，目前在建核电项目将大概率于 2023 年底之前顺利商运，并预计，2017、2018 两年投入商运的核电机组较多，容量分别为 6.59GW 和 6.51GW；至 2022 年底国内在运核电机组装机容量将达到 56.80GW，为 2016 年底装机容量的 1.7 倍，2017-2022 年均复合增速为 9%，显著高于全国电力装机总容量增速预测。国内目前核电装机占比不足 2%，发电量占比不足 4%，未来核电发展空间广阔。

□ 核电更适合作为基荷电源，发电量将随机组投产逐步增长

从安全性与经济性两个角度看，核电均应当在电力系统当中充当基荷电源。参考成熟核电国家经验，目前除法国由于核电占比高达 73%，机组需要参与调峰外，其他成熟核电国家（如美国、韩国等）的核电机组均维持基荷运行。我们预计，未来 10 年国内核电发电量占比大概率维持在 10% 以下，核电仍将在较长时期内维持基荷电源地位，正常情况下平均利用因子将保持在 85% 以上（个别年份或低于此水平），对应年均利用小时数约 7500。

□ 电价与成本均稳定，可维持较高盈利能力

目前国内核电标杆上网电价为 0.43 元/度，上网电价较火电标杆电价相差不大，在煤炭价格维持高位情况下，核电标杆电价将维持稳定。近年来铀价格基本维持在 10-30 元/磅之间，国内三代核电技术路线确立，未来实现规模化建设后成本将有所下降。因此，我们预计未来几年，国内核电运营毛利率能够维持在 45% 左右，净利率一般不低于 25%。

□ 投资建议

二级市场上，建议关注：核电运营领域绝对龙头——中国核电，以及核电对公司净利润贡献度将显著提升的浙能电力与大唐发电。

□ 风险提示

官方规划中关于“十三五”末期中国大陆建成 58GW 核电装机容量的目标，将大概率无法完成；或存在其他隐性问题导致该消纳问题加剧；行业估值中枢或现波动；相关上市公司的业绩或不达预期。

相关报告

- 1《新能源行业报告：特高压投运驶入快车道，“风光无限”不是梦》2017.01.05
- 2《新能源汽车补贴新政终落地，全国电改规则趋清晰（电新环保 2017 年 1 月报）》2017.01.03
- 3《福建电改前期工作扎实，未来开展绿色售电可期》2016.12.26
- 4《防城港 4 号机组开建，有助核电出口加速》2016.12.25
- 5《20161222-钴行业跟踪报告 5：钴价加速上涨，明年将现供不应求局面》2016.12.22

报告撰写人：郑丹丹

数据支持人：高志鹏

正文目录

1. 国内核电装机容量将保持稳健增长	4
1.1. 在建项目陆续投产，保障未来 6 年装机容量稳健增长	4
1.2. 电量占比仍低，未来具有较大发展空间	6
1.3. 政策支持+储备项目充足，支撑行业长期稳健发展	8
2. 维持基荷电源地位，电量将随机组投产平稳释放	10
2.1. 核电天生具有基荷电源属性	10
2.2. 国内核能发电量占比仍偏低，在当下核电机组更适合基荷运行	10
2.3. 基荷电源地位将保障机组维持较高利用水平	13
3. 电价与成本均稳定，可维持较高盈利能力	15
3.1. 上网电价政策维持稳定，保障收入平稳增长	15
3.2. 成本构成较为稳定，盈利能力显著高于其他类型电源	16
4. 投资建议	20
4.1. 中国核电：A 股核电运营龙头，“增持”评级	20
4.2. 浙能电力：参股多家浙江地区核电站	21
4.3. 大唐发电：宁德核电站逐步商运，将助力公司业绩改善	22
风险提示	22

图表目录

图 1: 2002-2022 年国内新增并网机组统计与预测	5
图 2: 2010-2022 年国内核电装机容量统计与预测	5
图 3: 2015 年主要核电国家核能发电占比统计	6
图 4: 2015-2025 年国内核电占比将逐步提高	7
图 5: 国内核电利用小时数较其他类型电源具有明显优势	7
图 6: 1990-2015 年美国、韩国、法国核电机组负荷变动情况	11
图 7: 国内在运 15 台核电机组年利用小时数均值变动趋势	13
图 8: 2016-2022 年国内核能发电量预测	14
图 9: 中国核电成本构成情况（2015 年度）	16
图 10: 中广核电力成本构成情况（2015 年度）	16
图 11: “华龙 1 号”之“能动+非能动”设计示意	17
图 12: 1980 年以来铀价格变动趋势	18
图 13: 2010-2022 年中国核电控股电站装机容量统计与预测	20
图 14: 2016-2022 年中国核电收入预测	20
表 1: 国内在运核电机组商运时间节点统计	4
表 2: 国内在建核电机组预计商运时间节点统计	5

表 3: 近年来国家关于规范核电行业发展出台的部分政策	8
表 4: 国内目前处于筹备建设中的核电站（包括但不限于此）	9
表 5: 国内发电机组调序安排	11
表 6: 核电机组所在省份 2015 年电力供需情况统计	11
表 7: 辽宁、福建、海南、广西 4 省区核电机组近年来利用水平统计	12
表 8: 辽宁、福建、海南三省抽水蓄能电站配套情况	13
表 9: 国内核电机组上网电价统计与预测（截至 2016 年底）	15
表 10: 2016-2022 年国内核能发电量与上网电量预测	16
表 11: 中广核集团部分核电机组建设成本统计	17
表 12: 2014-2015 年中国核电与中广核电力收入与成本对比	18
表 13: 国内主流核电、火电、水电等运营商毛利率水平对比	19
表 14: 国内主流核电、火电、水电等运营商净利率水平对比	19
表 15: A 股上市公司旗下核电资产统计	20
表 16: 浙能电力参股核电机组 2016-2022 电量与收入预测	21
表 17: 大唐发电参股核电机组 2016-2022 电量与收入预测	22

1. 国内核电装机容量将保持稳健增长

1.1. 在建项目陆续投产，保障未来 6 年装机容量稳健增长

我国核电建设在 2008-2010 年迎来一波高峰，近年来相应机组完工并网，带动核电在运装机容量快速增长。根据中国核能行业协会相关统计，2014-2016 年间国内共有 18 台机组投入商业运行，装机容量合计为 18.80GW，占 2016 年底总装机容量 55.9%，近年来核电机组投入商业运营的节奏较之前明显加快。表 1 为截至 2016 年底在运核电机组具体商运时点统计情况：

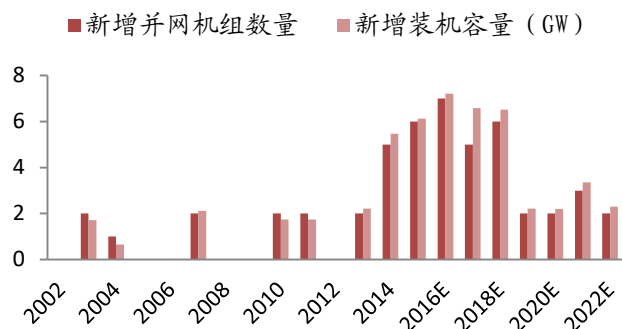
表 1：国内在运核电机组商运时间节点统计

序号	机组名称	管理业主	所在地	建设起始	商业运行	型号	容量 (MW)
1	大亚湾核电站 1 号机组	中广核	广东	1987/8/7	1994/2/1	M310	984
2	秦山核电站 1 号机组	中核	浙江	1985/3/20	1994/4/1	CP300	310
3	大亚湾核电站 2 号机组	中广核	广东	1988/4/7	1994/5/6	M310	984
4	秦山第二核电站 1 号机组	中核	浙江	1996/1/2	2002/4/15	CP600	650
5	岭澳核电站 1 号机组	中广核	广东	1997/5/15	2002/5/28	M310	990
6	秦山第三核电站 1 号机组	中核	浙江	1998/6/8	2002/9/21	CANDU6	728
7	岭澳核电站 2 号机组	中广核	广东	1997/11/28	2003/1/8	M310	990
8	秦山第三核电站 2 号机组	中核	浙江	1998/9/25	2003/7/24	CANDU6	728
9	秦山第二核电站 2 号机组	中核	浙江	1997/4/1	2004/5/3	CP600	650
10	田湾核电站 1 号机组	中核	江苏	1999/10/20	2007/5/17	AES-91	1060
11	田湾核电站 2 号机组	中核	江苏	2000/9/20	2007/8/16	AES-91	1060
12	岭东核电站 1 号机组	中广核	广东	2005/12/15	2010/9/15	CPR1000	1086
13	秦山第二核电站 3 号机组	中核	浙江	2006/4/28	2010/10/5	CP600	660
14	岭东核电站 2 号机组	中广核	广东	2006/6/15	2011/8/7	CPR1000	1086
15	秦山第二核电站 4 号机组	中核	浙江	2007/1/28	2011/12/30	CP600	660
16	宁德核电站 1 号机组	中广核	福建	2008/2/18	2013/4/15	CPR1000	1089
17	红沿河电站 1 号机组	中广核	辽宁	2007/8/18	2013/6/6	CPR1000	1118.79
18	阳江核电站 1 号机组	中广核	广东	2008/12/16	2014/3/25	CPR1000	1086
19	宁德核电站 2 号机组	中广核	福建	2008/11/12	2014/5/4	CPR1000	1089
20	红沿河电站 2 号机组	中广核	辽宁	2008/3/28	2014/5/13	CPR1000	1118.79
21	福清核电 1 号机组	中核	福建	2008/11/21	2014/11/22	CP1000	1089
22	方家山核电 1 号机组	中核	浙江	2008/12/26	2014/12/15	CP1000	1089
23	方家山核电 2 号机组	中核	浙江	2009/7/17	2015/2/12	CP1000	1089
24	宁德核电站 3 号机组	中广核	福建	2010/1/8	2015/3/8	CPR1000	1089
25	阳江核电站 2 号机组	中广核	广东	2009/6/5	2015/6/5	CPR1000	1086
26	红沿河电站 3 号机组	中广核	辽宁	2009/3/7	2015/8/16	CPR1000	1118.79
27	福清核电 2 号机组	中核	福建	2009/6/17	2015/10/16	CP1000	1089
28	昌江核电 1 号机组	中核	海南	2010/4/25	2015/12/25	CP600	650
29	防城港核电 1 号机组	中广核	广西	2010/7/30	2016/1/1	CPR1000	1086
30	阳江核电站 3 号机组	中广核	广东	2010/11/15	2016/1/3	CPR1000	1086
31	宁德核电站 4 号机组	中广核	福建	2010/9/29	2016/7/21	CPR1000	1089
32	昌江核电 2 号机组	中核	海南	2010/11/21	2016/8/12	CP600	650
33	红沿河电站 4 号机组	中广核	辽宁	2009/8/15	2016/9/19	CPR1000	1118.79
34	防城港核电 2 号机组	中广核	广西	2010/7/30	2016/10/1	CPR1000	1086
35	福清核电 3 号机组	中核	福建	2010/12/31	2016/10/24	CP1000	1089
合计							33632.16

资料来源：中国核电招股说明书、中广核电力全球发售书、中国核能行业协会、浙商证券研究所

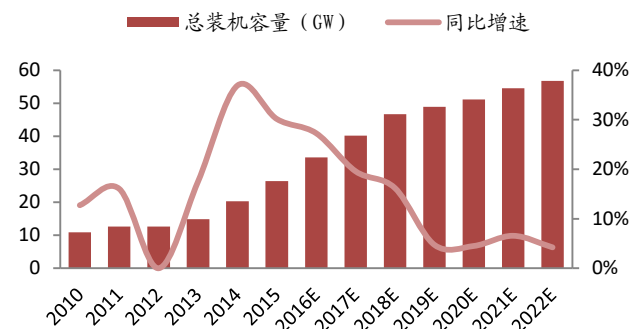
我们预计 2017-2022 年，国内每年至少商运 2 台核电机组，年均投运装机容量为 3.68GW，较 2005-2013 时段大幅提高。截至 2016 年 12 月底，国内在建核电机组共 21 台，总容量为 24.32GW。我们认为在建项目将大概率于 2023 年底之前商运，其中 2017、2018 年商运容量较大，分别为 6.59GW 和 6.51GW，至 2022 年底国内在建核电机组总容量将达到 56.80GW，为 2016 年底的 1.7 倍。图 1、2 分别为国内核电机组投产与装机容量变动预测，表 2 为具体商运节点预测。

图 1：2002-2022 年国内新增并网机组统计与预测



资料来源：IAEA，浙商证券研究所

图 2：2010-2022 年国内核电装机容量统计与预测



资料来源：中国核能行业协会，浙商证券研究所

表 2：国内在建核电机组预计商运时间节点统计

序号	机组名称	业主	所在地	建设起始期	预计商运	型号	容量 (MW)
1	阳江核电站 4 号机组	中广核	广东	2012/11/17	2017/3/30	CPR1000	1086
2	三门核电 1 号机组	中核	浙江	2008/4/19	2017/4/30	AP1000	1250
3	台山核电 1 号机组	中广核	广东	2009/11/18	2017/6/30	EPR	1750
4	三门核电 2 号机组	中核	浙江	2008/12/15	2017/9/30	AP1000	1250
5	海阳核电 1 号机组	国电投	山东	2009/9/24	2017/9/30	AP1000	1250
6	台山核电 2 号机组	中广核	广东	2010/4/15	2018/3/30	EPR	1750
7	海阳核电 2 号机组	国电投	山东	2010/6/20	2018/3/30	AP1000	1250
8	福清核电 4 号机组	中核	福建	2012/11/17	2018/6/30	CP1000	1089
9	石岛湾高温气冷堆	华能	山东	2012/12/9	2018/9/30	HTGR	211
10	阳江核电站 5 号机组	中广核	广东	2013/9/18	2018/9/30	ACPR1000	1086
11	田湾核电厂 3 号机组	中核	江苏	2012/12/27	2018/12/31	WWER1000	1126
12	阳江核电站 6 号机组	中广核	广东	2013/12/23	2019/3/30	ACPR1000	1086
13	田湾核电厂 4 号机组	中核	江苏	2013/9/27	2019/6/30	WWER1000	1126
14	红沿河电站 5 号机组	中广核	大连	2015/3/29	2020/12/30	ACPR1000	1086
15	田湾核电厂 5 号机组	中核	江苏	2015/12/27	2020/12/30	CPR1000	1118
16	红沿河电站 6 号机组	中广核	大连	2015/7/24	2021/3/30	ACPR1000	1086
17	福清核电 5 号机组	中核	福建	2015/5/7	2021/6/30	HPR1000	1150
18	田湾核电厂 6 号机组	中核	江苏	2016/8/5	2021/9/30	CPR1000	1118
19	福清核电 6 号机组	中核	福建	2015/12/22	2022/3/31	HPR1000	1150
20	防城港核电 3 号机组	中广核	广西	2015/12/24	2022/6/30	HTR1000	1150
21	防城港核电 4 号机组	中广核	广西	2016/12/23	2023/3/30	HTR1000	1150
合计							24318

资料来源：中国核电招股说明书、中广核电力招股说明书、中国核能行业协会、浙商证券研究所

我们预计，随着在建项目陆续投产，未来 6 年国内核电装机容量将保持持续增长。尽管目前市场对于核电的主要关注点在于每年能够审批多少台机组，但是我们认为，**由于核电站建设周期一般在 5 年以上，故决定核电运营商的装机容量增长幅度的主要因素还是在建项目的建设情况。**截至 2016 年底，在建的 21 台核电机组中，二代核电机组总计 10 台，装机容量为 11GW；三代及以上核电机组总计 11 台，装机容量为 13.32GW。目前国内建设二代核电的技术已相当成熟，电站建设周期基本在 5 年左右；在建的三代核电项目中，三门、海阳、台山三地的机组均已进入热试阶段，热试完成后便可以装料，我们预计三地的首台机组大概率将于 2017 年上半年并网发电，而次台机组也将大概率于 2017、2018 年陆续商运，这 6 台机组装机容量合计 8.5GW，占目前在建三代机组总容量 63.81%。

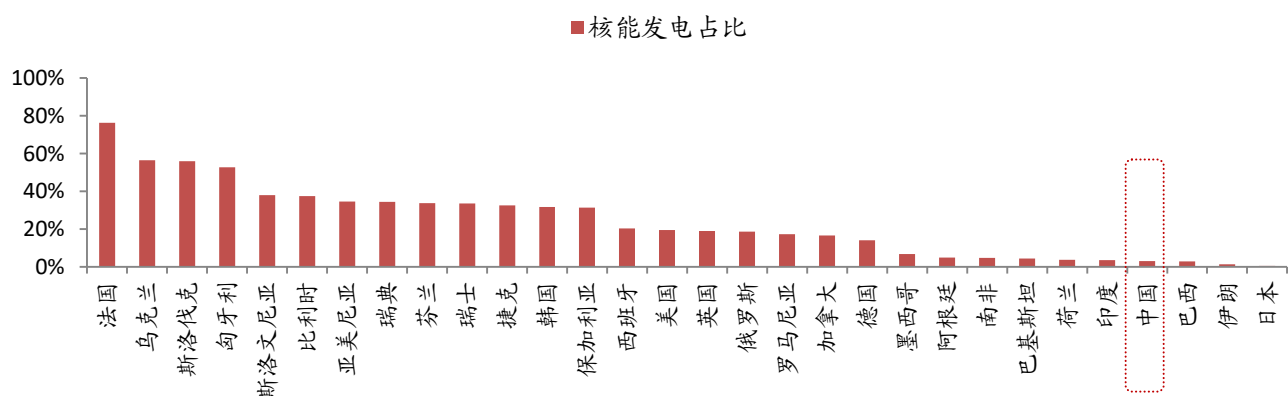
然而，三代核电技术进一步商业化的可靠性仍待验证，严谨考虑有可能致使近年新批核电机组数量不及预期。我们认为自 2016 年 8 月田湾 6 号机组开工后，国内后续新建核电机组将大概率全部采用三代及以上技术路线，目前国内主流三代技术路线为 AP1000 与“华龙 1 号”，其中 AP1000 全球首堆—三门核电 1 号机组有望于 2017 年上半年并网发电，在 AP1000 首堆并网发电，乃至完成 1 个燃料循环之后，才能够对 AP1000 的可靠性有更为客观的评价。此外“华龙 1 号”4 台示范机组均于 2015 年批复，其中防城港 4 号机组于 2016 年年底开建，如进行批量化建设还需观察“华龙 1 号”首堆—福清 5 号机组的建设进程。

我们认为国家层面出于安全、高效发展核电的考虑，对新建三代核电保持平稳批复节奏是合理的，后续随着三门 1 号机组的并网发电及福清 5 号机组的顺利建设，三代核电技术的可靠性将得到验证。同时考虑到国内电源结构调整空间较大，以及核电装机占比仍属低位，国内后续仍将保持每年 4-8 台机组的开工力度。

1.2. 电量占比仍低，未来具有较大发展空间

2014 年以来我国核能发电量较之前有了明显增长，但核能发电量占比较其他国家仍然有较大差距。根据中国核能行业协会统计数据，2016 年 1-9 月，国内核能发电量为 1526.47 亿 kWh，占全国各类电源总发电量的比例仅为 3.49%。根据 IAEA 统计数据，2015 年我国核能发电量仅为 3%，如图 3，较美国、俄罗斯等主流核电国家 20%比例仍有较大差距。

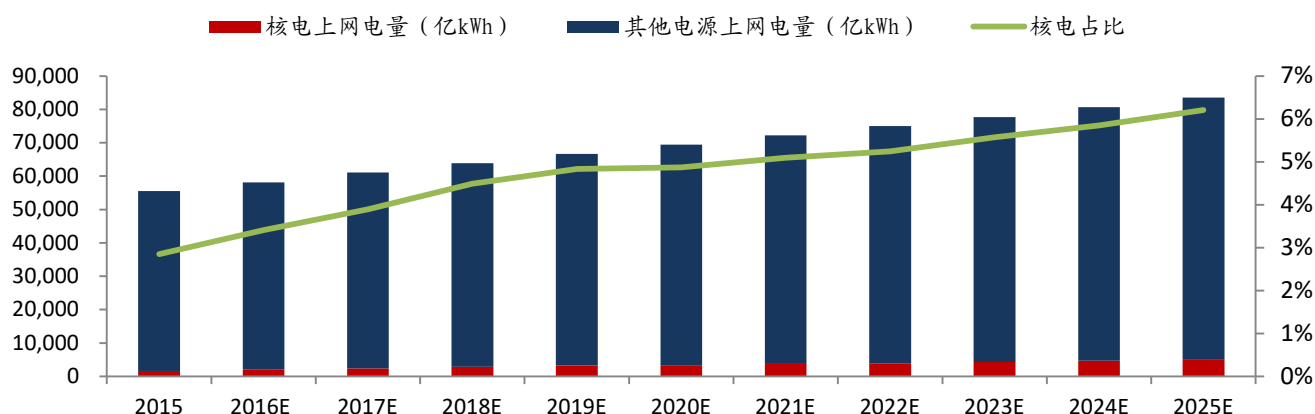
图 3：2015 年主要核电国家核能发电占比统计



资料来源：IAEA、浙商证券研究所

国内核能发电量占比在 2015-2025 之间将持续增长，但至 2025 年核能发电量占比仍低。根据《电力发展“十三五”规划》预计，到 2020 年全社会用电量 6.8-7.2 万亿千瓦时，年均增长 3.6%到 4.8%，人均用电量 5000 千瓦时左右，接近中等发达国家水平。此外根据近年来核电机组投运节奏，我们预计核能发电量占比在 2015-2025 年间将持续增长，但到 2025 年核能发电量占比也仅为 6.21%。图 4 为 2015-2025 年国内核电占比变动趋势。

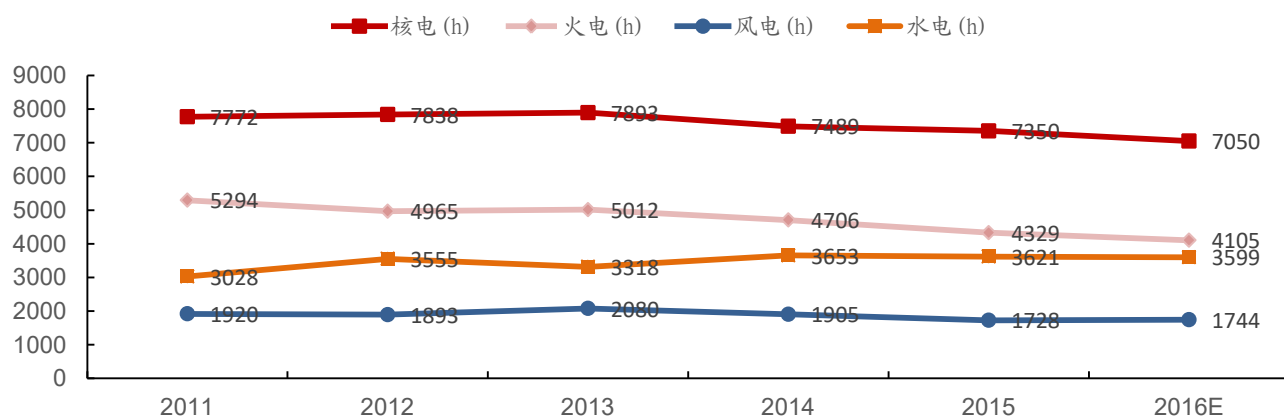
图 4：2015-2025 年国内核电占比将逐步提高



资料来源：浙商证券研究所预测

核电属于优质高效清洁能源，发展核电可促进我国能源结构转型以及改善环境污染情况。2016 年 1 月 5 日，国务院发布“十三五”节能减排工作方案通知，要求到 2020 年，全国万元 GDP 能耗比 2015 年下降 15%，化学需氧量、氨氮、二氧化硫、氮氧化物排放总量较 2015 年分别下降 10%、10%、15% 以及 15%，发展核电能够有效促进节能减排任务完成。核能发电相较于火电更加清洁，根据核能行业协会的统计数据，使用核能发电替代火电，每度电相当于减少燃烧标煤 318g，可减少 833.16g 二氧化碳、2.7g 二氧化硫及 2.35g 氮氧化物排放。核能发电相较于水电、光伏、风电等清洁能源发电具有无间歇性、受自然条件约束少等优点，目前国内近年来核电年利用小时数基本维持在 7200h 以上，远高于水电、光伏、风电等清洁能源发电水平，是未来我国能源结构调整中替代火电的最为合适的选择。

图 5：国内核电利用小时数较其他类型电源具有明显优势



资料来源：中国电力企业联合会、浙商证券研究所

长期看，国内核能发电占比有望达到发达国家的 15% 以上水平，未来每年仍有 5.5GW 核电机组的建设任务。目前三代核电寿命周期为 60 年，我国核电大规模商运的时期为 2010 年，因此我们预计到 2070 年国内核电机组新增任务将完成，后续将进入替代市场。

1.3. 政策支持+储备项目充足，支撑行业长期稳健发展

受福岛核事故影响，我国核电建设在 2011-2014 年之间出现了一定程度的放缓，会影响到 2019-2022 年之间国内核电站的投产节奏。放眼长期，国家支持核电发展的信心并没有动摇，《核电安全规划(2011-2020 年)》、《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》出台、核电上网标杆电价的确定以及国家领导人多次重要场合对于核电的表态，都为今后核电发展清除了障碍。表 3 为规范核电行业发展的相关政策。

表 3：近年来国家关于规范核电行业发展出台的部分政策

时间	发布部门	政策文件	主要内容
2016/11/7	发改委、能源局	《电力发展“十三五规划”（2016-2020）》	“十三五”期间全国核电投产约 3000 万千瓦、开工 3000 万千瓦以上，2020 年装机达到 5800 万千瓦。坚持安全发展核电的原则，加大自主核电示范工程建设力度，着力打造核心竞争力，加快推进沿海核电项目建设。深入开展内陆核电研究论证和前期准备工作，认真做好核电厂址资源保护工作。
2016/8/10	国家能源局	《核电保障性消纳管理办法（征求意见稿）》	电力供求平衡的地区，核电机组应按发电能力满发运行来安排年度计划电量。在电力过剩地区，应按照上一年当地发电平均利用小时数的 1.5~1.8 倍。
2015/1/15	国家能源局	《关于取消新建机组进入商业运营审批有关事项的通知》	简政放权，取消新建机组商业运营审批。
2014/11	国务院	《能源发展战略行动计划(2014-2020 年)》	积极发展天然气、核电、可再生能源等清洁能源,降低煤炭消费比重,推动能源结构持续优化。到 2020 年，核电装机容量将达到 5800 万千瓦，在建容量达到 3000 万千瓦以上。
2014/8	国家能源局、核安全局		“华龙 1 号”总体技术方案专家评审。
2014/3	发改委、能源局、环保部	《能源行业加强大气污染防治工作方案》	计划 2015 年运行核电装机达到 40GW、在建 18GW，年发电量超过 2000 亿度；力争 2017 年底运行核电装机达到 50GW、在建 30GW，年发电量超过 2800 亿度。
2013/9	国务院	《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》	安全高效发展核电，到 2017 年，运行核电机组装机容量达到 5000 万千瓦。
2013/8	国家发改委	《关于加大工作力度确保实现 2013 年节能减排目标任务的通知》	调整优化能源结构，在确保安全的基础上开工建设核电 355 万千瓦。
2013/6	国家发改委	《关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》	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/度。
2013/1	国家能源局	《能源发展“十二五”规划》	安全高效发展核电，到 2015 年，运行核电装机达到 4000 万千瓦，在建规模 1800 万千瓦。
2012/10	国务院	《核电安全规划(2011-2020 年)》、《核电中长期发展规划(2011-2020 年)》	明确 2015 年在运 4,000 万千瓦、在建略超 2,000 万千瓦，2020 年在运 5,800 万千瓦、在建 3,000 万千瓦的建设目标。

资料来源：国务院、发改委、能源局，浙商证券研究所

各核电运营企业储备项目充足，前期工作准备充分，可有效支撑行业长期稳健发展。根据中核集团、中广核集团、国电投集团等多家公司网站、环保部相关文件以及媒体报道，国内目前有多处核电项目正处于筹备建设状态，如表 4。我们预计，截至 2016 年底处于筹备建设状态中的核电机组总装机容量不少于 114.6GW，其中沿海核电项目总装机容量预计在 61.7GW 以上，覆盖了辽宁、河北、山东、浙江、福建、广东、广西等多个沿海省份；筹备中的内陆核电项目总装机容量超过 52.9GW，考虑发达国家经验，内陆核电占比较沿海核电高，后续内陆核电建设空间更大。

表 4：国内目前处于筹备建设中的核电站（包括但不限于此）

项目	项目公司	管理业主	预计起始	位置	预计型号	预计装机（MW）	
1	三门二期	三门核电有限公司	中核	2017	沿海	CAP1000	2*1250
2	漳州一期	中核国电漳州能源有限公司	中核	2017	沿海	CAP1000	4*1250
3	霞浦快堆	中核霞浦核电有限公司	中核	2017	沿海	钠冷快堆	1*600
4	国核示范	国核示范电站有限责任公司	国电投	2017	沿海	CAP1400	2*1400
5	陆丰一期	中广核陆丰核电有限公司	中广核	2017	沿海	AP1000	2*1250
6	宁德二期	福建宁德第二核电有限公司	中广核/大唐	2018	沿海	HPR1000	2*1150
7	海兴一期	中核华电河北核电有限公司	中核	2018	沿海	CAP1000	2*1250
8	海阳二期	山东核电公司	国电投	2018	沿海	CAP1000	2*1250
9	昌江二期	海南核电有限公司	中核	2019	沿海	HPR1000	2*1150
10	台山二期	中广核台山第二核电有限公司	中广核	2019	沿海	HPR1000	4*1150
11	徐大堡一期	中核辽宁核电有限公司	中核	2020	沿海	HPR1000	2*1150
12	阳江二期	阳江核电有限公司	中广核	2020	沿海	HRP1000	2*1150
13	金七门一期	中核浙能能源有限公司	中核	2021	沿海	HPR1000	2*1150
14	防城港三期	防城港核电有限公司	中广核	2021	沿海	HPR1000	2*1150
15	三门三期	三门核电有限公司	中核	未知	沿海	CAP1000	2*1250
16	漳州二期	中核国电漳州能源有限公司	中核	未知	沿海	HPR1000	2*1150
17	华能霞浦	华能霞浦核电有限公司	华能	未知	沿海	CAP1400	6*1400
18	徐大堡二期	中核辽宁核电有限公司	中广核	未知	沿海	HPR1000	4*1150
19	海阳三期	山东核电公司	国电投	未知	沿海	CAP1000	2*1250
20	金七门二期	中核浙能能源有限公司	中核	未知	沿海	HPR1000	4*1150
21	桃花江一期	湖南桃花江核电有限公司	中核	未知	内陆	HPR1000	6*1150
22	三明核电	福建三明核电有限公司	中核	未知	内陆	HPR1000	6*1150
23	南阳核电	中核河南南阳核电有限公司	中核	未知	内陆	HPR1000	6*1150
24	龙游核电	中核浙能能源有限公司	中核	未知	内陆	HPR1000	6*1150
25	大畈核电	咸宁核电有限公司	中广核	未知	内陆	HPR1000	6*1150
26	芜湖核电	安徽芜湖核电有限公司	中广核	未知	内陆	HPR1000	6*1150
27	苍南核电	中广核苍南核电有限公司	中广核	未知	内陆	HPR1000	6*1150
28	韶关核电	中广核韶关核电有限公司	中广核	未知	内陆	HPR1000	4*1150
合计							114,600

资料来源：全国企业公示系统、中核集团官网、中广核集团官网、浙商证券研究所

我们认为，环保问题日益加重以及政策对于核电的支持力度维持不变，使得国内发展核电的环境持续向好。同时各大核电运营企业项目储备充足，仅沿海核电项目储备便能够支撑未来 10 年的核电站建设，保障核电运营行业平稳增长，如果“十三五”期间国内对于内陆核电的论证能够取得突破性进展，后续放开内陆核电建设，国内核电建设将进一步加快。

2. 维持基荷电源地位，电量将随机组投产平稳释放

2.1. 核电天生具有基荷电源属性

核电由于具有不间断发电、不受自然条件约束及发电成本低等诸多优势，一直以来在都承担着基荷电源的地位。所谓基荷电源，即承担电力系统最低负荷需求的电源，基本不低于参与调峰，在机组无故障的情况下，按照机组额定功率进行发电，较其他类型电源具有优先并网的优势。截至目前，我国核能发电量占比较低（2016 年前三季为 3.49%），大部分核电机组均能够按照额定功率运行，充当基荷电源。

从经济性角度考虑，核电作为基荷电源使用较为合理。核电站建造成本较高，但运行成本低，因此在电网调度过程中，从全局出发，较多的安排核电机组发电是更加经济的。首先，根据国内核电与火电运营类上市公司公开数据以及 2016 年末天然铀及动力煤价格数据测算，国内核电度电可变成本大致在 0.12 元左右，而火电度电可变成本大致在 0.16 元左右，如果考虑环境外部性等影响，核电成本较火电更具有优势；其次，核电低负荷运行将大大增加放射性废物的产生和处理量，根据中广核集团董事长贺禹介绍，由于核电调峰产生的废液量为基荷平稳运行状态下的 3~5 倍，后续将显著增加核废料处理成本；最后，目前国内核电机组换料周期为 12 个月或 18 个月，换料周期较为固定，低负荷运行情况下会导致核燃料利用不充分，同时亦将增加核废料处理成本。

从安全性角度考虑，核电长期参与调峰，存在导致机组运行可靠性降低甚至引发安全事故的风险，因而核电作为基荷电源使用更为合适。核电机组除正常检修以外保持满负荷运行状态的安全性最高，如让核电机组参与调峰将会降低核电机组的可靠性。根据福清核电工作人员敖泽润、乔程在《国内核电站带基荷运行的必要性分析》中提出的观点，核电参与调峰可能在多个角度影响反应堆运行的可靠性：

第一，核电机组参与调峰会使得机组升降功率次数增加，从而易导致机组瞬态，使得机组停堆概率增加。

第二，由于功率频繁变化导致反应堆内部件出现热胀冷缩以及热应力变化，增加燃料棒以及蒸汽发生器 U 型管破损概率，进而导致放射性物质泄漏概率增加。

第三，机组长期升降功率有可能导致上充管线高能管道失效概率增加，有可能直接引发一回路破口失水事故。

第四，由于频繁、深度的功率调节，将造成堆内中子通量振荡，堆芯温度分布不均匀，若不加控制甚至有可能引发燃料元件融化事故。

关于核电更适合作为基荷电源使用的问题，得到了产业界多方专业人士的支持。

2016 年“两会”期间，中广核、中核建、国电投、中核相关参会代表联名提交了《确保核电按基荷运行，推动实现能源供给侧结构性改革》的提案，建议更好地发挥核电在推动实现我国能源供给侧结构性改革中的应有作用，从政策上明确核电按基本负荷方式运行。我们认为从安全性与经济性两个角度出发，核电均应当在电力系统当中充当基荷电源作用，短期内部分地区出现的核电消纳问题需要得到重视，但长期来看国内核能发电量占比仍不高，且大多数核电机组所在地电量总体处于供不应求状态，核电机组具有长期维持基荷运行的条件。

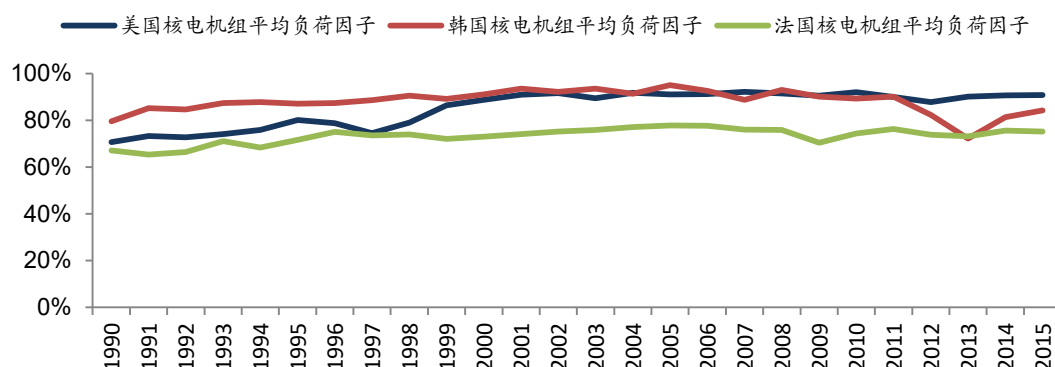
2.2. 国内核能发电量占比仍偏低，在当下核电机组更适合基荷运行

国内核电发电量占比仍低，参考主流核电国家运行经验，国内核电机组可维持基荷电源地位。目前法国核电装机容量占比仍维持在 50% 左右，核电发电量占比亦高达 70%，核电高占比挤压了整个电网内其他电源的份额，使得其他电源调峰能力有限，核电机组需跟踪负荷运行；但考虑其他主流核电国家如美国、韩国的核电运行经验，由于核电在国内电源结构中占比并不高，核电基本能够维持基荷运行。

根据 IAEA 相关统计数据，2015 年，法国、美国及韩国核能发电占比分别为 73%、19% 及 34%，近年来三国核电机组平均负荷因子分别为 75%、90% 以及 85%，负荷因子变动情况如图 6 所示。此外，根据中国核能行业协会以及中国核电、中广核电力的相关数据统计，2016 年国内核电占比仍仅为 3.5%，较主流核电国家仍有较大差距，核电发电

量占比较低也为其保持基荷运行状态提供了条件。我们判断，未来数年国内核电机组的负荷因子将维持在 85%左右，对应利用小时数为 7500 左右。

图 6：1990-2015 年美国、韩国、法国核电机组负荷变动情况



资料来源：IAEA、浙商证券研究所

目前核电较煤电、燃气发电、燃油发电而言，享有电网调度优先权，在一定程度上可保障核电基荷运行。根据国家发改委、能源局于 2015 年年底印发的《关于有序放开发电计划的实施意见》，核电消纳顺序排在水电、光伏、风电之后，但在燃煤发电等化石能源发电之前，如表 5 所示。由于水电、光伏、风电等电源不同程度上受自然条件影响较大，核电作为基荷运行更具现实意义。

表 5：国内发电机组调序安排

优先顺序	对应电源类型
1	无调节能力的可再生能源发电机组
2	有调节能力的可再生能源发电机组和满足环保要求的垃圾发电机组
3	核电机组
4	按“以热定电”方式运行的燃煤热电联产机组及资源综合
5	天然气、煤气化发电机组
6	其他燃煤发电机组（包括未带热负荷的热电联产机组）
7	燃油发电机组

资料来源：《关于有序放开发电计划的实施意见》（发改委、能源局），浙商证券研究所

核电机组所在省份电力总体供不应求，有助机组电量消纳。目前国内在运、在建以及处于筹建状态核电机组主要分布在东部沿海。根据中电联发布的 2015 年电力供需数据，如表 6 所示，沿海各省中除福建、广西、海南外，其他省区的电力总体供不应求。考虑到跨省区电力输送情况，浙江向上海供电、河北向京津两地送电、与福建毗邻的广东、浙江及江西均现电力供不应求，总体来看，国内大部分省区核电机组的发电量可有效消纳。

表 6：核电机组所在省份 2015 年电力供需情况统计

省区	用电量(亿度)	发电量(亿度)	缺口电量(亿度)	缺口比例	对应机组数量*
辽宁	1,984.89	1,665.18	319.72	16.11%	4.26
河北	3,175.66	2,497.85	677.81	21.34%	9.04
北京	952.72	420.88	531.84	55.82%	7.09
天津	800.60	622.84	177.76	22.20%	2.37
山东	5,117.05	4,684.58	432.47	8.45%	5.77
江苏	5,114.70	4,360.75	753.95	14.74%	10.05

上海	1,405.55	792.70	612.85	43.60%	8.17
浙江	3,553.90	3,010.84	543.05	15.28%	7.24
福建	1,851.86	1,900.97	-49.11	-2.65%	-0.65
广东	5,310.69	4,034.90	1,275.80	24.02%	17.01
广西	1,334.32	1,299.93	34.39	2.58%	0.46
海南	272.36	260.98	11.38	4.18%	0.15

资料来源：中国电力联合会，浙商证券研究所，*缺口机组数量为缺口电量与单台百万千瓦机组年发电量的比值

近年来国内部分核电机组确实出现了消纳困局，主要集中在辽宁、福建、广西及海南，如表 7 所示。其中，辽宁地处东北，冬季供暖面临刚需，致辽宁红沿河核电消纳问题最为严重。据中国核能行业协会统计，2016 年 1-9 月，红沿河核电 3 台机组的设备平均利用率仅为 63%、72%及 57%，低于 85%的正常水平，以及 78%的国内当前平均水平。

表 7：辽宁、福建、海南、广西 4 省区核电机组近年来利用水平统计

机组名称	所在省份	装机容量 (MW)	核电设备平均利用率		
			2014	2015	2016Q1-Q3
红沿河核电 1 号机组	辽宁	1118.79	75.57%	82.57%	63.05%
红沿河核电 2 号机组	辽宁	1118.79	64.25%	39.26%	72.28%
红沿河核电 3 号机组	辽宁	1118.79		68.55%	56.90%
宁德核电 1 号机组	福建	1089	96.39%	85.94%	70.25%
宁德核电 2 号机组	福建	1089	96.67%	73.72%	71.76%
宁德核电 3 号机组	福建	1089		81.62%	57.60%
宁德核电 4 号机组	福建	1089			84.24%
福清核电 1 号机组	福建	1089	99.96%	68.86%	72%
福清核电 2 号机组	福建	1089		89.05%	83.38%
昌江核电 1 号机组	海南	660		76.83%	69.39%
昌江核电 2 号机组	海南	660			73.61%
防城港核电 1 号机组	广西	1086			75.32%
相关机组平均水平			86.57%	74.04%	70.82%
全国平均水平			88.95%	83.30%	77.90%

资料来源：中国核能行业协会，浙商证券研究所

目前国家层面已经从**出台保障性消纳政策、开展电力市场直接交易、加快储能系统建设**三个维度缓解以上地区核电消纳困局。

政策层面，2016 年 8 月国家能源局发布的《核电保障性消纳管理办法（征求意见稿）》表示，核电保障性消纳应遵循“确保安全、优先上网、保障电量、平衡利益”的原则，按一类有限保障顺序安排核电机组发电，此外还提出：对于电力供求平衡的地区，核电机组应按发电能力满发运行来安排年度计划电量；对于电力过剩地区，应按照上一年当地发电平均利用小时数的 1.5-1.8 确定核电机组保障利用小时数，而倍数的确定规则为全国前三年核电平均利用小时数/全国前三年平均发电利用小时数，据此测算 2017 年保障倍数应为 1.8。如该办法能够顺利执行，以 2016 年辽宁、福建、海南、广西 4 省发电设备利用数据测算，**四省核电机组保障性消纳小时数将分别达到 6390h、7066h、7403h 及 6265h**，除广西外其他三省核电消纳情况将显著改善。

红沿河核电已通过参与辽宁煤改电供暖项目实现电量增发，后续将有效缓解冬季供暖对核电机组发电的压制，提高机组利用效率。根据辽宁省物价局于 2016 年 10 月底发布的《关于煤改电供暖项目到户电价的通知》，红沿河核电以

0.18 元/度的上网电价成为辽宁省现行煤改电项目电量来源。我们认为 0.18 元/度的上网电价较核电 0.43 元/度的标杆电价存在较大幅度折价，但仍高于目前国内核电机组发电可变成成本 0.12 元/度，通过参与煤改电一方面能够提高红沿河核电机组利用效率，另一方面也为核电维持基荷运行方式提供了一种新思路。

以抽水蓄能为首的储能系统建设进程提速，或将有效提高相应地区核电消纳能力。抽水蓄能电站的建设对于提高核电站利用效率具有较大作用。其中国内的广蓄便与大亚湾核电站同步建设，后续建设的惠蓄以及目前在建的阳蓄对于保障广东核电基荷运行都起到了非常大的支撑。根据国网清源公司相关报道，由于同步建设广蓄电站，使得大亚湾核电站头 3 年实际每年上网电量分别较可行性研究报告预测年上网电量高出 51%、15% 和 16%。此外浙江省内的天荒坪与桐柏抽水蓄能电站的运行也为保障秦山核电基地相关机组运行起到了较大支撑。

根据国家电网公司 2016 年 12 月 8 日报道，国家电网公司于 2016 年底启动了辽宁清原、江苏句容、福建厦门、新疆阜康 4 座抽水蓄能电站的建设，加之 2015 年开工的昌江核电配套抽水蓄能电站琼中抽水蓄能电站，目前辽宁、福建、海南三省均有在建抽水蓄能电站，如表 8 所示，我们预计，后续抽水蓄能电站的建成将极大改善当地核电消纳情况。

表 8：辽宁、福建、海南三省抽水蓄能电站配套情况

电站名称	装机容量 (MW)	所在地	建设状态	核电装机容量 (MW)	容量比
清原抽水蓄能电站	1800	辽宁	在建	6647.16	0.2708
仙游抽水蓄能电站	1200	福建	运营		
永泰抽水蓄能电站	1200	福建	在建	8834	0.4302
厦门抽水蓄能电站	1400	福建	在建		
琼中抽水蓄能电站	600	海南	在建	1320	0.4545

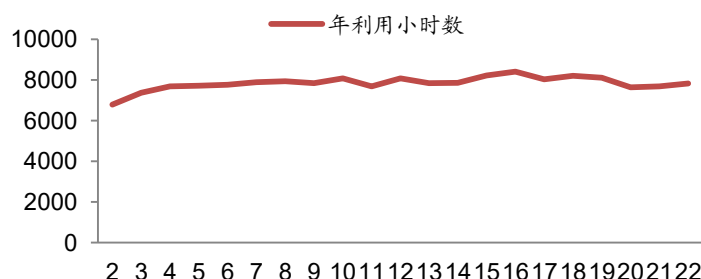
资料来源：国网清源公司、中国抽水蓄能网、浙商证券研究所

2.3. 基荷电源地位将保障机组维持较高利用水平

近两年国内核电机组密集商运，是核电利用小时数下降的原因之一。新机组商业运营后 1 年左右需要进行首次大修，耗时大约 80 天左右，是常规换料大修耗时的 2 倍左右。自 2014 年末开始，国内有大量新机组投入商业运营，随后 1 年相应机组陆续进入首次大修，或为导致国内近两年机组年利用小时数下降的主要原因。此外，在 2014 年之前，国内新机组商运的节奏明显更慢（具体情况可参考前文表 1），这也使得之前几年国内核电机组的年利用小时数偏高。

通过汇总目前国内在运 35 台核电机组自并网发电至今的年利用小时数据，我们发现，核电机组在并网初期年利用小时数较后续平稳运行确实存在一定差异。我们剔除掉 14 台于 2014 年年底后并网机组的利用小时数据，并剔除掉部分异常机组产生的数据，绘制出目前在运 15 台机组从商运第 2 年开始的年利用小时数的均值趋势，如图 7 所示。核电机组商运第 2-4 年的年平均利用小时数分别为 6793、7373 和 7682，逐年上升。在第三年之后核电机组的年利用小时数基本保持在 7700-8400 区间之内。

图 7：国内在运 15 台核电机组年利用小时数均值变动趋势



资料来源：IAEA，浙商证券研究所

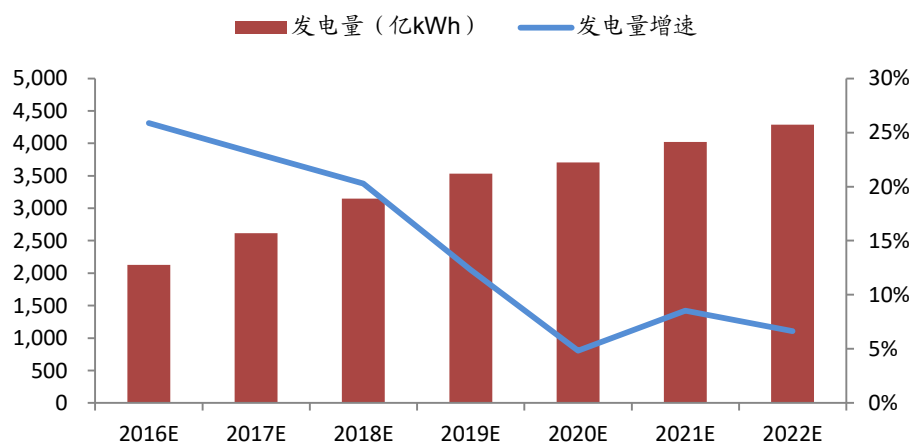
我们认为，由于新投运机组首次大修引起的机组年利用小时数下降属于正常现象，未来随着国内存量机组数量的不断增加，新增机组对利用小时数的影响将会逐步削弱，在核电机组所发电量能够正常消纳的情况下，我们预计，随后几年国内机组年利用小时数能够维持在 7500h 左右，且有超预期空间。

我们预计，国内 2016-2022 年核能发电量复合增速仍能维持在 14% 左右。主要理由包括：

其一，2017-2022 年国内在建机组投产情况可预计，在建项目进度符合预期，后续将按计划投入商运；

其二，国内核电占比仍低，未来长期仍将维持基荷电源地位；图 8 为国内 2016-2022 核能发电量变动情况预测。

图 8：2016-2022 年国内核能发电量预测



资料来源：浙商证券研究所预测

3. 电价与成本均稳定，可维持较高盈利能力

3.1. 上网电价政策维持稳定，保障收入平稳增长

核电标杆上网电价与火电上网电价水平接近，未来较长一段时间内能够保持稳定。根据国家发改委于 2013 年 6 月出台的《关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》，国内于 2013 年之前并网核电机组，执行单一核定电价，未来整个生命周期内电价维持不变；2013 年以后并网电站，按照核电标杆上网电价 0.43 元/度与当地煤电标杆上网电价孰低执行。近年来国内各地区煤电标杆电价基本处于 0.43 元/度左右，致目前国内大部分核电机组上网电价均按照 0.43 元/度执行。此外，该《通知》提出，对于承担核电技术引进、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，其上网电价可在全网核电标杆电价基础上适当提高。由此，我们预计，三门、海阳、台山、石岛湾、福清、防城港部分在建机组有望获得较高电价。表 9 为国内在运行与在建机组上网电价统计与预测。

表 9：国内核电机组上网电价统计与预测（截至 2016 年底）

机组名称	所在地区	管理业主	装机容量 (MW)	核电上网电价/标杆电价	火电标杆电价	执行电价
秦山一期	浙江	中核	1×310	0.42	0.4153	0.42
秦山二期	浙江	中核	2×650	0.414	0.4153	0.414
秦山二期扩建	浙江	中核	2×660	0.43	0.4153	0.43
秦山三期	浙江	中核	2×728	0.464	0.4153	0.464
方家山核电	浙江	中核	2×1089	0.43	0.4153	0.43
三门一期	浙江	中核	2×1250	0.43	0.4153	0.53*
昌江一期	海南	中核	2×650	0.43	0.4198	0.43
田湾一期	江苏	中核	2×1060	0.455	0.378	0.455
田湾二期	江苏	中核	2×1126	0.43	0.378	0.43
田湾三期	江苏	中核	2×1118	0.43	0.378	0.43
福清一期	福建	中核	4×1089	0.43	0.3737	43
福清二期	福建	中核	2×1150	0.48	0.3737	0.48*
宁德一期	福建	中广核	4×1089	0.43	0.3737	0.43
大亚湾核电	广东	中广核	2×984	0.42	0.4505	0.42
岭澳核电	广东	中广核	2×990	0.429	0.4505	0.429
岭东核电	广东	中广核	2×1086	0.43	0.4505	0.43
阳江一期	广东	中广核	6×1086	0.43	0.4505	0.43
台山一期	广东	中广核	2×1750	0.43	0.4505	0.53*
防城港一期	广西	中广核	2×1086	0.43	0.414	0.43
防城港二期	广西	中广核	2×1150	0.43	0.414	0.43
红沿河一期	辽宁	中广核	4×1118.79	0.43	0.3685	0.4142
红沿河二期	辽宁	中广核	2×1086	0.43	0.3685	0.4142
海阳一期	山东	国电投	2×1250	0.43	0.3729	0.52*
华能石岛湾	山东	华能	1×211	0.43	0.3729	0.6*

资料来源：中国核电招股说明书、中广核电力招股说明书，各省物价局，*浙商证券研究所预测

《通知》中还提到：全国核电标杆上网电价保持相对稳定，今后将根据核电技术进步、成本变化、电力市场供需状况变化情况对核电标杆电价进行评估并适时调整。我们认为近年来国内电力市场供需略有过剩，但总体来看各省火电标杆电价较该地区核电上网电价优势并不明显，同时考虑到 2016 年末国内煤炭价格的快速上涨，短期内调整核电标杆上网电价的可能性不大。基于以上假设，我们对于 2016-2022 年国内核电机组发电收入预测如表 10。

表 10：2016-2022 年国内核能发电量与上网电量预测

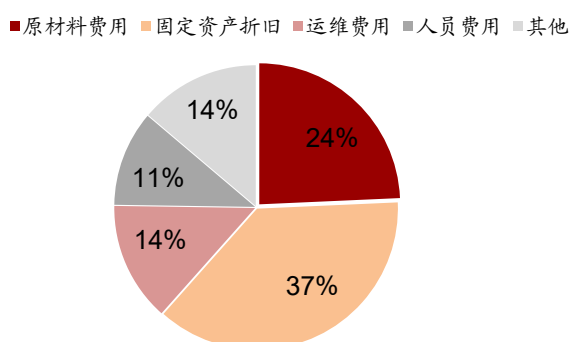
	2016E	2017E	2018E	2019E	2020E	2021E	2022E
新增商运机组数量	7	5	6	2	2	3	2
新增装机容量 (MW)	7204.79	6586	6512	2212	2204	3354	2300
总装机容量 (MW)	33632.16	40218.16	46730.16	48942.16	51146.16	54500.16	56800.16
装机容量增速	27.26%	19.58%	16.19%	4.73%	4.50%	6.56%	4.22%
有效装机容量 (MW)	30665.70	36571.66	43337.66	48107.66	48942.16	52815.16	55937.66
年平均可利用小时数 (h)	7085.08	7157.62	7264.37	7349.33	7573.36	7617.37	7669.29
发电量 (亿 kWh)	2172.69	2617.66	3148.21	3535.59	3706.57	4023.13	4290.02
发电量增速	28.57%	20.48%	20.27%	12.30%	4.84%	8.54%	6.63%
厂用电率	6.97%	6.82%	6.67%	6.59%	6.59%	6.53%	6.47%
上网电量 (亿 kWh)	2021.25	2439.01	2938.19	3302.61	3462.29	3760.31	4012.42
平均上网电价 (元/kWh)	0.4331	0.4287	0.4334	0.4448	0.4434	0.4411	0.4424
发电收入 (亿元)	740.68	903.51	1116.96	1251.71	1305.34	1421.71	1529.22
发电收入增速	26.40%	21.98%	23.62%	12.06%	4.28%	8.91%	7.56%

资料来源：浙商证券研究所预测

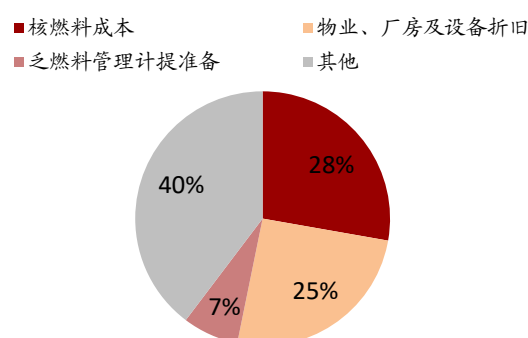
我们预计，在核电上网政策保持不变的情况下，2016-2018 国内核电运营行业收入复合增速为 24%。受 2011 年福岛核事故影响，国内在 2011-2014 年之间新开工核电机组较少，将致 2019-2022 年投运核电机组数量降低，但 2016-2022 的 7 年间核电运营行业收入复合增速仍能高达 15%，显著高于国内社会用电量增速。

3.2. 成本构成较为稳定，盈利能力显著高于其他类型电源

核燃料成本与电站的固定资产折旧，是核能发电成本中最为主要的两部分。根据中国核电 2015 年报显示，核燃料成本占比大致为 25%、电站折旧占比为 37%、人员费用占比 11%、运维费用占比 14%，此外预计乏燃料处理准备占比为 7%。另根据中广核电力 2015 年财报显示，中广核电力核燃料成本占比大致为 28%，而电站折旧成本占比为 25%，乏燃料管理计提准备为 7%。图 9、10 分别为中国核电与中广核电力 2015 年主营业务成本构成情况。

图 9：中国核电成本构成情况（2015 年度）


资料来源：中国核电 2015 年报，浙商证券研究所

图 10：中广核电力成本构成情况（2015 年度）


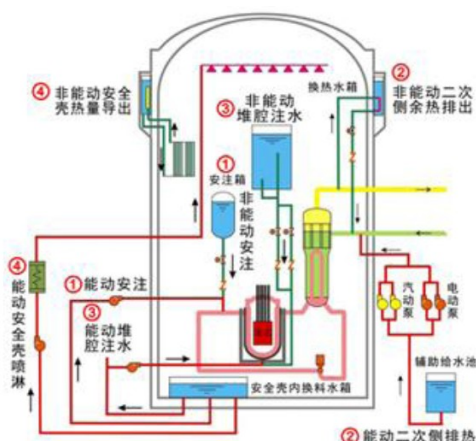
资料来源：中广核电力 2015 年报，浙商证券研究所

三代核电技术路线基本确定，批量化建设将持续降低核电站建造成本。我们认为国内后续新建三代核电主要包括两大系列，分别为 AP1000 系列与“华龙 1 号”系列。

其中 AP1000 反应堆由国电投前身之一国家核电技术公司引进，目前三门、海阳两地有 4 台 AP1000 在建，相应工程已经进入工程收尾阶段，有望于 2017、2018 两年并网发电。目前国家核电技术公司通过吸收与再创新，提出了具有自主知识产权的 CAP1400、CAP1700 两种类型机组，后续有望成为国电投核电建设的主力堆型。

“华龙 1 号”是在融合中核集团的 ACP1000 与中广核集团的 ACPR1000+两家核电技术的基础上改进而来，非常具有中国特色。其设计、燃料、设备、制造、运行、维护等多个领域具备自主知识产权，形成了完整的知识产权体系，是目前国内可以用于独立出口、具备三代技术标准的机型，定位为中国核电“走出去”的旗舰产品。“华龙 1 号”采用的“177”堆芯设计，以及“能动+非能动”的专设安全系统，是其区别于其他类型反应堆的最大特点。图 11 为“华龙 1 号”“能动+非能动”的设计示意图。

图 11：“华龙 1 号”之“能动+非能动”设计示意



资料来源：中核集团网站，浙商证券研究所

参考国内主流二代核电站建设经验，持续批量化建设同一类型的核电站将持续推动核电站建设成本下降。以中广核 CPR1000 建设经验为例：中广核集团自 1987 年引进法国的百万千瓦级核电机组 M310 之后，便致力于核电技术的引进吸收与再创新，在 M310 基础上进行了一系列技术改进形成了 CPR1000 技术和具备三代核电主要技术特点的 ACPR1000 技术，后续中广核集团通过批量建造 CPR1000 形成了很好的学习曲线效应，反应堆建设成本稳步下降。表 11 为中广核集团部分相关建造成本数据。

表 11：中广核集团部分核电机组建设成本统计

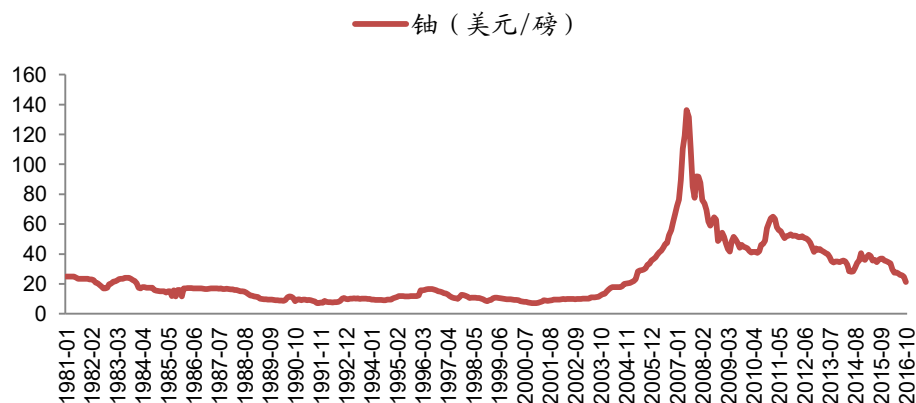
机组名称	建设起始时间	机组类型	装机容量	建设成本（元/W）
大亚湾核电厂	1987/8/7	M310	2*984	18.5
岭澳核电厂	1997/5/15	M310	2*990	15.3
岭东核电厂	2005/12/15	CPR1000	2*1089	12.1
红沿河电站	2007/8/18	CPR1000	4*1119	11.2
宁德核电站	2008/2/18	CPR1000	4*1089	11.6
阳江核电站	2008/12/16	CPR1000	6*1086	10.9
防城港核电厂	2010/7/30	CPR1000	2*1089	9.7

资料来源：

1. 基于工程造价及发电成本的核电与火电比较研究，《科技与管理》2005 年第 4 期，陈衬兰
2. 国际核电成本分析及建安成本探讨，《中国核工业》2010 年第 8 期，米森
3. 核电建设周期、成本变化规律分析，《中国能源》2016 年第 6 期，康俊杰、姚明涛、朱清源
4. 浙商证券研究所

由于需求单一，近年来铀价格呈平稳下降趋势，核燃料成本占比将保持平稳。铀目前的主要经济用途即为制造浓缩铀，充当核反应堆的动力燃料，因此历史上铀价格除了三次大幅上涨之外基本维持在 10-30 美元/磅的水平（1980 年之前无统一透明市场价格）。近年来随着铀矿开采技术的提高，铀浓缩提取技术的不断进步使得铀的稀缺程度进一步降低。展望未来，我们认为全球核电发展对于铀的需求基本处于低速平稳增长态势，铀需求不存在爆发性增长的可能，而供给或将随着技术提升缓慢释放，同时以国内两大核电巨头为首的国际核电运营商基本皆有海外铀矿布局，铀价格将大概率保持低位运行。图 12 为 1980 年以来的铀价格走势。

图 12：1980 年以来铀价格变动趋势



资料来源：国际货币基金组织，浙商证券研究所

人员费用、运维费用、乏燃料处置成本可预计，未来大幅变动的概率较小。人员费用主要为电站运营人员的工资与奖金，主要与在运以及在建机组数量相关；运维费用主要为电站正常运行的开支以及大修开支，其中正常运行支出基本维持稳定占比，大修分首次大修、常规大修以及十年大修三种类型，但大修类型主要取决于机组并网时间，因此一定程度上可有效预计；乏燃料处置准备为机组商运 5 年后，按照每度电 0.026 元计提，占比亦相对较为固定。表 12 为 2014 与 2015 两年中国核电与中广核电力收入与成本构成情况。

表 12：2014-2015 年中国核电与中广核电力收入与成本对比

中国核电			中广核电力		
年份	2015	2014	年份	2015	2014
发电量（亿度）	742.7	527.65	发电量（亿度）	606.52	549.37
上网电量（亿度）	691.89	492.86	上网电量（亿度）	575.3	521.76
收入（亿元）	259.95	186.08	收入（亿元）	215.42	193.27
平均不含税电价（元/度）	0.3757	0.3776	平均不含税电价（元/度）	0.3744	0.3704
原材料费用（亿元）	35.53	27.98	核燃料成本（亿元）	32.6	30.95
人员费用（亿元）	16.01	15.56			
运维费用（亿元）	20.00	14.15			
固定资产折旧（亿元）	54.52	40.78	物业、厂房及设备折旧（亿元）	29.87	26.26
其他（亿元）	20.21	14.75	其他（亿元）	46.6	38.47
成本合计（亿元）	146.27	113.22	乏燃料管理计提准备（亿元）	8.34	7.7
毛利率	43.73%	39.16%	成本合计（亿元）	117.41	103.38
			毛利率	45.50%	46.51%

资料来源：中国核电 2015 年报，中广核电力 2015 年报，中国核能行业协会，浙商证券研究所

核能发电享受增值税税收优惠，增值税退税专项用于还本付息免征企业所得税。2008年4月，财政部与国家税务总局联合下发《财政部、国家税务总局关于核电行业税收政策有关问题的通知》，规定核力发电企业生产销售电力产品，自核电机组正式商业投产次月起15个年度内，统一实行增值税先征后退政策，返还比例分三个阶段逐级递减，其中第一个5年返还比例为75%，第二个5年为70%，第三个5年为55%。且通知规定增值税退税专项用于返还贷款，不征收企业所得税。

综合以上分析，我们认为，相较于其他类型电源，核电能够维持平稳盈利能力，可以称得上是未来数年国内盈利能力最为优质的发电资产。近年来国内两大主要核电运营商的毛利率水平均能够维持在35%以上，净利率水平亦能够维持在25%以上，盈利水平较火电运营商具有显著优势，如表13、表14所示。此外核能发电不受地理资源约束，国内在建以及筹建当中核电装机容量为目前在运行核电装机容量的3倍以上，长期成长性较水电行业更优。

表 13：国内主流核电、火电、水电等运营商毛利率水平对比

公司	电源类型	2016Q3	2015	2014	2013	2012	2011	平均值
中广核电力	核电	51.00%	48.67%	49.24%	47.63%	47.16%	49.00%	48.78%
中国核电	核电	43.38%	44.18%	39.51%	35.73%	40.23%	40.89%	40.65%
浙能电力	火电	26.10%	26.08%	19.85%	18.92%	15.06%	10.98%	19.50%
华电国际	火电	26.20%	33.52%	27.88%	23.39%	16.01%	9.22%	22.70%
华能国际	火电	26.89%	29.00%	25.04%	23.14%	16.30%	8.70%	21.51%
长江电力	水电	62.45%	59.58%	63.10%	57.99%	63.70%	59.31%	61.02%
桂冠电力	水电	60.09%	58.67%	40.65%	30.43%	29.13%	29.07%	41.34%
国投电力	水电	52.83%	52.21%	50.72%	40.51%	25.29%	17.05%	39.77%
节能风电	风电	45.20%	48.10%	51.76%	54.69%	54.46%	56.45%	51.78%

资料来源：Wind，浙商证券研究所

表 14：国内主流核电、火电、水电等运营商净利率水平对比

公司	电源类型	2016Q3	2015	2014	2013	2012	2011	平均值
中广核电力	核电	30.48%	35.29%	33.55%	29.63%	28.71%	34.42%	31.85%
中国核电	核电	30.83%	27.13%	27.43%	28.32%	25.76%	28.23%	27.95%
华能国际	火电	13.83%	13.61%	10.66%	9.79%	5.12%	1.02%	9.00%
华电国际	火电	11.22%	14.76%	10.90%	8.49%	3.22%	0.27%	8.14%
浙能电力	火电+核电	23.45%	21.18%	16.02%	14.28%	9.83%	6.44%	15.20%
长江电力	水电	43.85%	47.53%	43.98%	39.97%	40.15%	37.20%	42.11%
国投电力	水电	30.59%	32.30%	30.83%	20.74%	8.45%	3.10%	21.00%
桂冠电力	水电	39.46%	38.86%	16.67%	6.96%	8.31%	8.09%	19.73%
节能风电	风电	17.82%	19.58%	19.20%	23.36%	26.57%	23.68%	21.70%

资料来源：Wind，浙商证券研究所

4. 投资建议

我们认为，受益 2016-2018 年在建核电机组的密集并网，核电运营行业将迎来一段黄金发展期，成为未来几年我国最为优质的电力运营细分领域。主要理由如下：

首先，国内在建核电项目进度符合预期，2016-2018 年核电在运行装机容量复合增速为 23%，2016-2022 年 7 年间核电在运行装机容量复合增速为 14%，核电装机容量增速将显著高于同一时期全国电力装机总容量增速。

其次，2016 年国内核电发电量占比仅为 3.5% 左右，至 2022 年核电发电量占比也仅为 6% 左右，相较成熟核电国家仍有较大差距，后续仍然具有较大发展空间。且由于核能发展占比不高，核电仍将大概率维持基荷电源地位，长期来看，核电发电利用小时数仍可达到 7500 左右，核电消纳不成问题。

最后，铀价格维持稳定，国内核电技术路线选型基本确定，未来核电运营成本仍将维持平稳下降趋势。上网电价政策维持稳定，核电发电成本较火电仍具优势，长期仍然能够维持较强的盈利水平。

二级市场上，建议关注：核电运营领域绝对龙头——中国核电，以及核电对净利润贡献将显著提升的浙能电力与大唐发电。此外，中能股份、华能国际等上市公司旗下亦有参股核电资产，如表 15 所示。

表 15：A 股上市公司旗下核电资产统计

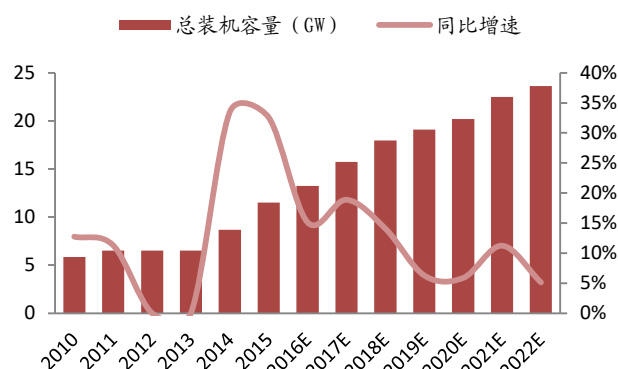
公司	在运权益装机 (MW)	在建权益装机 (MW)	主要参股核电站
中国核电	7233.09	5247.39	全部为控股电站
浙能电力	1366.24	500	秦山一期、秦山二期、秦山三期、三门核电
大唐发电	1916.64		宁德核电
中能股份	460		秦山二期、秦山三期
华能国际	221		昌江核电

资料来源：中国核能行业协会，全国企业信用信息公示系统，中国核电公告，中广核电力公告，浙商证券研究所

4.1. 中国核电：A 股核电运营龙头，“增持”评级

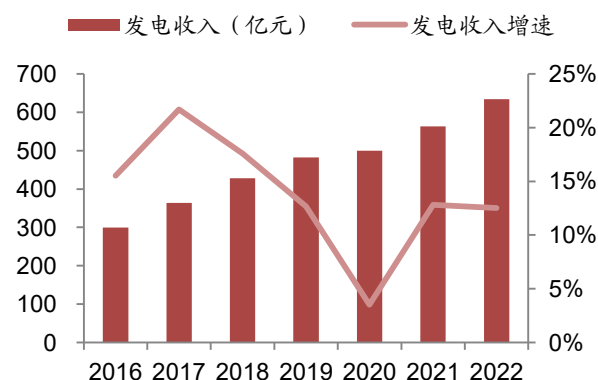
中国核电是中核集团旗下唯一核电运营平台，截至 2016 年底中国核电控股在运核电机组 16 台，装机容量 13.251GW；控股在建核电机组 9 台，装机容量 10.377GW；控股机组数量占据国内半壁江山。根据公司在建项目建设进度，我们预计 2017-2022 年公司年均将投运 1.73GW 核电机组。我们预计至 2022 年底，中国核电在运核电机组装机容量将达到 23.638GW，为目前装机容量的 1.8 倍。未来 6 年，年均新增发电量约 130 亿度，增收约 48 亿元。图 13 与 14 为中国核电核电装机容量与收入预测。

图 13：2010-2022 年中国核电控股电站装机容量统计与预测



资料来源：中国核能行业协会，浙商证券研究所

图 14：2016-2022 年中国核电收入预测



资料来源：中国核能行业协会，浙商证券研究所

我们预计中国核电 2016-2018 将实现净利润 48.97 亿元、61.63 亿元、75.13 亿元，同比增长 29.51%、25.85%、21.90%，对应 22.03 倍、17.50 倍、14.36 倍。维持“增持”评级。

4.2. 浙能电力：参股多家浙江地区核电站

浙能电力是浙江省规模最大的火力发电企业，截至 2016 年中，浙能电力控股及管理装机容量 29.87GW，占浙江电网统调火电装机容量 50%以上。2015 年度浙能电力全年发电量为 915 亿度，占浙江省 2015 年发电量的 45.93%，是浙江省最为重要的发电企业。

截至 2016 年底，浙能电力参股核电机组在运行权益装机容量为 1366.24MW，在建权益装机容量为 500MW，其中在建项目为三门 1、2 号机组，我们预计将于 2017 年相继投入商业运行。之前浙能电力核电运营业务受关注较低，是 A 股市场上“隐形”核电运营商。除在运行与在建核电项目外，浙能电力还将参与三门核电剩余 4 台机组、中核徐大堡核电的投资开发，控股股东浙能集团与中核集团成立中核浙能能源公司推动金七门核电与龙游核电建设，如后续相应电站顺利建成且集团资产完成注入，届时浙能电力核电机组权益装机容量将增加 8.5GW，为目前装机容量 4 倍。此外公司还与国家核电技术公司成立国核浙能核能有限公司以推动台州雀儿岙等浙江海岛核电前期工作。表 16 为浙能电力目前参与在运行与在建电站 2016-2022 年间发电量与收入预测情况。

表 16：浙能电力参股核电机组 2016-2022 电量与收入预测

机组名称	持股比例	发电量预测（亿度）						
		2016E	2017E	2018E	2019E	2020E	2021E	2022E
秦山核电厂 1 号机组	28%	24.18	23.25	24.8	24.8	23.25	24.8	24.18
秦山第二核电厂 1 号机组	20%	48.75	50.7	52	48.75	50.7	52	50.7
秦山第二核电厂 2 号机组	20%	50.7	52	48.75	50.7	52	50.7	48.75
秦山第三核电厂 1 号机组	10%	58.24	58.24	58.24	58.24	58.24	53.872	58.24
秦山第三核电厂 2 号机组	10%	53.872	58.24	58.24	58.24	58.24	56.784	58.24
秦山第二核电厂 3 号机组	20%	51.48	52.8	49.5	51.48	52.8	51.48	49.5
秦山第二核电厂 4 号机组	20%	49.5	51.48	52.8	51.48	49.5	48.84	49.5
方家山核电 1 号机组	28%	76.23	78.408	80.586	82.764	84.942	87.12	82.764
方家山核电 2 号机组	28%	72.963	76.23	78.408	80.586	82.764	84.942	87.12
三门核电 1 号机组	20%	0	38.75	80	83.75	87.5	93.75	97.5
三门核电 2 号机组	20%	0	19.375	80	83.75	87.5	93.75	97.5
权益发电量（亿度）		99.84	114.48	135.72	138.31	141.12	144.29	144.68
权益发电收入（亿元）		34.06	39.99	48.84	49.91	50.91	52.23	52.54

资料来源：中国核能行业协会，浙商证券研究所

目前核电站运营销售净利率在 30%左右，我们预计核电业务将在 2016-2022 年期间为浙能电力年均贡献 10-15 亿元投资收益，2015 年核电投资收益占公司净利润比例约为 20%。如果后续三门核电 3-6 号机组、徐大堡核电、金七门核电站及龙游核电站建设顺利且金七门与龙游相应资产完成注入，远期浙能电力核电投资收益贡献有望达到年均 75 亿元左右。

4.3. 大唐发电：宁德核电站逐步商运，将助力公司业绩改善

大唐发电是中国大型独立发电公司之一，截至 2016 年中，公司管理装机容量约 43.472GW。其中，火电煤机 32.28GW，约占 74.25%；火电燃机 2.89GW，约占 6.65%；水电 6.13GW，约占 14.09%；风电 1.88GW，约占 4.32%；光伏发电 0.3GW，约占 0.69%。

大唐发电目前持有宁德核电一期 4 台机组 44% 股权，参股在运行核电权益装机容量达到 1916.64MW，宁德核电一期 4 台机组分别于 2013-2016 年陆续投产，后续达到稳定运行状态，将为公司贡献可观投资收益。此外根据相关媒体报道，2016 年 12 月底，福建宁德第二核电有限公司在京成立，宁德第二核电公司注册资本为 1 亿元，其中大唐核电集团出资 4700 万元，成为其第一大股东。我们认为大唐集团对于宁德二期持股比例增加，彰显了集团层面对于加大核电领域投资的信心，后续有望积极布局，主导部分核电站的运营与建设，而大唐发电作为大唐核电的持股方，将直接受益。表 17 为大唐发电目前参与在运行与在建电站 2016-2022 年间发电量与收入预测情况。

表 17：大唐发电参股核电机组 2016-2022 电量与收入预测

机组名称	持股比例	发电量预测（亿度）						
		2016E	2017E	2018E	2019E	2020E	2021E	2022E
宁德核电站 1 号机组	44%	70.79	78.41	84.94	80.59	84.94	82.76	84.94
宁德核电站 2 号机组	44%	67.52	72.96	76.23	78.41	82.76	84.94	84.94
宁德核电站 3 号机组	44%	65.34	74.05	76.23	81.68	84.94	80.59	82.76
宁德核电站 4 号机组	44%	36.07	70.79	74.05	78.41	81.68	84.94	87.12
权益发电量（亿度）		105.48	130.33	137.04	140.39	147.10	146.62	149.50
权益发电收入（亿元）		35.67	44.20	46.56	47.76	50.10	49.92	50.93

资料来源：中国核能行业协会，浙商证券研究所

我们预计核电业务将在 2016-2022 年期间为大唐发电年均贡献 10-15 亿元投资收益，相当于大唐发电 2015 年净利润的 36%-54%，如果后续控股股东大唐集团成功控股宁德二期获取核电运营牌照，公司有望借集团布局取得更多核电开发权益。

风险提示

基于已建、在建核电项目的统计信息，以及合理的建设周期预测，我们判断，官方规划中关于“十三五”末期中国大陆建成 58GW 核电装机容量的目标，将大概率无法完成。

关于核电消纳，在作者认知范围以外，或存在其他隐性问题导致该消纳问题加剧。

行业估值中枢或现波动，相关上市公司的业绩或不达预期，这些都将影响相关个股的股价走势。

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。

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