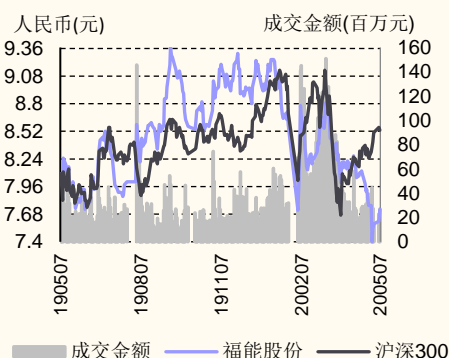


福能股份 (600483.SH) 买入 (首次评级)**公司深度研究**

市场价格 (人民币): 7.73 元

市场数据(人民币)

总股本(亿股)	15.52
已上市流通 A 股(亿股)	15.52
总市值(亿元)	119.96
年内股价最高最低(元)	8.27/7.40
沪深 300 指数	3925
上证指数	2872

**煤价下行增火电利润, 区域优势助风电展翼****公司基本情况(人民币)**

项目	2018	2019	2020E	2021E	2022E
营业收入(百万元)	9,354	9,945	10,341	10,905	11,304
营业收入增长率	37.57%	6.32%	3.97%	5.45%	3.66%
归母净利润(百万元)	1,050	1,244	1,639	2,023	2,144
归母净利润增长率	24.52%	18.42%	31.79%	23.42%	5.95%
摊薄每股收益(元)	0.677	0.802	1.056	1.304	1.381
每股经营性现金流净额	1.38	1.74	1.85	2.01	2.15
ROE(归属母公司)(摊薄)	8.94%	9.82%	11.44%	13.17%	12.99%
P/E	12.56	11.48	7.03	5.70	5.38
P/B	1.12	1.13	0.80	0.75	0.70

来源: 公司年报、国金证券研究所

投资逻辑

- **公司为区域综合性电力集团, 风电增长翼+火电基本盘:** 公司是一家以热电联产、天然气发电和风力发电为主营业务的区域综合性电力集团, 业务多集中在福建省内。公司风电业务毛利占比 42%, 火电业务毛利占比 57%, 近 5 年风电业务的毛利率稳定维持在 60%-70% 区间, 显著高于火电及光伏发电业务, 未来风电业务成为公司业绩的主要增量。
- **资源丰富消纳无虞赛道开阔, 储备项目丰富电价有保障:** 福建省受亚热带季风气候和“狭管效应”的共同影响, 风力资源丰富; 且地处东南沿海靠近我国电力负荷中心, 弃风率常年为零。据福建省和国家能源局规划, 到 2030 年底计划福建海上风电装机容量将达到 500 万千瓦以上, 则 2020-2030 年全省海上风电装机规模平均增速将达 9.6%。截至 2019 年底公司核准在建风电项目共 99.5 万千瓦, 其中 40 万千瓦装机有望锁定 0.85 元/千瓦时的核准电价。
- **中长期煤价下行趋势明确, 优质煤电资产将充分受益:** 2019 年二季度开始, 煤炭逐渐转向供给宽松, 煤价进入下行通道。2020 年 4 月失去采暖季需求支撑, 疫情加剧了煤炭供给宽松格局, 煤价加速下行跌破 500 元/吨。预计全年动力煤价中枢 520 元/吨。公司控股热电联产机组共 123.61 万千瓦, 燃煤纯凝电厂装机 132.00 万千瓦。子公司鸿山热电 120 万千瓦机组利用小时数达 5907 小时, 领先全省燃煤火电机组 1300 小时。公司稳步增长的火电装机将从煤价下行中充分受益。

投资建议

- 我们预计 2020-2022 年公司营业收入为 103.41/109.05/113.04 亿元, 归母净利为 15.58/18.18/19.38 亿元, 对应 EPS 为 1.00/1.17/1.25 元。若假设 2020 年 6 月完成宁德核电 10% 股权注入, 预计归母净利提升至 16.39/20.23/ 21.44 亿元, 对应 EPS 为 1.06/1.30/1.38 元, 对应 PE 为 7/6/5 倍。给予公司 2020 年 9 倍 PE, 目标价 9 元, 首次覆盖给予“买入”评级。

风险提示

- 资产注入不达预期; 电价下降风险; 动力煤价格上行; 气电补贴政策变化; 项目投产进度不及预期; 台海政治局势风险。

杜旷舟 联系人
dukz@gjzq.com.cn

李蓉 联系人
lirong@gjzq.com.cn

郭荆璞 分析师 SAC 执业编号: S1130519100005
guojingpu@gjzq.com.cn

内容目录

一、福能股份：福建综合发电集团，火风双主业齐发力	4
二、风电资源丰富消纳无虞，储备项目丰富电价有保障	5
2.1 风电迎抢装浪潮景气度回升，海上风电强势发力	5
2.2 福建自然条件优越，政府规划规模年均增长接近 10%	6
2.3 量价优势齐发，海上风电具备高成长性	9
三、煤炭供需宽松叠加气电政策落地，火电盈利有望改善	11
3.1 供给格局宽松，煤价预期下行	11
3.2 利用小时优势叠加煤价下行利好煤电，气电盈利回归合理区间	13
四、参股众多核电项目，长期有望增厚投资收益	15
五、盈利预测与投资建议	16
六、风险提示	18

图表目录

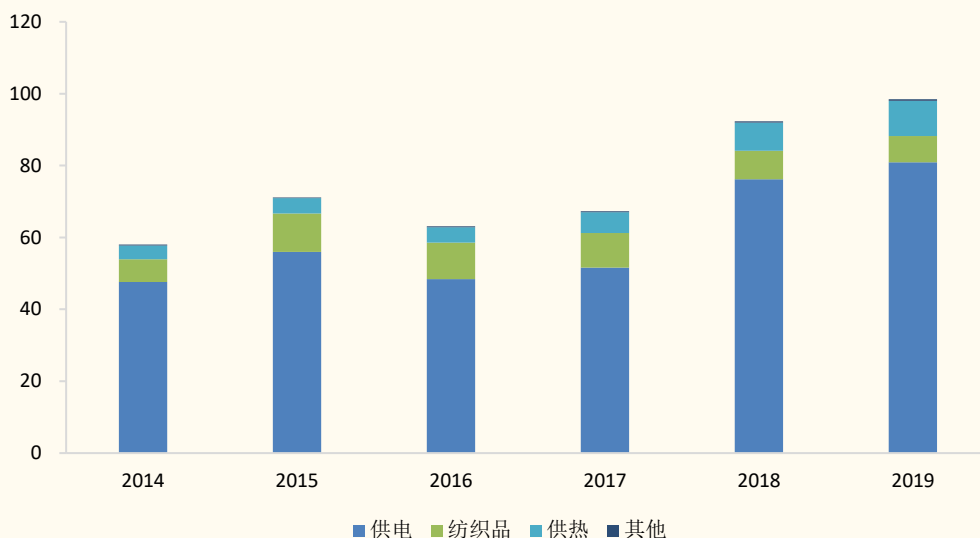
图表 1：供电业务是公司核心业务板块（亿元）	4
图表 2：公司营收增速强势反弹	4
图表 3：公司归母净利润增速强势反弹	4
图表 4：公司控股装机容量结构	5
图表 5：火电和风电占据供电业务营收主体地位（亿元）	5
图表 6：火电毛利占比下降，风电毛利占比提升（亿元）	5
图表 7：风电业务毛利率遥遥领先（%）	5
图表 8：我国风电装机规模不断扩大，增速回升	6
图表 9：我国海上风电装机规模持续扩张，增速领先全球	6
图表 10：福建省风力资源得天独厚（m/s）	7
图表 11：莆田市年均风速（m/s）	7
图表 12：漳州市年均风速（m/s）	7
图表 13：泉州市年均风速（m/s）	7
图表 14：福建省弃风率常年为零	8
图表 15：福建省风电利用小时数领先全国（小时）	8
图表 16：福建全社会用电量持续增长（亿千瓦时）	9
图表 17：福建全社会用电量稳健增长	9
图表 18：全省风电装机占比小	9
图表 19：全省风电发电量占比小	9
图表 20：福能股份风电装机规模持续扩张	10
图表 21：风电利用小时数持续优于全国全省（小时）	10
图表 22：公司在建海上风电项目一览（截至 2019 年 6 月 30 日）	10
图表 23：全国风电标杆上网电价（元/千瓦时）	11
图表 24：应收款项占总资产的比例稳定	11

图表 25: 应收款项周转率行业领先 (次)	11
图表 26: 原煤占能源消费总量的比重逐年下滑 (%)	12
图表 27: 动力煤产量、进口量增速上扬	12
图表 28: 煤炭固定资产投资完成额增速大幅上涨	12
图表 29: 2018 年收购华润温州和华润六枝, 煤电装机大幅扩容 (万千瓦) .	13
图表 30: 鸿山热电净利润与福建省电煤价格指数反向变动	14
图表 31: 气价上涨, 晋江气电盈利大幅下滑	14
图表 32: 燃气发电毛利为负, 替代电量为盈利来源	14
图表 33: 晋江气电替代电量业务毛利测算	15
图表 34: 核电利用小时数远超其他电源 (小时)	15
图表 35: 目前核电企业加权 ROE 仅次于水电企业	15
图表 36: 公司参股及将注入核电项目情况	15
图表 37: 福能股份经营数据预测	17
图表 38: 福能股份利润预测	17
图表 39: 可比公司估值	18

一、福能股份：福建综合发电集团，火风双主业齐发力

- **福建综合发电集团，规模居全省前列：**公司是一家以热电联产、天然气发电和风力发电为主营业务的区域综合性发电集团，业务多集中在福建省内，此外还有少量纺织业务为借壳福建南纺遗留。2014 年，福能集团将其持有的鸿山热电 100%股权、晋江气电 75%股权和新能源公司 100%股权注入福建南纺借壳上市，公司控股股东变更为福建省能源集团，实际控制人为福建省国资委。
- **自 2014 年重组以来，公司装机规模常年位居全省前列，供电业务持续占据营业收入主体地位。**截至 2019 年，公司控股在运装机规模 497.7 万千瓦，主要为风力、天然气、太阳能等清洁能源发电和高效节能的热电联产机组，供电业务占公司整体营收的比例达 82.21%。

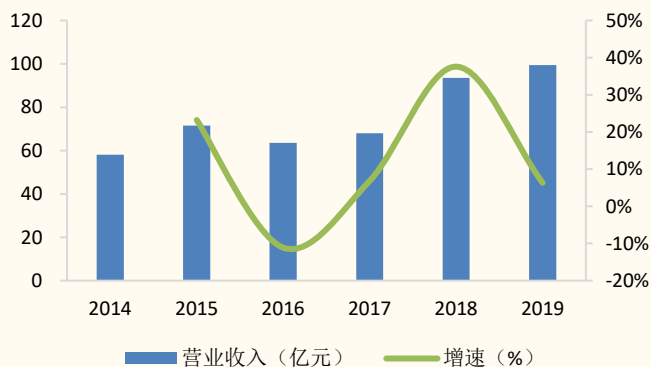
图表 1：供电业务是公司核心业务板块（亿元）



来源：公司公告，国金证券研究所

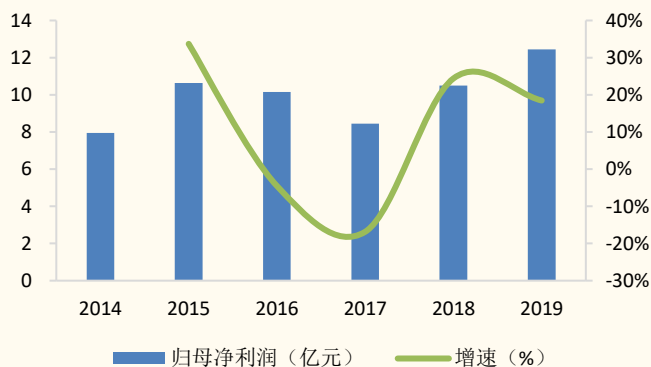
- **多重因素利好，业绩增速强势反弹：**重大重组后的 2014-2017 年，公司经历了波动调整期。期间由于火电电价下调、燃煤价格上涨、供热市场竞争激烈、天然气采购价格上升以及纺织行业产能过剩等多重因素影响，公司业绩并不稳定。2018 年，公司收购的华润温州（20%）和华润六枝（51%）并表，受益于火电供电量增加、上网电价上调，风电装机规模扩大，气电替代电量增加等多方因素共同促进，公司营业收入和归母净利润强势反弹，实现营业收入同比增长 37.58%，归母净利润同比增长 24.41%。

图表 2：公司营收增速强势反弹



来源：公司公告，国金证券研究所

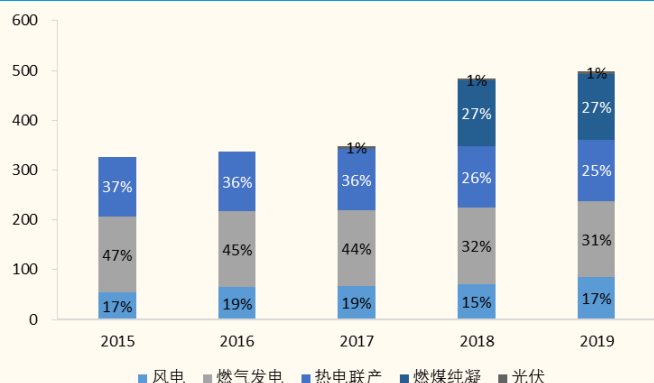
图表 3：公司归母净利润增速强势反弹



来源：公司公告，国金证券研究所

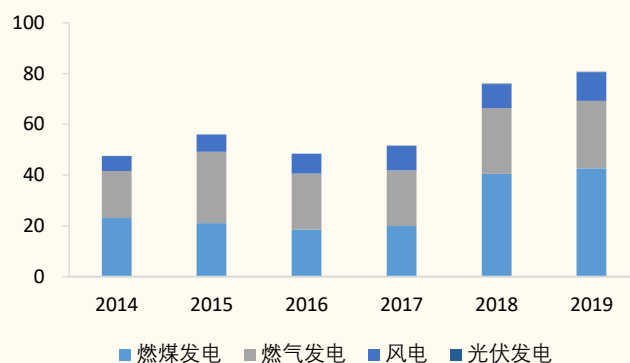
- **火电贡献公司大部分经营利润，风电为新增利润主要来源：**截至 2019 年，公司火电装机容量共计 408.41 万千瓦，占比 82.06%。其中燃煤纯凝和热电联产机组装机容量共计 255.61 万千瓦，占比 51.36%；燃气发电装机容量 152.8 万千瓦，占比 30.70%；风电装机容量 85 万千瓦，占比 17.08%。
- 2014 年以来，风电业务对公司毛利贡献占比呈上升态势，从 2014 年 26% 上升至 2019 年 42%，而火电业务毛利占比从 2014 年 74% 下降至 2019 年 57%。从各项供电业务的毛利率水平来看，近 5 年风电业务的毛利率稳定维持在 60%-70% 区间，显著高于火电及光伏发电业务。2017 年之后，在火电和气电业务毛利率下降的盈利疲软时期，风电业务成为公司业绩的主要增量。虽然目前火电仍然是公司利润的基本盘，但长期来看，公司存有丰富的风电项目储备，高成长性的风电业务是已经且将继续是公司增量利润的最主要来源。

图表 4：公司控股装机容量结构



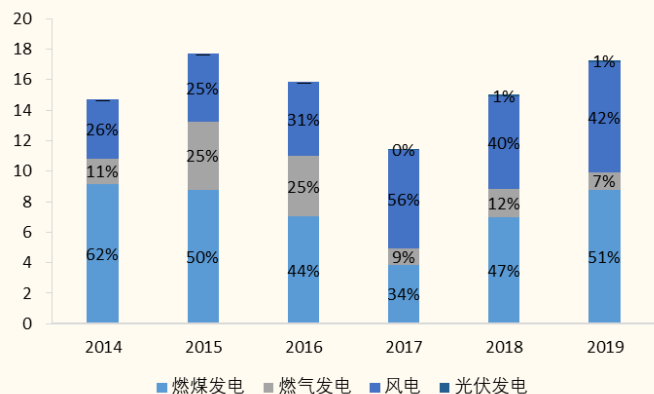
来源：公司公告，国金证券研究所

图表 5：火电和风电占据供电业务营收主体地位（亿元）



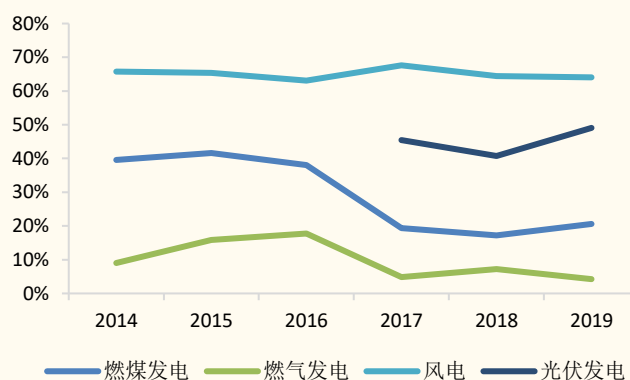
来源：公司公告，国金证券研究所

图表 6：火电毛利占比下降，风电毛利占比提升（亿元）



来源：公司公告，国金证券研究所

图表 7：风电业务毛利率遥遥领先（%）



来源：公司公告，国金证券研究所

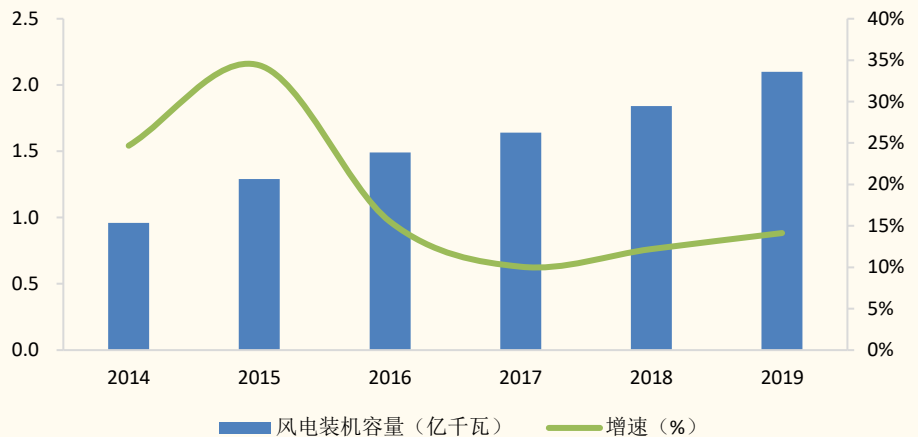
二、风电资源丰富消纳无虞，储备项目丰富电价有保障

2.1 风电迎抢装浪潮景气度回升，海上风电强势发力

- **平价上网促抢装浪潮，风电装机增速回升：**2019 年 5 月，发改委调整风电上网电价政策，明确 2018 年底之前核准的陆上风电项目，2020 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2021 年起新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴；海上风电新核准风电指导价也有所下调，2019 年符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准近海风电指导价调整为每千瓦时 0.8 元，2020 年调整为每千瓦时 0.75 元。为锁定高电价，国内

风电装机迎来抢装热潮，经历 2016、2017 年风电新增装机下滑的“低迷期”，2018 年以来，风电装机规模增速重启增长态势。

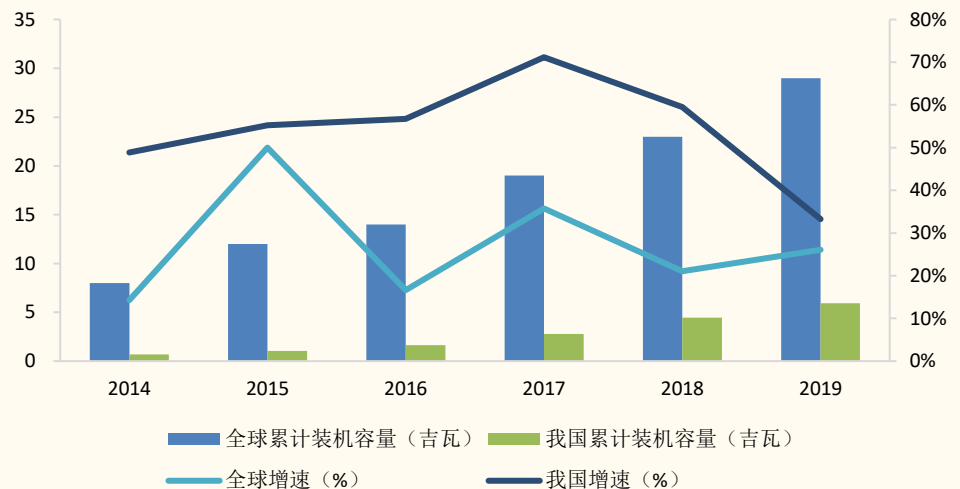
图表 8：我国风电装机规模不断扩大，增速回升



来源：国家能源局，国金证券研究所

- **海上风电高速增长，未来装机空间广阔：**我国海岸线长达 1.8 万公里，可利用海域面积 300 多万平方公里，5 米至 25 米水深线以内近海区域、海平面以上 50 米高度范围内，风电可装机容量约 2 亿千瓦，拥有发展海上风电的天然优势。《风电发展“十三五”规划》提出，到 2020 年海上风电装机容量达到 500 万千瓦。截至 2019 年底，我国海上风电总装机 593 万千瓦，已经提前实现“十三五”规划目标，在能源清洁化大势所趋之下，预计未来风电装机规模将持续平稳增长。

图表 9：我国海上风电装机规模持续扩张，增速领先全球

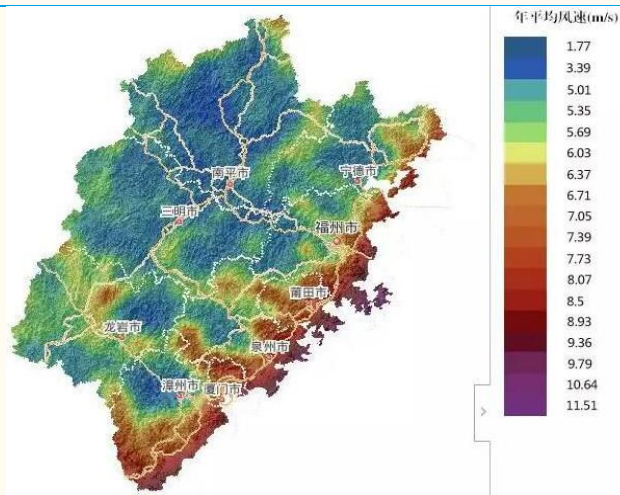


来源：北极星电力网，国金证券研究所

2.2 福建自然条件优越，政府规划规模年均增长接近 10%

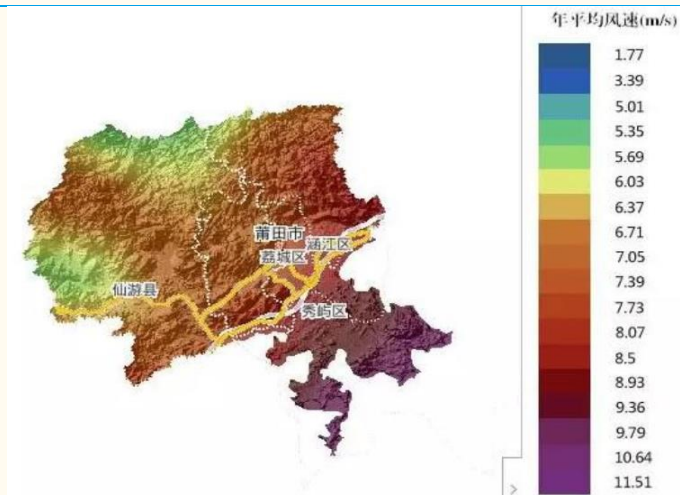
- **福建省“狭管效应”明显，海陆风力资源丰富：**福建省地处欧亚大陆东南边缘，濒临东海和台湾海峡，受亚热带季风气候和“狭管效应”的共同影响，年均风速大，主导风向稳定，发展陆海风电拥有得天独厚的自然优势。其次，福建省海域面积为 13.6 万平方公里，海岸线全长 6128 公里，海上风能资源尤为丰富。

图表 10：福建省风力资源得天独厚 (m/s)



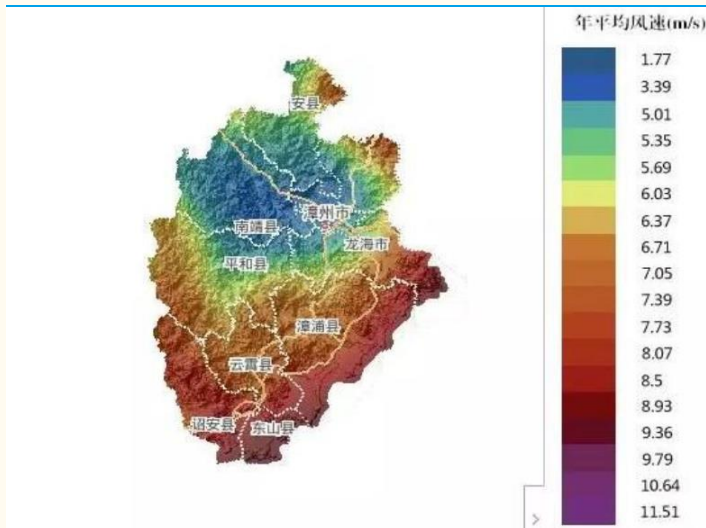
来源：北极星电力网，国金证券研究所

图表 11：莆田市年均风速 (m/s)



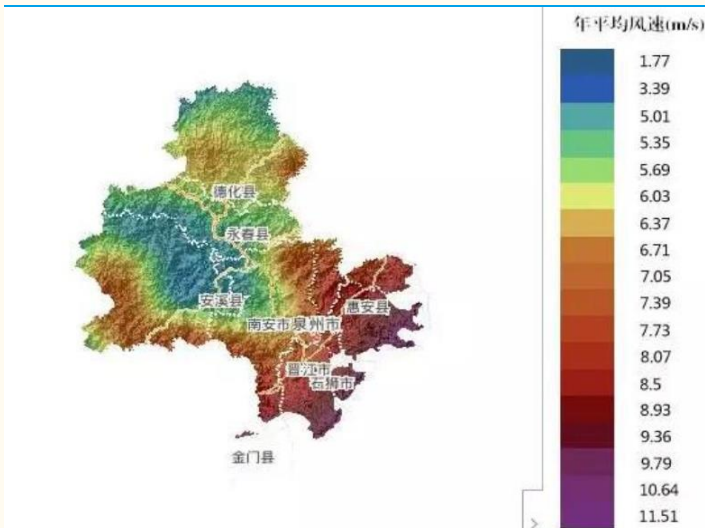
来源：北极星电力网，国金证券研究所

图表 12：漳州市年均风速 (m/s)



来源：北极星电力网，国金证券研究所

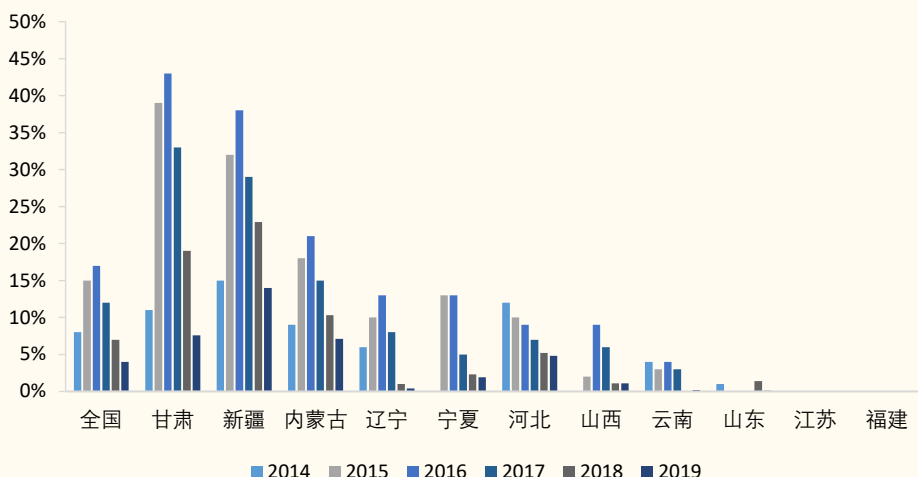
图表 13：泉州市年均风速 (m/s)



来源：北极星电力网，国金证券研究所

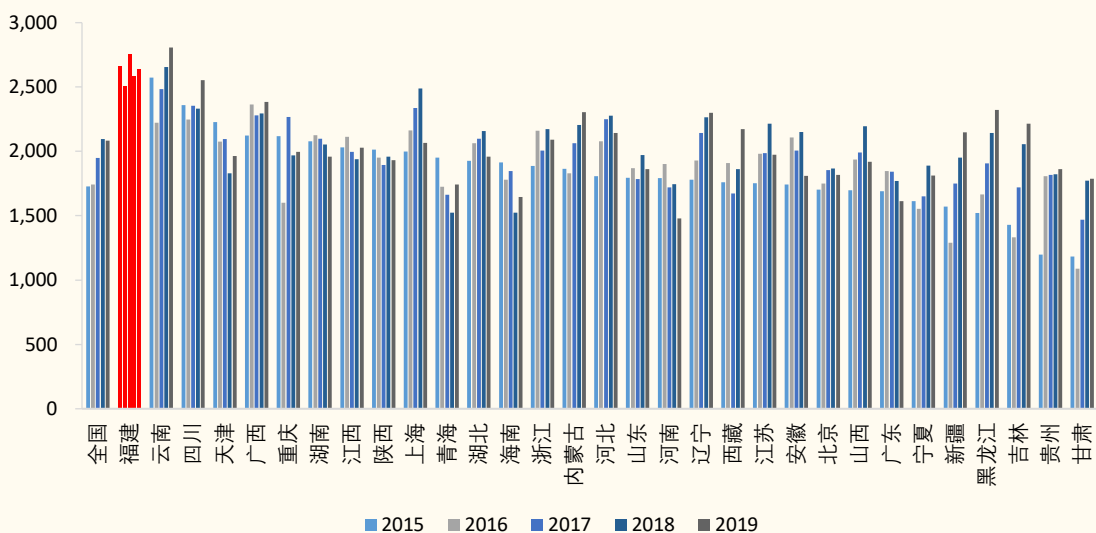
- **福建风力发电量全额消纳，不存在“弃风限电”：**2014-2016 年，我国弃风率呈现上升态势，其中尤以“三北”地区弃风严重。2016 年开始，电网系统充分开发调度潜力消纳新能源，全国弃风情况开始好转。福建省地处东南沿海，靠近我国电力负荷中心，全省风电项目、电网网架和电力送出工程同步规划建设，新能源发电利用效率全国领先，弃风率常年为零。根据《福建省“十三五”节能减排综合工作方案》对加强电力需求侧管理的要求，全省全额安排可再生能源发电，优先安排风电、光伏、水电、核电、资源综合利用机组发电，其中风电、光伏、水电发电量全额上网，公司风力发电量由国网福建省公司全额消纳，未发生“弃风限电”情况，产能利用率高。

图表 14：福建省弃风率常年为零



来源：国家能源局，国金证券研究所

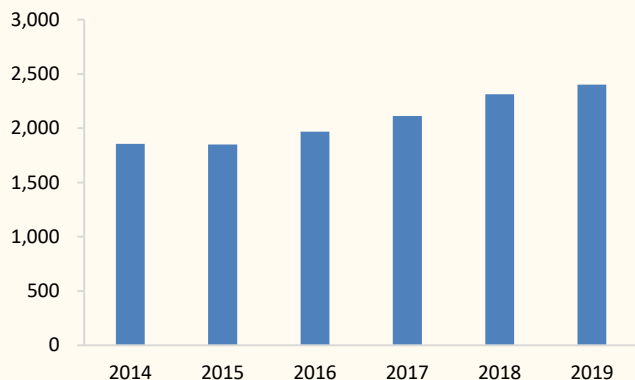
图表 15：福建省风电利用小时数领先全国（小时）



来源：国家能源局，国金证券研究所

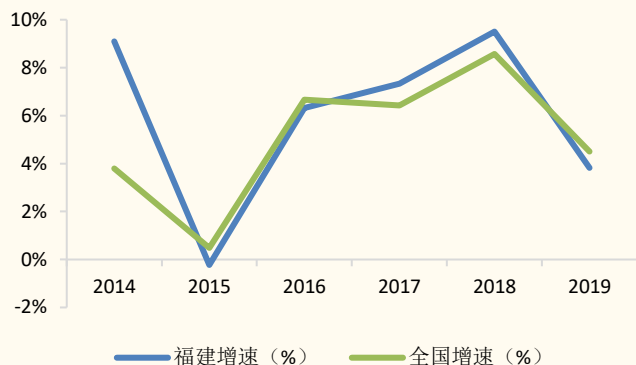
- **经济发展推动用电需求稳健增长：**2014 年以来，中央进一步支持福建加快发展，全省稳增长、调结构、促改革、惠民生各项工作统筹推进，经济运行总体平稳，经济社会发展呈良好态势，推动了福建全社会用电量的强劲增长。2017-2018 年福建省用电量增速分别为 7.32%、9.50%，分别高出全国用电量增速 0.75、1.02 个百分点。虽然 2019 年福建用电量增速有所回落，但是仍处于全国中游，用电需求增长稳健。

图表 16：福建全社会用电量持续增长（亿千瓦时）



来源：公司公告，国金证券研究所

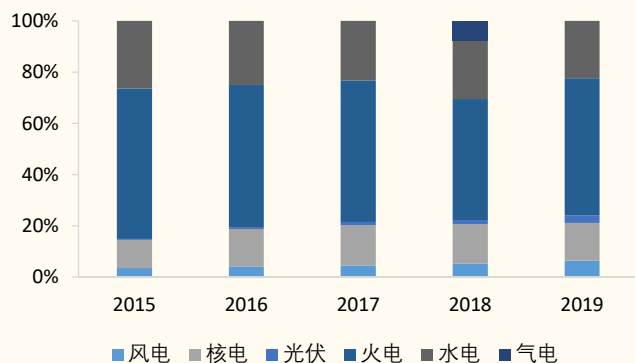
图表 17：福建全社会用电量稳健增长



来源：公司公告，国金证券研究所

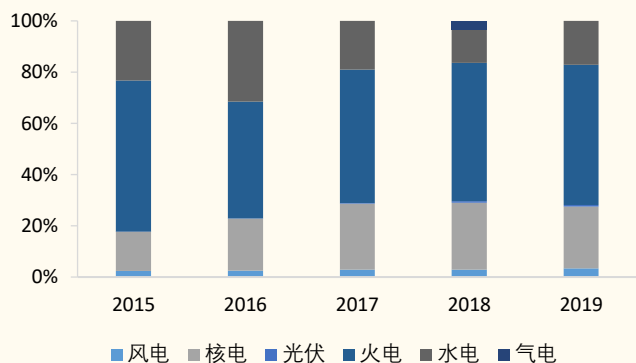
- 根据政府规划预计到 2030 年福建海上风电规模年均增长接近 10%：根据《福建省十三五能源发展专项规划》和《国家能源局关于福建省海上风电规划的复函》，福建省海上风电装机规模到 2020 年底计划达到 200 万千瓦以上，到 2030 年底计划达到 500 万千瓦以上，即 2020-2030 年全省海上风电装机规模年均增长率将达 9.6%。截至 2018 年，全省海上风电规模不足 30 万千瓦；截至 2019 年，全省风电装机规模占比 6.37%，风电发电量占比 3.39%。预计随着全省风电政策的落实推进，预计未来海上风电将成为福建省风电的主要装机增量之一。

图表 18：全省风电装机占比小



来源：公司公告，国金证券研究所

图表 19：全省风电发电量占比小

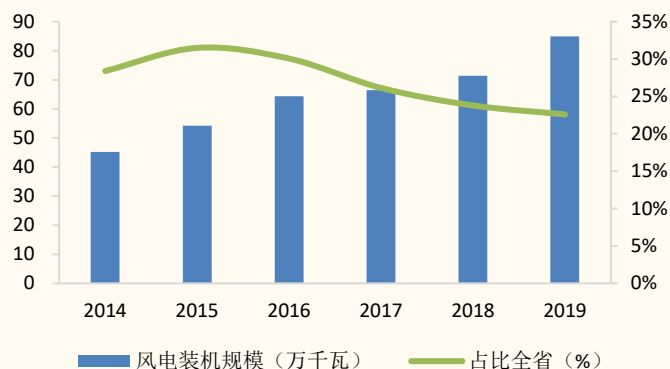


来源：公司公告，国金证券研究所

2.3 量价优势齐发，海上风电具备高成长性

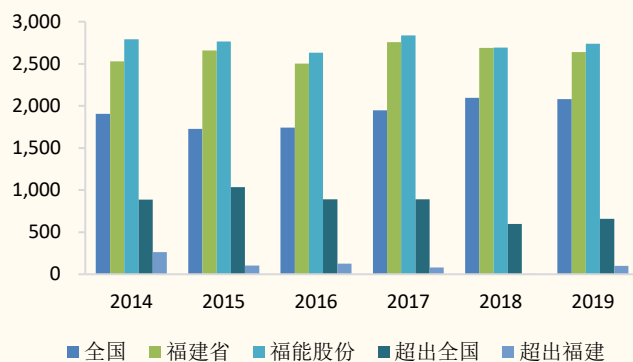
- 风电装机规模持续扩张，占比居全省前列：近年来，在煤价高企、热电联产机组效益较低背景下，公司充分利用地域和资源优势，风电业务快速增长，成为业绩增长的重要推力。公司风电装机规模持续扩大，从 2014 年的 45.25 万千瓦增长至 2019 年的 85 万千瓦，在福建省风电装机占比 22.6%，占据福建省风电装机前列。
- 始终把握优质风电资源，利用小时数保持高位：虽然近年公司装机容量市场占比出现小幅下降，但是公司始终掌握优质风力资源。公司在运及在建的风电项目主要分布于莆田、漳州、泉州等风力资源优越地区，公司风电利用小时数持续优于全国和福建全省平均水平，发电效率居行业领先地位。2019 年公司风电平均利用小时数为 2739 小时，超出全国平均水平 657 小时，超出福建平均水平 100 小时，且超出水平数相比 2018 年的 5 小时显著提高。由于海上风电项目的利用小时数远高于陆上风电项目，未来随着公司海上风电项目的陆续建设投产，公司风电利用小时数有望进一步上升。

图表 20：福能股份风电装机规模持续扩张



来源：公司公告，国金证券研究所

图表 21：风电利用小时数持续优于全国全省 (小时)



来源：公司公告，国金证券研究所

- **积极布局海上风电项目，未来有望增厚业绩：**自福建省海上风电发展规划发布以来，公司积极布局，海上风电项目建设有序推进。2018 年开工建设莆田平海湾 F 区海上风电项目，建成投产后每年可实现上网电量 6.5 亿千瓦时。核准并开工石城海上风电项目 20 万千瓦，全部建成投产后年均上网电量约 6.2 亿千瓦时。2019 年上半年，长乐 C 区海上风电项目 49.8 万千瓦也已开工，根据项目可行性研究报告测算，该项目年等效发电小时数约 3506 小时，年上网电量约 17.39 亿千瓦时。截至 2019 年底，公司核准在建风电项目共 93.5 万千瓦，其中海上风电项目 87 万千瓦，占比达 93.05%。随着海上风电项目的迅猛发力，未来公司业绩有望攀升。

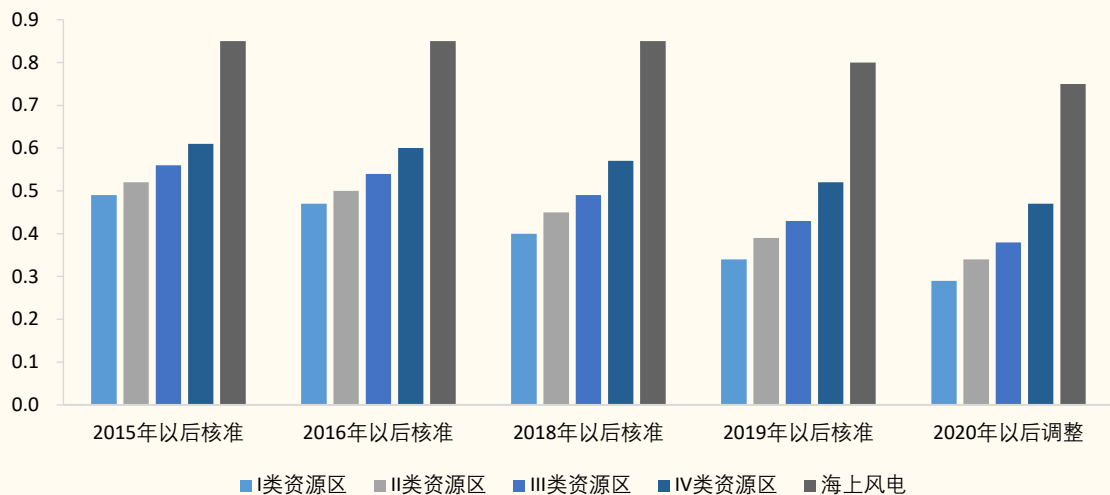
图表 22：公司在建海上风电项目一览 (截至 2019 年 6 月 30 日)

项目名称	规划装机容量 (万千瓦)	项目金额 (万元)	项目进度	预计全部建成投产时间	预估利用小时数 (小时)	投产后年上网电量 (亿千瓦时)
莆田平海湾海上风电场 F 区	20	376337	项目实施	2020 年	3251	6.50
莆田石城海上风电场	20	369000	项目实施	2021 年 6 月	3109	6.22
长乐外海海上风电场 C 区	49.8	1041300	项目前期	2024 年	3506	17.39

来源：公司公告，国金证券研究所

- **地处 IV 类风能资源区，在建项目有望锁定高电价：**我国风能资源区根据风能密度和地形状况分为四类，近年来，发改委大幅调整全国风电标杆上网电价，第 I、II、III 类区下调幅度较大，风电发展向 IV 类资源区转移的趋势明显。福建省地处第 IV 类风能资源区，调整后风电上网电价仍保持较高水平，发展风电价格优势明显。结合目前公司在建风电项目来看，顶岩山、潘宅、洋坪和外山 4 个陆上风电场项目均有望锁定 0.61 元/千瓦时的核准电价，平海湾海上风电场 F 区、石城海上风电场项目有望锁定 0.85 元/千瓦时的核准电价。

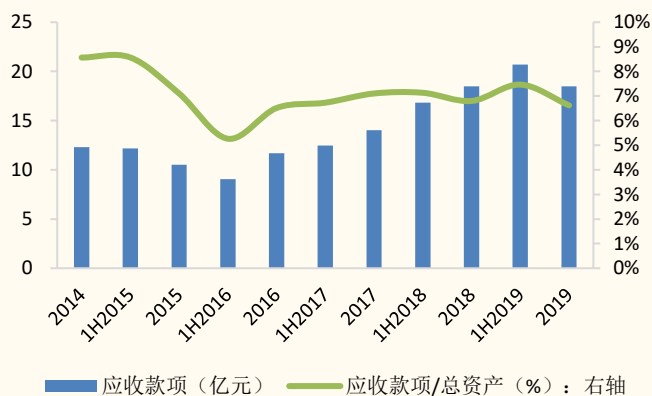
图表 23：全国风电标杆上网电价（元/千瓦时）



来源：发改委，国金证券研究所

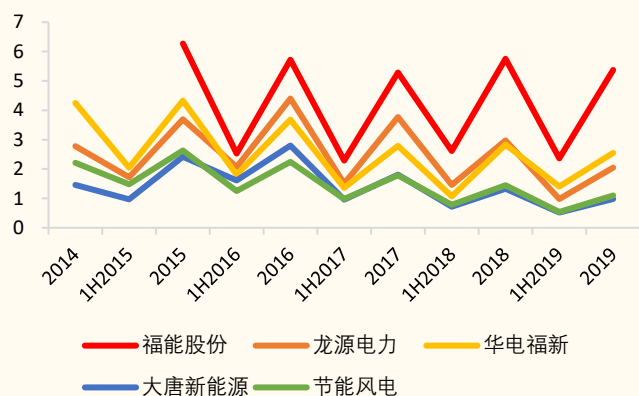
- **火电装机弥补风电调峰劣势，稳电量保电价：**风电因其不稳定性，调峰能力差，随着风电上网电价持续下调，逐步取消补贴平价上网也成为必然趋势。对比只经营单一业务的其他风电同业公司，截至 2019 年，福能股份控股在运火电装机容量共计 408.41 万千瓦，占比 82.06%，有效弥补风电调峰能力不足问题，稳定电量输出，在即将来临的风电平价时代，火电装机将帮助公司在电价上获得相对优势。
- **应收款项比例稳定，周转率行业领先：**公司应收款项的主要构成是对子公司的应收账款和清洁能源电价补贴款。2016 年以来应收款项占总资产的比例基本稳定在 6% 左右，并且公司的应收款项周转率持续处于行业领先水平，在风电企业普遍面临清洁能源补贴拖欠、资金周转压力较大的情况下，福能股份补贴回款稳定，具备较好的资金营运能力。

图表 24：应收款项占总资产的比例稳定



来源：公司公告，国金证券研究所

图表 25：应收款项周转率行业领先（次）



来源：公司公告，国金证券研究所

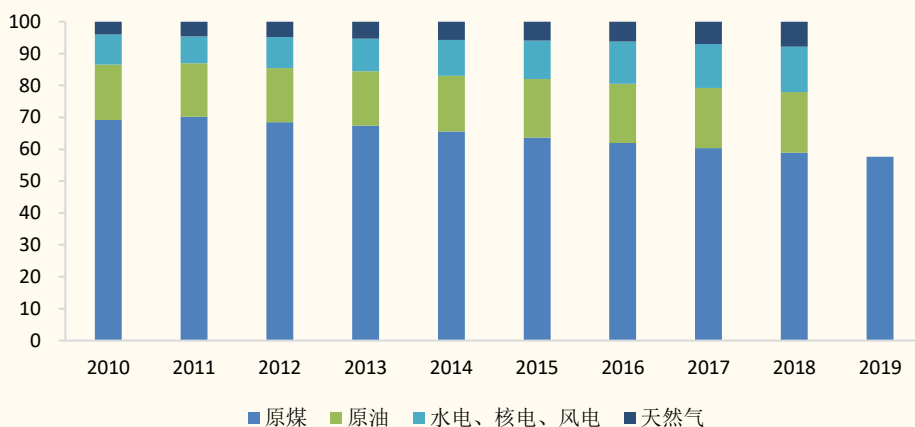
三、煤炭供需宽松叠加气电政策落地，火电盈利有望改善

3.1 供给格局宽松，煤价预期下行

- **能源结构转型叠加经济增速放缓，煤炭需求增速走弱：**近年来，我国原煤占能源消费总量比重不断下降，截至 2018 年首次下降至 60% 以内，《能源发展“十三五”规划》提出把发展清洁低碳能源作为调整能源结构的主攻

方向，到 2020 年，我国煤炭消费总量控制在 41 亿吨以内，比重降低到 58% 以下。预计未来能源结构持续转型升级下，国内煤炭需求仍较为疲软。

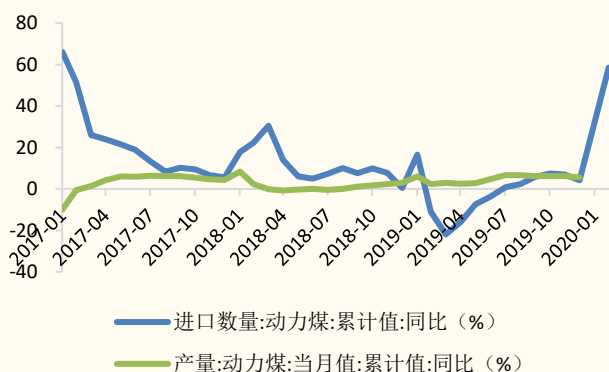
图表 26：原煤占能源消费总量的比重逐年下滑 (%)



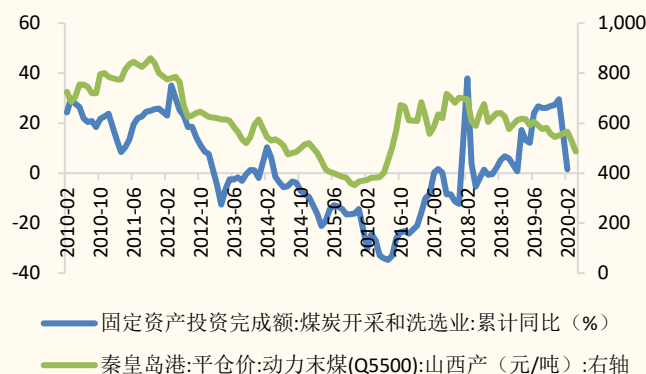
来源：wind，国金证券研究所

- **煤炭去产能目标完成，优质产能逐步释放：**2019 年，煤炭去产能任务目标超额完成，优质产能释放持续推进，年产 120 万吨及以上煤矿产能达到总产能的四分之三。《煤炭工业发展“十三五”规划》提出，到 2020 年，煤炭产量 39 亿吨，消费量 41 亿吨，根据国家能源局公告，截至 2018 年底，安全生产许可证等证照齐全的生产煤矿产能 35.3 亿吨/年，已核准（审批）、开工建设煤矿产能 10.3 亿吨/年，其中已建成、进入联合试运转的煤矿产能 3.7 亿吨/年。仅以已建成、进入联合试运转的产能保守测算，到 2020 年，我国煤炭产能可达 39 (35.3+3.7) 亿吨/年，随着在建产能的投放，完全可以达到“十三五”产能规划目标。
- **动力煤进口数量和产量增速提升，中长期维持供给过剩：**我国动力煤进口数量累计同比自 2019 年下半年开始转正，国内动力煤产量累计同比近年来则一直保持小幅上扬态势，截至 2019 年，动力煤进口数量和产量累计同比分别提升至 4.25% 和 5.57%。煤炭固定资产投资完成额累计同比 2018 年第三季度末开始转正，2019 年以来快速提升，截至 2019 年底增速达 29.6%，远超动力煤产量累计同比，预计中长期有更多煤炭产能释放，产量增速继续维持较高水平。
- **疫情加剧煤炭供给宽松，煤价下行趋势明确：**受疫情影响煤炭运输不便，节后秦皇岛 5500 动力煤价格从 560 元/吨曾短暂上升至 571 元/吨。但实际上，疫情削弱了煤炭需求，在煤矿复产、运输恢复后，非动力煤供给挤压动力煤供给，加剧了动力煤供给过剩。进入二季度，失去采暖季的需求支撑后，煤价大幅滑坡，目前秦皇岛 Q5500 动力煤已经跌至 467 元/吨。我们预计 2020 年煤价中枢为 520-540 元/吨。

图表 27：动力煤产量、进口量增速上扬



图表 28：煤炭固定资产投资完成额增速大幅上涨



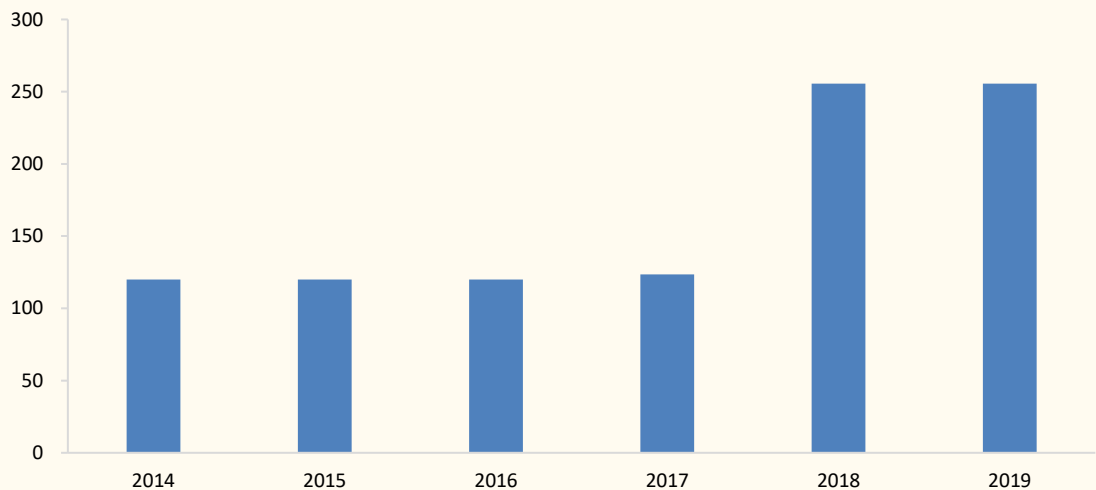
来源：wind，国金证券研究所

来源：wind，国金证券研究所

3.2 利用小时优势叠加煤价下行利好煤电，气电盈利回归合理区间

- **热电联产执行“以热定电”，利用小时有相对优势：**公司热电联产业务执行“以热定电”发电原则和电量交易政策，所发电量享受优先调度，因此与传统的火电机组相比，发电利用小时有明显优势。截至 2019 年底，公司控股在运热电联产机组共 123.61 万千瓦，其中鸿山热电运营的 2 台 60 万千瓦超临界抽凝供热发电机组，项目供热能力和年均供热量均位居全省前茅，2019 年发电量 70.88 亿千瓦时，利用小时数达 5907 小时，领先全省燃煤火电机组 1300 小时。
- **煤电优质资产注入，机组大幅扩容：**2017 年 10 月，公司发布公告，分别以 5.23 亿元和 4.6 亿元收购华润温州 20% 股权和华润六枝 51% 股权，煤电装机容量大幅提升。华润温州建有 2 台 100 万千瓦国产超超临界燃煤机组，各主要技术经济指标国内领先，投资造价成本较低，项目地处浙江省经济大省，社会用电量基数较大，电价有保障；华润六枝建有 2 台 66 万千瓦超临界燃煤发电机组，投资造价成本较低，周边煤炭资源丰富。根据福能集团在公司 2019 年年报中重申的避免同业竞争承诺，到 2020 年 12 月 31 日前，其参股的福建惠安泉惠发电公司、神华福能发电公司股权也将注入上市公司，煤电装机将有机会进一步扩大。

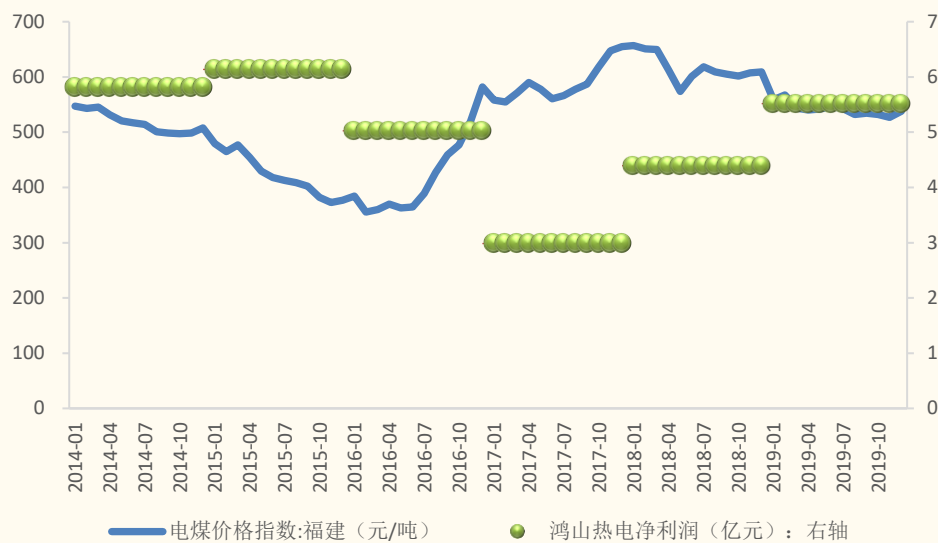
图表 29：2018 年收购华润温州和华润六枝，煤电装机大幅扩容（万千瓦）



来源：公司公告，国金证券研究所

- **煤价下行趋势下，煤电业绩有望持续改善：**煤炭在煤电成本中的占比达 60%-80%，对煤电业绩具有重要影响。以福能股份全资子公司鸿山热电为例，2015-2017 年间，福建省电煤价格指数涨幅达 36.6%，鸿山热电业绩承压，净利润从 6.14 亿元连年下滑至 2.98 亿元，降幅达 51.37%。而 2018 年以来，伴随着电煤价格指数的下行，鸿山热电净利润打开回升通道，预计未来煤炭价格维持下降趋势背景下，公司煤电业绩将受益，有望继续保持回升态势。

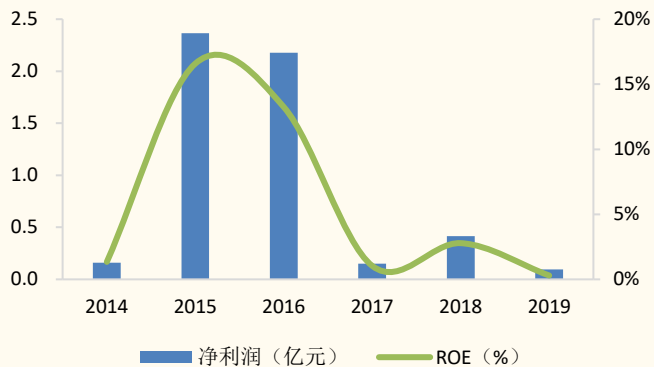
图表 30：鸿山热电净利润与福建省电煤价格指数反向变动



来源：公司公告，wind，国金证券研究所

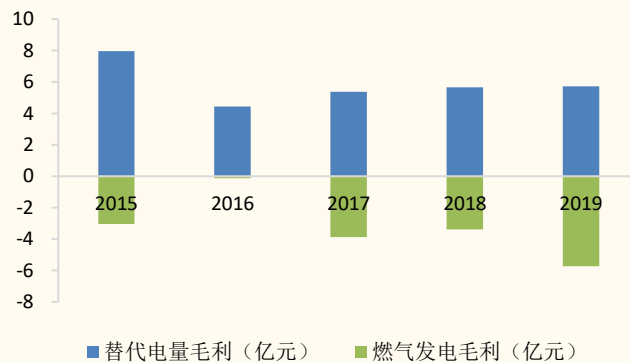
- **气电政策属性强，替代电量弥补燃气发电亏损：**公司控股子公司晋江气电开展燃气发电和替代电量两大业务，是福建省 LNG 总体项目的十个子项目之一，属于国家重点建设项目，主要业绩驱动因素为上网电价、天然气采购价格、外购电价、替代电量等，属于政策性调峰电站，盈利受政策主导。2017 年以来，受气价上涨影响，燃气发电业务成本较高，毛利实际为负，晋江气电整体盈利受损。福建省政府对燃气电厂实行天然气置换和电量替代政策，使得替代电量业务成为主要盈利来源。

图表 31：气价上涨，晋江气电盈利大幅下滑



来源：公司公告，国金证券研究所

图表 32：燃气发电毛利为负，替代电量为盈利来源



来源：公司公告，国金证券研究所

- **转让替代政策落地，盈利有望回归合理区间：**2018 年福建省电价、气价及替代电量政策均已落地，按照政策规定，晋江气电每年可根据政府给予的替代电量指标将 LNG 发电权进行转让，并支付替代发电对价。同时电网公司向晋江气电支付该部分替代电量上网电费，从而将盈利规模维持在合理区间以内。从长周期看，ROE 存在较大的回升空间，政策属性有望推动晋江气电保持合理的运营收益。

图表 33：晋江气电替代电量业务毛利测算

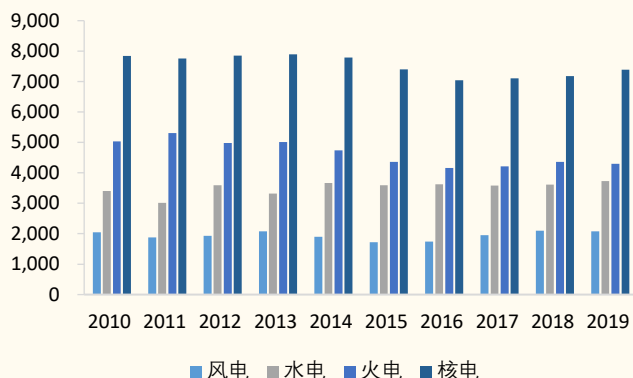
	2015	2016	2017	2018	2019
替代电量（亿千瓦时）	34.08	20.47	24.86	24.73	24.86
外购电含税单价（元/千瓦时）	0.27	0.29	0.29	0.33	0.33
上网含税单价（元/千瓦时）	0.5434	0.5434	0.5434	0.5957	0.5906
替代电量毛利（亿元）	7.96	4.43	5.38	5.66	5.73

来源：公司公告，国金证券研究所

四、参股众多核电项目，长期有望增厚投资收益

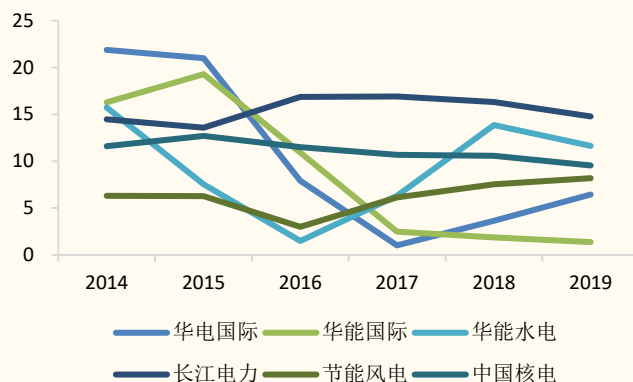
- **核电利用小时远超其他电源，审批重启行业复苏：**核电利用小时数可达 7000 小时以上，远高于火电、水电、风电、光伏等电源。2017 年，发改委联合国家能源局印发《保障核电安全消纳暂行办法》，明确了核电保障性消纳应遵循“确保安全、优先上网、保障电量、平衡利益”的原则，核电利用小时数一改 2013-2016 年下降态势，截至 2019 年回升至 7394 小时。核电技术壁垒高、前期投入大、建设周期长，目前我国仅有中核、中广核和国电投三家具备核电运营牌照。但是当发电量达到盈亏平衡后，核电边际利润增长十分可观，目前我国核电企业加权 ROE 仅次于水电企业。2019 年年初，我国核电项目审批在沉寂 3 年多后正式重启，行业迎来复苏机会。

图表 34：核电利用小时数远超其他电源（小时）



来源：wind，国金证券研究所

图表 35：目前核电企业加权 ROE 仅次于水电企业



来源：公司公告，国金证券研究所

- **参股项目储备丰富，宁德核电注入将带来投资收益：**公司把握行业趋势，一方面积极参股福建省核电项目，目前参股建设及储备核电项目约 1600 万千瓦，权益装机规模约 380 万千瓦。其中中核霞浦建设的 60 万千瓦快中子反应堆核电项目按建设计划开展，宁德核电二期 5、6#机组和华能霞浦核电 1-4#机组正在推进项目核准，国核（福建）公司处于项目初步可行性研究等前期阶段。另一方面，公司拟向大股东福能集团以 7.59 元/股的价格发行股份 2.02 亿股普通股购买宁德核电 10% 股权，目前增发方案已经审核通过，根据大股东在 2019 年年报中承诺，预计将于 2020 年底前完成注入。宁德核电已建成投运四台核电机组，装机 435.6 万千瓦，2017、2018 以及 2019 年上半年净利润分别为 16.48 亿元、22.34 亿元和 7.93 亿元，效益卓越，注入上市公司完成后，有望提升公司投资收益。

图表 36：公司参股及将注入核电项目情况

参股公司名称	持股比例	装机容量 (MW)	进度
华能霞浦核电有限公司	10%	4*1000+1*600	600MW 级快中子反应堆机组示范工程核准在建
中核霞浦核电有限公司	20%	600	已开工，计划 2023 年投产
福建宁德第二核电有限公司	10%	2*1150	项目前期，未核准

国核（福建）核电有限公司	35%	6*1400	项目前期，未核准
福建宁德核电有限公司	10%	435.6	注入已审核通过，预计 2020 年底完成注入

来源：公司公告，国金证券研究所

五、盈利预测与投资建议

■ 基于对行业及公司的分析，我们做出如下关键性假设：

- **装机规模：**2020 年预计公司晋南热电联产项目投产运行，新增煤电装机 6 万千瓦，莆田平海湾海上风电场 F 区（20 万千瓦）和莆田石城海上风电场（20 万千瓦）预计将分别于 2020 年和 2021 年建成投产。基于此，预计 2020-2022 年，煤电装机为 261.61 万千瓦，气电装机规模保持 152.8 万千瓦不变，火电整体装机为 414.41 万千瓦；风电装机规模分别为 105、125、135 万千瓦。
- **利用小时数：**2020 年预计晋南热电项目建成投产，根据《福能晋南热电厂工程环境影响报告书》，该项目设备利用小时约 5000 小时，预计 2020 年公司煤电整体利用小时数有所下降，长期受用电需求旺盛影响，将呈上升态势，2020-2022 年煤电利用小时数分别为 5500/5550/5600 小时。晋江气电是政策性调峰电厂，利用小时取决于政策配给，根据福建省工信厅与福建省发改委联合下发的《关于 2019 年 LNG 发电指标转让替代工作有关事项的通知》，2019 年替代电量为 24.86 亿千瓦时，预计 2020-2022 年气电利用小时数小幅增加，分别为 1750/1770/1790 小时。公司风电资产具备突出的地域和资源优势，风电利用小时数有望回升，预计 2020-2022 年利用小时数分别为 26000/2650/2700 小时。
- **电价：**国家发展改革委于 2 月 22 日出台阶段性降低用电成本政策，自 2020 年 2 月 1 日起至 6 月 30 日止，减免非高耗能企业电费的 5%，降价任务由电网承担，不涉及上游发电企业。目前国际疫情发展情况尚不明朗，国内贸易出口受到影响，从为企业减负降本的角度考虑，我们预计国家下半年仍将延续上半年的阶段性降低用电成本政策，对除高耗能以外的制造业和一般工商业用户降 5% 电费，其中部分比例可能需要上游承担。因此，我们假设气电、光伏电价不变。目前风电在建项目有望锁定目前核准电价，2022 年后受风电平价影响电价下滑，预计 2020-2022 年风电电价分别为 0.53/0.53/0.52。考虑到降电价政策可能性和市场交易比例提高，预计 2020-2022 年煤电电价分别变化-1%，0，0。
- **煤价：**2019 年秦皇岛港动力末煤平仓价均价为 587 元/吨，预计 2020-2022 年秦皇岛港动力末煤平仓价均价分别变化-50、-10、0，对应估算入炉单价分别变化-70、-15、0。
- **宁德核电：**考虑到 2020 年受疫情影响，假设 2020-2022 年宁德核电净利润分别为 15/20/20 亿元，2020 年 6 月完成收购，期间将对应持股比例业绩纳入合并报表范围，预计 2020-2022 年将分别产生 75/200/200 百万元投资收益。

图表 37：福能股份经营数据预测

		2018	2019	2020E	2021E	2022E
煤电	装机容量（万千瓦）	255.61	255.61	261.61	261.61	261.61
	利用小时（小时）	5337	5554	5500	5550	5600
	发电量（亿千瓦时）	136.41	141.97	143.89	145.19	146.50
	上网电价（元/千瓦时）	0.317	0.322	0.319	0.319	0.319
气电	装机容量（万千瓦）	152.80	152.80	152.80	152.80	152.80
	利用小时（小时）	1716.50	1737.50	1750.00	1770.00	1790.00
	发电量（亿千瓦时）	26.23	26.55	26.74	27.05	27.35
	上网电价（元/千瓦时）	1.005	1.021	1.021	1.021	1.021
风电	装机容量（万千瓦）	71.40	85.00	105.00	125.00	135.00
	利用小时（小时）	2611	2550	2600	2650	2700
	发电量（亿千瓦时）	18.64	21.67	27.30	33.13	36.45
	上网电价（元/千瓦时）	0.515	0.531	0.530	0.530	0.520

来源：公司公告，国金证券研究所

图表 38：福能股份利润预测

项目	单位	2018	2019	2020E	2021E	2022E
营业收入	(亿元)	76.16	80.93	81.07	87.88	89.94
燃煤发电	(亿元)	40.70	42.85	43.00	43.39	43.78
燃气发电	(亿元)	25.79	26.51	26.51	27.01	27.31
风电	(亿元)	9.40	11.28	11.28	17.20	18.57
光伏	(亿元)	0.27	0.29	0.29	0.29	0.29
营业成本	(亿元)	61.10	63.55	60.73	62.81	63.69
燃煤发电	(亿元)	33.67	33.97	31.34	30.79	30.84
燃气发电	(亿元)	23.93	25.39	25.19	25.66	25.95
风电	(亿元)	3.34	4.05	4.06	6.23	6.76
光伏	(亿元)	0.16	0.15	0.14	0.14	0.14
毛利	(亿元)	15.06	17.38	20.35	25.07	26.25
燃煤发电	(亿元)	7.03	8.89	11.66	12.60	12.93
燃气发电	(亿元)	1.86	1.12	1.33	1.35	1.37
风电	(亿元)	6.06	7.23	7.22	10.97	11.81
光伏	(亿元)	0.11	0.14	0.14	0.14	0.14
毛利率	(%)	19.77%	21.48%	25.10%	28.52%	29.19%
燃煤发电	(%)	17%	21%	27%	29%	30%
燃气发电	(%)	7%	4%	5%	5%	5%
风电	(%)	64%	64%	64%	64%	64%
光伏	(%)	41%	49%	50%	50%	50%

来源：公司公告，国金证券研究所

- 我们预计 2020-2022 年公司营业收入为 103.41/109.05/113.04 亿元，归母净利为 15.58/18.18/19.38 亿元，对应 EPS 为 1.00/1.17/1.25 元。若假设 2020 年 6 月完成宁德核电 10%股权注入，预计 EPS 归母净利

提升至 16.39/20.23/21.44 亿元，对应 EPS 为 1.06/1.30/1.38 元，对应 PE 为 7/6/5 倍。参考可比公司估值，我们给予公司 2020 年 9 倍 PE，目标价 9 元，首次覆盖给予“买入”评级。

图表 39：可比公司估值

代码	公司	PE TTM	一致预期 2020EPS	ROE (%)	净利率 (%)
601985.SH	中国核电	15.5	0.3459	9.2152	18.25
003816.SZ	中国广核	17.1	0.2096	10.5406	24.29
000600.SZ	建投能源	11.4	0.4661	5.5789	6.41
000543.SZ	皖能电力	11.5	0.4848	5.7389	6.58
0916.HK	龙源电力	5.9	0.6200	9.0228	19.27

来源：公司公告，国金证券研究所

六、风险提示

- **资产注入不达预期：**母公司福能集团在福能股份 2019 年年报中承诺，在 2020 年 12 月 31 日之前，按照市场化原则（包括但不限于收购、合并、重组等符合上市公司股东利益的方式）将福建惠安泉惠发电有限责任公司、神华福能发电有限责任公司和福建宁德核电有限公司等电力公司股权注入福能股份。若母公司资产注入进度不达预期，公司煤电装机和投资收益增长将可能低于预期。
- **电价下调风险：**2020 年我国内需、出口先后受到疫情冲击，从企业减负降本角度，预计国家下半年仍将延续上半年的阶段性降低用电成本政策，对除高耗能以外的制造业和一般工商业用户降 5% 电费，其中部分可能由上游发电企业承担。如果政策发生大幅变化，降电价任务大比例或者全部由发电企业承担，将对发电企业利润产生较大影响。
- **动力煤价格上行风险：**煤炭是公司煤电机组成本最主要的构成项目，若未来煤炭价格回弹升至高位，将对公司煤电资产获利能力产生消极影响。
- **气电补贴政策不确定性风险：**公司晋口气电是政策性调峰电厂，政策属性强，业绩受发电量、替代电量、上网电价、燃气采购价格等政策因素主导，若最终气电政策落地不及预期，也将显著影响气电资产业绩表现。
- **项目投产进度不及预期：**公司在建及储备风电项目和核电项目较多，若项目审批、建设、投产进展不及预期，将影响后续产能扩张及业绩增长，公司整体表现会受到较大影响。
- **台海政治局势风险：**公司大部分风力资源分布在福建以及福建沿海，如果我国台海局势发生变化，预计将会对福建风力资源后续开发利用、福建当地用电需求产生较大影响，预计将会影响公司业绩。

附录：三张报表预测摘要
损益表 (人民币百万元)

	2017	2018	2019	2020E	2021E	2022E
主营业务收入	6,799	9,354	9,945	10,341	10,905	11,304
增长率		37.6%	6.3%	4.0%	5.5%	3.7%
主营业务成本	-5,397	-7,521	-7,872	-7,763	-7,994	-8,226
%销售收入	79.4%	80.4%	79.1%	75.1%	73.3%	72.8%
毛利	1,403	1,833	2,074	2,578	2,910	3,078
%销售收入	20.6%	19.6%	20.9%	24.9%	26.7%	27.2%
营业税金及附加	-53	-75	-73	-78	-84	-89
%销售收入	0.8%	0.8%	0.7%	0.8%	0.8%	0.8%
销售费用	-37	-49	-46	-52	-55	-57
%销售收入	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
管理费用	-147	-183	-207	-217	-229	-237
%销售收入	2.2%	2.0%	2.1%	2.1%	2.1%	2.1%
研发费用	0	-6	-14	-16	-16	-17
%销售收入	0.0%	0.1%	0.1%	0.2%	0.2%	0.2%
息税前利润 (EBIT)	1,166	1,520	1,734	2,216	2,526	2,678
%销售收入	17.2%	16.3%	17.4%	21.4%	23.2%	23.7%
财务费用	-254	-407	-427	-364	-350	-339
%销售收入	3.7%	4.4%	4.3%	3.5%	3.2%	3.0%
资产减值损失	-10	-70	-98	-84	-26	-31
公允价值变动收益	0	0	0	0	0	0
投资收益	97	222	249	300	400	400
%税前利润	9.3%	16.8%	15.2%	14.1%	15.4%	14.5%
营业利润	1,045	1,319	1,639	2,121	2,604	2,761
营业利润率	15.4%	14.1%	16.5%	20.5%	23.9%	24.4%
营业外收支	-1	3	0	0	0	0
税前利润	1,044	1,323	1,639	2,121	2,604	2,761
利润率	15.3%	14.1%	16.5%	20.5%	23.9%	24.4%
所得税	-194	-241	-320	-403	-495	-525
所得税率	18.6%	18.2%	19.5%	19.0%	19.0%	19.0%
净利润	849	1,082	1,320	1,718	2,109	2,236
少数股东损益	6	32	76	79	86	93
归属于母公司的净利润	844	1,050	1,244	1,639	2,023	2,144
净利率	12.4%	11.2%	12.5%	15.9%	18.6%	19.0%

现金流量表 (人民币百万元)

	2017	2018	2019	2020E	2021E	2022E
净利润	849	1,082	1,320	1,718	2,109	2,236
少数股东损益	6	32	76	79	86	93
非现金支出	761	1,034	1,127	1,173	1,207	1,313
非经营收益	180	196	128	108	56	56
营运资金变动	-90	-172	129	27	-85	-96
经营活动现金净流	1,700	2,141	2,704	3,026	3,287	3,510
资本开支	-1,260	-1,497	-2,234	-1,853	-1,617	-1,817
投资	-1,016	-302	-382	-230	-250	-270
其他	167	189	163	300	400	400
投资活动现金净流	-2,109	-1,610	-2,452	-1,783	-1,467	-1,687
股权募资	71	429	392	1,030	0	0
债权募资	1,032	2,683	-331	-571	185	190
其他	-613	-815	-814	-1,463	-1,458	-1,458
筹资活动现金净流	490	2,297	-754	-1,004	-1,273	-1,268
现金净流量	81	2,827	-502	240	547	554

资产负债表 (人民币百万元)

	2017	2018	2019	2020E	2021E	2022E
货币资金	2,428	5,275	4,758	4,997	5,545	6,099
应收账款	1,434	1,864	1,870	1,958	2,098	2,220
存货	365	540	414	463	477	491
其他流动资产	396	481	384	404	434	465
流动资产	4,622	8,160	7,426	7,823	8,553	9,274
%总资产	23.4%	30.0%	26.6%	26.7%	27.9%	28.8%
长期投资	1,468	2,336	2,821	3,051	3,301	3,571
固定资产	11,464	15,402	16,269	16,467	16,769	17,164
%总资产	58.0%	56.6%	58.2%	56.2%	54.6%	53.3%
无形资产	824	842	773	736	748	761
非流动资产	15,143	19,047	20,507	21,484	22,153	22,936
%总资产	76.6%	70.0%	73.4%	73.3%	72.1%	71.2%
资产总计	19,765	27,207	27,932	29,307	30,707	32,211
短期借款	1,492	1,588	1,753	1,100	1,200	1,300
应付款项	1,118	1,840	1,407	1,576	1,630	1,672
其他流动负债	116	170	212	242	287	316
流动负债	2,725	3,598	3,372	2,918	3,117	3,288
长期贷款	5,844	7,934	7,438	7,438	7,438	7,438
其他长期负债	81	2,454	2,566	2,644	2,734	2,829
负债	8,650	13,986	13,376	13,001	13,290	13,556
普通股股东权益	10,511	11,744	12,662	14,333	15,358	16,503
其中：股本	3,793	3,793	3,793	3,994	3,994	3,994
未分配利润	3,043	3,726	4,528	5,169	6,193	7,338
少数股东权益	603	1,476	1,895	1,973	2,059	2,152
负债股东权益合计	19,765	27,207	27,932	29,307	30,707	32,211

比率分析

	2017	2018	2019	2020E	2021E	2022E
每股指标						
每股收益	0.544	0.677	0.802	1.056	1.304	1.381
每股净资产	6.774	7.568	8.159	9.236	9.896	10.634
每股经营现金净流	1.095	1.379	1.742	1.852	2.011	2.147
每股股利	0.200	0.210	0.250	0.250	0.250	0.250
回报率						
净资产收益率	8.02%	8.94%	9.82%	11.44%	13.17%	12.99%
总资产收益率	4.27%	3.86%	4.45%	5.59%	6.59%	6.66%
投入资本收益率	5.13%	4.95%	5.32%	6.55%	7.13%	7.19%
增长率						
主营业务收入增长率	6.88%	37.57%	6.32%	3.97%	5.45%	3.66%
EBIT 增长率	-26.23%	30.39%	14.03%	27.80%	14.02%	5.99%
净利润增长率	-16.86%	24.52%	18.42%	31.79%	23.42%	5.95%
总资产增长率	10.12%	37.65%	2.67%	4.92%	4.78%	4.90%
资产管理能力						
应收账款周转天数	58.2	55.2	62.8	65.0	66.0	67.0
存货周转天数	23.4	22.0	22.1	22.0	22.0	22.0
应付账款周转天数	55.0	49.8	47.7	46.0	45.0	44.0
固定资产周转天数	560.1	535.2	533.0	509.8	480.9	461.5
偿债能力						
净负债/股东权益	44.16%	49.63%	47.03%	37.00%	32.56%	28.45%
EBIT 利息保障倍数	4.6	3.7	4.1	6.1	7.2	7.9
资产负债率	43.77%	51.41%	47.89%	44.36%	43.28%	42.09%

来源：公司年报、国金证券研究所

市场中相关报告评级比率分析

日期	一周内	一月内	二月内	三月内	六月内
买入	0	0	0	0	2
增持	0	0	0	0	4
中性	0	0	0	0	0
减持	0	0	0	0	0
评分	0.00	0.00	0.00	0.00	1.67

来源：朝阳永续

市场中相关报告评级比率分析说明：

市场中相关报告投资建议为“买入”得 1 分，为“增持”得 2 分，为“中性”得 3 分，为“减持”得 4 分，之后平均计算得出最终评分，作为市场平均投资建议的参考。

最终评分与平均投资建议对照：

1.00 =买入； 1.01~2.0=增持； 2.01~3.0=中性
 3.01~4.0=减持

投资评级的说明：

买入：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 15%以上；

增持：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 5%—15%；

中性：预期未来 6—12 个月内变动幅度在 -5%—5%；

减持：预期未来 6—12 个月内下跌幅度在 5%以上。

特别声明：

国金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。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券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，对由于该等问题产生的一切责任，国金证券不作出任何担保。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，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整。

本报告中的信息、意见等均仅供参考，不作为或被视为出售及购买证券或其他投资标的邀请或要约。客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券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多种金融服务。

本报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，且收件人亦不会因为收到本报告而成为国金证券的客户。

根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级（含 C3 级）的投资者使用；非国金证券 C3 级以上（含 C3 级）的投资者擅自使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

此报告仅限于中国大陆使用。

上海

电话：021-60753903

传真：021-61038200

邮箱：researchsh@gjzq.com.cn

邮编：201204

地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号

紫竹国际大厦 7 楼

北京

电话：010-66216979

传真：010-66216793

邮箱：researchbj@gjzq.com.cn

邮编：100053

地址：中国北京西城区长椿街 3 号 4 层

深圳

电话：0755-83831378

传真：0755-83830558

邮箱：researchsz@gjzq.com.cn

邮编：518000

地址：中国深圳福田区深南大道 4001 号

时代金融中心 7GH