

公用事业/电力

火电行业专题研究报告:

--区域供需格局分化分析兼议火电供给侧改革

评级: 增持(维持)

分析师: 李俊松

执业证书编号: S0740518030001

Email: lijuns@r.qlzq.com.cn

研究助理: 王瀚

Email: wanghan@r.qlzq.com.cn

重点公司基本状况

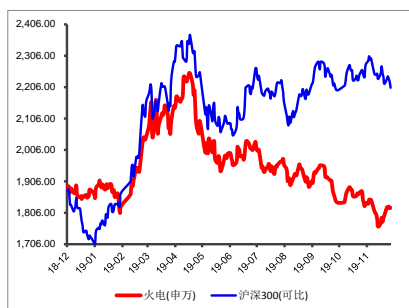
简称	股价 (元)	EPS				PE				PB	评级
		2017	2018	2019E	2020E	2017	2018	2019E	2020E		
华电国际	3.71	0.34	0.04	0.17	0.32	0.43	10.9	92.8	21.8	11.6	买入
华能国际	5.99	0.58	0.12	0.09	0.38	0.49	10.3	49.9	66.6	15.8	买入
内蒙华电	2.59	0.06	0.09	0.13	0.23	0.27	43.2	28.8	19.9	11.3	未评级

备注 华电国际、华能国际、内蒙华电来自 wind 一致预期

基本状况

上市公司数 27
行业总市值(百万元) 488,070

行业-市场走势对比



相关报告

投资要点

- 如果将最近的电价改革文件理解为电价的完全市场化,那么未来电价将更多取决于各区域的电力供需形势。利用小时和电价是电力供需中的量价两要素,但由于前期市场化并未完全放开,竞价的出清价差存在很多非理性因素,用其反应电力供需不是很严谨,因此火电的利用小时大致可以反应各区域电力供需形势。
- 火电利用小时增加的地区主要是中部(山西)、西部(新疆)以及北部(内蒙)地区,这种现象很有可能还会持续下去。山西、新疆、内蒙地区火电利用小时上升有两个原因:(1)工商业电价低使得大批制造业企业在当地投资建设产线拉动二产用电量增速并由此带动全社会用电量增速。又因为工商业电价是发改委定的,不轻易变动,所以未来这些省份的用电量增速仍有很大可能超过全国。(2)西电东送尤其是特高压工程很成功,这些省份的可再生能源发电大部分都送到华北、华中、华东和华南各省份去消纳了。如果说未来国家的大政策依旧是发展可再生能源,那么预计这些地区还会有更多的特高压线路落地,也会更需要火电出力来平衡整个区域电网的性能。推荐内蒙地区的火电标的内蒙华电。
- 东南沿海省份的火电利用小时基本是持平或者往下走的,这种现象也有可能持续下去。传统的观点认为东南沿海的工业大省很缺电,单看省内的电力缺口确实有逐年上升的趋势,但这几年沿海地区既接收了西南地区的水电,又核准 OR 建设了很多的海上风电和光伏项目。根据下文的测算广东省 19-21 年清洁能源的发电增量(包括外送)基本可以覆盖本省用电需求增量而且很可能还会对存量的火电形成进一步挤占。按照这样测算东南沿海省份的电力供需形式其实是很宽松的,未来完全放开市场化电价下的风险相应的也会更大。
- 11月29日国资委发布的《中央企业煤电资源区域整合试点方案》,将甘肃、陕西、新疆、青海、宁夏5个煤电产能过剩、煤电企业连续亏损的省份纳入第一批中央企业煤电资源区域整合试点,要求力争到2021年末试点区域产能结构明显优化,煤电产能压降1/4-1/3,平均设备利用小时明显上升,整体减亏超过50%,资产负债率明显下降。《方案》还要求严格控制新增产能,属于国内电力产能预警红色和橙色等级的省区,自开展煤电资产重组起,原则上停止新建煤电投资项目。该文件意味着煤电供给端去产能开始加速,新增产能也将被极大限制。供给侧改革首先会带来存量机组利用小时的提升,相应的还会降低度电成本,提升企业的盈利能力;其次供给侧改革带来的当地供需格局的改善,在未来电力市场化放开的背景下对电价产生积极影响。推荐火电行业龙头标的华能国际、华电国际。
- 风险提示:(1)供给侧改革不及预期风险;(2)宏观需求不及预期风险;(3)市场电占比扩大风险。

内容目录

区域供需格局分化分析兼议火电供给侧改革	错误!未定义书签。
风险提示	- 12 -

图表目录

图表 1: 连续三年火电利用小时均同比增加的省份情况	- 3 -
图表 2: 连续两年火电利用小时均同比增加的省份情况	- 3 -
图表 3: 连续三年火电利用小时均同比下降的省份情况	- 3 -
图表 4: 东南沿海用电大省近三年火电利用小时情况	- 4 -
图表 5: 内蒙、吉林、四川、山西、新疆全社会用电量增速 (%)	- 4 -
图表 6: 全国各省份工商业用电电价情况 (35kV)	- 5 -
图表 7: 多晶硅料成本组成情况	- 6 -
图表 8: 电解铝成本组成情况	- 6 -
图表 9: 内蒙、四川、山西、新疆工业用电量增速	- 6 -
图表 10: 内蒙、吉林、山西、新疆输出电量增速	- 7 -
图表 11: 2014-2019 年国内建成特高压线路情况	- 7 -
图表 12: 全国各省份近三年火电新增装机情况	- 8 -
图表 13: 广东省发、用电量情况 (亿千瓦时)	- 9 -
图表 14: 广东省发、用电量情况 (亿千瓦时)	- 9 -
图表 15: 送广东大型水电站情况	- 9 -
图表 16: 广东省 2019-2021 年电力供需形势测算	- 10 -
图表 17: 西北五省火电装机占比情况 (2018 年)	- 11 -
图表 18: 西北五省及全国火电利用小时情况 (2018 年)	- 11 -
图表 19: 国内各省份电力产能预警情况	- 11 -

区域供需格局分化分析兼议火电供给侧改革

- 2019 年 10 月份的电价改革文件明确了今后火电电价将从标杆电价机制改为“基准+浮动”机制并且规定了明年暂不上浮。如果我们将理解为其电价的完全市场化，那么未来电价将更多取决于各区域的电力供需形势。
- 考虑以下前提：(1) 利用小时和电价是供需中的量价两要素，因此利用小时和电价可以评估供需形势；(2) 由于可再生能源优先上网，其利用小时取决于风况（光照）以及消纳（由供需决定），但风况（光照）占主要地位；(3) 由于前期市场化并未完全放开，竞价的出清价差存在很多非理性因素，用其反应电力供需不是很严谨。假设我们认为上述三个前提成立，那么火电的利用小时大致可以反应各区域电力供需形势。用各省份火电利用小时数据统计出来的结果如下：
 - 连续三年（2017、2018、2019 年 1-10 月）火电利用小时均同比增加的省份有四个：内蒙古、吉林、四川、山西，在这里我们也算上新疆，因为新疆 2018 和 2017 利用小时差不多；

图表 1: 连续三年火电利用小时均同比增加的省份情况

	山西	内蒙古	吉林	四川	新疆
2017	3,996	4,628	3,406	2,123	4,655
2018	4,318	5,124	3,590	2,713	4,639
2019	3,578	4,443	3,032	2,483	3,602

来源：wind、中泰证券研究所

- 连续两年（2018、2019 年 1-10 月）火电利用小时均同比增加的省份有 7 个：黑龙江、湖北、广西、海南、重庆、贵州、甘肃；

图表 2: 连续两年火电利用小时均同比增加的省份情况

	黑龙江	湖北	广西	海南	重庆	贵州	甘肃
2017	3866	3956	2653	4212	3020	3899	3508
2018	3886	4527	3500	4549	3510	3938	4178
2019	3190	3911	3455	3891	2872	3414	3295

来源：wind、中泰证券研究所

- 连续三年（2017、2018、2019 年 1-10 月）火电利用小时均同比下降的省份有两个：辽宁、江苏；

图表 3: 连续三年火电利用小时均同比下降的省份情况

	辽宁	江苏
2017	4251	4909
2018	4199	4576
2019	3320	3582

来源：wind、中泰证券研究所

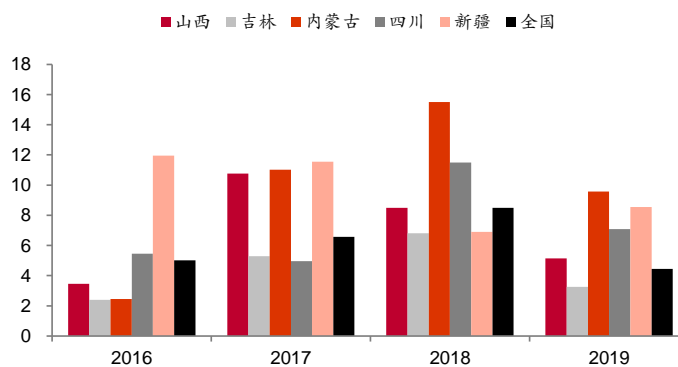
- 再交代一些传统东南沿海用电大省的火电利用小时数据，包括广东（升升降）、山东（降升降）、河北（升升降）三省（同比变化情况）：

图表4：东南沿海用电大省近三年火电利用小时情况

	广东	山东	河北
2017	4069	4660	5056
2018	4096	4707	5090
2019	3147	3681	3994

来源：wind、中泰证券研究所

- 总结来看就是：火电利用小时增加的地区主要是中部（山西）、西部（新疆）以及北部（内蒙）地区，而东南沿海省份的火电利用小时基本是持平或者往下走的。下面分析一下连续三年火电利用小时上升省份的具体情况。
- 先来看内蒙、吉林、四川、山西、新疆这五个省的全社会用电量增速，可以看到内蒙、四川、新疆这几个西北、西南省份的全社会用电量增速在多数年份里远超全国，山西的全社会用电量增速比全国要高一些，吉林比全国低。

图表5：内蒙、吉林、四川、山西、新疆全社会用电量增速（%）


来源：wind、中泰证券研究所

- 其中内蒙（蒙西）、山西和新疆又都有一个共同特点，就是工商业电价比较低。

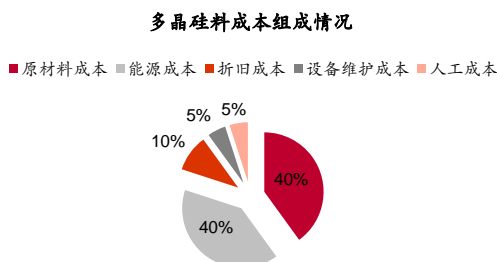
图表 6: 全国各省份工商业用电电价情况 (35kV)

地区	省份	35kV工商业电价 (元/千瓦时)
华北地区	北京	0.7368
	天津	0.6551
	冀南	0.5655
	冀北	0.5391
	蒙西	0.5025
	蒙东	0.682
华中地区	山西	0.5366
	河南	0.5965
	湖北	0.7177
	湖南	0.7111
	江西	0.6504
	安徽	0.5898
东北地区	黑龙江	0.7091
	辽宁	0.6973
	吉林	0.7667
华东地区	江苏	0.6754
	山东	0.6259
	浙江	0.6907
	上海	0.722
西北地区	宁夏	0.512
	青海	0.4489
	甘肃	0.6352
	陕西	0.6312
	新疆	0.4508
华南地区	广东	0.6764
	广西	0.6783
	福建	0.5992
	海南	0.7109
西南地区	云南	0.5415
	贵州	0.6027
	四川	0.6851
	重庆	0.6561

来源: 北极星电力网、中泰证券研究所

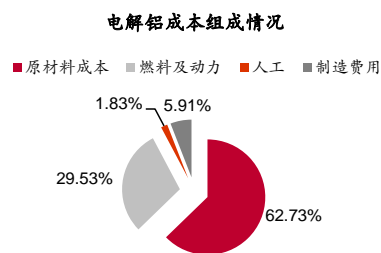
- 电价低的优势是什么呢? 可以看到近年来大批的制造业, 比如电解铝、光伏企业都把新的产线建到这些地方去, 这个是很重要的, 因为能源成本 (也就是电力) 可以占到这些制造业企业生产成本的 40% 左右甚至更多, 电价低可以极大的节省这些企业的生产成本。大批产线的投产拉动了这些省份的第二产业用电量增速, 可以看到上述这些省份二产用电增速都是要高于全国的。因为工商业电价是发改委定的, 所以是不轻易变的, 也就是说未来这些低电价省份的用电量增速仍有很大可能是超过全国。

图表 7: 多晶硅料成本组成情况



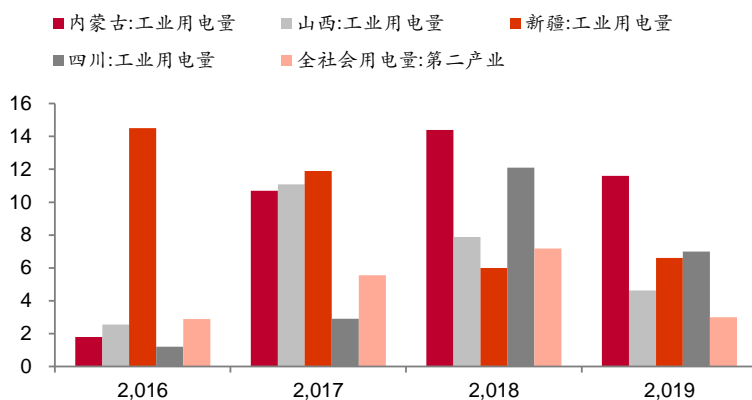
来源: 通威股份公告、中泰证券研究所

图表 8: 电解铝成本组成情况



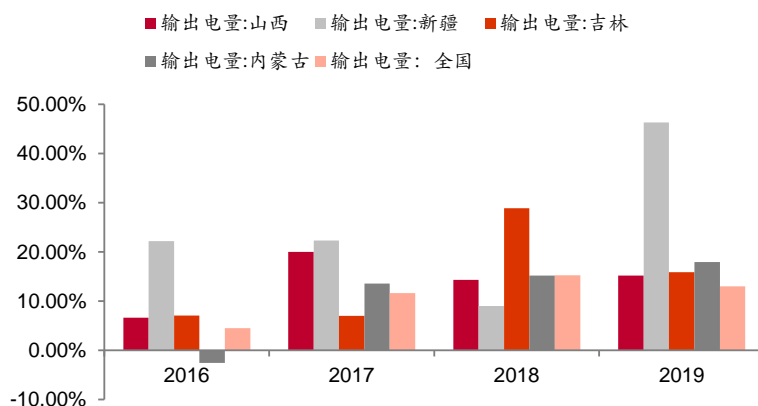
来源: 神火股份 2018 年报、中泰证券研究所

图表 9: 内蒙、四川、山西、新疆工业用电量增速



来源: wind、中泰证券研究所

- 再来看一下上述几个省份的**外送电量**情况。可以发现在大多数年份里这些省份的输出电量同比增幅是高于全国的，尤其是这两年的新疆、内蒙和吉林。内蒙和新疆同时属于风电的 I 类区和光伏的 I 类区，吉林则是光伏的 II 类区和风电的 III 类区，是可再生能源资源非常丰富的地方，这几年也的确建设了大批的风电场和光伏电站。但是数据告诉我们，这些地方火电的利用小时并没有被挤占。这里面可能有两点原因：第一就是**这些年国家的西电东送，尤其是特高压工程确实做的很成功**，西北的风电、太阳能发电以及西南的水电大部分都送到华北、华中、华东和华南各省份去了，不然都留在本地光消纳这些可再生能源发电会很吃力，更何谈火电了；第二就是**可再生能源固有的诸如出力间歇性等问题，其接入电网会破坏电网的稳定性和可靠性**。事实上，**可再生能源越多的地方就越需要火电出力来平衡电网的稳定性和可靠性**。如果说未来国家的大政策依旧是发展可再生能源的话，那么可以预见这些地区还会有更多的特高压线路落地，也会更需要火电出力来平衡整个区域电网的性能。

图表 10: 内蒙、吉林、山西、新疆输出电量增速


来源: wind、中泰证券研究所

图表 11: 2014-2019 年国内建成特高压线路情况

线路名称	建成时间	起点	终点	类别	电压等级
溪洛渡-金华	2014	四川宜宾双龙换流站	浙江金华换流站	直流	±800kV
哈密南-郑州	2014	新疆哈密南部能源基地	郑州	直流	±800kV
浙北-福州	2014	浙北1000kV变电站	福州1000kV变电站	交流	1000kV
淮南-浙北-上海	2016	安徽淮南	上海	交流	1000kV
锡盟-山东	2016	内蒙古锡林郭勒盟	山东省济南市	交流	1000kV
蒙西-天津南	2016	内蒙古准格尔旗蒙西变电站	天津南变电站	交流	1000kV
宁东/灵州-浙江/绍兴	2016	宁夏灵武市白土岗乡灵州换流站	浙江诸暨市次坞镇绍兴换流站	直流	±800kV
酒泉-湖南	2017	甘肃酒泉	湖南湘潭县	直流	±800kV
上海庙-山东	2017	内蒙古上海庙	山东临沂	直流	±800kV
锡盟-胜利	2017	内蒙古锡盟	山东胜利	交流	1000kV
锡盟-泰州	2017	内蒙古锡盟	江苏泰州	直流	±800kV
扎鲁特-青州	2017	内蒙古扎鲁特换流站	山东省青州换流站	直流	±800kV
晋北/山西-江苏/南京	2017	山西晋北换流站	江苏南京	直流	±800kV
榆横-潍坊	2017	陕西榆横	山东潍坊	交流	1000kV
滇西北-广东(南网)	2017	云南省大理新松换流站	深圳东方换流站	直流	±800
山东-河北环网	2018	山东潍坊	山东临沂	交流	1000kV
苏通GIL综合管廊	2019	安徽淮南	上海	交流	1000kV
北京西-石家庄	2019	河北省保定市	河北省邢台市	交流	1000kV
蒙西-晋中	2019	内蒙古自治区蒙西变电站	山西省晋中变电站	交流	1000kV
昌吉-古泉	2019	新疆准东(昌吉)换流站	安徽宣城(古泉)换流站	直流	±1100kV
乌东德-广东	2019	云南昆北换流站	广西柳北换流站、广东龙门换流站	直流	±800kV

来源: 北极星电力网、中泰证券研究所

- 看完需求再来看看供给, 下图是近三年各省份 6MW 以上火电新增装机。可以发现 2016-2018 年山西、内蒙、新疆火电的总新增装机都排进了前十, 说明这几年供给侧新增装机并不少, 但火电利用小时依然是往上的, 只能说明省内二产+配套线路外送使得这些省份的电力需求确实很好。相反的, 吉林和四川的火电新增装机排名在后半部分, 省内火电利用小时上升主要可以由新增供给比较少解释。

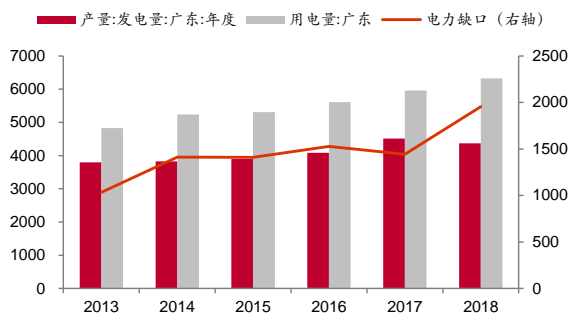
图表 12: 全国各省份近三年火电新增装机情况

省份	火电新增装机 (万千瓦)			三年合计
	2016A	2017A	2018A	
山东	2370	1614	551	4535
江苏	620	1309	1188	3116
新疆	1264	752	488	2505
陕西	510	459	1086	2054
河南	475	774	687	1936
安徽	572	736	621	1928
内蒙	643	781	458	1882
广东	517	451	909	1877
山西	674	433	685	1792
云南	771	463	476	1710
河北	546	483	620	1649
宁夏	517	513	527	1558
浙江	173	568	666	1407
江西	478	301	387	1165
四川	435	613	112	1160
广西	695	187	178	1059
湖北	335	379	277	990
贵州	445	293	236	973
辽宁	279	267	323	870
福建	290	387	173	851
青海	271	199	257	726
湖南	228	156	245	629
黑龙江	136	186	160	482
甘肃	183	169	118	470
吉林	104	148	191	444
天津	143	32	210	385
重庆	34	261	84	379
海南	115	23	146	284
北京	17	116	57	190
上海	27	29	125	181
西藏	37	47	23	108

来源: wind、中泰证券研究所

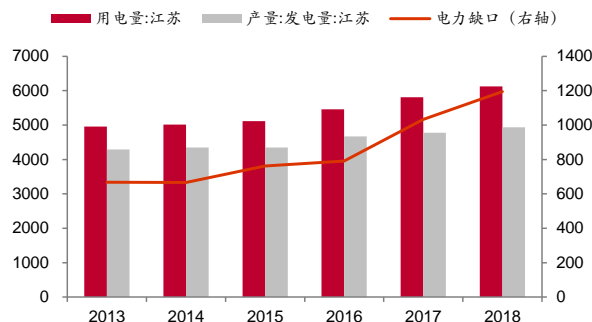
- 接着看下东南沿海省份的问题。传统的观点认为像广东、江苏、山东这样的工业大省很缺电，这么认为是有一定道理的，因为单看省内的发电量和用电量可以发现电力缺口确实很大，而且还有逐年上升的趋势。

图表 13: 广东省发、用电量情况 (亿千瓦时)



来源: wind、中泰证券研究所

图表 14: 江苏省发、用电量情况 (亿千瓦时)



来源: wind、中泰证券研究所

- 但可能是政府觉得这些省份是真的缺电, 所以近几年为这些省份的电力供应想了非常多的办法。江浙、广东、山东等地建了一大批火电机组, 尤其是山东和江苏霸占了近三年火电新增装机量榜单的前两位, 大幅领先内蒙和山西。不仅如此, 以广东为例, 西南地区送广东的大型水电站有 19 个之多, 总装机接近 90GW, 长江电力、华能水电、华电集团等巨头都有水电站送粤。此外, 近年来受到国家政策的号召, 广东省近年来核准并建设了一大批海上风电项目, 2018 年全年一共核准了 31 个项目, 一共 18.7GW, 预计未来 2-3 年相继投产.....2019 年光伏的竞价项目出炉了以后可以发现广东省一共有 1.67GW, 排在所有省份的第四位....

图表 15: 送广东大型水电站情况

	线路	装机/万千瓦	归属公司
乌东德水电站 (在建)	昆柳龙直流	1020	长江电力
溪洛渡水电站	牛从直流	1386	长江电力
三峡水电站	三广直流	2250	长江电力
金安桥水电站	楚穗直流	240	汉能控股
苗尾水电站	新东直流	140	华能水电
大华桥水电站	新东直流	90	华能水电
黄登水电站	新东直流	190	华能水电
乌弄龙水电站	新东直流	99	华能水电
里底水电站	新东直流	42	华能水电
小湾水电站	楚穗直流	420	华能水电
漫湾水电站	天广直流	155	华能水电
糯扎水电站	普侨直流	585	华能水电
大朝山水电站	大昆线路	135	国投电力
龙滩水电站	贵广直流	630	桂冠电力
构皮滩水电站	-	300	华电集团
思林水电站	-	105	华电集团
沙沱水电站	-	100	华电集团
天生桥一级	天广直(交)流	120	广东粤电
天生桥二级	天广直(交)流	132	南方电网

来源: 北极星电力网、中泰证券研究所

- 我们做一个简单的测算, 2018 年广东全社会用电量是 6323 亿度, 假设 2019-2021 年广东省的用电量增速在 5.5%, 则 19-21 年广东省电力供给需

要多 1102 亿度电才能保障电力需求。假设 21 年底前广东省核准的海上风电均投产，则可多供给 468 亿度 (18.7GW, 2500 利用小时)，三峡集团的乌东德电站投产可多供给 408 亿度 (10.2GW, 4000 利用小时)，加上华能水电澜沧江上游 2018 年投产的机组发电量爬坡以及 2019 年投产的机组可多供给 116 亿度，假设 20、21 年广东省每年的竞价项目 (集中、工商业分布式) 以及户用光伏项目装机和 19 年持平 (分别为 1.67GW 和 1.4 万千瓦) 则未来三年可多贡献 50.5 亿度电。海上风电、水电和光伏三者合计可提供 1042 亿度的电力供给增量。如果西南地区来水多一些或者新能源并网超预期一些，则清洁能源的发电增量基本可以覆盖省内的用电需求增量而且很可能还会对存量的火电形成进一步挤占，尤其是这里还没有考虑广东省目前大力扶持的气电装机增量和未来还将投产的部分火电装机。因此如果按照这样测算，东南沿海省份的电力供需形式其实是很宽松的，未来全部放开市场化电价下行的风险相应的也会更大。

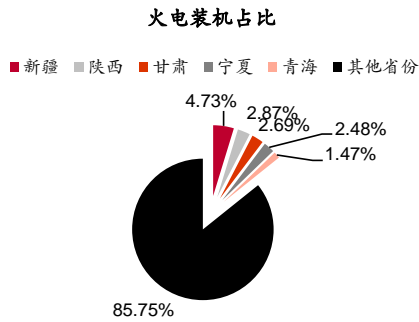
图表 16: 广东省 2019-2021 年电力供需形势测算

	全社会用电量		水电	海上风电	光伏
2018年 (亿度)	6323	装机量 (GW)	13.1	18.7	5.1
增长率	5.5%	利用小时 (h)	4000	2500	1000
2021年 (亿度)	7425	增量 (亿度)	524	467.5	50.5
增量 (亿度)	1102		1042.02		

来源: wind、中泰证券研究所

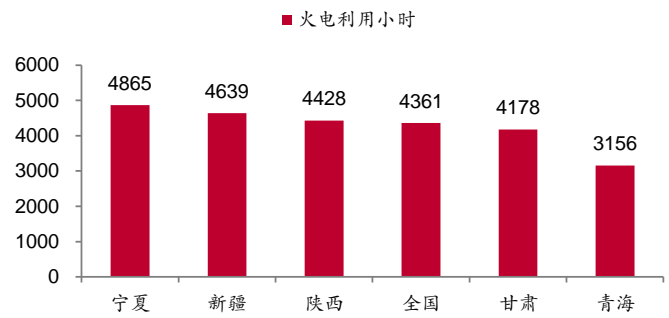
- 最后分析下 11 月 29 日国资委发布的《中央企业煤电资源区域整合试点方案》。方案中将甘肃、陕西、新疆、青海、宁夏 5 个煤电产能过剩、煤电企业连续亏损的省份纳入第一批中央企业煤电资源区域整合试点。华能、大唐、华电、国电投以及国家能源集团将分别牵头上述 5 省的煤电资源整合。文件要求力争到 2021 年末，试点区域产能结构明显优化，煤电产能压降 1/4-1/3，平均设备利用小时明显上升，整体减亏超过 50%，资产负债率明显下降。《方案》还要求严格控制新增产能，属于国内电力产能预警红色和橙色等级的省区，自开展煤电资产重组起，原则上停止新建煤电投资项目。
- 对于传统行业而言，供给侧是主要的投资机会。供给侧改革对火电而言会有两个很积极的影响。首先去产能会带来存量机组利用小时的提升，相应的还会降低度电成本，提升企业的盈利能力。从此次方案的态度看国家倾向于淘汰的是央企集团层面的低端产能，上市公司内的机组盈利能力一般比较高所以被淘汰的可能性较小，成为存量机组的可能较大。经过前文的分析东南沿海地区的电力供需其实是较为宽松的，未来去产能试点扩大化是在可以预期的，上市公司的机组主要集中在东南沿海地区，后续的想法空间更大。其次去产能会带来的当地供需格局的改善，在未来电力市场化放开的背景下会对电价产生积极影响，虽然 10 月份的电改文件规定明年暂不上浮电价，但 2020 年后供需格局的改善可能会对电价形成支撑甚至支持电价小幅上浮。

图表 17: 西北五省火电装机占比情况 (2018 年)



来源: wind、中泰证券研究所

图表 18: 西北五省及全国火电利用小时情况 (2018 年)



来源: wind、中泰证券研究所

图表 19: 2020 年国内各省份电力产能预警情况

序号	地区	煤电建设经济性预警指标	煤电装机充裕度预警指标	资源约束指标	煤电规划建设风险预警结果
1	黑龙江	绿色	红色	绿色	红色
2	吉林	绿色	红色	绿色	红色
3	辽宁	红色	红色	绿色	红色
4	蒙东	绿色	红色	绿色	红色
5	蒙西	绿色	红色	绿色	红色
6	北京	-	-	红色	红色
7	天津	橙色	红色	红色	红色
8	河北	绿色	红色	红色	红色
9	山东	红色	红色	红色	红色
10	山西	红色	红色	绿色	红色
11	陕西	绿色	红色	绿色	红色
12	甘肃	红色	红色	绿色	红色
13	青海	红色	红色	绿色	红色
14	宁夏	橙色	红色	绿色	红色
15	新疆	绿色	红色	绿色	红色
16	河南	绿色	橙色	绿色	橙色
17	湖北	红色	橙色	绿色	橙色
18	湖南	绿色	绿色	绿色	绿色
19	江西	绿色	橙色	绿色	橙色
20	四川	红色	红色	绿色	红色
21	重庆	红色	红色	绿色	红色
22	西藏	-	-	-	-
23	上海	绿色	红色	红色	红色
24	江苏	绿色	绿色	红色	红色
25	浙江	绿色	红色	红色	红色
26	安徽	绿色	橙色	绿色	橙色
27	福建	红色	红色	绿色	红色
28	广东	绿色	红色	红色	红色
29	广西	红色	红色	绿色	红色
30	云南	红色	红色	绿色	红色
31	贵州	红色	红色	绿色	红色
32	海南	绿色	绿色	绿色	绿色

来源: 北极星电力网、中泰证券研究所

风险提示

- **（1）供给侧改革不及预期风险；**在火电行业供给侧改革进行的过程中，人员安置以及债务问题可能成为阻碍改革推进的主要问题，从而造成供给侧改革不及预期。
- **（2）宏观需求不及预期风险；**当前经济下行压力依然较大，虽然国家逆周期调节不断发力有望稳定经济增速，但由于当前存在的结构性问题依然可能造成经济增速下行导致全社会用电量增速下行。
- **（3）市场电占比扩大风险；**随着国家电力市场化改革的不断推进，电力市场化改革交易机制逐年完善，推动电价市场化程度显著提高。我国电力市场化交易比重由改革前的 14%，提高至 2018 年的近 40%，未来仍将进一步提升。市场电占比的扩大可能导致相关标的电价存在下行压力，进而影响企业盈利能力。

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。