

新天绿能(600956)

深度报告

行业公司研究—电力行业一

证券研究报告

# 风光运营资源优质，燃气龙头加码 LNG 接收站

## ——新天绿能深度报告

✍️：邓伟执业证书编号：S1230520110002  
☎️：021-80108036  
✉️：dengwei@stocke.com.cn

### 投资要点

#### 公司是河北省领先的新能源电力运营商和燃气销售商。

公司聚焦于新能源发电业务和燃气销售业务，双轮驱动公司业绩稳健增长。公司2021年营业收入达159.85亿元，同比增长27.77%，2018-2021三年CAGR达16.96%；归母净利润达21.60亿元，同比增长45.73%，2018-2021三年CAGR达19.42%，连续6年实现营收和利润增长。

#### 新能源电力：风光项目稳健增长，优质资源助力发展。

风光进入平价时代：风光上游产业链协同降价，下游运营商显著受益。公司依托股东河北建投平台资源，2021年底风电累计装机容量5.67GW，同比增长3.69%，2018-2021三年CAGR达13.72%；光伏累计装机容量0.12GW，2018-2021三年CAGR达5.50%。储备资源丰富，风电协议容量49.10GW，光伏协议容量12.12GW，为当前装机量近9倍；资源优势显著，2021年风电平均利用小时数2501h，超全国平均10%；光伏平均利用小时数1395h，超全国平均20%。

#### 天然气：输运+城燃省内份额领先，拟建设千吨 LNG 接收站。

天然气季节性趋势显著，国内调峰储气需求催生 LNG 接收站需求。公司为河北省内输运+燃气销售天然气龙头企业，总运营管网长度7604.75km，拥有31个城市燃气项目，省内天然气销售市占率超18%。公司拟投资280亿元建造唐山 LNG 接收站，总设计接收能力1000吨/年，计划2025年建成。我们预计2023年接收站项目一期投入运营，年周转量达150-200万吨，对应气化量20亿方；根据公司公告，两期全部建成后有望增厚利润14亿元。

#### 盈利预测及估值

公司是河北省领先的新能源电力运营商和燃气销售商。我们预计公司2022-2024年归母净利润分别为23.24、30.17、39.01亿元，2022-2024年EPS分别为0.56、0.72、0.93元/股。由于公司新能源运营电站资源优质，随LNG接收站接卸能力释放归母净利润增速有望高于行业平均，我们给予公司2022年一定估值溢价，参照可比公司龙源电力给予公司2022年PE24倍估值，2022年目标市值562亿元，对应目前股价尚有13%涨幅。首次覆盖，给予“增持”评级。

#### 风险提示

(1) 天然气及风光建设项目进度不及预期；(2) 天然气价格波动；(3) 上网电价下滑；(4) 项目所在地新能源政策变化；(5) 补贴发放不及预期。

#### 财务摘要

(百万元)	2021A	2022E	2023E	2024E
营业总收入	15985.27	17442.35	23652.53	30575.13
(+/-)	27.77%	9.12%	35.60%	29.27%
归母净利润	2160.13	2323.97	3017.44	3900.69
(+/-)	45.73%	7.58%	29.84%	29.27%
每股收益(元)	0.39	0.56	0.72	0.93
P/E	23	21	16	13

### 评级

增持

上次评级

首次评级

当前价格

¥11.80

### 单季度业绩

元/股

4Q/2021

0.18

3Q/2021

-0.01

2Q/2021

0.21

1Q/2021

0.30



### 公司简介

### 相关报告

报告撰写人：邓伟

联系人：陈明雨、卢书剑

## 正文目录

<b>1. 背靠河北建投，风光运营+燃气协同发展</b>	<b>4</b>
<b>2. 风场资源+运维优势凸显，风电业务稳健增长</b>	<b>8</b>
2.1. 风电平价时代来临，运营商迎来业绩拐点	8
2.2. 项目资源优质，风电业务稳健增长	11
<b>3. 河北省天然气管输+城燃龙头，布局调峰储运</b>	<b>14</b>
3.1. 天然气季节性趋势显著，调峰储运需求仍存	14
3.2. 河北天然气龙头，拟建千吨级调峰储运 LNG 接收站	17
<b>4. 打造清洁能源平台，大力发展风光储氢</b>	<b>23</b>
4.1. 新能源消纳亟待解决，加快推动风光储氢一体化	23
4.2. 光伏发电加大开发力度，优质资源助益高 IRR	25
4.3. 产业链上下游协同，大力发展风光储氢	26
<b>5. 盈利预测</b>	<b>28</b>
5.1. 盈利预测	28
5.2. 估值与投资建议	30
<b>6. 风险提示</b>	<b>30</b>

## 图表目录

图 1: 公司主营业务示意图	4
图 2: 公司发展历程	4
图 3: 公司股权结构图(截至 2022 年 1 月 6 日)(单位: %)	5
图 4: 2016-2021 营业收入及同比增长率(单位: 百万元、%)	6
图 5: 2016-2021 归母净利润及同比增长率(单位: 百万元、%)	6
图 6: 2016-2021 年公司分业务营收及同比增长(单位: 百万元、%)	6
图 7: 2021 年公司营收结构(单位: %)	6
图 8: 2016-2021 年销售毛利率和销售净利率(单位: %)	7
图 9: 2016-2021 年分业务毛利率(单位: %)	7
图 10: 公司 2016-2021 年现金流量(单位: 百万元)	7
图 11: 公司 2010-2021E 现金分红和股利支付率(单位: 百万元、%)	8
图 12: 2010-2025E 我国风电新增装机量及增速(单位: GW、%)	8
图 13: 2010-2025E 海上风电新增装机量及增速(单位: GW、%)	8
图 14: 河北省 70m 高度层 30 年平均风速及功率密度分布图	10
图 15: 河北省及全国风电平均利用小时数比较(单位: h)	10
图 16: 全国新增陆上和海上风电机组平均单机容量(单位: MW)	10
图 17: 2020-2022 年 3 月陆上风机平均招标价格(单位: 元/kw)	10
图 18: 2016-2021 年公司风电装机容量及增速(单位: GW、%)	12
图 19: 公司风场资源分布	12

图 20: 2017-2021 年公司发电量及增速 (单位: GWh、%)	13
图 21: 公司、全国、河北省风电平均可利用小时数比较 (单位: h)	13
图 22: 2017-2021 年公司核准容量 (单位: GW、%)	13
图 23: 2017-2021 年公司国家核准计划容量 (单位: GW、%)	13
图 24: 2010-2021 年我国天然气消费 (单位: 亿立方米、%)	14
图 25: 2010-2021 年我国天然气产量 (单位: 亿立方米、%)	14
图 26: 2019-2021 我国天然气月表观消费量 (单位: 亿立方米)	15
图 27: 2016 年我国天然气消费结构 (单位: %)	16
图 28: 2020 年我国天然气消费结构 (单位: %)	16
图 29: 2019-2022 年 3 月国内 LNG 价格走势 (单位: 元/吨)	17
图 30: 2017-2021 年公司售气量 (单位: 亿立方米、%)	18
图 31: 2017-2021 年公司售气量结构 (单位: 亿立方米、%)	18
图 32: 公司河北省内天然气市占率 (单位: 亿立方米、%)	18
图 33: 公司河北省内管网通道一览	19
图 34: 公司长输管道长度及设计产能 (单位: km、亿立方米/年)	19
图 35: 2017-2021 年天然气用户数及增长 (单位: 户、%)	20
图 36: 2017-2021 年管道接驳建设部分营收及新增城燃管道长度 (单位: 百万元、km)	20
图 37: 2017-2021 年公司天然气毛利和单方毛利水平 (单位: 百万元、元/立方米)	21
图 38: 冬季 LNG 市场价格更高 (单位: 元/吨)	22
图 39: 2019-2021 河北省季度累计弃风率 (单位: %)	23
图 40: 2021、2025E 储能装机及占比 (单位: GW、%)	24
图 41: 2017-2021 年公司光伏发电量及装机量 (单位: GWh、GW)	25
图 42: 2018-2021 年公司及全国光伏平均可利用小时数比较 (单位: h)	26
图 43: 2021 年 12 月 31 日, 丰宁抽水蓄能投产发电	27
图 44: 3 月 22 日上午, 7 号机组转轮顺利吊装成功	27
图 45: 2020 年底, 沽源项目完成设备安装	27
表 1: 部分重要子公司基本信息 (截至 2021 年底) (单位: 百万元、%)	5
表 2: "十四五" 河北新能源相关政策	9
表 3: 2022 年江苏、广东电力交易中心交易状况	11
表 4: 某 100MW 陆上风电项目 IRR 敏感性分析 (单位: 元/kw、元/kWh)	11
表 5: 公司海上风电项目一览	14
表 6: 河北 "煤改气" 部分相关政策	15
表 7: 我国 LNG 接收站分布 (单位: 万吨/年)	16
表 8: 公司在建 LNG 项目 (单位: 百万元、年)	22
表 9: 部分运营商风光制氢项目布局	24
表 10: 收购资产分布式光伏项目 (单位: MW)	26
表 11: 新天绿能业务拆分表 (单位: 百万元、%)	29
表 12: 新天绿能可比公司估值表 (单位: 亿元、%)	30
表附录: 三大报表预测值	32

## 1. 背靠河北建投，风光运营+燃气协同发展

公司为河北省领先的新能源电力运营商和燃气销售商，并同步布局其他新能源运营业务。新天绿能系华北地区领先的清洁能源开发与利用公司，聚焦于天然气销售业务及风力发电业务，此外公司围绕其在天然气领域及风力发电领域的资源和技术优势开展了配套或延伸的其他新能源发电业务，光伏发电、风电制氢及储能业务目前也是公司的重要战略投资和业务布局方向。背靠河北建投资源优势，公司逐步成长为河北省领先的新能源运营商和燃气销售商，2021年底风光累计装机容量达5.79GW，2021年全年发电量达136.45亿kWh，天然气输气量41.57亿立方米，售气量38.08亿立方米。

图 1：公司主营业务示意图



资料来源：公司公告，浙商证券研究所

河北省国资风电+天然气板块重组设立，港交所上交所两地上市。公司成立于2010年2月9日，由河北建投与建投水务发起设立，为河北建投的风电板块与天然气销售板块业务重组设立。公司先后于2010年10月13日、2020年6月29日分别在香港联交所及上交所两地主板上市，2014年于港交所完成配售增发、2015、2016年投资重要资产河北丰宁、乐亭风能等，目前已形成新能源电力运营与天然气板块业务协同发展的业务格局。

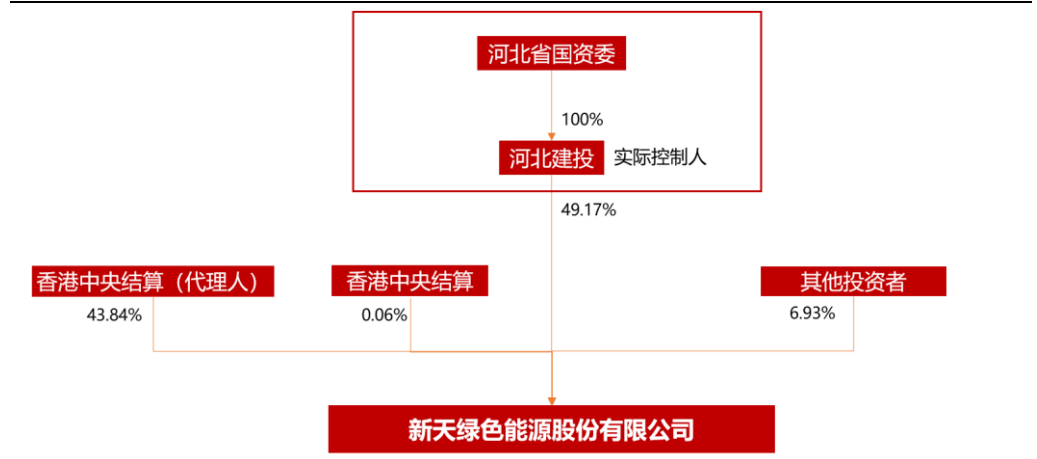
图 2：公司发展历程



资料来源：公司公告，浙商证券研究所

**河北建投控股 49.17%，受益股东平台资源。**自 2010 年设立以来，河北建设投资集团有限责任公司持续为公司的第一大股东及实际控制人，河北建投为河北省国资委旗下全资子公司；截至 2022 年 1 月 6 日，河北建投持有公司 20.59 亿股，占总股本比例 49.17%；香港中央结算（代理人）责任有限公司持有公司 18.36 亿股，占总股本比例 43.84%，合计占比 93.01%。截至 2021 年底，公司控股参股子公司、孙公司及联营企业累计达 103 家，公司部分核心资产如燕山沽源、乐亭风能（今河北建投海上风电）股权均由公司从河北建投合并取得；新项目如抽水蓄能、分布式光伏开展也得益于河北建投强大资源实力。公司背靠河北建投，力图打造河北省领先的新能源电力运营商。

**图 3：公司股权结构图（截至 2022 年 1 月 6 日）（单位：%）**



资料来源：WIND，浙商证券研究所

**表 1：部分重要子公司基本信息（截至 2021 年底）（单位：百万元、%）**

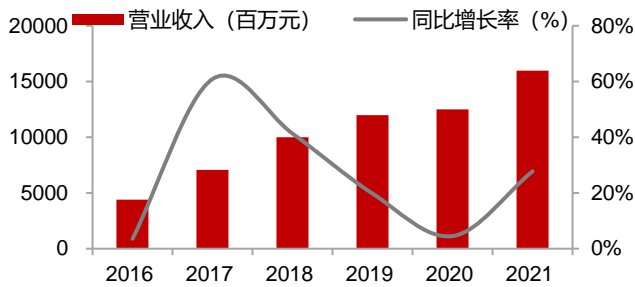
序号	被参控公司	成立时间	直接持股比例 (%)	注册资本 (百万元)	主营业务
1	河北建投新能源有限公司	2006/07/17	100.00	5097.30	风力发电,风电场投资及服务咨询
2	若羌新天绿色能源有限公司	2013/5/30	100.00	148.10	风力发电
3	河北丰宁建投新能源有限公司	2013/7/4	100.00	847.83	风力发电、光伏
4	黑龙江新天哈电新能源投资有限公司	2012/4/19	99.08	216.60	风电、太阳能及天然气项目
5	建投燕山(沽源)风能有限公司	2009/3/3	94.43	839.78	风力发电
6	新天绿色能源(丰宁)有限公司	2010/12/9	92.00	188.70	风力发电
7	新天河北太阳能开发有限公司	2014/4/24	69.00	100.00	投资及销售太阳能设备及服务顾问
8	河北省天然气有限责任公司	2001/4/27	55.00	1680.00	销售天然气及天然气具以及接驳及建设天然气管道
9	河北建投海上风电有限公司	2011/2/19	51.10	1111.11	风力发电
10	建水新天风能有限公司	2012/7/18	49.00	333.00	风力发电

资料来源：WIND，公司公告，浙商证券研究所

**风电+燃气双轮驱动，公司业绩稳健增长。**公司 2018-2020 年分别实现营业收入 99.92 亿元、119.69 亿元、125.11 亿元，同比增长分别为 41.31%、19.79%、4.52%；分别实现归母净利润 12.69 亿元、14.15 亿元、15.11 亿元，同比增长分别为 35.00%、11.53%、6.77%；

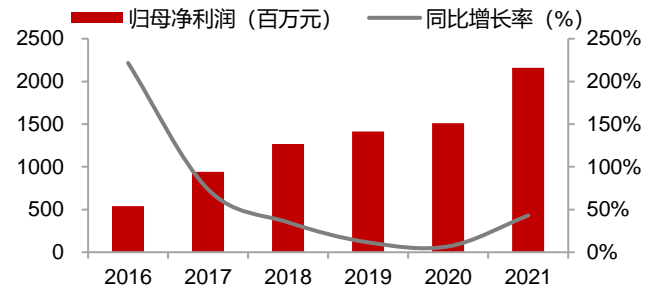
公司业绩实现持续增长原因主要系天然气业务和风电业务板块同步增长。2021年,公司实现营业收入159.85亿元,同比增长27.77%;归母净利润21.60亿元,同比增长43.00%。2021年业绩成长主要系风电+燃气两板块同时迎来业务放量:公司风电板块可利用小时数较上年增加,同时公司商业运营项目数量增加使得上网电量提升;公司天然气板块售气量较上年增加,同时平均售气价格较上年上涨,实现量价齐升。

图 4: 2016-2021 营业收入及同比增长率 (单位: 百万元、%)



资料来源: WIND, 浙商证券研究所

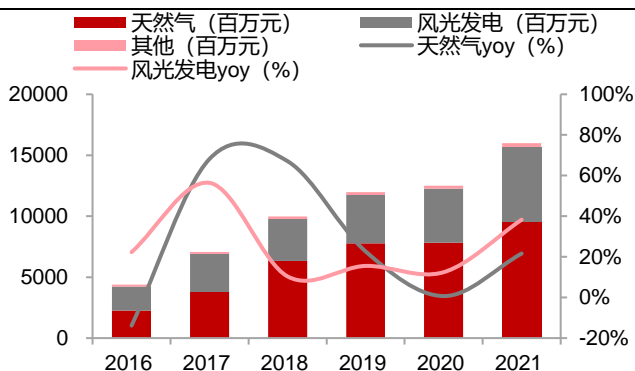
图 5: 2016-2021 归母净利润及同比增长率 (单位: 百万元、%)



资料来源: WIND, 浙商证券研究所

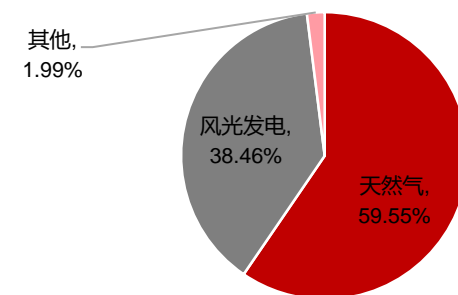
天然气业务和风光发电业务是公司主要营收来源, 新能源电力营收占比持续提升。公司主营业务可分为天然气业务、风电/光伏发电业务及其他业务; 2018-2020年公司天然气业务占比分别为63.43%、64.95%、62.56%, 风光发电营收占比分别为34.25%、33.03%、35.53%, 营收结构总体维持稳定。2021年公司天然气、风光发电业务占比分别为59.55%、38.46%, 其中天然气业务同比增长21.62%, 风电/光伏业务同比增长38.29%, 2021年风电/光伏业务增速高于天然气业务增速导致风光发电业务占比提升, 主要系公司加大风电业务开拓力度, 2020年风电装机量增速较高, 2021年装机项目贡献营收所致。

图 6: 2016-2021 年公司分业务营收及同比增长 (单位: 百万元、%)



资料来源: WIND, 浙商证券研究所

图 7: 2021 年公司营收结构 (单位: %)

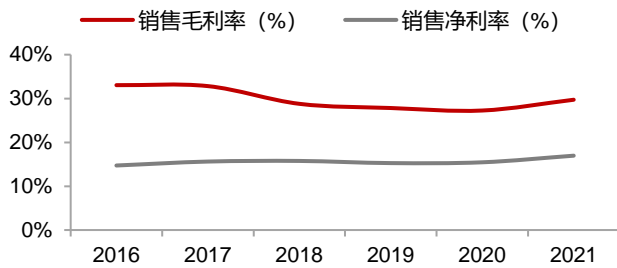


资料来源: WIND, 浙商证券研究所

2021年毛利率、净利率均有所提升。2018-2020年公司销售毛利率分别为28.79%、27.83%、27.26%, 毛利率逐年略有下滑主要系前期毛利率偏低的天然气业务增速更快; 销售净利率15.76%、15.27%、15.45%, 整体维持在稳定区间。2021年公司销售毛利率达

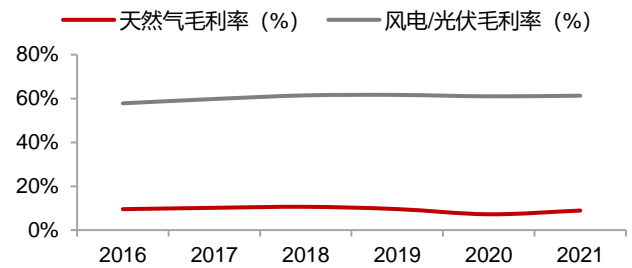
29.72%，同比提升 2.46pct；销售净利率达 16.96%，同比提升 1.51pct，主要系公司较高毛利率的风电/光伏业务占比提升；且公司两项主营业务天然气及风电/光伏毛利率均有提升。分结构来看，公司 2021 天然气板块毛利率达 8.90%，同比提升 1.69pct，主要系天然气售气价格的提升；风力/光伏发电板块毛利率达 61.28%，同比提升 0.29pct，主要系更高的风电场可利用小时数所致。

图 8：2016-2021 年销售毛利率和销售净利率（单位：%）



资料来源：WIND，浙商证券研究所

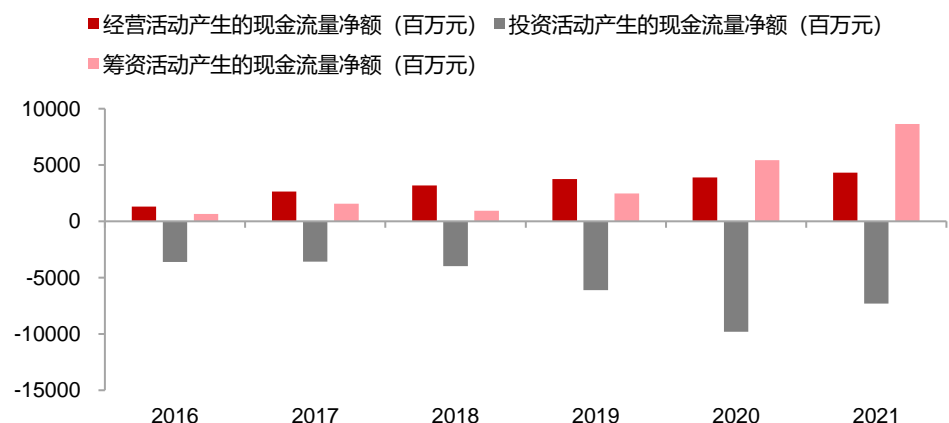
图 9：2016-2021 年分业务毛利率（单位：%）



资料来源：WIND，浙商证券研究所

**双业务协同发展，现金流优质支持扩张。**受益双业务协同发展，公司展现出优质的现金流及流动性能力。2018-2020 年公司经营性现金流量净额分别为 31.71 亿元、37.48 亿元、38.99 亿元，经营性现金流稳定。2021 年公司经营性现金流净额达 43.33 亿元；截至年底在手资金达 76.48 亿元，利息保障倍数为 3.07。双业务协同下公司优质的现金获取及运营能力有望支持公司持续进行扩张，继续开发布局风场资源。

图 10：公司 2016-2021 年现金流量（单位：百万元）

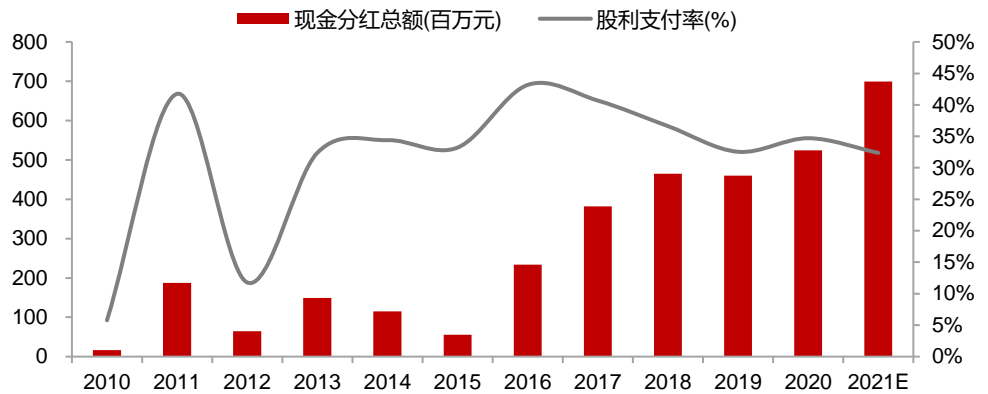


资料来源：WIND，浙商证券研究所

**高分红高股息，2013-2021E 平均股利支付率达 36%。**自 2010 年至今公司持续分红，截至 2021 年底，公司累计分红 26.53 亿元，平均年分红 2.41 亿元；自 2013 年开始股利

支付率均维持在 30% 以上。根据利润分配预案，2021 年公司拟派 0.167 元/股，现金红利 6.99 亿元，股利支付率达 32.37%，2013-2021E 平均股利支付率达 35.56%；以 A 股价格计算，公司 2021 年分红股息率预计达 1.3%。

图 11：公司 2010-2021E 现金分红和股利支付率（单位：百万元、%）



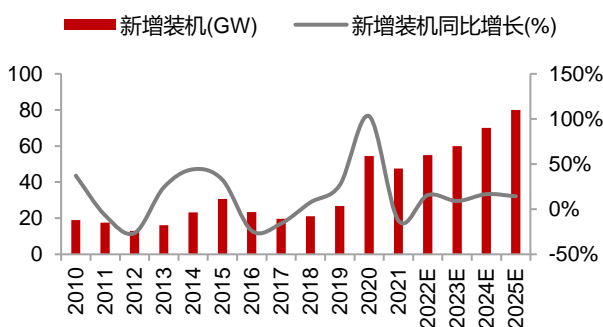
资料来源：WIND，浙商证券研究所

## 2. 风场资源+运维优势凸显，风电业务稳健增长

### 2.1. 风电平价时代来临，运营商迎来业绩拐点

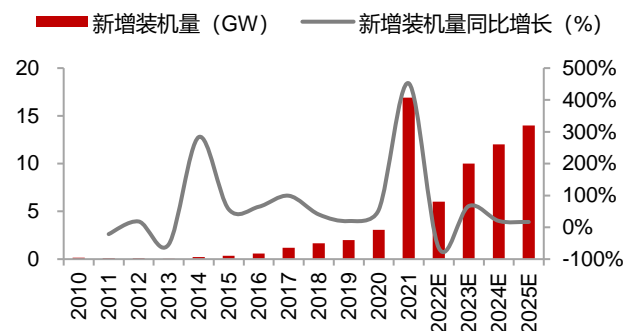
我国风电快速发展，2021-2025 年新增装机预计 CAGR 达 13.88%。2019、2020、2021 年我国风力发电新增装机容量分别达 25.72GW、72.10GW、47.57GW，同比增长分别为 22.5%、180.4%、-34.0%；其中新增海上风电装机容量分别达 1.98GW、3.06GW、16.90GW，同比增长分别为 19.64%、54.55%、452.29%，海上风电高速增长。我们预期 2022、2023、2024 年国内风电新增装机容量有望达 55.00GW、60.00GW、70.00GW，同比增长分别为 15.62%、9.09%、16.67%；2021-2025 年风电新增装机四年预期 CAGR 达 13.88%；其中国内新增海上风电装机量有望达 6.00GW、10.00GW、12.00GW，同比增长分别为 -64.50%、66.67%、20.00%；2020-2025 年海上风电新增装机五年预期 CAGR 达 35.54%。

图 12：2010-2025E 我国风电新增装机量及增速（单位：GW、%）



资料来源：国家能源局，浙商证券研究所

图 13：2010-2025E 海上风电新增装机量及增速（单位：GW、%）



资料来源：国家能源局，浙商证券研究所



**河北省“十四五”大力发展清洁能源，规划新增风光容量 52GW。**《河北省国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中高频次出现新能源内容。根据目标，预计“十四五”期间河北省新增风电 20.26GW、光伏 32.10GW。纲要指出，要构建绿色清洁能源生产供应体系，加快建设风电基地和光伏发电应用基地，大力发展分布式光伏，加快新能源制氢，支持可再生能源电力制氢产业。随后出台了一系列政策支持新能源发展，以期构建可再生能源发电与其他能源发展相协调、开发消纳相匹配、“发输储用”相衔接的新发展格局，助力实现“碳达峰”目标。

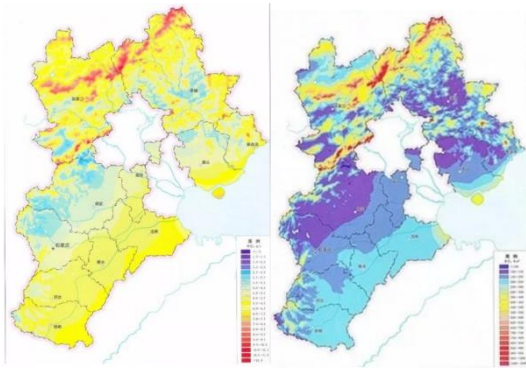
**表 2：“十四五”河北新能源相关政策**

序号	发布时间	政策名称	主体	相关内容
1	2021/5/29	《河北省国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	河北省发改委	构建绿色清洁能源生产供应体系，加快风电基地和光伏发电应用基地建设，大力发展分布式光伏，加快新能源制氢，支持可再生能源电力制氢产业。构建可再生能源发电与其他能源发展相协调、开发消纳相匹配、“发输储用”相衔接的新发展格局，助力实现“碳达峰”目标。
2	2021/8/8	《河北省“十四五”公共机构节约能源资源工作规划》	河北省机关事务管理局、河北省发改委	低碳引领行动，组织具备条件的公共机构参与碳市场和交流活动；对公共机构建筑进行绿色化改造；推动公共机构带头使用新能源汽车，新增及更新车辆中新能源汽车比例原则上不低于 30%。
3	2021/11/15	《河北省建设京津冀生态环境支撑区“十四五”规划的通知》	河北省人民政府	到 2025 年，风电、光伏发电装机容量分别达到 4300 万千瓦、5400 万千瓦，能源消费总量控制在 3.64 亿吨标煤左右，非化石能源消费占能源消费总量比重提高到 11%，全省单位地区生产总值能源消耗较 2020 年降低 15%。
4	2022/1/14	《河北省生态环境保护“十四五”规划》	河北省人民政府	到 2025 年，非化石能源消费占能源消费比重提高到 13% 以上，可再生能源装机占全部电力装机比重达到 60% 左右；新能源汽车占新车销量比重达 20% 左右，公共领域新增或更新公交、出租等车辆中新能源汽车比例不低于 80%。
5	2022/1/17	《河北省制造业高质量发展“十四五”规划的通知》	河北省人民政府	新能源产业高端化、高效化、智能化发展。重点建设张家口国家可再生能源示范区和氢能示范城市、邢台太阳能光伏及新型电池、保定新能源与能源设备、邯郸氢能装备、承德清洁能源融合发展等产业示范基地，打造全国新能源装备制造示范应用先行区和氢能产业发展新高地。

资料来源：河北省发改委、河北省人民政府官网，浙商证券研究所

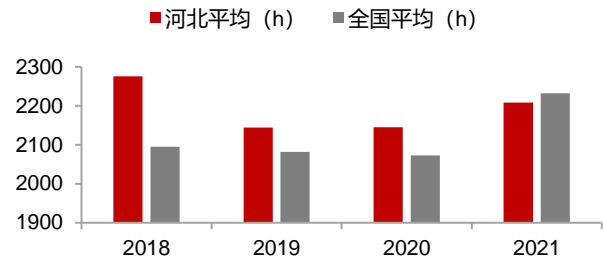
**河北省风电平均利用小时数较全国高 73h，政府积极推动风光基地建设。**河北省属于我国风能资源丰富省份之一，2018-2021 年风电年平均利用小时数为 2193h，较全国平均偏高 73h。其主要风能资源分布在张家口、承德坝上地区、秦皇岛、唐山、沧州沿海地区以及太行山、燕山山区等地区，在 70m 高度上， $\geq 200W/m^2$  标准(风能资源可利用区)的技术开发量为 75.67GW，技术开发面积达 21252km<sup>2</sup>； $\geq 300W/m^2$  标准(风能资源丰富区)的技术开发量为 41.88GW，技术开发面积达 11870km<sup>2</sup>； $\geq 400W/m^2$  以上的技术开发量为 11.98GW，技术开发面积达 3466km<sup>2</sup>。2021 年 11 月河北省报送了国家第一批大型风电光伏基地项目，拟安排大型风电光伏基地项目 3 个共 3.00GW，其中光伏风电各为 1.50GW。

图 14: 河北省 70m 高度层 30 年平均风速及功率密度分布图



资料来源: 北极星电力网, 浙商证券研究所

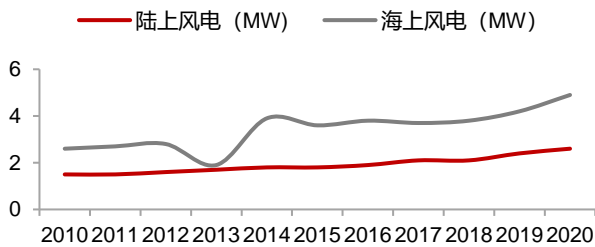
图 15: 河北省及全国风电平均利用小时数比较 (单位: h)



资料来源: WIND, 浙商证券研究所

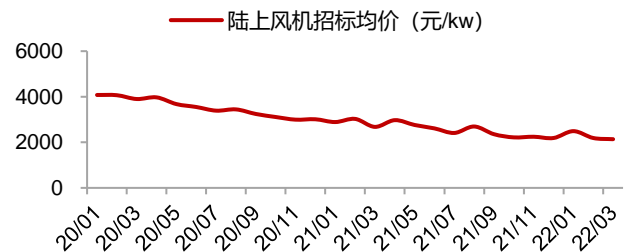
平价趋势下产业链协同降价, 受益大型化风机价格全面下行。在风电补贴退出情形下, 风电产业链上游各个环节进入协同降价阶段, 风机价格在大型化趋势下也逐步下行, 根据 CWEA 相关数据统计, 2018 年至 2020 年, 中国年新增装机的风电机组平均功率从 2.2MW 提升至 2.7MW, 中国年新增装机中 4MW 及以上机型占比从 6% 提升至 10% 以上。根据风电头条, 2020 年中期时陆上风机最高价格达到 4200 元/kW, 2021 年 6 月带塔筒价格跌至 2360 元/kW; 截至 2022 年 3 月, 最新陆上风机招标均价已达 2137 元/kW, 较 2021 年初跌幅近 50%。

图 16: 全国新增陆上和海上风电机组平均单机容量 (单位: MW)



资料来源: CWEA, 浙商证券研究所

图 17: 2020-2022 年 3 月陆上风机平均招标价格 (单位: 元/kw)



资料来源: 风电头条, 浙商证券研究所

碳中和目标下绿电交易将存溢价, 上网电价仍有提升空间。2021 年发改委发布《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》, 新建风光项目上网电价按当地燃煤发电基准价执行; 也可自愿通过参与市场化交易形成上网电价。2021 年 9 月首次绿色电力试点交易启动, 达成交易电量 79.35 亿 kWh。由 2022 年江苏省、广东省电力交易中心的绿电成交状况可见, 绿电成交电价较燃煤上网电价溢价约 0.03-0.05 元/kWh。随国内绿色电力交易占比逐渐提升, 未来国内新能源企业售电价仍有提升空间。

**表 3：2022 年江苏、广东电力交易中心交易状况**

省份	燃煤上网电价 (元/kWh)	绿电电价 (元/kWh)
江苏	0.391	0.463
广东	0.453	0.514

资料来源：江苏省电力交易中心，广东省电力交易中心，浙商证券研究所

**产业链降本增效、上网电价提升推动 IRR 长期提高。**我们以某装机量为 100MW 陆上风电项目为例估算，假设该风场为 II 类资源，年平均利用小时数 2200h，资本金比例为 20%，平价上网电价为 0.38 元/kWh；造价成本为 7000 元/kw 时，项目 IRR 即达到 8.03%；若维持其余参数不变，造价成本为 6000 元/kw 对应项目 IRR 12.75%，上升 4.72pct；造价成本为 5000 元/kw 对应项目 IRR 20.86%，上升 12.83pct。若造价成本维持降价后的 5000 元/kw，当上网电价达 0.40 元/kWh 项目 IRR 达 24.15%，上升 3.29pct；上网电价达 0.42 元/kWh 时项目 IRR 达 27.71%，上升 6.85pct。

**表 4：某 100MW 陆上风电项目 IRR 敏感性分析 (单位：元/kw、元/kWh)**

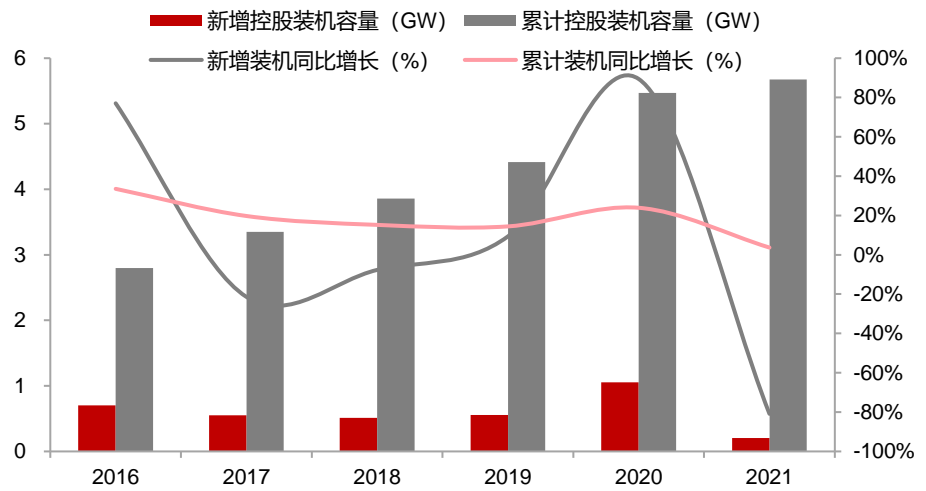
IRR	平均上网电价 (元/kWh)									
	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.39	0.40	0.41	0.42	
造价成本 (元/kw)	5000	15.12%	16.44%	17.84%	19.31%	20.86%	22.47%	24.15%	25.90%	27.71%
	5500	11.67%	12.72%	13.82%	14.97%	16.19%	17.46%	18.79%	20.18%	21.64%
	6000	9.08%	9.93%	10.83%	11.77%	12.75%	13.77%	14.84%	15.96%	17.13%
	6500	7.04%	7.76%	8.52%	9.30%	10.12%	10.96%	11.85%	12.76%	13.72%
	7000	5.38%	6.01%	6.66%	7.33%	8.03%	8.75%	9.50%	10.27%	11.08%
	7500	3.99%	4.55%	5.13%	5.72%	6.33%	6.95%	7.60%	8.27%	8.96%
	8000	2.81%	3.31%	3.83%	4.35%	4.90%	5.45%	6.03%	6.61%	7.22%
	8500	1.78%	2.24%	2.70%	3.18%	3.67%	4.17%	4.69%	5.21%	5.76%
	9000	0.87%	1.29%	1.72%	2.16%	2.61%	3.06%	3.53%	4.01%	4.50%

资料来源：上海勘测与设计研究院有限公司，CWEA，浙商证券研究所

## 2.2. 项目资源优质，风电业务稳健增长

**紧握河北基本盘，全国布局风场资源。**2018-2020 年底公司风电累计控股装机容量分别为 3.86GW、4.42GW、5.47GW，同比增长分别为 15.23%、14.45%、23.92%；新增风电控股装机容量分别为 0.51GW、0.56GW、1.06GW，同比增长分别为 -7.68%、9.38%、89.42%。截至 2021 年底，公司风电控股累计装机容量 5.67GW，管理装机容量 5.87GW，权益装机容量 5.32GW；2016-2021 年风电累计装机量五年 CAGR 达 15.20%。公司依托河北基本盘，于全国多地布局投资开发风电项目，截至 2021 年底，公司累计取得国家核准计划容量已达 7.55GW，分布于全国河北、河南、山东、山西、辽宁、云南、安徽等 16 个省份。

图 18：2016-2021 年公司风电装机容量及增速（单位：GW、%）



资料来源：WIND，浙商证券研究所

图 19：公司风场资源分布

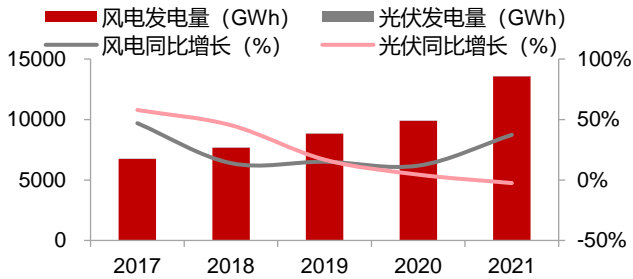


资料来源：公司公告，浙商证券研究所

发电量稳定增长，利用小时数显著提升。2018、2019、2020 年公司发电量分别为 7676.13GWh、8833.73GWh、9880.97GWh，同比增长分别为 13.93%、15.08%、11.86%；2021 年公司发电量达 13570.65GWh，同比增长 37.34%，主要系 2020 年底风电累计装机容量增长较快且平均可利用小时数持续提升结果。2021 年公司控股风电场可利用小时数为 2501 小时，较上年度同期增加 81 小时，系新投入运营风电场可利用小时数较高；2021 年公司可利用小时数高于全国平均 255 小时，高于河北平均 293 小时；公司风场平均可

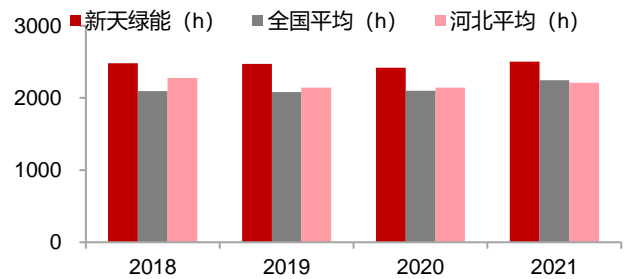
利用小时数较全国平均高出近 10%。较河北平均高出 12%。从平均上网电价来看，2017-2021 年公司风电平均上网电价维持稳定在 0.47 元/kWh。

图 20：2017-2021 年公司发电量及增速（单位：GWh、%）



资料来源：公司公告，浙商证券研究所

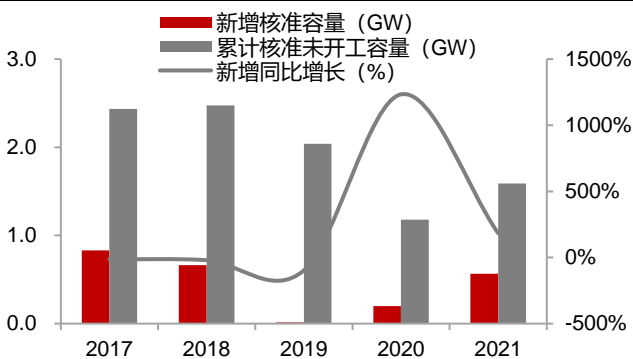
图 21：公司、全国、河北省风电平均可利用小时数比较（单位：h）



资料来源：公司公告，浙商证券研究所

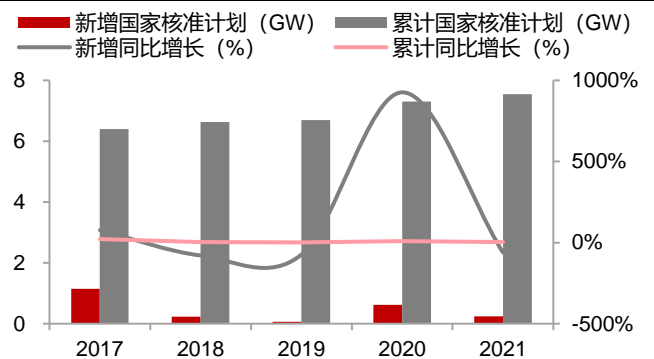
风电项目资源储备丰富，累计协议容量 49.10GW。2021 年公司新增风电核准容量 0.57GW，累计核准未开工项目容量 1.60GW，占现装机量 28%。公司新增 0.24GW 风电项目列入政府开发建设方案，累计纳入各地开发建设方案容量已达 7.55GW，分布于全国 16 个省份；新增风电协议容量 5.10GW，累计风电协议容量 49.10GW，为当前装机量近 9 倍，分布于河北、河南、山东、山西、等 23 个地区。随公司风场资源持续开发，公司经营效益有望继续显现，彰显持续增长能力。

图 22：2017-2021 年公司核准容量（单位：GW、%）



资料来源：公司公告，浙商证券研究所

图 23：2017-2021 年公司国家核准计划容量（单位：GW、%）



资料来源：公司公告，浙商证券研究所

前瞻布局海上风电，积极开拓省外项目。公司自 2016 年起开始规划布局海上风电，2020 年 6 月公司乐亭菩提岛 300MW 海上风电项目正式投产；公司同时积极布局省外海上风电项目；目前已核准项目包括江苏射阳海上南区 300MW 海上风电项目。未来公司有望依托乐亭优秀经验继续开拓河北省内海上风电项目并在省外布局海上风电，受益海上风电高景气。

表 5：公司海上风电项目一览

序号	名称	规模	风机型号	项目进度
1	唐山乐亭菩提岛 300MW 海上风电项目	300MW	4MW	2020 年 6 月已并网
2	江苏射阳海上南区 H4#300MW 海上风电	300MW	4.5MW	2020 年 9 月风电机组招标

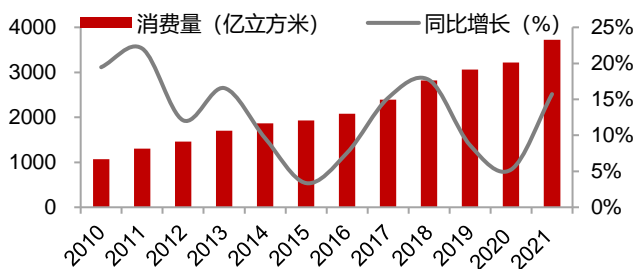
资料来源：公司公告，浙商证券研究所

### 3. 河北省天然气管输+城燃龙头，布局调峰储运

#### 3.1. 天然气季节性趋势显著，调峰储运需求仍存

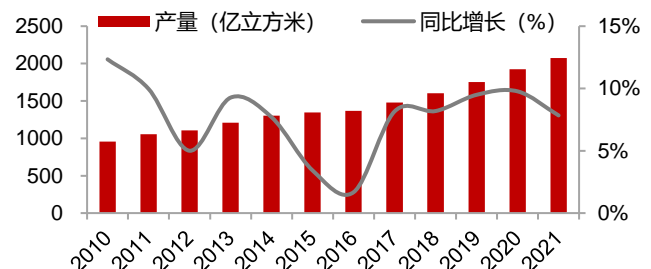
受益疫情复苏及“煤改气”需求，天然气市场方兴未艾。2018-2020 年我国天然气市场表观消费量分别达 2817.00 亿立方米、3059.68 亿立方米、3219.70 亿立方米，同比增长分别为 17.68%、8.61%、5.23%；2021 年我国天然气市场表观消费量达 3726 亿立方米，同比增长 15.7%，主要受益碳中和需求下“煤改气”市场的发展以及疫情后工业及制造业的复苏效应。相比之下，我国天然气 2021 年产量仅 2076 亿立方米，仅占表观消费量 55.7%；我国天然气市场仍较多依赖进口；国内天然气市场仍有继续增长空间。

图 24：2010-2021 年我国天然气消费（单位：亿立方米、%）



资料来源：WIND，浙商证券研究所

图 25：2010-2021 年我国天然气产量（单位：亿立方米、%）



资料来源：WIND，浙商证券研究所

大气污染倒逼煤改清洁能源，河北“煤改气”一马当先。河北是最早也是最大规模实施“煤改气”工程的地区，河北“煤改气”工程始于 2015 年，农村地区从 2017 年开始大规模推进。至 2019 年底，全省累计实现煤改气 618 万户，占清洁取暖改造比重达到 81%以上，至 2021 年 6 月累计完成农村地区清洁取暖改造 1125 万户。

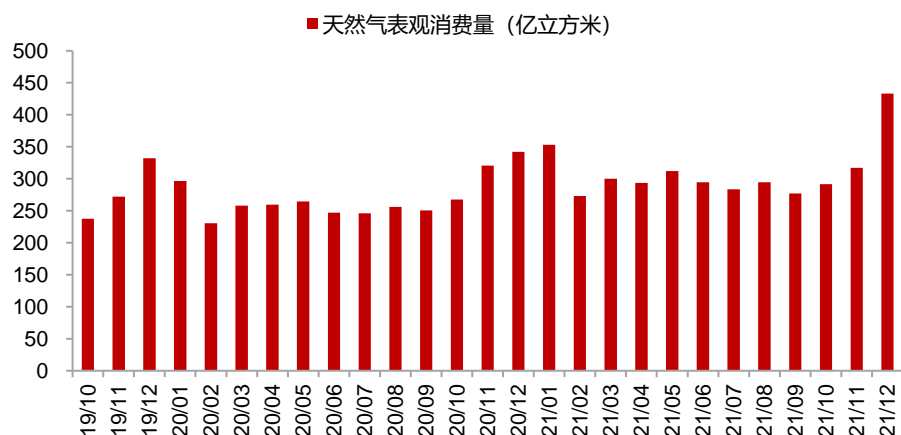
表 6: 河北“煤改气”部分相关政策

序号	发布时间	政策名称	主体	相关内容
1	2016/9/23	《关于加快实施保定廊坊禁煤区电代煤和气代煤的指导意见》	河北省人民政府	划定禁煤区,要求到 2017 年 10 月底前完成除电煤、集中供热和原料用煤外燃煤“清零”;农村“气代煤”给予 70% 安装补贴,每户最高补贴金额不超过 2700 元,采暖用气 1 元/立方米的气价补贴,每户每年最高补贴气量 1200 立方米,以及建设村内入户管线户均 4000 元投资补助。
2	2017/2/16	《石家庄市 2017 年散煤压减替代工作实施方案》	石家庄市人民政府	对实施“煤改气”的分散燃煤采暖居民用户,按每户 3900 元给予财政资金补贴和采暖季每户给予最高 900 元运行补贴。
3	2020/12/2	《关于提前下达 2021 年中央大气污染防治资金(用于北方地区冬季清洁取暖试点)预算的通知》	河北省财政厅	拨款 13.6 亿元北方地区冬季清洁取暖试点资金给邯郸、邢台、沧州、张家口、定州、辛集六市。
4	2021/9/9	《关于进一步规范天然气价格政策的通知》	河北省发改委	居民“煤改气”采暖用气和居民日常生活用气,一律执行居民生活用气价格。农村居民“煤改气”采暖用气价格执行阶梯气价一档标准。确保居民用气充足供应价格稳定。

资料来源:河北省发改委、河北省人民政府、石家庄市人民政府官网,浙商证券研究所

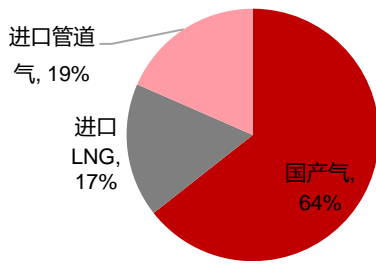
**行业季节性较强,调峰储运需求催发进口 LNG 消费。**由于供暖需求主要集中在春季和冬季,天然气行业消费量具备季节性趋势,12 月左右天然气需求显著提升:2020、2021 年四季度天然气表观消费量分别达 930.5 亿立方米、1041.8 亿立方米,环比上升分别为 23.52%、21.76%。供需错配催生调峰储运需求,即在淡季储存天然气,旺季释放天然气;常规的调峰储运方法包括地下储气库调峰,LNG 接收站调峰和气田调峰等。作为重要的调峰气来源,进口 LNG 消费量及占比持续提升,从 2016 年的 365 亿立方米上升至 2020 年 944 亿立方米,消费占比由 17% 上升至 28%。

图 26: 2019-2021 我国天然气月表观消费量(单位:亿立方米)



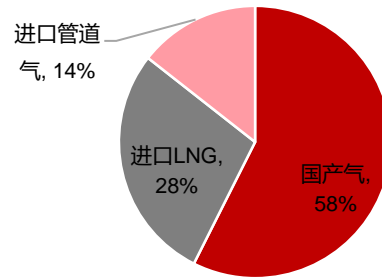
资料来源:发改委,浙商证券研究所

图 27：2016 年我国天然气消费结构（单位：%）



资料来源：WIND，浙商证券研究所

图 28：2020 年我国天然气消费结构（单位：%）



资料来源：WIND，浙商证券研究所

**进口 LNG 依赖基建配套，外输管线和接收站建设有望加速。**进口 LNG 在从海外天然气田开始，涵盖管网运输、液化站、LNG 海运、液化接收站，最后通过再气化管道或者 LNG 槽车运输。为满足持续增长的进口 LNG 需求，我国持续推进外输管线和接收站建设，截至 2020 年底，我国已建成 22 座 LNG 接收站，合计接收能力达 8942 万吨/年。我们认为随进口 LNG 供应量继续提升，外输管线和接收站建设有望加速。

表 7：我国 LNG 接收站分布（单位：万吨/年）

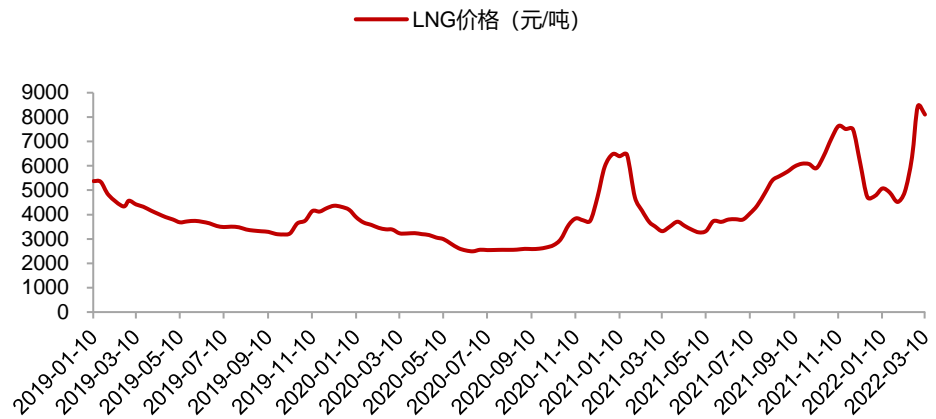
所属企业	序号	项目名称	接收能力（万吨/年）
中海油	1	大鹏 LNG	680
	2	福建 LNG	630
	3	上海 LNG	600
	4	宁波 LNG	700
	5	珠海 LNG	350
	6	天津 LNG	600
	7	海南 LNG	300
	8	浦东 LNG	200
	9	深圳 LNG	400
	10	防城港 LNG	60
		小计	4520
中石油	1	如东 LNG	650
	2	大连 LNG	600
	3	曹妃甸 LNG	600
	4	中油深南 LNG 储备库	27
		小计	1877
中石化	1	天津 LNG	600
	2	青岛 LNG	600
	3	北海 LNG	600
		小计	1800
其他企业	1	上海五号沟 LNG 储运站	150
	2	九丰 LNG	100
	3	启东 LNG	115
	4	新奥舟山 LNG	300
	5	深圳燃气华安 LNG	80
		小计	745

资料来源：《中国进口 LNG 产业分析及展望》\_武洪昆，深圳燃气公告，浙商证券研究所



海内外天然气价格持续走高，2021 年内增长 130%。受益于下游较强的碳中和目标指引和经济复苏需求，2021 年天然气价格持续上涨，国内 LNG 价格高点达 7508.4 元/吨，较低点上涨 130%。2021 年底天然气价格有所回落后，2022 年再次迎来迅速增长，国内 LNG 价格突破新高达 8437.2 元/吨，较年初增长 76.6%，主要系大范围降温和春节前后复工复产影响。俄乌局势紧张有望进一步推升未来天然气价格。

图 29：2019-2022 年 3 月国内 LNG 价格走势（单位：元/吨）

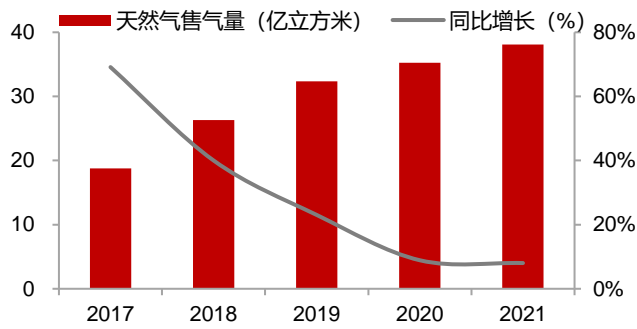


资料来源：WIND，浙商证券研究所

### 3.2. 河北天然气龙头，拟建千吨级调峰储运 LNG 接收站

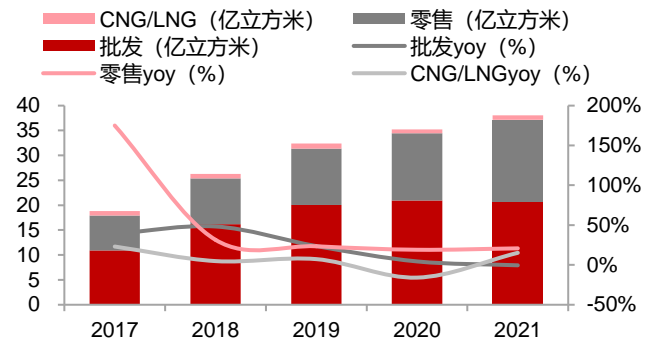
公司为河北省内领先的天然气销售企业。公司主营业务覆盖天然气管道运输+城镇燃气销售一体化产业链，同时从事燃气管道接驳等上游基础设施建设行业。2018-2020 年公司天然气售气量分别为 26.31 亿立方米、32.37 亿立方米、35.25 亿立方米，同比增长分别为 40.01%、23.02%、8.90%，售气量持续增长，其中批发售气量分别为 16.20 亿立方米、20.03 亿立方米、20.91 亿立方米，零售售气量分别为 9.20 亿立方米、11.35 亿立方米、13.51 亿立方米，CNG/LNG 售气量分别为 0.92 亿立方米、0.90 亿立方、0.83 亿立方米；2021 年公司天然气售气量 38.08 亿立方米，同比增长 8.03%，主要系公司积极开拓新市场，挖掘存量市场，零售气量占比提升所致：2021 年公司批发售气量 20.81 亿立方米，零售售气量 16.32 亿立方米，CNG 售气量 0.83 亿立方米，LNG 售气量 0.12 亿立方米。

图 30: 2017-2021 年公司售气量 (单位: 亿立方米、%)



资料来源: 公司公告, 浙商证券研究所

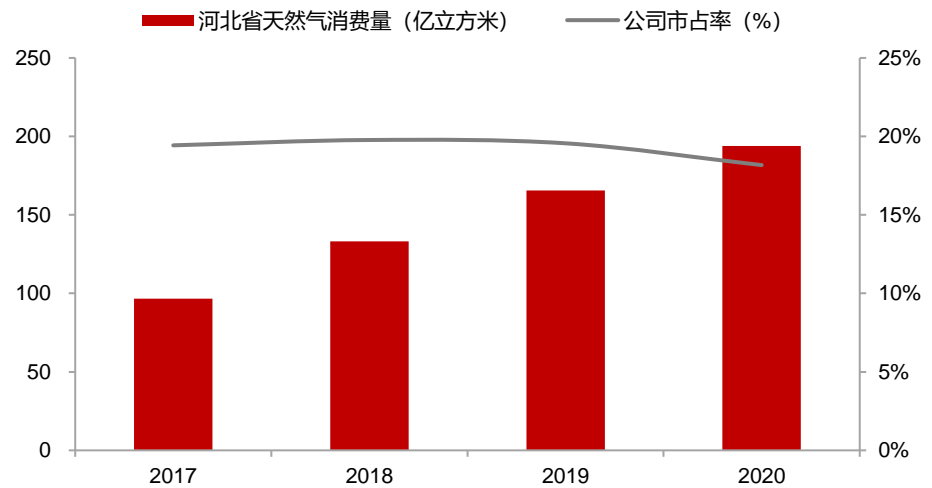
图 31: 2017-2021 年公司售气量结构 (单位: 亿立方米、%)



资料来源: 公司公告, 浙商证券研究所

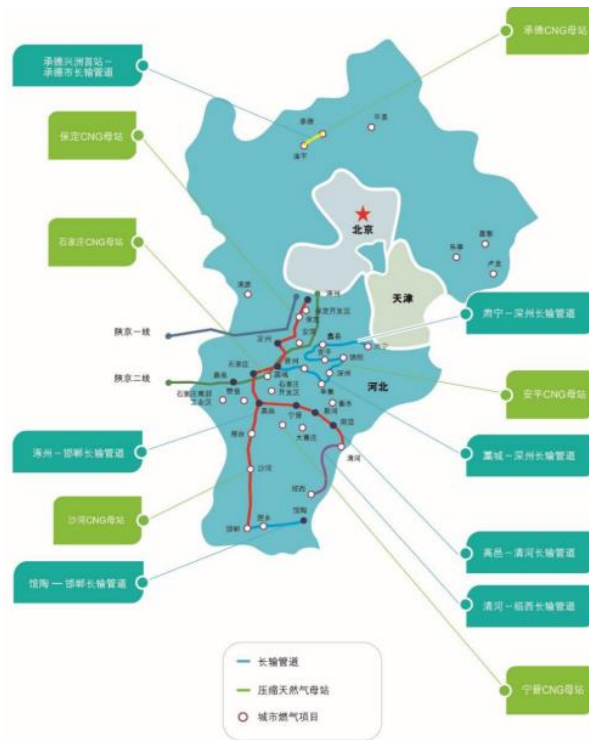
省内天然气龙头, 管网通道遍布河北省内。公司天然气业务集中在河北省内, 2017-2019 年天然气业务在河北省内占比 100%、99.99%、99.99%。截至 2021 年底, 公司拥有 7 条天然气长输管道、20 条高压分支管道、31 个城市燃气项目、25 座分输站、19 座门站、6 座 CNG 母站、3 座 CNG 加气子站、3 座 LNG 加气 (加注) 站、2 座 LCNG 合建站; 输气管网分布在石家庄市经济开发区、高邑、深州、晋州、宁晋、安国等区域。以 2020 年售气量计, 公司在河北省内市占率超过 18%。

图 32: 公司河北省内天然气市占率 (单位: 亿立方米、%)



资料来源: WIND, 公司公告, 浙商证券研究所

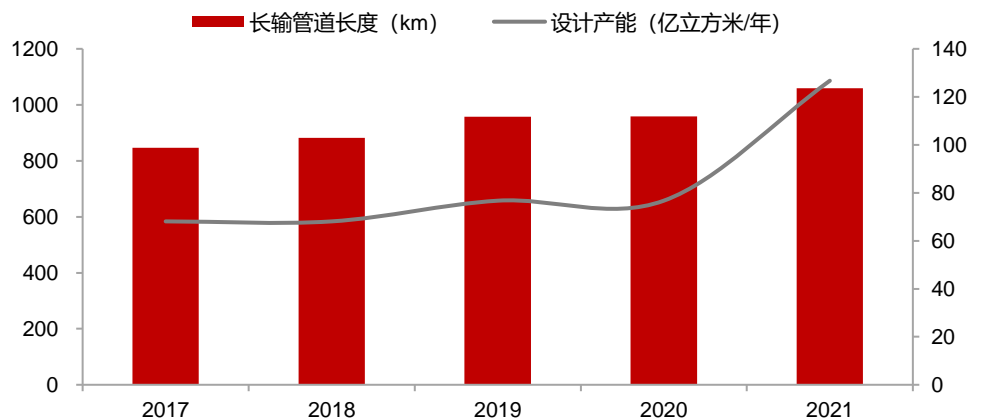
图 33：公司河北省内管网通道一览



资料来源：公司公告，浙商证券研究所

**管输：**持续建设长输管道，鄂安沧与京邯输气管道建成投产。2018-2020 年公司建成投产的长输管道分别为 882.60km、957.72km、958.26km，截至 2021 年底，公司共拥有长输管道共 1059.42km，较 2020 年增加 101.16km；新增投产项目包括中石化鄂安沧输气管道与京邯输气管道连接线项目；涿州-永清输气管道工程具备投产条件；“京石邯”输气管道复线工程线路全线贯通，预计 2021 年底公司长输设计产能达 126.10 亿立方米/年，同比增长 65.17%。

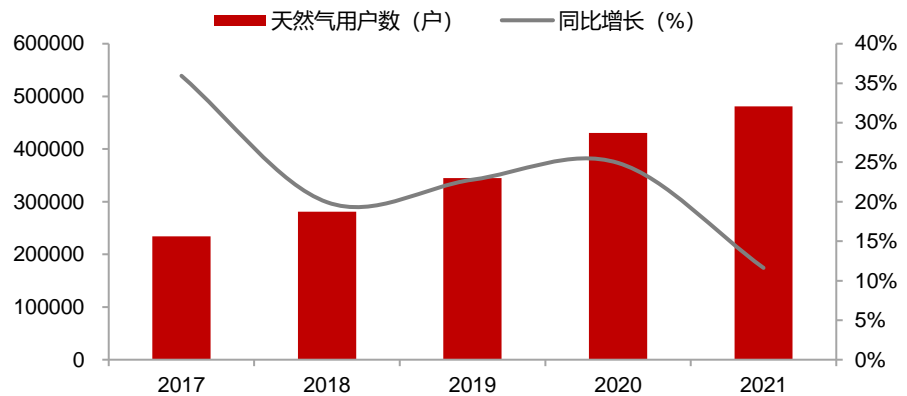
图 34：公司长输管道长度及设计产能（单位：km、亿立方米/年）



资料来源：公司公告，浙商证券研究所

**城燃：深挖终端市场，持续开拓城燃用户。**公司大力发展城燃终端用户，2018-2020年城市燃气用户分别达 280913、344927、430854 户，同比增长分别为 19.94%、22.79%、24.91%，城燃用户稳健增长；截至 2021 年底，公司累计拥有用户 480936 户，同比增长 11.62%，新增各类用户 50082 户；公司依托强劲的天然气管网布局能力，持续深挖天然气终端用户。公司有望凭借河北省地域优势继续拓宽终端渠道，维持体量增长。

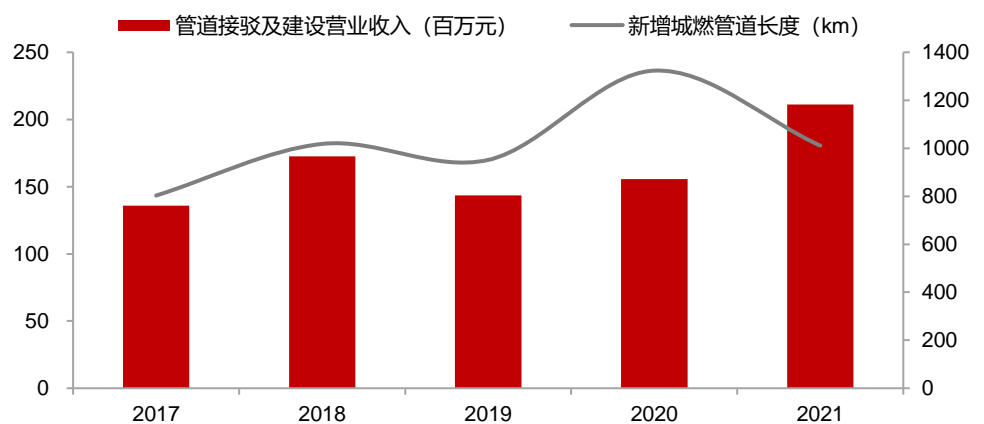
图 35：2017-2021 年天然气用户数及增长（单位：户、%）



资料来源：公司公告，浙商证券研究所

**管道接驳及建设：依托一体化天然气平台，城燃管网持续扩张。**公司管道接驳及建设业务为在提供管道天然气销售之前为客户铺设燃气输送管道的业务。公司依托一体化平台持续扩张管道接驳建设业务，城燃管道长度继续扩张，2017-2020 年公司新增城燃管道长度分别为 1018.19km、951.37km、1323.57km；2021 年公司新增城燃管道长度为 1010.82km，整体维持稳定，2017-2020 年平均新增城燃管道长度为 1021.39km。

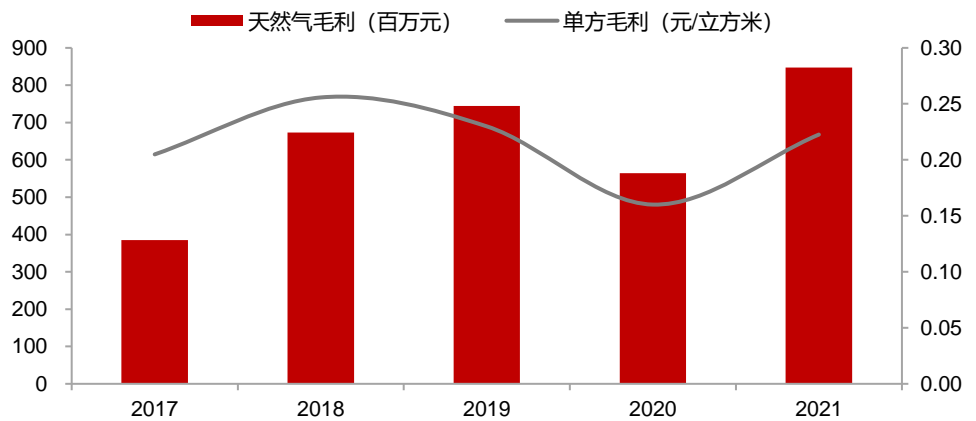
图 36：2017-2021 年管道接驳建设部分营收及新增城燃管道长度（单位：百万元、km）



资料来源：公司公告，浙商证券研究所

受益天然气资源景气，2021年单方毛利回升。2018-2020年公司天然气业务板块实现毛利分别为6.73亿元、7.44亿元、5.64亿元，同比增长分别为74.75%、10.60%、-24.19%；单方毛利分别为0.26元/立方米、0.23元/立方米、0.16元/立方米，2020年毛利下滑主要系疫情影响。2021年公司天然气业务实现毛利8.48亿元，同比增长50.23%；单方毛利为0.22元/立方米，主要系2021年疫情带来的工商制造业恢复以及受益碳中和“煤改气”进程的加速。

图 37：2017-2021 年公司天然气毛利和单方毛利水平（单位：百万元、元/立方米）



资料来源：公司公告，浙商证券研究所

拟投资总计 280 亿元，建设唐山 LNG 接收站。2022 年 1 月，公司完成 A 股非公开发行 3.37 亿股，募集资金 45.96 亿元，募集资金净额 45.45 亿元。本次公开发行将有 33.38 亿元用于唐山 LNG 接收站建设，其中一期项目拟建成投产 4 座 20 万方 LNG 储罐、1 座 8-26.6 万方 LNG 船舶接卸泊位及相关配套工艺设施，设计接卸能力 500 万吨/年，计划于 2022 年建成；第二阶段计划拟建成 8 座 20 万方 LNG 储罐（其中 2 座储罐已建立完出资合同）、1 座 1-26.6 万方 LNG 船舶接卸泊位及相关配套工艺设施，设计接卸能力 500 万吨/年，计划于 2025 年建成。公司在过去几年持续增资曹妃甸：待两期全部建成后，公司将拥有共 1000 万吨/年的 LNG 处理能力，该项目贡献年平均利润 14 亿元。

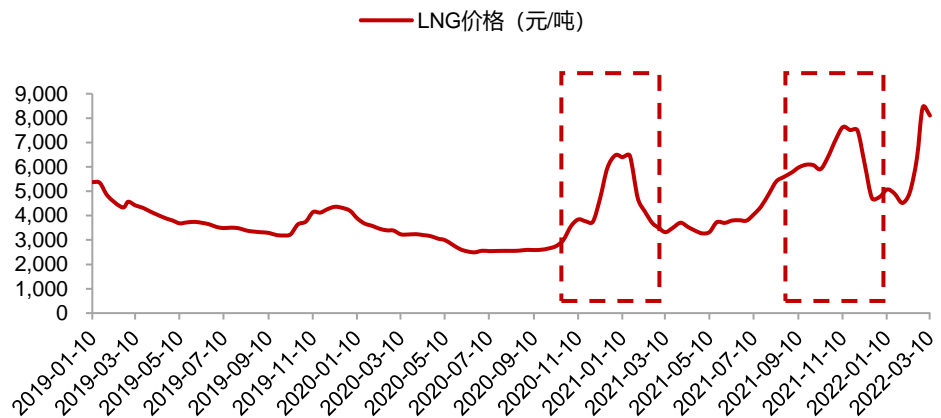
表 8：公司在建 LNG 项目（单位：百万元、年）

序号	项目	建设内容	建成时间	项目投资总额（百万元）	建成后年利润（百万元）	投资回收期（年）
1	唐山 LNG 接收站项目	4 座 20 万方储罐	2022 年	18596.70	900.64	14.04
		1 座 8-26.6 万方 LNG 船舶接卸泊位 接卸能力 500 万吨/年				
2	唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）	8 座 20 万方储罐	2022 年	6416.75	341.68	13.06
		1 座 1-26.6 万方 LNG 船舶接卸泊位 接卸能力 500 万吨/年				
3	唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）	全长 176.18 公里 年输气量 112 亿立方米	2022 年	2954.44	160.93	13.05

资料来源：公司公告，浙商证券研究所

**保障冬季供气能力，毛差有望继续提升。**截至 2022 年 1 月底，公司已投入自筹募集资金 2.86 亿元，唐山 LNG 接收站项目仍在建设中，预计 2022 年底建成一期项目，2023 年部分投入运营。公司在建成一期项目后将拥有 500 万吨/年的 LNG 接收能力，届时可保障冬季天然气的供应，且用调储的廉价气源充分替换冬季高价气源，购气成本有望显著降低推升公司盈利能力，毛差有望继续提升。

图 38：冬季 LNG 市场价格更高（单位：元/吨）



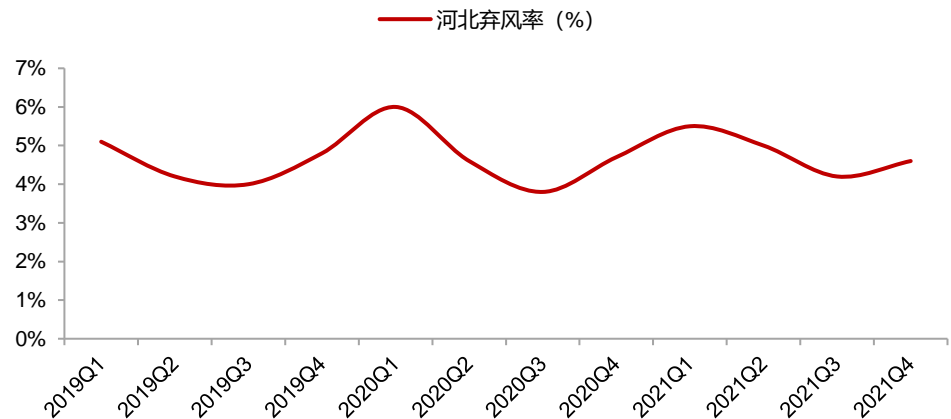
资料来源：WIND，浙商证券研究所

## 4. 打造清洁能源平台，大力发展风光储氢

### 4.1. 新能源消纳亟待解决，加快推动风光储氢一体化

新能源消纳成为重要议题，河北省弃风率仍有提升空间。在我国某些地区仍存“弃风限电”问题，即风机可以正常运作，但因为电网消纳能力不足、风力发电不稳定、建设工期不匹配等而使得风电机组停止运作的现象。河北由于新能源装机增长较快弃风率总体偏高，年平均弃风率约为 4.7%。解决弃风率偏高的核心方法是增加电网消纳能力，其主要方式包括增加储能设施建设、鼓励风光制氢就地消纳等。

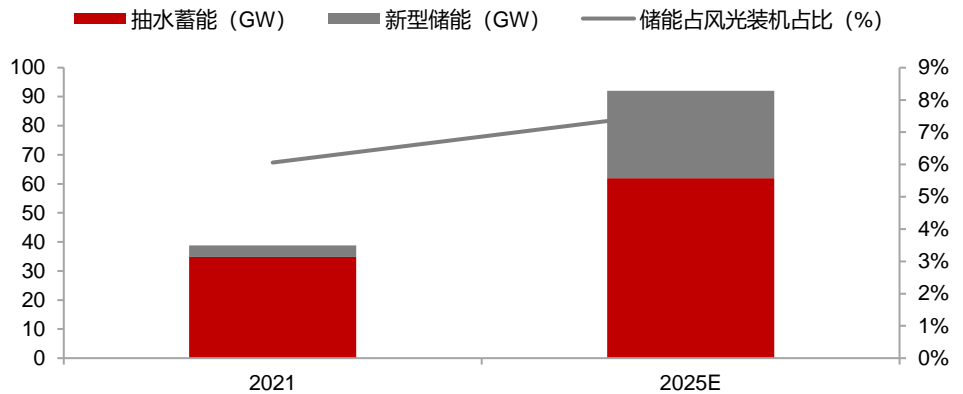
图 39：2019-2021 河北省季度累计弃风率（单位：%）



资料来源：索比光伏网、北极星储能网等，浙商证券研究所

加快储能设施建设，2025 年储能规划投产 92GW 以上。储能指将多余电量存储后，在需要时再给予释放的过程。未来新能源占比提升后储能需求日益迫切：2022 年 1 月 29 日，发改委、能源局印发《“十四五”新型储能发展实施方案》，强调新型储能设施建设重要性，2025 年新型储能装机 30GW 以上；根据《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》，到 2025 年，抽水蓄能投产总规模达到 62GW 以上；到 2030 年，抽水蓄能投产总规模达到 120GW；至 2025 年，储能占风光装机规划占比有望达 7.67%。

图 40：2021、2025E 储能装机及占比（单位：GW、%）



资料来源：国家能源局、国家发改委，浙商证券研究所

**鼓励风光制氢，打造一体化风光储氢平台。**氢能作为新一类清洁能源，目前应用仍相对偏低；且传统氢能制备多用水煤气制造，对环境伤害较大，不符合碳中和目标。2022 年 3 月 23 日，发改委印发《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》，强调构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系，重点发展可再生能源制氢，严格控制化石能源制氢，推动可再生能源制氢发展。风光制氢作为未来重要的氢能源供给侧，同样可以一定程度上替代储能。目前多数企业已开始规划建设开发风光制氢平台。

表 9：部分运营商风光制氢项目布局

公司名称	制氢布局
龙源电力	建设鄂尔多斯“风光火储氢一体化”综合智慧能源基地 100 万千瓦新能源项目及 235 万千瓦新能源项目，已进入可研报告编制服务阶段。 公司参与“大规模风/光互补制氢关键技术研究及示范”项目，其中首套风光互补制氢微网系统直流变换设备已完成出厂调试及现场安装，正式进入现场调试阶段。
华润电力	拟投资 75 亿元，在上思县建立“风光储氢”100 万千瓦一体化基地。项目主要规划为容量 40 万千瓦的风电项目、规划容量 50 万千瓦的光伏项目、计划配套储能总容量约 10 万千瓦的储能项目以及分布式光伏、综合能源服务、氢能产业六大模块。
大唐集团	计划在兴和县规划开发容量为 500 万千瓦清洁能源项目，项目总投资约为 300 亿（人民币）。具体规划建设 150 万千瓦“清洁能源制氢”项目，建设 150 万千瓦“清洁能源供暖”项目，建设 150 万千瓦“源网荷储一体化”项目和建设 50 万千瓦“新能源+”平价和竞价项目。
华能集团	包括华能大庆风光氢储示范项目和华能兴安盟风光氢储高比例耦合示范和源网荷储一体化项目。“十四五”期间，蒙东公司将在兴安盟投资 300 亿元，规划建设 500 万千瓦新能源基地项目，着力打造绿电基地和“风光氢储制用”“风光储”综合能源产业集群。
国电电力	瓜州安北第四风电场 C 区 50MW 风光储多能互补示范项目开始招标。 冬奥会配套工程“大规模风光互补制氢项目”制氢站 10 千伏线路电源侧一次受电成功。
华电集团	与美锦能源签约，积极发展风光氢等新能源产业。
吉电股份	多方布局氢能源，拟开发大安风光制氢合成氨一体化项目。



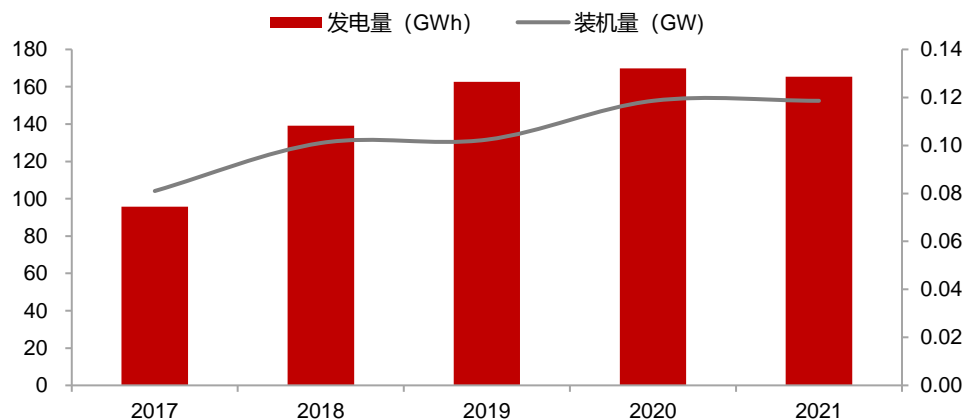
节能风电	风电制氢 863 计划课题研究工作已经完成，课题已经通过国家科技部验收。
金风科技	开展海上风电制氢研究。
中广核	建设吉林白城风电项目储能制氢示范工程，拟建 1 座 50Nm <sup>3</sup> /h 规模的制氢站。 与阳光电源在风、光、储、氢签署合作。
新天绿能	推进张家口沽源、崇礼风电制氢项目。
三峡集团	乌兰察布“源网荷储一体化”关键技术研究示范-“制-储-运-加”氢能综合示范项目。
广州发展	在云南禄劝彝族苗族自治县区域内投资建设风力光伏发电基地、风力光伏制氢等配套的零碳产业园区。该项目总投资金额为 125 亿元。
国家电投	依托国家电投西藏分公司所属西藏沛德堆龙德庆 30MW 牧光互补复合并网发电项目，在世界屋脊建设全球首个氢-氧综合利用的“风光电-氢-电热”示范项目。
京能清洁能源	于内蒙古锡林郭勒盟阿巴嘎旗建设一个 500 兆瓦风能光伏发电制氢项目（「阿巴嘎旗项目」）及于内蒙古锡林郭勒盟苏尼特左旗建设一个 500 兆瓦风能发电项目（「苏尼特左旗项目」）。该等项目已取得相关核准批复文件，预计于 2023 年年底前完工，总投资额约为人民币 70 亿元，总装机容量约为 1,000 兆瓦。
国华能源	计划张承承德丰宁风光氢储 100 万千瓦项目，该项目配置 115MW/230MWH 电化学储能及 2000 标方/小时碱性电解水制氢。

资料来源：北极星电力网，公开资料整理，浙商证券研究所

## 4.2. 光伏发电加大开发力度，优质资源助益高 IRR

加速规划光伏发电，2021 年底协议容量达 12.12GW。2018-2020 年公司全年光伏发电量为 139.18GWh、162.56GWh、169.79GWh，同比增长分别为 45.28%、16.80%、4.45%；2018-2020 年底光伏累计装机量分别为 0.10GW、0.10GW、0.12GW，同比增长分别为 24.69%、1.39%、15.81%。2021 年全年光伏发电量为 165.43GWh，同比增长-2.57%，主要系 2021 年光伏装机量增长较慢；截至 2021 年底，公司累计运营 0.12GW 光伏发电项目，累计管理装机容量 0.29GW；2021 新增光伏备案容量 0.23GW，累计备案未开工项目容量 0.94GW，新增 0.90GW 光伏发电项目列入政府开发建设方案。2021 年公司新增光伏协议容量 4.85GW，累计光伏协议容量为 12.12GW，为当前装机量近 10 倍，光伏项目储备资源丰富。

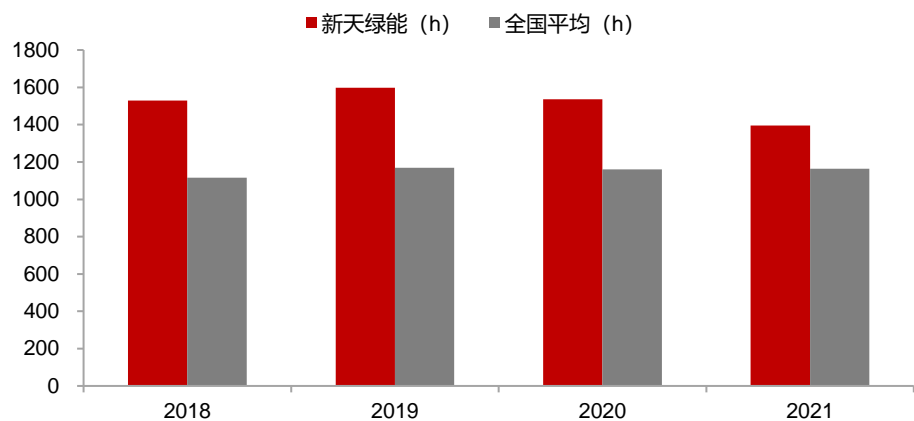
图 41：2017-2021 年公司光伏发电量及装机量（单位：GWh、GW）



资料来源：公司公告，浙商证券研究所

光照资源优质，2021年可利用小时数较全国高20%。2018-2020年我们测算全年公司光伏平均可利用小时数分别为1529h、1598h、1537h，高于全国平均可利用小时数较多，主要系光伏资源优质；2021年全年公司光伏平均可利用小时数达1395h；较全国光伏平均可利用小时数1163h高232h，高出近20%。未来公司可充分利用光照资源优势开发高收益率项目，光伏项目开发有望在未来时间持续维持高收益。

图 42：2018-2021 年公司 & 全国光伏平均可利用小时数比较（单位：h）



资料来源：公司公告，浙商证券研究所

收购建投国融资产，切入分布式光伏运维。2019年11月，新天绿能以3358万元收购建投国融2个分布式光伏项目资产及建融光伏90%股权；公司切入分布式光伏项目运维开发，收购资产共运维四个分布式光伏项目，合计容量达16.19MW。未来公司有望依托现有分布式光伏运维经验继续布局新建分布式光伏项目，受益分布式光伏建设景气。

表 10：收购资产分布式光伏项目（单位：MW）

序号	名称	地址	容量 (MW)	并网发电时间
1	衡水项目	河北省衡水市经济开发区独立第三方企业厂区内建筑物屋顶	2.13	2016年8月
2	宝硕项目	河北省保定市满城县满城镇李堡村北独立第三方企业厂区内建筑物屋顶	3.03	2017年6月
3	沧州项目	河北省沧州市独立第三方企业内	1.21	2017年8月
4	隆德项目	河北省邢台市威县独立第三方企业内建筑物屋顶	9.82	2019年2月

资料来源：索比光伏网，浙商证券研究所

### 4.3. 产业链上下游协同，大力发展风光储氢

参股丰宁抽水蓄能开发，项目计划总装机3.60GW。公司参股投资建设河北丰宁抽水蓄能电站项目，持有河北丰宁抽水蓄能有限公司20%股份。电站设计总装机容量3.60GW，分两期开发，每期开发1.80GW，承担电力系统调峰、填谷等抽水蓄能功能。截至2021

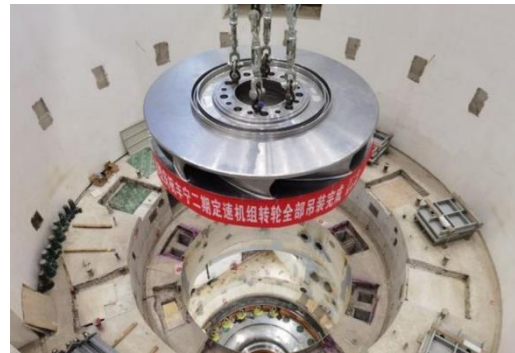
年底，河北丰宁抽水蓄能电站项目的上水库和下水库正式蓄水，1号、10号两台机组投产发电。2020年9月，公司向丰宁抽水蓄能同比例增资3.09亿元，继续支持公司项目建设。该抽水蓄能电站创造了四项世界第一，即：装机容量世界第一，储能能力世界第一，地下厂房规模世界第一，地下洞室群规模世界第一。

图 43：2021 年 12 月 31 日，丰宁抽水蓄能投产发电



资料来源：河北新闻网，浙商证券研究所

图 44：3 月 22 日上午，7 号机组转轮顺利吊装成功



资料来源：中国基建报，浙商证券研究所

**风电制氢先行者，前瞻规划风光氢基地。**公司作为投资建设主体，规划建设了沽源风电制氢项目，该项目为国内首个风电制氢工业应用项目。公司与德国 McPhy、Encon 等公司进行技术合作，在沽源县建设 200MW 容量风电场、10MW 电解水制氢系统以及氢气综合利用系统三部分，投资额 20.3 亿元，项目一期建成后，可实现年产纯度为 99.999% 的氢气 700.8 万立方米，项目规划总产量为 1752 万立方米。除沽源外，公司还规划了崇礼风光耦合制氢项目，其中沽源风电制氢示范项目已被列入张家口可再生能源示范区产业创新发展专项，崇礼风光耦合制氢项目技术开发已被列入河北省省级重点研发计划项目。

图 45：2020 年底，沽源项目完成设备安装



资料来源：沽源县融媒体中心，浙商证券研究所

## 5. 盈利预测

### 5.1. 盈利预测

#### 1、 新能源电力运营业务

公司新能源电力运营业务主要包括风电电力运营和光伏电力运营。

##### (1) 风电电力运营

公司为河北省领先的风电电力运营商。截至 2021 年底，公司风电控股装机容量达 5.67GW。随风电电力储备容量进入建设期，公司风电累计装机量有望持续增长，结合准备项目建设节奏，我们预测 2022-2024 年底公司风电累计控股装机容量分别达 6.12GW、7.00GW、8.50GW，考虑并网时点，我们预计 2022-2024 年公司有效装机容量分别为 5.90GW、6.56GW、7.75GW，根据往年平均值假设风电年平均利用小时数均为 2500h，对应发电量分别为 147.47 亿 kWh、164.05 亿 kWh、193.75 亿 kWh。由于 2022 年后风电建设新项目进入平价区间，公司上网电价有所下降，2022-2024 年风电上网电价分别为 0.462 元/kWh、0.457 元/kWh、0.450 元/kWh。成本方面，公司建造成本下降带来折旧下降，2022-2024 年度电营业成本为 0.180 元/kWh、0.178 元/kWh、0.176 元/kWh。

##### (2) 光伏电力运营

公司电力运营经验丰富，加大光伏业务开发力度。截至 2021 年底，公司光伏控股装机容量达 0.12GW，结合公司在手光伏项目建设进度，我们预测 2022-2024 年底公司分别实现光伏累计控股装机容量 0.22GW、0.52GW、1.12GW，考虑建设节奏，我们估计 2022-2024 年公司有效装机容量分别为 0.17GW、0.37GW、0.82GW，根据往年平均值假设光伏年平均利用小时数均为 1400h，对应发电量分别为 2.36 亿 kWh、5.16 亿 kWh、11.46 亿 kWh。随新项目进入平价区间，公司上网电价有所下降，2022-2024 年光伏上网电价分别为 0.63 元/kWh、0.52 元/kWh、0.47 元/kWh。成本方面，公司建造成本下降带来折旧下降，2022-2024 年度电营业成本为 0.221 元/kWh、0.184 元/kWh、0.164 元/kWh。

综上，预计 2022-2024 年公司新能源电力运营部分营收分别为 66.80 亿元、74.58 亿元、89.02 亿元，同比增速分别为 8.66%、11.65%、19.35%，毛利率分别为 61.09%、61.14%、61.23%。

#### 2、 天然气业务

公司天然气业务主要分为批发销售和零售销售。

##### (1) 批发销售

公司天然气批发销售模式为从上游进口气源，增加管输费和运费后销售给下游客户，中游企业赚取毛差。2021 年公司批发气量销售 20.81 亿立方米，由于批发业务稳定增长，我们预计 2022-2024 年公司批发气量均为 23.00 亿立方米，根据往年天然气均价假设采购价均为 2.15 元/立方米；由于公司赚取管输费，毛差维持稳定，2022-2024 年毛差均为 0.25 元/方，对应 2022-2024 年批发售气价为 2.40 元/立方米。

##### (2) LNG 接收站销售

公司积极推进唐山 LNG 接收站建设，2025 年项目建成后年接卸能力有望达 1000 万吨/年，2022 年底一期 500 万吨/年建成，2023 年有望释放部分接卸能力。我们预计 2022-2024 年公司 LNG 接收站接卸气量分别为 0 吨、150 万吨、300 万吨，对应 LNG 销

量分别为 0 立方米、20.63 亿立方米、41.25 亿立方米；由于 LNG 气源更为廉价，假设 2022-2024 年公司 LNG 采购气价为 1.95 元/立方米，售价与批发价维持一致为 2.40 元/立方米，扣除气化费和管输费后 2022-2024 年 LNG 接收站销售毛差为 0.45 元/立方米。

## (2) 零售销售

公司天然气零售销售即销售城市燃气，销售燃气给下游客户赚取毛差，2021 年公司零售气量销售 16.32 亿立方米。公司持续推进城燃管道建设，挖掘下游燃气用户市场，我们预计 2022-2024 年公司零售气量为 17.95 亿立方米、19.75 亿立方米、21.72 亿立方米；，根据往年天然气均价假设采购价均为 2.15 元/立方米，由于燃气行业发展成熟、燃气公司主要赚取上下游购气价差，假设公司毛差维持稳定，2022-2024 年毛差为 0.43 元/方；对应 2022-2024 年公司零售售价均为 2.71 元/立方米。

综上，预计 2022-2024 年公司天然气部分营收分别为 104.28 亿元、158.43 亿元、213.05 亿元，同比增速分别为 9.55%、51.93%、34.47%，毛利率分别为 9.01%、10.57%、11.95%。

## 3、燃气管道接驳业务

燃气管道接驳业务体量较小，增长率稳定。我们参照历史数据，假设 2022-2024 年燃气管道接驳业务营业收入为 2.22、2.33、2.45 亿元，毛利率维持稳定在 30%。

## 4、其他业务

其他业务主要系公司在天然气及风电领域的配套或延伸业务。由于该项业务体量偏小，部分仍在技术开发期，我们参照历史数据，假设 2022-2024 年其他业务营业收入维持在 1.10 亿元左右并以 5% 年增长率增长，毛利率取前几年均值，维持在 70.05%。

**表 11：新天绿能业务拆分表（单位：百万元、%）**

	2021A	2022E	2023E	2024E
营业总收入（百万元）	15985.27	17442.35	23652.53	30575.13
YOY（%）	27.77%	9.12%	35.60%	29.27%
营业成本（百万元）	11233.95	12276.72	17265.76	22417.36
毛利（百万元）	4751.32	5165.63	6386.77	8157.77
毛利率（%）	29.72%	29.62%	27.00%	26.68%
新能源电力运营				
营业总收入（百万元）	6147.65	6680.03	7458.42	8901.88
YOY（%）	38.29%	8.66%	11.65%	19.35%
营业成本（百万元）	2380.14	2599.43	2898.24	3450.75
毛利（百万元）	3767.51	4080.60	4560.18	5451.13
毛利率（%）	61.28%	61.09%	61.14%	61.24%
天然气				
营业总收入（百万元）	9519.27	10428.06	15843.14	21304.72
YOY（%）	21.62%	9.55%	51.93%	34.47%
营业成本（百万元）	8671.69	9488.35	14169.14	18758.31
毛利（百万元）	847.58	939.71	1674.00	2546.41
毛利率（%）	8.90%	9.01%	10.57%	11.95%
燃气管道接驳				
营业总收入（百万元）	211.21	221.77	232.86	244.50

YOY (%)	35.79%	5.00%	5.00%	5.00%
营业成本 (百万元)	150.03	155.24	163.00	171.15
毛利 (百万元)	61.18	66.53	69.86	73.35
毛利率 (%)	28.97%	30.00%	30.00%	30.00%
其他				
营业总收入 (百万元)	107.13	112.49	118.11	124.02
YOY (%)	29.65%	5.00%	5.00%	5.00%
营业成本 (百万元)	32.09	33.69	35.38	37.15
毛利 (百万元)	75.04	78.80	82.74	86.87
毛利率 (%)	70.05%	70.05%	70.05%	70.05%

资料来源: WIND, 浙商证券研究所

## 5.2. 估值与投资建议

公司为河北省领先的新能源电力运营商和天然气销售商。我们预计公司两大业务板块持续增长, 2022-2024 年归母净利润分别为 23.24、30.17、39.01 亿元, 对应 EPS 分别为 0.56、0.72、0.93 元/股。

我们选取龙源电力、三峡能源、节能风电为可比公司, 2022-2024 年同行业平均 PE 分别为 21、17、14 倍。由于公司背靠河北建投, 在手风场资源优质, 具备河北省资源获取区位优势; 且公司持续推进唐山 LNG 接收站建设, LNG 项目有望在 2023 年后放量, 2022-2024 年归母净利润预期复合增速达 29.56%, 较行业可比更高, 2022 年有望享受一定估值溢价。我们参照龙源电力给予公司 2022 年估值为 24 倍, 对应市值 562 亿元。

综上, 公司 2022 年目标市值达 562 亿元, 对应当前股价尚有 13% 上涨空间, 给予“增持”评级。

**表 12: 新天绿能可比公司估值表 (单位: 亿元、%)**

代码	简称	最新价 2022/4/22	归母净利润(亿元)				归母净利润增速 (%)				P/E			
			21A	22E	23E	24E	21A	22E	23E	24E	21A	22E	23E	24E
001289.SZ	龙源电力	22.57	64.0	78.0	92.2	113.4	29%	22%	18%	23%	30	24	21	17
600905.SH	三峡能源	5.56	56.3	77.1	96.1	-	56%	37%	25%	-	38	21	17	-
601016.SH	节能风电	4.20	7.7	13.1	16.1	20.1	24%	71%	23%	25%	24	16	13	10
	均值						36%	43%	22%	24%	30	21	17	14
600956.SH	新天绿能	12.02	21.6	23.2	30.2	39.0	46%	8%	30%	29%	23	21	16	13

资料来源: WIND, 浙商证券研究所

## 6. 风险提示

**项目建设进度不及预期:** 公司增长依赖于新电力项目建设投资以及天然气资产购入和建设。若公司唐山 LNG 项目及未来风光项目建设进度不及预期, 将影响公司增长水平。

**天然气价格波动:** 公司天然气业务盈利模式主要为赚取毛差; 如果天然气价格出现大幅波动, 上下游价格传导不顺畅, 将影响公司盈利水平。

**上网电价下滑:** 目前我国电价市场化改革已进入新阶段, 各地采用“基准价+上下浮动”标准定价, 如我国清洁能源发电量供过于求, 市场出现恶性竞争, 上网电价有所下滑, 将影响公司盈利水平。

**项目所在地新能源政策变动:** 公司新项目建设进度及收益率依赖所在地新能源装机量规划和政策鼓励状况, 如果项目所在地新能源政策变动趋严, 将影响公司项目推进进度和盈利水平。

**补贴发放不及预期:** 截至 2021 年底, 公司资产负债率达 66.96%, 流动比率 0.94、速动比率 0.93, 应收账款累计 66.57 亿元, 其中新能源补贴应收款达 61.02 亿元。如补贴发放不及时, 公司不能通过有效经营及融资获得稳健现金流, 可能会面临周转困难及偿债能力下降的流动性风险。

**表附录：三大报表预测值**

<b>资产负债表</b>					<b>利润表</b>				
单位: 百万元	2021	2022E	2023E	2024E	单位: 百万元	2021	2022E	2023E	2024E
<b>流动资产</b>	16006	17304	17285	17545	<b>营业收入</b>	15985	17442	23653	30575
现金	7648	15145	14251	13460	营业成本	11234	12277	17266	22417
交易性金融资产	0	0	0	0	营业税金及附加	54	54	72	97
应收账款	6657	476	1100	1997	营业费用	3	3	5	6
其它应收款	41	51	75	88	管理费用	675	698	946	1223
预付账款	162	246	345	406	研发费用	72	70	95	122
存货	214	128	207	310	财务费用	1216	1257	993	1021
其他	1283	1259	1307	1283	资产减值损失	29	35	47	61
<b>非流动资产</b>	55912	55469	61906	68413	公允价值变动损益	0	0	0	0
金额资产类	0	0	0	0	投资净收益	296	350	385	424
长期投资	3058	2612	2715	2795	其他经营收益	120	150	165	182
固定资产	32220	33235	35202	37824	<b>营业利润</b>	3118	3549	4779	6232
无形资产	2151	1999	1829	1661	营业外收支	10	54	46	15
在建工程	13630	12504	17203	20962	<b>利润总额</b>	3128	3604	4826	6247
其他	4853	5120	4957	5170	所得税	417	468	642	831
<b>资产总计</b>	71918	72774	79191	85958	<b>净利润</b>	2712	3135	4184	5416
<b>流动负债</b>	17062	15009	18722	21684	少数股东损益	551	811	1166	1515
短期借款	1978	1628	1609	1738	<b>归属母公司净利润</b>	2160	2324	3017	3901
应付款项	473	272	368	484	EBITDA	6490	7461	8854	10546
预收账款	779	0	0	0	EPS (最新摊薄)	0.39	0.56	0.72	0.93
其他	13832	13110	16746	19462	<b>主要财务比率</b>				
<b>非流动负债</b>	31092	31562	30988	30547		2021	2022E	2023E	2024E
长期借款	28706	28206	27706	27206	<b>成长能力</b>				
其他	2386	3357	3282	3342	营业收入	27.77%	9.12%	35.60%	29.27%
<b>负债合计</b>	48153	46571	49710	52231	营业利润	40.18%	13.84%	34.66%	30.40%
少数股东权益	4080	4891	6058	7573	归属母公司净利润	45.73%	7.58%	29.84%	29.27%
归属母公司股东权益	19684	21311	23423	26154	<b>获利能力</b>				
<b>负债和股东权益</b>	71918	72774	79191	85958	毛利率	29.72%	29.62%	27.00%	26.68%
					净利率	16.96%	17.97%	17.69%	17.71%
					ROE	10.68%	9.30%	10.84%	12.34%
					ROIC	7.02%	8.15%	9.61%	11.25%
					<b>偿债能力</b>				
					资产负债率	66.96%	63.99%	62.77%	60.76%
					净负债比率	72.47%	71.30%	66.53%	62.65%
					流动比率	0.94	1.15	0.92	0.81
					速动比率	0.93	1.14	0.91	0.79
					<b>营运能力</b>				
					总资产周转率	0.25	0.24	0.31	0.37
					应收账款周转率	2.77	4.87	27.93	18.40
					应付账款周转率	35.38	34.90	58.44	56.49
					<b>每股指标(元)</b>				
					每股收益	0.52	0.56	0.72	0.93
					每股经营现金	1.03	2.70	2.37	2.51
					每股净资产	4.70	5.09	5.59	6.25
					<b>估值比率</b>				
					P/E	22.87	21.26	16.37	12.67
					P/B	2.51	2.32	2.11	1.89
					EV/EBITDA	11.74	9.86	8.51	7.34

资料来源：浙商证券研究所



## 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%以上；
- 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，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、财务和特定需求。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本公司的交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。本公司没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理公司、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

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

## 浙商证券研究所

上海总部地址：杨高南路729号陆家嘴世纪金融广场1号楼25层

北京地址：北京市东城区朝阳门北大街8号富华大厦E座4层

深圳地址：广东省深圳市福田区广电金融中心33层

上海总部邮政编码：200127

上海总部电话：(8621)80108518

上海总部传真：(8621)80106010

浙商证券研究所：<https://www.stocke.com.cn>