

资产价值显著低估，火电龙头转型绿电行业领军者

买入（首次）

2022年03月20日

证券分析师 张良卫

执业证号：S0600516070001

zhanglw@dwzq.com.cn

证券分析师 刘博

执业证号：S0600518070002

liub@dwzq.com.cn

证券分析师 唐亚辉

执业证号：S0600520070005

tangyh@dwzq.com.cn

研究助理 卞学清

bianxq@dwzq.com.cn

盈利预测与估值	2020A	2021E	2022E	2023E
营业收入（百万元）	169,439	157,260	161,387	168,459
同比（%）	-2.39	-7.19	2.62	4.38
归母净利润（百万元）	4,565	-10,568	6,797	8,628
同比（%）	191.51	-331.50	164.32	26.93
每股收益（元/股）	0.18	-0.67	0.43	0.55
P/E（倍）	24.89	—	18.27	14.39

投资要点

■ 公司简介：国内最大火电上市平台，业绩承压时期依然坚持大手笔分红。

公司是华能集团旗下最大的电力上市平台，也是中国最大的上市发电公司之一，截至2020年底，拥有可控发电装机容量113.36GW、权益发电装机容量98.95GW，境内电厂广泛分布在中国26个省、自治区和直辖市。业绩方面，公司收入相对平稳、净利润波动较大，核心是燃料成本具有周期属性。得益于充沛的现金流，公司在业绩承压时期依然坚持大手笔分红，2018-2020年分红分别占归母净利润109.1%、125.7%、61.9%。

■ 绿电业务：行业景气度高+竞争格局好+盈利能力强，目标市值空间为1800亿元。

1)行业层面：景气度高+竞争格局好+盈利能力强，绿电运营在未来5-10年具有明确成长阶段，我们认为应采用PEG估值。2)公司层面，结合集团“十四五”装机目标和在手储备项目，我们预计2022-2024年，公司绿电装机规模复合增速为40%；考虑到公司新增装机中有部分海风项目，盈利能力相比陆风项目更强，因此公司归母净利润复合增速应该比装机复合增速更高，按0.75倍PEG给予30倍PE计算，2022年新能源装机业务贡献归母净利润约为60亿元，对应目标市值为1800亿元。

■ 火电业务：长远来看终究通过折旧转化为绿电资产，当前价值显著低估。

■ 公司燃煤机组中，超过50%是60万千瓦以上的大型机组，25家电厂位于沿海沿江经济发达地区，是公司机组利用率高、盈利能力最强的优质火力发电资产。2017-2021年，受到动力煤价格高企及计提大额资产减值的影响，公司火电业务持续拖累业绩表现。1)短期看，市场化交易电价上浮+发改委严控煤价，我们判断动力煤价格大概率高位震荡，公司火电业务已经度过最难时刻，有望实现盈亏平衡或者微盈利。2)中期看，《电力辅助服务管理办法》出台，按照“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的原则，火电机组辅助服务的盈利能力有望提升。3)长期看，公司用于绿电资产的投资越来越多、用于传统火电资产的投资会越来越少，那么现存的火电资产终究都会以折旧的形式转化为绿电资产。截至2022年3月18日，华能国际（A股）、华能国际电力（H股）的PB分别为1.81、0.71倍，而龙源电力（A股）、龙源电力（H股）的PB分别为3.84、2.08倍，因此公司现有火电资产价值明显低估。

■ 盈利预测与投资评级：我们预计公司2021-2023年EPS分别为-0.67、0.43、0.55元，其中22-23年对应PE为18、14倍，考虑到：公司作为国内最大火电上市平台，业绩承压时期依然坚持大手笔分红；绿电业务行业景气度高+竞争格局好+盈利能力强，2022年目标市值空间1800亿元；火电业务长远来看终究通过折旧转化为绿电资产，当前价值显著低估，因此，我们首次覆盖，给予公司“买入”评级。

■ 风险提示：宏观经济下行使得终端工业用电需求减弱、风电光伏发电小时数不达预期、终端销售电价受到政策影响持续下降等。

股价走势



市场数据

收盘价(元)	7.91
一年最低/最高价	3.77/10.50
市净率(倍)	1.80
流通A股市值(百万元)	87101.86

基础数据

每股净资产(元)	4.39
资产负债率(%)	69.60
总股本(百万股)	15698.09
流通A股(百万股)	10997.71

内容目录

1. 公司简介：国内最大火电上市平台，业绩承压时期依然坚持大手笔分红	4
1.1. 业绩：收入相对平稳、净利润波动较大，核心是燃料成本具有周期属性	5
1.2. 分红：业绩承压时期依然坚持大手笔分红，资本性支出扩张主要用于绿电	6
2. 绿电业务：行业景气度高+竞争格局好+盈利能力强，目标市值为 1800 亿元	7
2.1. 行业：景气度高+竞争格局好+盈利能力强，绿电正处于典型高成长阶段	7
2.2. 项目：“十四五”绿电规划的目标宏大，资本性支出和现金流足以支撑扩张	12
2.3. 估值：当前阶段更适合采用成长股估值方法，目标市值空间为 1800 亿	13
3. 火电业务：长远来看终究通过折旧转化为绿电资产，当前价值被显著低估	13
3.1. 现状：大额资产减值+动力煤价格高企，公司火电业务拖累业绩表现	14
3.2. 短期：业绩为王，动力煤价格高位震荡、火电业务已经度过最难时刻	15
3.3. 长期：转型为主，辅助服务和灵活性改造是方向、火电资产价值重估	17
4. 盈利预测与投资评级	19
5. 风险提示	20

图表目录

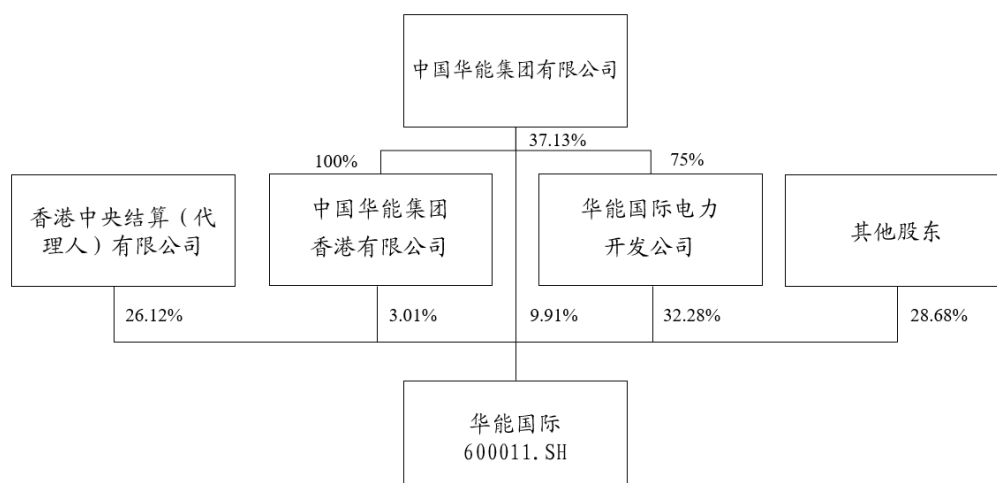
图 1: 截至 2021 年三季度末, 公司的股权结构 (37.13% 是华能集团总持股华能国际的比例——含直接间接, 9.91% 是直接持股比例)	4
图 2: 截至 2020 年底公司的电源结构	4
图 3: 2018-2020 年公司的装机结构变化 (GW)	4
图 4: 2018-2020 年公司利用小时数和全国平均 (小时)	5
图 5: 2018-2020 年公司售电价和燃料成本 (元/兆瓦时)	5
图 6: 2018-2021Q3 年公司的收入和利润情况 (亿元)	6
图 7: 2018-2021Q3 年公司的盈利能力情况 (%)	6
图 8: 2018-2021Q3 (Q3 指前三季度) 年公司净现金流及净利润 (亿元)	7
图 9: 2018-2020 年公司分红金额及比例 (亿元)	7
图 10: 2011-2020 年中国光伏的装机容量 (GW)	8
图 11: 2011-2020 年中国风电的装机容量 (GW)	8
图 12: 2011-2020 年全球光伏的装机容量 (GW)	8
图 13: 2011-2020 年全球风电的装机容量 (GW)	8
图 14: 2018 年国内主要开发商新增项目规模市占率	9
图 15: 2016-2018 年国内风电开发商合计项目市占率	9
图 16: 2011-2019 年全球新增和累计海上风电 (GW)	10
图 17: 2013-2019 年中国新增和累计海上风电 (GW)	10
图 18: 秦皇岛港 5000 大卡的动力末煤平仓价 (元/吨)	14
图 19: 秦皇岛港 5000 大卡动力末煤年均价格 (元/吨)	14
图 20: 2018 年电力辅助服务补偿费用的补偿与分摊费用对比 (从能源类型来看)	18
表 1: 2020-2021 年中国不同省份的海上风电造价各部分构成及总体造价	11
表 2: “十四五”期间国内新能源运营集团发展规划	12
表 3: 广东、江苏 2022 年电力市场年度交易结果 (元/kwh)	15
表 4: 2021 年底以来发改委多次召开会议协调煤价问题	16
表 5: 2015-2021 年中国神华的资本性支出情况 (亿元)	16
表 6: 各类电力辅助服务品种补偿机制	17
表 7: 2017-2021 年华能国际的资本性支出情况 (亿元)	19
表 8: 公司与 A 股部分电力行业标的的估值比较 (截至 2022 年 3 月 18 日)	20

1. 公司简介：国内最大火电上市平台，业绩承压时期依然坚持大手笔分红

公司是华能集团旗下最大的电力上市平台，也是中国最大的上市发电公司之一，截至 2020 年底，公司拥有可控发电装机规模 113.36GW、权益发电装机容量 98.95GW，境内电厂广泛分布在中国二十六个省、自治区和直辖市；并在新加坡全资拥有一家营运电力公司，在巴基斯坦投资一家营运电力公司。

电源结构方面：截至 2020 年底，公司在手装机中，1) 火电：79.4%为燃煤机组，对应 90.02GW，其中 30 万千瓦以下等级的占比为 5.86%、30 万千瓦等级的占比为 37.49%、60 万千瓦等级的占比为 40.87%、100 万千瓦等级的占比为 15.78%。2) 气电：天然气发电机组装机容量为 12.24GW，占比为 10.8%；3) 风电：装机容量为 8.13GW，占比为 7.2%；4) 光伏：装机容量为 2.51GW，占比为 2.2%；5) 水电：装机容量为 0.37GW，占比为 0.3%；6) 生物质装机容量占比为 0.1%。

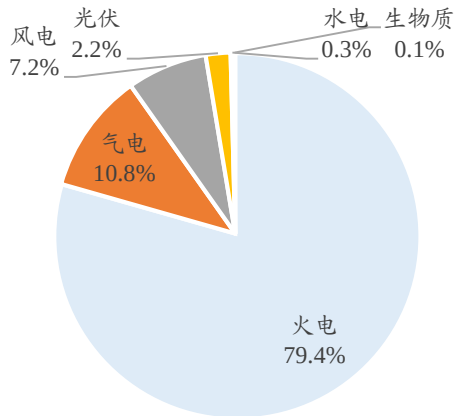
图 1：截至 2021 年三季度末，公司的股权结构（37.13%是华能集团总持股华能国际的比例——含直接间接，9.91%是直接持股比例）



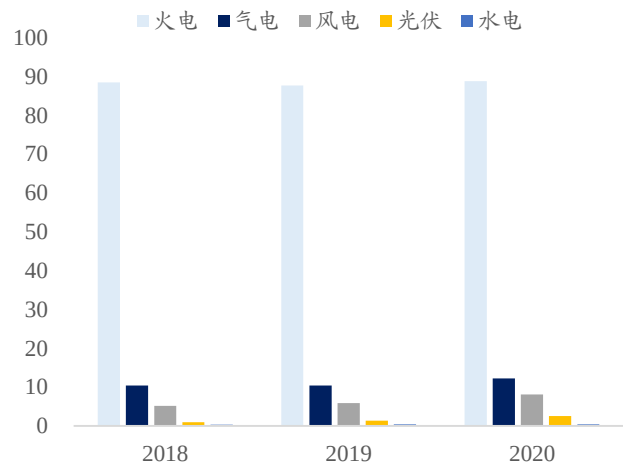
数据来源：公司公告、东吴证券研究所

图 2：截至 2020 年底公司的电源结构

图 3：2018-2020 年公司的装机结构变化（GW）



数据来源：Wind、东吴证券研究所



数据来源：Wind、东吴证券研究所

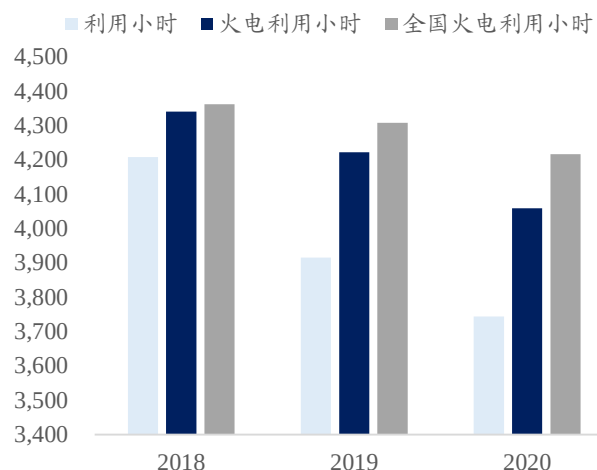
1.1. 业绩：收入相对平稳、净利润波动较大，核心是燃料成本具有周期属性

电量和电价：2018-2020 年，公司发电量分别为 4304.57、4050.06、4040.16 亿度，增速分别为 9.12%、-5.91%、-0.24%；售电量分别为 4059.43、3881.82、3798.95 亿度，增速分别为 9.30%、-4.38%、-2.13%。利用小时数方面，2018-2020 年公司境内电厂全年平均利用小时分别为 4208、3915、3744 小时，其中燃煤机组利用小时分别为 4340、4222、4059 小时（全国燃煤机组平均利用小时分别为 4361、4307、4216 小时）。电价方面，2018-2020 年公司境内电厂含税平均结算电价分别为 418.48、417.00、413.63 元/兆瓦时。

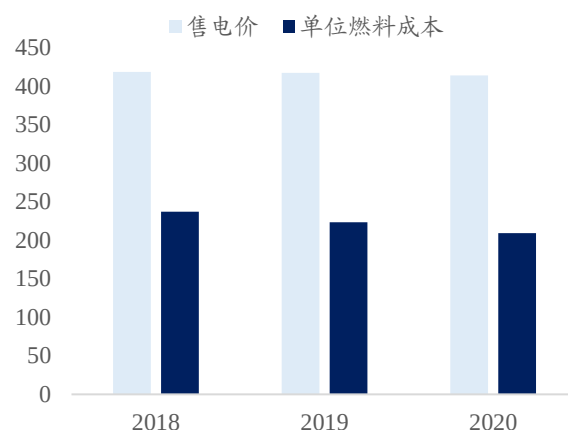
收入和利润：2018-2020 年，公司收入分别为 1698.61、1734.85、1694.39 亿元，增速分别为 11.04%、2.13%、-2.39%；归母净利润分别为 14.39、16.86、45.65 亿元，增速分别为 -17.42%、17.21%、191.51%。毛利率分别为 11.30%、14.59%、17.44%，销售净利率分别为 1.42%、1.37%、3.37%，毛利率逐步抬升主要是因为煤炭价格下跌，2018-2020 年公司单位燃料成本分别为 236.89、223.22、209.07 元/兆瓦时，逐年下降。

图 4：2018-2020 年公司利用小时数和全国平均（小时）

图 5：2018-2020 年公司售电价和燃料成本（元/兆瓦时）

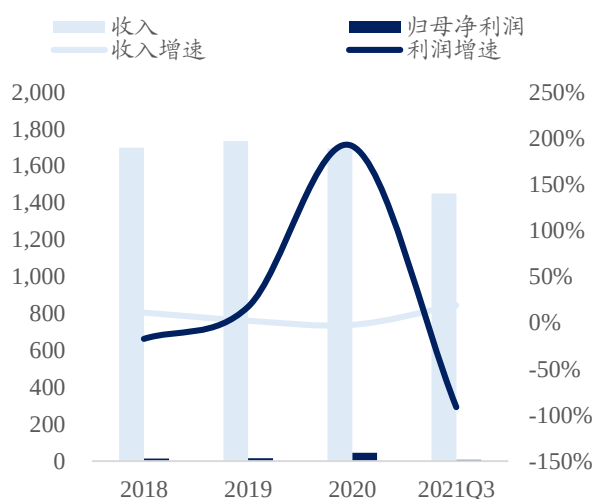


数据来源：Wind、东吴证券研究所



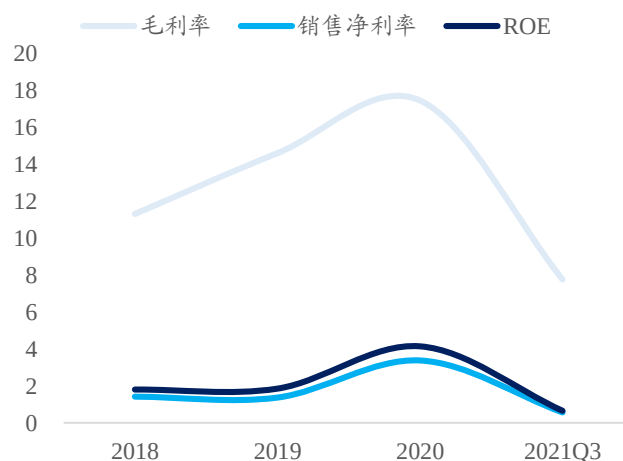
数据来源：Wind、东吴证券研究所

图 6: 2018-2021Q3 年公司的收入和利润情况 (亿元)



数据来源：Wind、东吴证券研究所

图 7: 2018-2021Q3 年公司的盈利能力情况 (%)



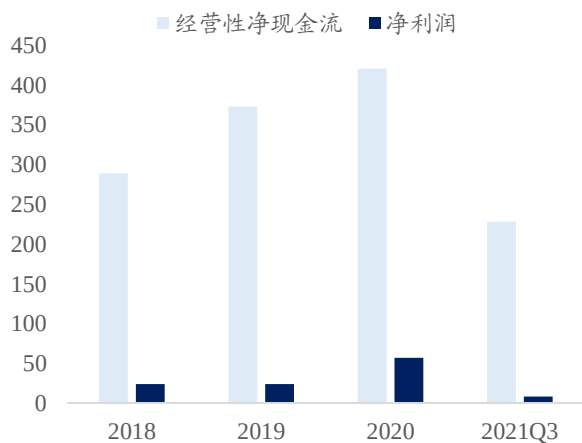
数据来源：Wind、东吴证券研究所

1.2. 分红：业绩承压时期依然坚持大手笔分红，资本性支出扩张主要用于绿电

1) 现金流: 2018、2019、2020、2021 前三季度公司经营性净现金流分别为 288.92、373.24、420.50、227.94 亿元，占比净利润分别为 1200.33%、1569.55%、737.20%、2739.66%，自身造血能力较强。2) 分红: 得益于充沛的现金流，2018、2019、2020 年公司分红金额分别为 15.70、21.19、28.26 亿元，占比归母净利润分别为 109.10%、125.68%、61.91%。3) 资本性支出: 2018、2019、2020 年公司资本性支出分别为 213.40 亿元、337.02 亿元、453.72 亿元，增量主要来自于风电和光伏项目的支出；资产负债率分别为 74.77%、71.64%、

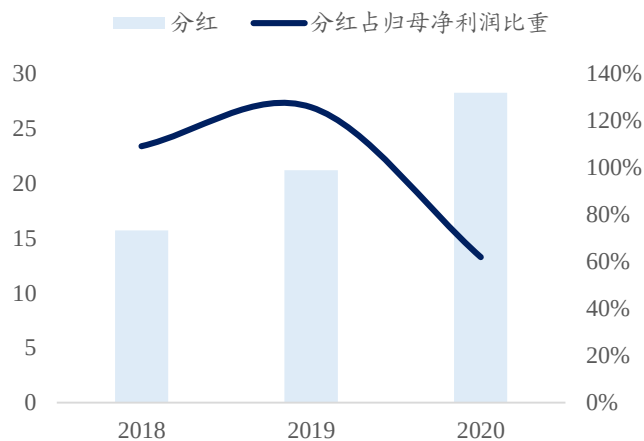
67.71%，在资本性支出持续扩张的同时资产负债率逐年下降。

图 8: 2018-2021Q3 (Q3 指前三季度) 年公司净现金流及净利润 (亿元)



数据来源: Wind、东吴证券研究所

图 9: 2018-2020 年公司分红金额及比例 (亿元)



数据来源: Wind、东吴证券研究所

2. 绿电业务: 行业景气度高+竞争格局好+盈利能力强, 目标市值为 1800 亿元

1) 行业层面: 景气度高+竞争格局好+盈利能力强, 绿电运营作为存续期为 20-30 年的稳定运营资产, 从全生命周期来看更适合采用 DCF 估值方法, 但是在未来 5-10 年, 属于非常明确的成长阶段, 在该阶段我们认为更适合采用 PEG 的估值方式。2) 公司层面, 结合集团“十四五”装机目标 and 在手储备项目, 我们预计 2022-2024 年, 公司绿电装机规模复合增速为 40%; 考虑到公司新增装机中有部分海风项目, 盈利能力相比陆风项目更强, 因此公司归母净利润复合增速应该比装机复合增速更高, 按照 0.75 倍 PEG 给予 30 倍 PE 计算, 2022 年新能源装机业务贡献归母净利润约为 60 亿元, 对应目标市值为 1800 亿元。

2.1. 行业: 景气度高+竞争格局好+盈利能力强, 绿电正处于典型高成长阶段

风电: 2011-2020 年, 全球风电装机容量从 220GW 增长至 733GW, CAGR 为 14.31%; 其中, 2011-2020 年, 中国风电装机容量从 46GW 增长至 282GW, CAGR 为 22.22%, 2020 年中国风电装机容量已经占到全球的 38.46%。

光伏: 2011-2020 年, 全球光伏装机容量从 71GW 增长至 760GW, CAGR 为 30.14%; 其中, 2011-2020 年, 中国光伏装机容量从 4GW 增长至 253GW, CAGR 为 60.90%, 2020

年中国光伏装机容量已经占到全球的 33.29%。

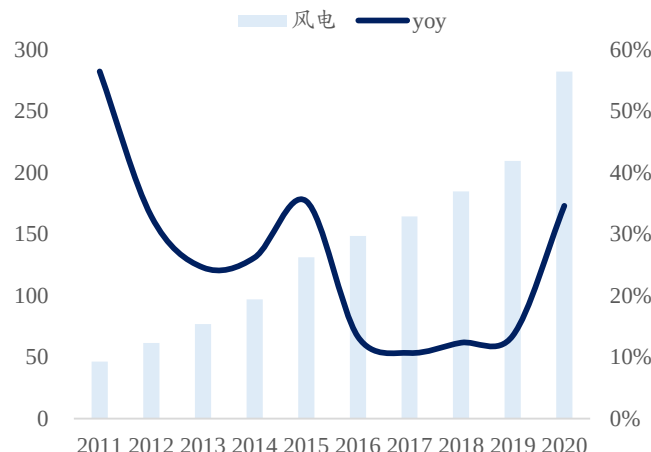
展望: 2021 年 12 月 12 日, 国家主席习近平在气候雄心峰会上通过视频发表题为《继往开来, 开启全球应对气候变化新征程》的重要讲话, 明确提出: 到 2030 年, 中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比 2005 年下降 65% 以上, 非化石能源占一次能源消费比重将达到 25% 左右, 森林蓄积量将比 2005 年增加 60 亿立方米, 风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上。根据前文中我们的数据, 2020 年中国风电+光伏装机容量合计 535GW, 假设到 2030 年达到 1200GW, **则对应年均增长 67GW 装机, 10 年 CAGR 为 8.41%**。考虑到 1200GW 目标是习近平主席在气候雄心峰会上的公开承诺, 因此我们判断能源局、发改委以及其他各部门在出台政策指引的时候, 会为装机目标留有一定冗余, 因此 1200GW 更类似于是一个下限目标, 真实装机容量会明显超出。

图 10: 2011-2020 年中国光伏的装机容量 (GW)



数据来源: Wind、东吴证券研究所

图 11: 2011-2020 年中国风电的装机容量 (GW)

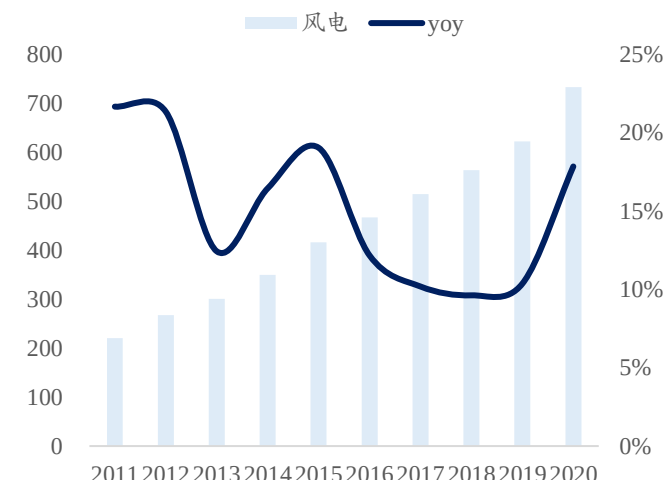


数据来源: Wind、东吴证券研究所

图 12: 2011-2020 年全球光伏的装机容量 (GW)



图 13: 2011-2020 年全球风电的装机容量 (GW)



数据来源：Wind、东吴证券研究所

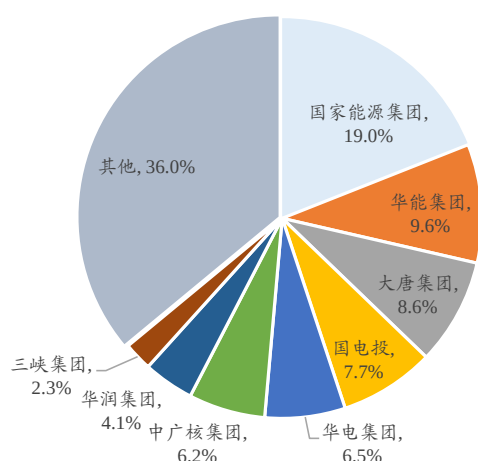
数据来源：Wind、东吴证券研究所

纵向上来看：1) 龙源电力是中国最早从事新能源技术研究、开发与运营的央企，1993 年就开始从事对风电领域的投资。“十一五”期间，以《中华人民共和国可再生能源法》的颁布为契机，五大发电集团集中进入新能源运营领域。2) “十二五”期间，除了五大四小发电集团以外，以金风科技为代表的部分设备龙头厂商也选择进入新能源运营领域，市场竞争格局由集中变得分散。3) “十三五”期间，光伏行业迎来快速发展，以晶科科技、信义能源为代表的民营企业大举进入新能源运营领域，市场竞争格局进一步分散。4) “十四五”期间，双碳目标的提出，使得央企和国企承担了更多发展责任，另一方面，融资约束、资源约束、补贴拖欠等因素使得民营企业逐步退出新能源运营领域（尤其是风电），因此，整个行业的市场竞争格局经历了“集中-分散-再集中”的过程。

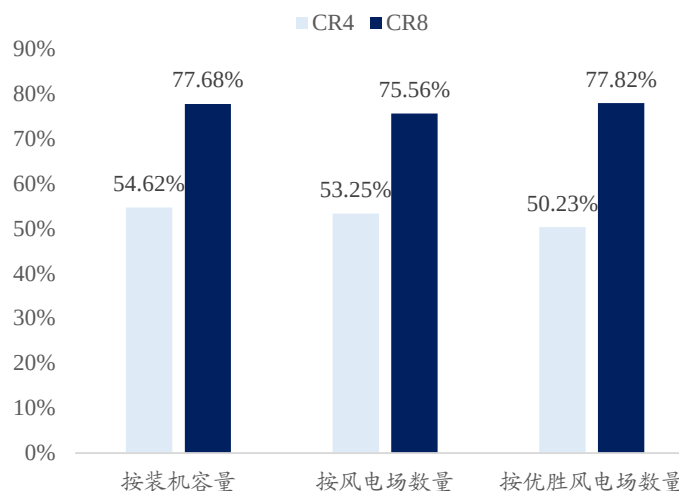
横向上比较：前瞻产业研究院的《中国风电场行业市场前瞻及开发运营可行性分析报告》，截至 2021 年 5 月 31 日，依据企业拥有的风电场数量划分，可分为 3 个竞争梯队：其中，风电场数量大于 300 个的企业有国家能源集团、大唐集团；风电场数量在 100-300 个之间的企业有：国家电投、中国广核、华能集团、华润电力、华电集团和三峡集团等；其余企业的风电场数量在 100 个以下。2020 年，按风电装机容量来看，国家能源集团的市场份额达 21.11%，而华能集团、国家电投和大唐集团的市场份额也在 10% 以上；按风电场数量来看，国家能源集团的市场份额达 18.98%，其次是大唐集团，市场份额为 12.41%；按优胜风电场数量来看，国家能源集团的市场份额为 20.14%，华能集团、大唐集团的市场份额在 10% 以上。总体来看，我国风电场行业的市场集中度较高，不论是从在运装机容量，或是发电量，2020 年，风电场运营市场 CR4 都在 50% 以上，而 CR8 在 75% 以上，主要是因为风电场行业具有高行业准入门槛、高技术壁垒、高资金壁垒等投资特性。

图 14：2018 年国内主要开发商新增项目规模市占率

图 15：2016-2018 年国内风电开发商合计项目市占率



数据来源：前瞻产业研究院、东吴证券研究所

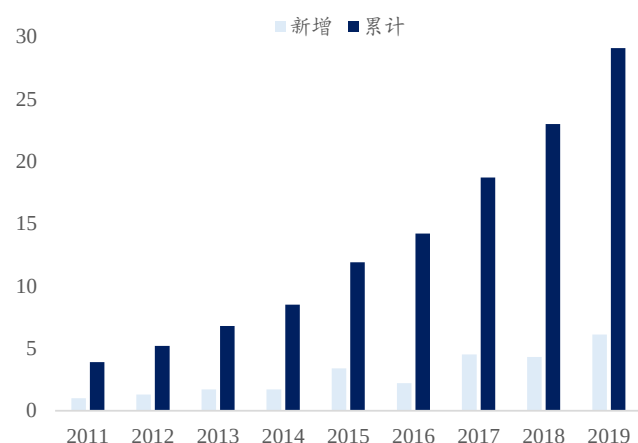


数据来源：前瞻产业研究院、东吴证券研究所

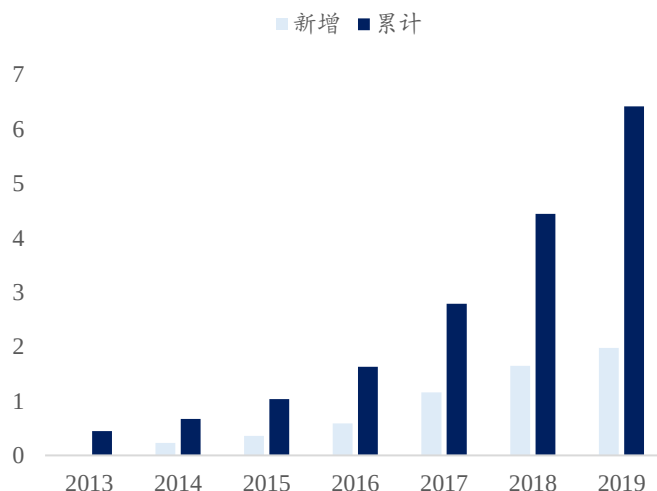
中国海上风能资源丰富，风电效率高。根据华北电力大学刘吉臻、马利飞等人的文章《碳中和来了，海上风电发展前景分析》，中国拥有超过 1.8 万千米的大陆海岸线，可利用海域面积超过 300 万平方千米，其中 5-50 米水深、70 米高度的海上风电可开发资源量约为 5 亿千瓦；考虑到 70 米以上的技术开发能力，实际可开发资源量更多。海上风速高，风机单机容量大，年运行小时数最高可达 4000 小时以上，海上风电效率较陆上风电年发电量多出 20%-40%，具有更高的能源效益；且海上风电场远离陆地，不受城市规划影响，也不必担心噪音、电磁波等对居民的影响。根据各省规划，到 2035 年，我国海上风电装机将达到 130GW 左右，与我国目前西电东送容量相当，对促进我国能源结构转型和构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系，将发挥举足轻重的作用。海上风电综合优势明显，东部地区可以把发展重心转移到海上风电资源的开发，海上风电将支撑我国能源结构转型和海洋经济发展。未来中东部电力负荷也将形成以本地传统电源、“西电东送”、就地分布式新能源和规模化海上风电四点支撑的局面。

图 16: 2011-2019 年全球新增和累计海上风电 (GW)

图 17: 2013-2019 年中国新增和累计海上风电 (GW)



数据来源：GWEC、东吴证券研究所



数据来源：GWEC、东吴证券研究所

大型化、轻量化、深海化，海上风电产业链降本势在必行。根据全球风能理事会（GWEC）统计数据，2019 年全球海上风电新增装机 6.10GW，同比增长 35.5%，累计装机容量达到 29.14GW。2015-2019 年，全球海上风电市场年均增长近 16%，中国连续两年成为新增装机容量最多的国家。近些年欧美发达国家在大规模海上风电集中开发的技术集成与关键装备领域进步较大，海上风电总体呈现“由小及大、由近及远、由浅入深”的发展趋势，即单机额定容量逐步增大，海上风电机组进入 10MW 时代；风电场规模越来越大，单体规模超过百万千瓦，规模化开发趋势明显；风场离岸距离和水深不断增加，分别超过 100 千米和 100 米，深远海化趋势明显；竞价上网成为海上风电发展最新模式，海上风电成本逐步下降。根据北极星电力网的数据，2021 年，江苏、浙江、福建、广东省的海上风电造价分别为 14400-17300、15600-16500、17300-18500、16200-17600 元/千瓦，考虑到风机+塔筒+风机基础及施工合计占项目投资成本的 60%以上，是最主要的降本环节，新疆金风科技股份有限公司总工程师翟恩地指出：“这需要整机商在产品上实现技术突破、供应链要实现主要大部件国产化、设计院和整机商协同实现支撑结构载荷整体化设计新型基础施工技术突破、施工公司从安装船、吊装技术突破实现施工窗口期大幅提高，中压、高压柔性直流远距离送出的技术突破，整机商在运维方面要提升整机的可靠性、提升运维效率将运维成本下降等，多个环节技术创新实现突破。”

表 1：2020-2021 年中国不同省份的海上风电造价各部分构成及总体造价

	江苏	广东	福建
风电机组（含安装）	48%	43%	45%
塔筒	4%	4%	5%
风机基础及施工	19%	24%	25%

基本预备费/施工辅助工程	1%	1%	1%
场内集电线路（35kv 阵列电缆）	3%	3%	3%
220kv 送出电缆	5%	10%	5%
海上升压站	6%	3%	3%
陆上集控中心	1%	2%	2%
用海（地）费用	4%	3%	3%
其他	9%	7%	8%
总体造价区间（万元/千瓦）	1.44-1.63	1.62-1.76	1.73-1.85

数据来源：北极星电力网、东吴证券研究所

2.2. 项目：“十四五”绿电规划的目标宏大，资本性支出和现金流足以支撑扩张

2018、2019、2020 年公司风电装机分别为 5.14、5.90、8.13GW，光伏装机分别为 0.96、1.38、2.51GW；风电发电量分别为 101.05、112.22、141.04 亿千瓦时，增速分别为 33.08%、11.05%、25.68%；光伏发电量分别为 11.41、13.86、23.91 亿千瓦时，增速分别为 106.33%、21.47%、72.51%。

“十四五”新增装机规划方面：1) 根据 2021 年年初华能集团的工作会议目标，到 2025 年，装机规模达到 300GW，新增新能源装机 80GW 以上，确保清洁能源装机占比 50%以上，到 2035 年清洁能源装机占比 75%以上。2) 根据公司 2020 年业绩发布会的公开信息，到 2025 年新能源装机达到 55GW，其中风电装机 29GW、光伏装机 26GW，年均新增新能源装机 8GW 以上。

实际执行方面，2021 年由于光伏组件价格较高，且新能源指标下发较晚，公司实际并网规模为 3.18GW（风电 2.38GW、光伏 0.80GW），没有实现 8GW/年的目标。根据公司 2020 年年报中披露的 2021 年的资本性支出规划，2021 年资本性支出总额是 564.07 亿元，其中风电 313.82 亿元、光伏 99.60 亿元，风光加总占比资本性支出总额为 73.29%。目前我们估计风电投资约为 40-50 亿元/GW、光伏投资约为 40 亿元/GW，**则按照公司 2021 年的资本性支出计划，假设资本金比例为 25%，可支撑陆上风电和光伏合计 40GW，或海上风电 13GW。**

表 2：“十四五”期间国内新能源运营集团发展规划

主体	“十四五”期间发展规划
国家能源集团	截至 2019 年底可再生能源装机 51GW，“十四五”期间可再生能源新增装机达到 70-80GW。全力推进绿色转型开新局，规划建设若干个千万千瓦级综合能源基地。
华能集团	截至 2019 年底电力总装机 183GW，“十四五”期间新增 80GW 以上的清洁能源，电力总装机达到 300GW，清洁能源占比 50%以上
大唐集团	实现碳达峰，清洁能源占比 50%以上
华电集团	截至 2019 年底新能源装机 45GW，火电装机 108GW。“十四五”期间力争新增新能源装机 75GW，非化石能源占比达到 50%，清洁能源占比接近 60%，五年内关闭超过 3GW 火电发电容量。

国家电投集团	截至 2020Q3 电力总装机 165GW，目标是 2023 年实现碳达峰，电力总装机 220GW，清洁能源占比 60%
中广核	十四五期间力争新能源装机增加 20GW 以上。
华润电力	重点推动陆上风电项目的建设投产，以及海上风电项目的前期开发与储备。
三峡集团	在“十四五”保持每年 15GW 清洁能源新增装机规模的增速，为碳排放目标贡献力量。

数据来源：北极星电力网、东吴证券研究所

2.3. 估值：当前阶段更适合采用成长股估值方法，目标市值空间为 1800 亿

我们在前文中已经介绍了，行业层面：1) 景气度高，习近平主席在气候雄心峰会上的公开承诺 1200GW 更类似于是一个下限目标，真实装机容量会明显超出。2) 竞争格局好，纵向上看行业经历集中-分散-再集中，横向上看风电场行业的市场集中度较高，不论是从装机容量还是发电量来看，2020 年风电场运营市场 CR4 都在 50%以上，而 CR8 在 75%以上。3) 盈利能力强，近年来海上风电呈现大型化、轻量化、深海化发展趋势，从风机塔筒、到工程施工、再到电缆输送、再到运维，整个产业链降本势在必行。因此，绿电运营作为存续期为 20-30 年的稳定运营资产，从全生命周期来看更适合采用 DCF 估值方法，但是在未来 5-10 年，属于非常明确的成长阶段，在该阶段我们认为更适合采用 PEG 的估值方式。

以华能国际为例，2020 年绿电装机为 10.64GW，其中风电 8.13GW、光伏 2.51GW；2021 年绿电装机为 13.82GW，其中风电 10.51GW、光伏 3.31GW，装机总增速为 29.89%。结合公司“十四五”装机目标和在手储备项目，我们假设 2022-2024 年公司新增风电装机分别为 4.61、4.54、5.90GW，对应风电总装机规模分别为 15.12、19.66、25.55GW，增速分别为 44%、30%、30%；新增光伏装机分别为 2.35、3.40、3.62GW，对应光伏总装机规模分别为 5.66、9.06、12.68GW，增速分别为 71%、60%、40%。加总后，2022-2024 年，公司绿电装机规模分别为 20.78、28.71、38.23GW，装机复合增速为 40.38%；考虑到公司新增装机中有部分海风项目（2021 年风电 10.51GW 中约 2GW 是海风项目），盈利能力相比陆风项目更强，因此公司归母净利润复合增速应该比装机复合增速更高，按照 PEG 给予 30 倍 PE 计算，2022 年新能源装机业务贡献归母净利润约为 60 亿元，对应目标市值为 1800 亿元。

3. 火电业务：长远来看终究通过折旧转化为绿电资产，当前价值被显著低估

公司燃煤机组中，超过 50%是 60 万千瓦以上的大型机组，25 家电厂位于沿海沿江经济发达地区，是公司机组利用率高、盈利能力最强的优质火力发电资产。2017-2021

年,受到动力煤价格高企及计提大额资产减值的影响,公司火电业务持续拖累业绩表现。

1) 短期来看,市场化交易电价上浮+发改委严控煤价,我们判断动力煤价格大概率高位震荡,公司火电业务已经度过最难时刻,有望实现盈亏平衡或者微盈利。2) 中期来看,

《电力辅助服务管理办法》出台,按照“谁提供、谁获利;谁受益、谁承担”的原则,火电机组辅助服务的盈利能力有望提升。3) 长期来看,公司用于绿电资产的投资越来越多、用于传统火电资产的投资会越来越少,那么现存的火电资产终究都会以折旧的形式转化为绿电资产。截至 2022 年 3 月 18 日,华能国际(A 股)、华能国际电力(H 股)的 PB 分别为 1.81、0.71 倍,而龙源电力(A 股)、龙源电力(H 股)的 PB 分别为 3.84、2.08 倍,因此公司现有火电资产价值明显低估。

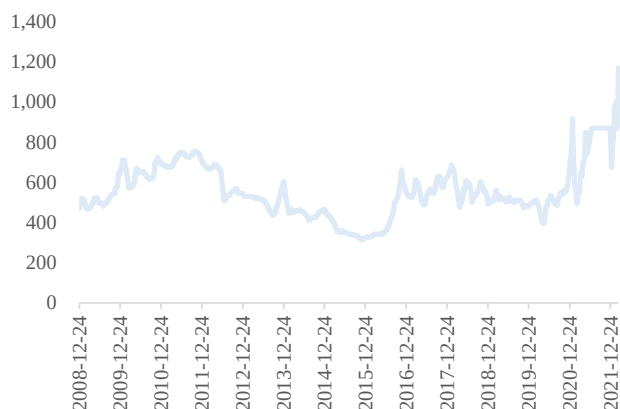
3.1. 现状: 大额资产减值+动力煤价格高企, 公司火电业务拖累业绩表现

截至 2020 年年底,公司可控装机规模 113.36GW,境内电厂全年发电量 4040.16 亿度,居国内行业可比公司第一。公司燃煤机组中,超过 50%是 60 万千瓦以上的大型机组,包括 14 台已投产的世界最先进的百万千瓦等级的超超临界机组,以及国内蒸汽参数最高的 66 万千瓦高效超超临界燃煤机组和国内首次采用的超超临界二次再热燃煤发电机组。公司在中国境内的电厂分布在二十六个省、自治区和直辖市,其中有 25 家电厂位于沿海沿江经济发达地区,是公司机组利用率高、盈利能力最强的优质火力发电资产。这些区域运输便利,有利于多渠道采购煤炭、稳定供给,降低发电成本。同时,公司拥有诸多港口及码头资源,为提高集约化燃料管理提供了有力的支持,有利于公司统一库存、发挥淡储旺耗的功能,加速煤炭周转,减少滞期费用。

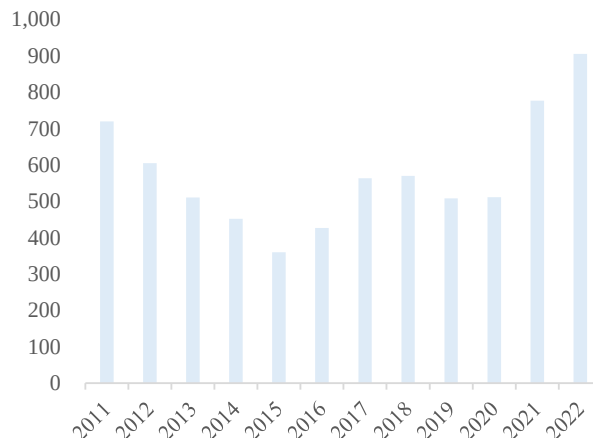
2017 年煤炭行业供给侧改革以来,动力煤价格持续高企:根据 Wind 数据,2017-2021 年,秦皇岛港 5000 大卡动力末煤的平仓价格年度均价分别为 563.50、569.78、508.45、511.52、776.48 元/吨,增速分别为 32.13%、1.11%、-10.76%、0.60%、51.80%。1) **2017、2018 年动力煤价格高企,拖累公司业绩表现:** 2017、2018 年公司单位燃料成本分别为 225.92、236.89 元/兆瓦时,分别同比增长 34.39%、4.86%,归母净利润分别为 17.93、14.39 亿元,增速分别为 -82.73%、-17.42%。2) **2019、2020 年大额资产计提,拖累公司业绩表现:** 2019、2020 年公司单位燃料成本分别为 223.22、209.07 元/兆瓦时,分别同比下降 5.77%、6.34%,但是与此同时公司资产减值大幅增长,分别为 58.12、61.14 亿元,主要是由于电厂关停带来的固定资产减值损失,因此归母净利润分别为 16.86、45.65 亿元,增速分别为 17.21%、191.51%。3) **2021 年动力煤价格暴涨,拖累公司业绩表现:** 2021 年动力煤(5000 大卡,秦皇岛港)年度均价同比增长 51.80%,根据公司业绩预告公告,2021 年境内燃煤采购价格同比大幅上涨,预计 2021 年公司归母净利润为 -98 亿到 -117 亿元之间,扣非后为 -121 亿到 -140 亿元之间。

图 18: 秦皇岛港 5000 大卡的动力末煤平仓价(元/吨)

图 19: 秦皇岛港 5000 大卡动力末煤年均价格(元/吨)



数据来源：Wind、东吴证券研究所



注：2022 年均价计算区间 2022 年 1 月至 3 月 11 日

数据来源：Wind、东吴证券研究所

3.2. 短期：业绩为王，动力煤价格高位震荡、火电业务已经度过最难时刻

电价方面：1) 2021 年 10 月 8 日，国务院常务会议明确，在保持居民、农业、公益性事业用电价格稳定的前提下，将市场交易电价上下浮动范围由分别不超过 10%、15%，调整为原则上均不超过 20%，并做好分类调节，对高耗能行业可由市场交易形成价格，不受上浮 20% 的限制。2) 10 月 12 日，国家发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，提出有序放开全部燃煤发电电量上网电价。燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价。现行燃煤发电基准价继续作为新能源发电等价格形成的挂钩基准。另外，扩大市场交易电价上下浮动范围。将燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%，扩大为上下浮动原则上均不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 限制。电力现货价格不受上述幅度限制。3) 12 月 26 日，广东、江苏相继公布了 2022 年电力市场年度交易结果，其中广东省火电成交价格为 0.497 元/千瓦时，相比煤电基准价高出 9.72%，绿电成交价格为 0.514 元/千瓦时，相比煤电基准价高出 13.44%；江苏省火电成交价格为 0.467 元/千瓦时，相比煤电基准价高出 19.36%，绿电成交价格为 0.463 元/千瓦时，相比煤电基准价高出 18.38%。

煤价方面：2021 年下半年以来，发改委多次召开会议协调动力煤价格问题。1) 2021 年 10 月，发改委召开能源保供工作机制煤炭专题座谈会，宣布实施煤炭价格干预、煤电油气保供、严厉打击恶意炒作动力煤期货等“组合拳”；2) 2022 年 2 月，晋、陕、蒙等地能源主管部门以及相关企业召开稳煤价专题会议，约谈部分价格虚高企业；3) 2022 年 2 月，发改委召开稳煤价视频会议，研究规范市场交易、稳定煤价市场等。

表 3：广东、江苏 2022 年电力市场年度交易结果（元/kwh）

	广东	江苏
煤电基准价	0.453	0.391
火电成交价	0.49704	0.46669
价差	0.04404	0.07569
上涨	9.72%	19.36%
绿电成交价	0.51389	0.46288
价差	0.06089	0.07188
上涨	13.44%	18.38%

数据来源：北极星电力网、东吴证券研究所

表 4：2021 年底以来发改委多次召开会议协调煤价问题

时间	部门	会议及政策	具体内容
2021.10.19	国家发改委	能源保供工作机制煤炭专题座谈会	宣布实施煤炭价格干预、煤电油气保供、严厉打击恶意炒作动力煤期货等“组合拳”
2022.2.9	国家发改委	晋、陕、蒙等地能源主管部门以及相关企业召开稳煤价专题会议	约谈部分价格虚高企业
2022.2.15	国家发改委	稳煤价视频会议	研究规范市场交易、稳定煤价市场，参会单位包括陕西省发展改革委、陕西省能源局、山西省能源局、内蒙古自治区能源局、河北港口集团等
2022.2.24	国家发改委	《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》	引导煤炭价格在合理区间；完善煤电价格传导机制，电价在上下浮 20%以内实行煤电联动

数据来源：北极星电力网、东吴证券研究所

从产能投放周期的角度来看，我们判断动力煤价格大概率高位震荡，公司火电业务已经度过最难时刻，有望实现盈亏平衡或者微盈利。一方面，2017 年供给侧改革开始，煤炭企业盈利能力显著提升，但是从煤炭龙头企业资本性支出的数据来看，2017-2019 年，中国神华用于煤炭板块的资本性支出一直维持在 50 亿元/年左右（相比供给侧改革之前还下降了），占比总的资本性支出为 20%左右；陕西煤业用于煤炭板块的资本性支出一直维持在 20 亿元/年左右，剔除小保当投资以后也是下滑的，说明煤炭龙头企业本身不看好行业。另一方面，煤炭行业的安全和环保标准每年都在提升，意味着想要维持以前的产能和产量，资本性支出应当是加大的；由此行业从过去的政策被动去产能变成了行业主动去产能，龙头企业主动缩减资产负债表，考虑到煤矿从投资到投产需要 3-5 年时间，预计未来 2 年新产能投放的概率都较小。

表 5：2015-2021 年中国神华的资本性支出情况（亿元）

中国神华	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
------	------	------	------	------	------	------	------

煤炭资本性支出	70.00	58.30	45.70	51.30	52.91	81.51	74.48
总资本性支出	354.30	293.80	262.00	232.10	195.21	215.23	355.82
占比	19.76%	19.84%	17.44%	22.10%	27.10%	37.87%	20.93%

数据来源：Wind、东吴证券研究所

3.3. 长期：转型为主，辅助服务和灵活性改造是方向、火电资产价值重估

电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，促进清洁能源消纳，除正常电能生产、输送、使用外，由火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂等发电侧并网主体，电化学、压缩空气、飞轮等新型储能，传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等能够响应电力调度指令的可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）提供的服务。电力辅助服务的种类分为有功平衡服务（调频、调峰、备用、转动惯量、爬坡等）、无功平衡服务和事故应急及恢复服务（稳定切机、稳定切负荷和黑启动）。

表 6：各类电力辅助服务品种补偿机制

电力辅助服务分类	具体品种	补偿方式	固定补偿参考因素
有功平衡服务	一次调频	义务提供、固定补偿、市场化方式 (集中竞价、公开招标/挂牌/拍卖、双边协商)	电网转动惯量需求和单体惯量大小
	二次调频		常规机组：维持电网频率稳定过程中实际贡献量；其他并网主体：改造成本和维持电网频率稳定过程中实际贡献量
	调峰		社会平均容量成本、提供有偿辅助服务的投资成本和由于提供电力辅助服务而减少的有功发电量损失
	备用		
	转动惯量		
	爬坡		
无功平衡服务	自动电压控制	义务提供、固定补偿、市场化方式 (公开招标/挂牌/拍卖、双边协商)	按低于电网投资新建无功补偿装置和运行维护的成本的原则
	调相		稳控投资成本、错失参与其他市场的机会成本和机组启动成本
事故应急及恢复服务	稳定切机		
	稳定切负荷		用户损失负荷成本
	黑启动		投资成本、维护费用、黑启动期间运行费用以及每年用于黑启动测试和人员培训费用
电力辅助服务分类	具体品种	补偿方式	固定补偿参考因素

数据来源：《电力辅助服务管理办法》，东吴证券研究所

根据国家能源局公布的《关于 2018 年度电力辅助服务有关情况的通报》，2018 年，全国除西藏外 31 个省（区、市、地区）参与电力辅助服务补偿的发电企业共 4176 家，装机容量共 13.25 亿千瓦，补偿费用共 147.62 亿元，其中风电、光伏的辅助服务分摊量仅为 23.36、2.67 亿元。与欧美发达国家相比，中国电力辅助服务的补偿水平偏低，2018 年美国辅助服务补偿费用占比上网电费总额约为 2.5%、英国约为 8%，而中国仅为 0.83%。为了消除新能源大规模应用后所带来的影响电力系统安全稳定的风险，必须要加大力度发展与新能源相匹配的调峰和备用电源（目前主要是火电），而针对调峰调压等电力辅助服务建立合理的补偿机制，才能充分调动作为调峰和备用的灵活电源的积极性。

图 20：2018 年电力辅助服务补偿费用的补偿与分摊费用对比（从能源类型来看）



数据来源：国家能源局、东吴证券研究所

1) **短期来看：火电机组辅助服务的盈利能力有望提升。**根据 2021 年 12 月份国家能源局发布的《电力辅助服务管理办法》，按照“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的原则，确定各类电力辅助服务品种、补偿类型并制定具体细则。固定补偿方式确定补偿标准时应综合考虑电力辅助服务成本、性能表现及合理收益等因素，按“补偿成本、合理收益”的原则确定补偿力度；市场化补偿形成机制应遵循考虑电力辅助服务成本、合理确定价格区间、通过市场化竞争形成价格的原则。2) **长期来看：火电机组将以折旧方式最终转化为绿电资产，价值明显低估。**根据华能国际的年报数据，2019、2020、2021 年用于风电、光伏等绿电资产资本性支出分别为 204.82、291.95、413.42 亿元，占比资本性支出总额分别为 60.77%、64.35%、73.29%，说明未来用于绿电资产的投资越来越多、用于传统火电资产的投资会越来越少，那么现存的火电资产终究都会以折旧的

形式转化为绿电资产，意味着长期来看，华能国际现存的火电资产都会成为华能国际的绿电资产。截至 2022 年 3 月 18 日，华能国际（A 股）、华能国际电力（H 股）的 PB 分别为 1.81、0.71 倍，而龙源电力（A 股）、龙源电力（H 股）的 PB 分别为 3.84、2.08 倍，因此公司现有火电资产价值明显低估。

表 7：2017-2021 年华能国际的资本性支出情况（亿元）

	2017	2018	2019	2020	2021
风电、光伏投资	94.12	71.54	204.82	291.95	413.42
资本性支出总额	260.45	213.4	337.02	453.72	564.07
占比	36.14%	33.52%	60.77%	64.35%	73.29%

数据来源：Wind、东吴证券研究所

4. 盈利预测与投资评级

核心假设：

1) 装机容量：2021-2023 年，火电装机容量分别为 92.02、93.40、94.80GW，增速分别为 2.22%、1.50%、1.50%；风电装机容量分别为 10.51、15.12、19.66GW，增速分别为 29.27%、43.86%、30.00%；光伏装机容量分别为 3.31、5.66、9.06GW，增速分别为 31.87%、71.00%、60.00%。

2) 发电量：2021-2023 年，火电发电量分别为 4017.87、4044.40、4122.19 亿千瓦时，增速分别为 3.94%、0.66%、1.92%；风电发电量分别为 191.12、268.62、353.32 亿千瓦时，增速分别为 35.50%、40.56%、31.53%；光伏发电量分别为 32.39、54.65、88.02 亿千瓦时，增速分别为 35.46%、68.74%、61.07%。

盈利预测：2021-2023 年公司营收分别为 1572.60、1613.87、1684.59 亿元，增速分别为 -7.19%、2.62%、4.38%；归母净利润分别为 -105.68、67.97、86.28 亿元，增速分别为 -331.50%、164.32%、26.93%，EPS 分别为 -0.67、0.43、0.55 元。

估值及投资建议：我们预计公司 2021-2023 年 EPS 分别为 -0.67、0.43、0.55 元，其中 22-23 年对应 PE 为 18、14 倍，考虑到：1) 公司作为国内最大火电上市平台，业绩承压时期依然坚持大手笔分红；2) 绿电业务：行业景气度高+竞争格局好+盈利能力强，2022 年目标市值空间为 1800 亿元；3) 火电业务：长远来看终究通过折旧转化为绿电资产，当前价值显著低估。此外，我们以华电国际和龙源电力作为可比公司。华电国际主要业务为建设、经营电厂，包括大型高效的燃煤燃气发电机组及多项可再生能源项目；龙源电力主要从事风电场的设计、开发、建设、管理和运营，还经营火电、太阳能、潮

汐、生物质、地热等其他发电项目。二者与公司从事绿电、火电业务属于同一领域，具备一定可比性，公司当前估值水平较低。因此，我们首次覆盖，给予公司“买入”评级。

表 8: 公司与 A 股部分电力行业标的的估值比较（截至 2022 年 3 月 18 日）

证券代码	公司	市值 (亿元)	2021 归母 净利润(亿 元)	2022 归母 净利润(亿 元)	2023 归母 净利润 (亿元)	2021PE	2022PE	2023PE
600027.SH	华电国际	340.0	-20.55	48.11	62.99	-	7	6
001289.SZ	龙源电力	1763.2	61.07	74.15	85.88	35	28	24
可比公司平均估值						35	18	15
600011.SH	华能国际	1011.8	-105.68	67.97	86.28	-	18	14

数据来源：华电国际、龙源电力盈利预测来自于 Wind 一致预期，东吴证券研究所

5. 风险提示

1) 宏观经济下行使得终端工业用电需求减弱，风电光伏波动较大，发电小时数不达预期；

2) 终端销售电价受到政策影响持续下降，公司业绩受到电价下行的影响，历史拖欠补贴下发进度不达预期；

3) 电力改革推进进度不达预期，国家电网投资规模不达预期，特高压建设进度不达预期等；

4) 风电光伏建设力度不达预期，分布式项目盈利能力和建设进度不达预期，分布式项目融资存在困难，业主方资信和经营情况异常等

华能国际三大财务预测表

资产负债表(百万元)	2020A	2021E	2022E	2023E	利润表(百万元)	2020A	2021E	2022E	2023E
流动资产	66,138	60,701	64,488	73,570	营业收入	169,439	157,260	161,387	168,459
现金	13,872	15,019	18,237	23,066	减:营业成本	139,881	146,645	138,072	139,072
应收账款	28,634	24,124	25,349	28,215	营业税金及附加	1,795	1,460	1,498	1,564
存货	6,602	8,333	6,207	5,335	营业费用	148	167	171	179
其他流动资产	17,030	13,225	14,694	16,953	管理费用	4,946	4,590	4,286	4,403
非流动资产	372,068	404,021	437,347	472,387	研发费用	668	620	119	215
长期股权投资	22,225	22,225	22,225	22,225	财务费用	8,836	6,746	6,924	7,227
固定资产	243,702	263,201	281,955	303,482	资产减值损失	6,114	9,632	1,188	1,229
在建工程	51,580	64,359	79,256	93,094	加:投资净收益	1,694	1,325	1,323	1,492
无形资产	14,091	13,765	13,440	13,115	其他收益	965	678	696	727
其他非流动资产	40,471	40,471	40,471	40,471	资产处置收益	39	29	86	123
资产总计	438,206	464,722	501,835	545,957	营业利润	9,628	-13,205	11,161	16,659
流动负债	154,048	151,776	154,009	160,329	加:营业外净收支	-814	0	0	0
短期借款	66,311	68,391	70,575	72,868	利润总额	8,814	-13,205	11,161	16,659
应付账款	14,596	13,280	13,039	14,512	减:所得税费用	3,110	0	3,938	5,878
其他流动负债	73,141	70,105	70,394	72,949	少数股东损益	1,139	-2,637	425	2,153
非流动负债	142,682	142,682	142,682	142,682	归属母公司净利润	4,565	-10,568	6,797	8,628
长期借款	112,077	112,077	112,077	112,077	EBIT	13,952	3,778	17,241	23,026
其他非流动负债	30,605	30,605	30,605	30,605	EBITDA	35,255	26,491	40,694	47,558
负债合计	296,730	294,459	296,691	303,011	重要财务与估值指标	2020A	2021E	2022E	2023E
少数股东权益	19,777	17,140	17,565	19,718	每股收益(元)	0.18	-0.67	0.43	0.55
归属母公司股东权益	121,699	143,740	171,697	202,272	每股净资产(元)	7.75	9.16	10.94	12.89
负债和股东权益	438,206	464,722	501,835	545,957	发行在外股份(百万股)	15,698	15,698	15,698	15,698
					ROIC(%)	2.4%	0.9%	2.6%	3.2%
					ROE(%)	3.8%	-7.4%	4.0%	4.3%
现金流量表(百万元)	2020A	2021E	2022E	2023E	毛利率(%)	17.4%	6.7%	14.4%	17.4%
经营活动现金流	42,050	32,038	35,246	38,546	销售净利率(%)	2.7%	-6.7%	4.2%	5.1%
投资活动现金流	-42,067	-32,971	-34,211	-36,010	资产负债率(%)	67.7%	63.4%	59.1%	55.5%
筹资活动现金流	1,519	2,080	2,184	2,293	收入增长率(%)	-2.4%	-7.2%	2.6%	4.4%
现金净增加额	763	1,147	3,218	4,829	净利润增长率(%)	191.5%	-331.5%	164.3%	26.9%
折旧和摊销	21,303	22,713	23,453	24,532	P/E	24.89	—	18.27	14.39
资本开支	-42,213	-34,297	-35,534	-37,502	P/B	0.58	0.86	0.72	0.61
营运资本变动	731	2,232	-1,781	-1,708	EV/EBITDA	8.32	13.14	8.53	7.25

数据来源: Wind, 东吴证券研究所

免责声明

东吴证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（以下简称“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。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，本公司不对任何人因使用本报告中的内容所导致的损失负任何责任。在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

本报告的版权归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发、转载，需征得东吴证券研究所同意，并注明出处为东吴证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

东吴证券投资评级标准：

公司投资评级：

买入：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘在 15%以上；

增持：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于 5%与 15%之间；

中性：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于-5%与 5%之间；

减持：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于-15%与-5%之间；

卖出：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘在-15%以下。

行业投资评级：

增持：预期未来 6 个月内，行业指数相对强于大盘 5%以上；

中性：预期未来 6 个月内，行业指数相对大盘-5%与 5%；

减持：预期未来 6 个月内，行业指数相对弱于大盘 5%以上。

东吴证券研究所

苏州工业园区星阳街 5 号

邮政编码：215021

传真：（0512）62938527

公司网址：h 吨吨 p://www.dwzq.com.cn