

# 信用等级公告

联合〔2019〕2086号

联合资信评估有限公司通过对天津能源投资集团有限公司及其相关债券的信用状况进行跟踪分析和评估，确定维持天津能源投资集团有限公司主体长期信用等级为 AAA，维持“18 津能源 MTN001”信用等级为 AAA，评级展望为稳定。

特此公告

联合资信评估有限公司  
二〇一九年七月二十二日



## 天津能源投资集团有限公司跟踪评级报告

### 评级结果

本次主体长期信用等级: AAA

上次主体长期信用等级: AAA

债券简称	余额	到期兑付日	跟踪评级结果	上次评级结果
18 津能源 MTN001	8 亿元	2021/11/16	AAA	AAA

本次评级展望: 稳定

上次评级展望: 稳定

评级时间: 2019 年 7 月 22 日

### 财务数据

项目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 3 月
现金类资产(亿元)	92.59	93.52	105.65	111.84
资产总额(亿元)	559.42	562.99	570.19	550.99
所有者权益合计(亿元)	200.58	202.26	206.35	207.79
短期债务(亿元)	25.69	12.67	22.67	20.45
长期债务(亿元)	129.71	119.43	117.60	117.24
全部债务(亿元)	155.40	132.10	140.27	137.69
营业总收入(亿元)	147.51	161.14	170.36	62.57
利润总额(亿元)	6.31	6.61	6.99	1.88
EBITDA(亿元)	29.97	29.55	33.02	--
经营性净现金流(亿元)	19.25	40.33	20.56	-7.65
营业利润率(%)	14.94	11.73	9.87	5.75
净资产收益率(%)	1.55	-1.66	2.31	--
资产负债率(%)	64.14	64.07	63.81	62.29
全部债务资本化比率(%)	43.65	39.51	40.47	39.86
流动比率(%)	119.11	128.58	131.59	136.46
经营现金流动负债比(%)	13.09	29.14	15.37	--
全部债务/EBITDA(倍)	5.19	4.47	4.25	--
EBITDA 利息倍数(倍)	3.98	4.83	4.61	--

注: 1. 2016 年的财务数据为 2017 年审计报告的期初数; 2. 2019 年 1—3 月财务数据未经审计; 3. 长期应付款中融资租赁款已计入长期债务

分析师: 刘璐轩 李晨

邮箱: lianhe@lhratings.com

电话: 010-85679696

传真: 010-85679228

地址: 北京市朝阳区建国门外大街 2 号  
中国人保财险大厦 17 层 (100022)

网址: www.lhratings.com

### 评级观点

联合资信评估有限公司(以下简称“联合资信”)对天津能源投资集团有限公司(以下简称“公司”)的评级,反映了公司作为天津市能源产业投资建设与运营管理的统一主体,在资源获取与整合、规模、区域竞争力、产业链体系建设等方面具备的综合优势。跟踪期内,公司营业收入随着天然气销量和供热面积的增加有所增长,经营较为稳健。联合资信同时也关注到天津地区用电需求不足、燃气板块资源掌控程度不高、供热板块存在经营压力等因素对公司信用基本面带来的不利影响。

公司经营现金流入量对公司存续债券保障能力很强。

未来,公司将围绕电源、气源、热源、新能源等产业,通过扩大规模、市场开发、内部挖潜、产业链延伸、资产证券化等方式,做大做强“四源”产业,提高公司对区域能源产业控制力,公司整体竞争力有望进一步增强。

综合评估,联合资信确定维持天津能源投资集团有限公司的主体长期信用等级为AAA,并维持“18津能源MTN001”的信用等级为AAA,评级展望为稳定。

### 优势

1. 公司作为天津市能源产业投资建设与运营管理的统一主体,所获政府支持力度大,相关产业持续获得政府补贴。
2. 公司参控股电厂装机容量、燃气市场份额和供热面积在天津市占比很高,区域竞争优势明显。
3. 跟踪期内,受益于天然气销量和供热面积的扩大,公司营业收入有所增长。
4. 跟踪期内,公司债务负担保持适宜水平,债务压力不大。
5. 公司经营活动现金流入量对存续期中期票据保障能力很强。

### 关注

1. 区域用电需求不足和煤机补偿政策的结束对公司电力产业带来了一定的负面影响。
2. 公司供热板块能源保障要求高，社会负担重，且受制于定价机制和折旧、运营成本增加等因素，存在一定的经营压力。
3. 非经常性损益对公司利润影响较大，跟踪期内，参股电厂带来的投资收益有所下滑。

## 声 明

一、本报告引用的资料主要由天津能源投资集团有限公司（以下简称“该公司”）提供，联合资信评估有限公司（以下简称“联合资信”）对这些资料的真实性、准确性和完整性不作任何保证。

二、除因本次评级事项联合资信与该公司构成委托关系外，联合资信、评级人员与该公司不存在任何影响评级行为独立、客观、公正的关联关系。

三、联合资信与评级人员履行了实地调查和诚信义务，有充分理由保证所出具的评级报告遵循了真实、客观、公正的原则。

四、本报告的评级结论是联合资信依据合理的内部信用评级标准和程序做出的独立判断，未因该公司和其他任何组织或个人的不当影响改变评级意见。

五、本报告用于相关决策参考，并非是某种决策的结论、建议。

六、本次跟踪评级结果自本报告出具之日起至相应债项到期兑付日有效；根据后续跟踪评级的结论，在有效期内信用等级有可能发生变化。

## 天津能源投资集团有限公司跟踪评级报告

### 一、跟踪评级原因

根据有关法规要求，按照联合资信评估有限公司关于天津能源投资集团有限公司的跟踪评级安排进行本次跟踪评级。

### 二、主体概况

天津能源投资集团有限公司（以下简称“公司”或“天津能源集团”）系由天津市人民政府出资组建，成立于2013年5月30日，初始注册资本为50万元，天津市人民政府国有资产监督管理委员会（以下简称“天津市国资委”）根据天津市人民政府授权对公司履行出资人职责。根据天津市人民政府津政函〔2013〕49号《天津市人民政府关于组建天津能源投资集团有限公司的批复》和天津市国资委津国资企改字〔2013〕166号《市国资委关于组建天津能源投资集团有限公司的通知》的规定，原天津市国资委旗下的天津市津能投资公司和天津市燃气集团有限公司整体并入公司，成为公司全资子公司；同时，公司以资本公积99.995亿元转增注册资本，转增基准日为2013年6月21日，公司注册资本变更为100亿元。2017年4月1日，公司将资本公积4500万元转增实收资本，公司注册资本增至100.45亿元，由天津市国资委全资控股。截至2019年3月底，公司注册资本100.45亿元，实收资本100.45亿元。

公司为天津市能源产业投资建设与运营管理的统一主体，以电力、燃气、供热、新能源为主营业务，承担着保障天津市能源安全稳定供应和推动天津市能源结构调整优化的重任。

截至2018年底，公司纳入合并范围的子公司合计66家（其中全资子公司47家、控股子公司19家）。公司将所属投资企业划分为五大产业，并设置电力产业部、燃气产业部、供热产业部、新能源产业部和资本运营部（金融产

业部）对相关产业进行管理。同时，公司设置了12个业务保障部室，包括董事会办公室、经理办公室、人力资源部（党委组织部）、纪检监察室（审计部）、党群工作部（工会）、法规部、财务部、资金结算中心、综合计划部、资产部、安全环保部和信息中心，负责对业务部门提供支撑、为公司运营提供保障。

截至2018年底，公司（合并）资产总额570.19亿元，所有者权益206.35亿元（包含少数股东权益38.26亿元）；2018年公司实现营业收入170.36亿元，利润总额6.99亿元。

截至2019年3月底，公司（合并）资产总额550.99亿元，所有者权益207.79亿元（包含少数股东权益38.10亿元）；2019年1—3月公司实现营业收入62.57亿元，利润总额1.88亿元。

公司注册地址：天津市和平区马场道142号增1号；法定代表人：李庚生。

### 三、存续债券概况与募集资金使用情况

“18津能源MTN001”于2018年11月16日发行开始计息，期限3年，共募集资金8亿元，用于偿还金融机构借款。截至报告出具日，尚未到“18津能源MTN001”首次付息日，募集资金已按规定用途使用。

表1 公司存续债券概况（单位：亿元）

债项简称	发行金额	余额	起息日	到期兑付日
18津能源MTN001	8	8	2018/11/16	2021/11/16

资料来源：联合资信整理

### 四、宏观经济和政策环境

2018年，随着全球贸易保护主义抬头和部分发达国家货币政策趋紧，以及地缘政治紧张带来的不利影响，全球经济增长动力有所减

弱，复苏进程整体有所放缓，区域分化更加明显。在日益复杂的国际政治经济环境下，中国经济增长面临的下行压力有所加大。2018年，中国继续实施积极的财政政策和稳健中性的货币政策，经济运行仍保持在合理区间，经济结构继续优化，质量效益稳步提升。2018年，中国国内生产总值（GDP）90.0万亿元，同比实际增长6.6%，较2017年小幅回落0.2个百分点，实现了6.5%左右的预期目标，增速连续16个季度运行在6.4%~7.0%区间，经济运行的稳定性和韧性明显增强；西部地区经济增速持续引领全国，区域经济发展有所分化；物价水平温和上涨，居民消费价格指数（CPI）涨幅总体稳定，工业生产者出厂价格指数（PPI）与工业生产者购进价格指数（PIRM）涨幅均有回落；就业形势总体良好；固定资产投资增速略有回落，居民消费平稳较快增长，进出口增幅放缓。

积极的财政政策聚焦减税降费和推动地方政府债券发行，为经济稳定增长创造了良好条件。2018年，中国一般公共预算收入和支出分别为18.3万亿元和22.1万亿元，收入同比增幅（6.2%）低于支出同比增幅（8.7%），财政赤字3.8万亿元，较2017年同期（3.1万亿元）继续增加。财政收入保持平稳较快增长，财政支出对重点领域改革和实体经济发展的支持力度持续增强；继续通过大规模减税降费减轻企业负担，支持实体经济发展；推动地方政府债券发行，加强债务风险防范；进一步规范PPP模式发展，PPP项目落地率继续提高。稳健中性的货币政策加大逆周期调节力度，保持市场流动性合理充裕。2018年，央行合理安排货币政策工具搭配和操作节奏，加强前瞻性预调微调，市场利率呈小幅波动下行走势；M1、M2增速有所回落；社会融资规模增速继续下降，其中，人民币贷款仍是主要融资方式，且占全部社会融资规模增量的比重（81.4%）较2017年明显增加；人民币汇率有所回落，外汇储备规模小幅减少。

三大产业增加值同比增速均较上年有所回落，但整体保持平稳增长，产业结构继续改善。2018年，中国农业生产形势较为稳定；工业生产运行总体平稳，在深入推进供给侧结构性改革、推动产业转型升级的背景下，工业新动能发展显著加快，工业企业利润保持较快增长；服务业保持较快增长，新动能发展壮大，第三产业对GDP增长的贡献率（59.7%）较2017年（59.6%）略有上升，仍是拉动经济增长的主要力量。

固定资产投资增速略有回落。2018年，全国固定资产投资（不含农户）63.6万亿元，同比增长5.9%，增速较2017年下降1.3个百分点，主要受基础设施建设投资增速大幅下降影响。其中，民间投资（39.4万亿元）同比增长8.7%，增速较2017年（6.0%）有所增加，主要受益于2018年以来相关部门通过持续减税降费、简化行政许可与提高审批服务水平、降低企业融资成本等措施，并不断鼓励民间资本参与PPP项目、引导民间资本投资和制造业转型升级相结合等多种方式，使民间投资活力得到一定程度的释放。具体来看，全国房地产开发投资12.0万亿元，同比增长9.5%，增速较2017年（7.0%）加快2.5个百分点，全年呈现平稳走势；受金融强监管、地方政府性债务风险管控不断强化的影响，全国基础设施建设投资（不含电力、热力、燃气及水生产和供应业）14.5万亿元，同比增长3.8%，增速较2017年大幅下降15.2个百分点；制造业投资增速（9.5%）持续提高，主要受高技术制造业投资、制造业技术改造投资以及装备制造业投资的带动。

居民消费总量持续扩大，消费结构不断优化升级。2018年，全国社会消费品零售总额38.10万亿元，同比增长9.0%，增速较2017年回落1.2个百分点，扣除价格因素实际增长6.9%。2018年，全国居民人均可支配收入28228元，同比名义增长8.7%，扣除价格因素实际增长6.5%，增幅较2017年回落0.82个百

分点。具体来看，生活日常类消费如日用品类，粮油食品、饮料烟酒类，服装鞋帽、针、纺织品类消费仍保持较快增长；升级类消费品如家用电器和音像器材类、通讯器材类消费持续增长，汽车消费中中高端汽车及新能源汽车销量占比提高；旅游、文化、信息等服务类消费较快增长；网络销售继续保持高增长态势。

进出口增幅明显放缓，贸易顺差持续收窄。2018年，国际环境错综复杂，金融市场、大宗商品价格剧烈波动、全球贸易保护主义及单边主义盛行，国内长期积累的结构性矛盾不断凸显。2018年，中国货物贸易进出口总值30.5万亿元，同比增加9.7%，增速较2017年下降4.5个百分点。具体来看，出口和进口总值分别为16.4万亿元和14.1万亿元，同比增速分别为7.1%和12.9%，较2017年均有所下降。贸易顺差2.3万亿元，较2017年有所减少。从贸易方式来看，2018年，一般贸易进出口占中国进出口总额的比重（57.8%）较2017年提高1.4个百分点。从国别来看，2018年，中国对前三大贸易伙伴欧盟、美国和东盟进出口分别增长7.9%、5.7%和11.2%，对“一带一路”沿线国家合计进出口8.37万亿元，同比增长13.3%，中国与“一带一路”沿线国家的贸易合作潜力持续释放，成为拉动中国外贸增长的新动力。从产品结构来看，机电产品、传统劳动密集型产品仍为出口主力，进口方面仍以能源、原材料为主。

2019年一季度，受贸易保护主义倾向抬头和地缘政治等因素影响，全球经济增长动能继续减弱，经济复苏压力加大。在此背景下，中国积极的财政政策继续加力增效，稳健的货币政策加强逆周期调节，保证了市场流动性合理充裕。2019年一季度，中国经济展现出较强的韧性，延续了近年来平稳增长的态势，国内生产总值（GDP）21.3万亿元，同比实际增长6.4%，增速与上季度持平，较上年同期有所下降；物价水平温和上涨；PPI、PPIRM企稳回升；就业形势总体稳定。从三大产业来看，农

业生产略有放缓；工业生产总体平稳，工业企业利润增速有所回落；服务业增速也有所放缓，但仍是拉动GDP增长的主要力量。从三大需求来看，固定资产投资增速环比回升、同比有所回落。其中，房地产投资增速环比和同比均有所提高；基础设施建设投资增速企稳回升，但较上年同期仍明显回落；制造业投资增速环比明显下降，同比仍有所上升。居民消费环比有所回升，同比有所回落。进出口增速明显放缓。

展望2019年，国际贸易紧张局势或将持续升温、英国脱欧的不确定性增加、部分国家民族主义兴起及地缘政治等因素将进一步抑制世界经济复苏进程。在此背景下，中国将实施积极的财政政策和稳健的货币政策，通过合理扩大有效投资、推动消费稳定增长、促进外贸稳中提质为“稳增长”提供重要支撑，同时通过深化供给侧结构性改革和重点领域改革、培育壮大新动能、继续打好三大攻坚战等推动经济高质量发展，2019年中国经济运行仍将保持在合理区间。具体来看，固定资产投资增速有望持续企稳，其中，基础设施建设投资将发挥逆周期调节作用，基础设施补短板力度将有所加大，投资增速有望持续企稳回升；制造业中转型升级产业、高新技术制造业、装备制造业投资等将继续保持较快增速，为制造业投资增长提供重要支撑，但受当前企业利润增速有所放缓、出口不确定性较强等不利因素的影响，制造业投资仍有继续回落的可能；中国城镇化进程的持续以及2019年以来房地产市场的有所回温有利于房地产开发投资的增长，但房地产调控和房地产金融政策的基调没有发生变化，在“房住不炒”的定位下房地产投资增速将保持相对稳定。在一系列促消费以及个税改革政策的实施背景下，中国居民消费将持续扩容和升级，居民消费将保持平稳增长，但外部需求放缓及中美贸易摩擦可能会对国内就业和居民收入增长带来不利影响，对居民消费的增长可能会产生一定程度的抑制。外贸方

面，受全球经济增速放缓、地缘政治风险扰动等不利因素影响，外部需求或将持续弱化，出口增长受到制约，同时去产能、结构升级等也可能造成相关产品进口增速的下降，中国进出口增速仍大概率回落。总体来看，考虑到制造业投资增速以及进出口增速或将放缓，未来经济增速或将有所回落，预计 2019 年中国 GDP 增速在 6.3% 左右。

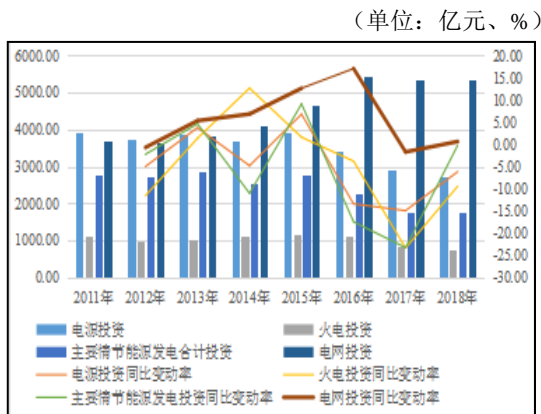
## 五、行业及区域经济环境

公司主营业务包括发电、燃气、供热、工程四个产业板块和其他业务，其中，公司收入和经营性利润主要来自电力、燃气和供热业务。

### （一）电力行业

#### 1. 行业概况

图 1 近年中国电源及电网投资情况



资料来源：中电联，联合资信整理

根据中电联统计数据<sup>1</sup>，近年来，中国电源基本建设投资呈现逐年下降趋势，同期，电网基本建设投资趋于稳定。2018 年中国电源基本建设投资合计完成 2721 亿元，同比下降 6.17%。其中火电完成投资 777 亿元，同比下降 9.44%；水电完成投资 674 亿元，同比增长 8.36%；核电完成投资 437 亿元，同比下降 3.74%。同期，中国电网基本建设投资合计完成 5373 亿元，同比增长 0.64%。2018 年，中国电源及电网投资规模

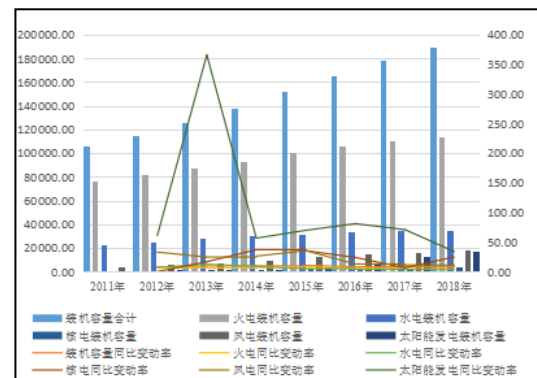
<sup>1</sup> 根据中电联披露统计数据，以历年统计报告中期初数据追溯调整上年度期末数据。

均有所缩减，火电装机投资下降快。

截至 2018 年底，中国全口径发电设备装机容量 19.00 亿千瓦，同比增长 6.47%。其中火电装机 11.44 亿千瓦，同比增长 3.02%；可再生能源发电装机达到 7.11 亿千瓦，同比增长 11.43%，其中包括水电装机 3.52 亿千瓦（2018 年新增装机约 854 万千瓦，主要集中在云南、四川和广东）、风电装机 1.84 亿千瓦（2018 年新增装机约 2059 万千瓦）、太阳能发电装机 1.75 亿千瓦，分别同比增长 2.47%、12.35% 和 33.90%。截至 2018 年底，中国可再生能源发电装机约占全部电力装机的比重提升至 37.44%，同比上升 1.67 个百分点。整体看，中国电力装机规模持续增长，增速较前期有所下降，同时清洁能源替代作用日益突显。

图 2 近年中国发电装机容量变动情况

(单位: 万千瓦、%)



资料来源：中电联，联合资信整理

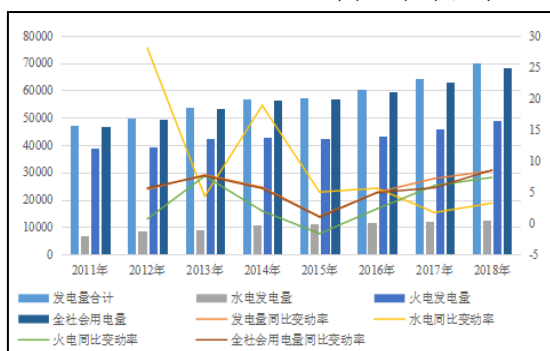
近年来，伴随宏观经济向好、各行业用电需求提升，中国全口径发电设备发电量呈回升趋势。2018 年，中国全口径发电设备发电量 69940 亿千瓦时，同比增长 8.39%，6000 千瓦及以上电厂发电设备利用小时 3862 小时，同比增长 72 小时。其中火电发电量 49231 亿千瓦时，同比增长 7.31%，利用小时数 4361 小时，同比增长 142 小时；同期，中国可再生能源发电量 17764 亿千瓦时，同比增长 9.85%；可再生能源发电量占全部发电量的 25.40%，同比上升 0.34 个百分点。其中，全国水电发电量 12329 亿千瓦时，同比增长 3.20%；平均利用小时数为 3613 小时，同



比增长16小时；2018年，全国水电弃水量691亿千瓦时，在来水好于2017年的情况下，全国平均水能利用率达到95%左右。2018年，全国风电发电量3660亿千瓦时，同比增长20.16%；平均利用小时数2095小时，同比增加146小时，其中华北、西北、东北地区风电设备利用小时分别同比提高102小时、215小时和236小时；2018年，全国风电弃风电量277亿千瓦时，同比减少142亿千瓦时，平均弃风率7%，同比下降5个百分点，继续实现弃风电量和弃风率“双降”；弃风率超过10%的区域分别是新疆（弃风率23%）、甘肃（弃风率19%）以及内蒙古（弃风率10%），三省（区）弃风电量合计233亿千瓦时，占全国弃风电量的84%。2018年，全国太阳能发电量1775亿千瓦时，同比增长50.68%；平均利用小时1212小时，同比提升7个小时，其中西北、东北地区太阳能发电设备利用小时分别提高66小时和65小时；同期，全国弃光电量54.9亿千瓦时，同比减少18亿千瓦时，平均弃光率3%，同比下降2.8个百分点，实现弃光电量和弃光率“双降”。

图3 中国发电量、用电量及增幅情况

（单位：亿千瓦时、%）



资料来源：中电联，联合资信整理

近年来，中国全社会用电量保持增长，且增速逐年提升。2018年全社会用电量68449亿千瓦时，同比增长8.49%。分产业看，第一产业用电量728亿千瓦时，同比增长9.80%；第二产业用电量47235亿千瓦时，同比增长7.17%；第三产业用电量10801亿千瓦时，同比增长12.75%；城乡居民生活用电量9685亿千瓦时，同比增长

10.35%。整体看，2018年全社会用电量保持快速增长，一是由于宏观经济运行总体稳中有进，工业生产总体平稳，企业效益改善，为用电量增长提供了最主要支撑，尤其在高技术及装备制造业用电快速增长、高载能行业增速逐季上升、消费品制造业平稳较快增长的支撑下，第二产业用电量实现较快增长，成为拉动全社会用电量增长的最主要动力。二是由于服务业保持较快增长，新技术新产业新业态新模式等新动能不断壮大，市场活力持续迸发，以及国内消费保持平稳较快增长，拉动服务业用电保持快速增长势头。三是由于天气因素以及居民消费升级共同拉动影响，随着国家城镇化率和居民生活电气化水平持续提高，天气因素对用电负荷和用电量的影响愈发明显，年初的寒潮和夏季“高温时间长、范围广、强度强”的气候特征带动城乡居民生活用电量快速增长。

整体看，2018年伴随全社会用电量较快增长以及电力消费结构持续优化，中国电力生产延续绿色低碳发展成效初步显现。主要表现为发电装机绿色转型持续推进，非化石能源发电量快速增长；各类电源结构设备利用小时均同比提高，弃风弃光问题得到进一步改善；电网投资比重提高，跨区跨省送电量快速增长等。

## 2. 行业关注

### 煤炭价格上涨及供暖期储量紧张

燃煤作为火电行业的主要原料，其采购及运输成本是火电企业生产经营支出的主要组成部分，因此煤炭市场的景气程度对行业的盈利能力影响显著。

受煤炭去产能政策的逐步推动以及煤炭下游需求2016年下半年有所回暖影响，煤炭行情于2016年下半年大幅复苏，截至2016年11月7日，秦皇岛港动力煤（Q5500k）现货成交均价（平仓交货）达到最高点700元/吨。2017年至今，秦皇岛港动力煤（Q5500k）现货成交均价（平仓交货）始终保持在550元/吨至700元/吨之间高位震荡。特别是进入冬季供暖季后，

受天气、运输、节日等多方面因素影响，煤炭市场供不应求，导致煤炭价格居高不下，部分煤电企业煤炭库存下降快，易引发保供问题。目前，煤炭行业供给侧结构性改革已经渡过了大规模产能清退阶段，后续行业整合将更加深入，但对于行业产能去化潜力已有限。按火电企业的一般业务周期特征，每年 7-8 月是动力煤的需求旺季，9 月后将迎来冬储煤的需求，而截至 2018 年 10 月底，沿海 6 大发电集团煤炭库存已经达到了 1623.26 万吨，为 2014 年以来最高点，且沿海电厂持续高库存、低日耗状态运行，对煤价支撑力度有限。整体看，2018 年动力煤价格保持高位震荡，截至 2019 年 4 月 8 日秦皇岛港 5500 大卡煤主流平仓价 623 元/吨。

中国电力供需结构变化较大，峰谷差快速加大，大中型城市最大峰谷差占用电最大负荷的比重接近 50%，一般省份也接近 40%；随着清洁能源发电比例不断提高，煤电受季节、极端天气的影响越来越大，调峰压力也在加大。与此同时，近年来煤炭生产重心加速向晋陕蒙宁地区转移，区域间煤炭调拨规模扩大，季节性短时煤炭需求波动与煤矿生产、铁路运输均衡性的矛盾越来越突出。

整体看，动力煤价格的持续、快速回升，明显加剧电力企业的经营压力。

#### 光伏电价下调

近年来，国家连年出台相关政策优化可再生能源结构，并不断下调上网电价以倒逼电力企业降低生产成本、推进补贴退坡。

2017 年 12 月 22 日，国家发改委发布《2018 年光伏发电项目价格政策的通知》，明确“自 2019 年起，纳入财政补贴年度规模管理的光伏发电项目全部按投运时间执行对应的标杆电价”。2018 年 5 月 31 日，国家发展改革委、财政部和国家能源局发布《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》，规定自发文之日起，新投运的光伏电站标杆上网电价每千瓦时统一降低 0.05 元，即 I 类、II 类、III 类资源区标杆上网电

价分别调整为每千瓦时 0.50 元、0.60 元、0.70 元（含税）；新投运的、采用“自发自用、余电上网”模式的分布式光伏发电项目，全电量度电补贴标准降低 0.05 元，即补贴标准调整为每千瓦时 0.32 元（含税）；采用“全额上网”模式的分布式光伏发电项目按所在资源区光伏电站价格执行；但符合国家政策的村级光伏扶贫电站（0.5 兆瓦及以下）标杆电价保持不变。

#### 可再生能源补贴退坡

中国促进可再生能源产业发展主要是采取“标杆电价+财政补贴”的方式，补贴资金来源于可再生能源电价附加。目前可再生能源电价附加征收标准为 1.9 分钱/千瓦时，随电费收取。但是随着装机规模的不断增长，补贴资金缺口持续扩大，目前已超过 1100 亿元。此外，电力企业需先进入可再生能源补贴名录后，才能获得相应电量补贴，由于补贴名录审批流程复杂、时间长，导致补贴落实周期长，一定程度上影响电力企业现金流。2018 年 6 月 15 日，财政部、国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第七批）的通知》，由于纳入补贴名录的电站规模大幅增长，预计补贴缺口可能进一步扩大。

一方面补贴缺口持续扩张将给国家带来严重负担，另一方面清洁能源电站建设成本伴随技术水平提升而快速下降，受此影响，可再生能源补贴退坡趋势逐步明确化。2019 年 1 月，国家发展改革委和能源局发布《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》，指出在资源优良、建设成本低、投资和市场条件好的地区，已基本具备与燃煤标杆上网电价平价（不需要国家补贴）的条件。为促进可再生能源高质量发展，提高风电、光伏发电的市场竞争力，该通知中明确提出了推进风电、光伏发电无补贴平价上网的有关要求和政策支持措施。此外，对于需要国家补贴的光伏发电项目，除国家政策特殊支持的项目外，原

则上均应采取市场化竞争方式确定建设项目和补贴标准。

### 限电问题

近年来，发电机组装机容量持续增长，但受限于下游用电需求波动及电网建设尚不完善，部分发电企业机组经营效率受到限制。对此，国家陆续出台相关政策，以平衡可再生能源发电量，保障其机组利用水平。2017年11月和2018年12月，国家发改委、国家能源局相继发布《解决弃水弃风弃光问题实施方案》和《清洁能源消纳行动计划（2018—2020年）》，积极采取措施加大力度消纳可再生能源，特别是国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司等采取多种技术和运行管理措施，不断提升系统调节能力，优化调度运行，使可再生能源利用率显著提升，弃水、弃风、弃光状况明显缓解。

2018年，全国全年弃水电量约691亿千瓦时，在来水好于2017年的情况下，全国平均水能利用率达到95%左右。全国全年弃风电量277亿千瓦时，平均弃风率7%，同比下降5个百分点；大部分弃风限电严重地区的形势进一步好转，其中吉林、甘肃弃风率下降超过14个百分点，内蒙古、辽宁、黑龙江、新疆弃风率下降超过5个百分点；弃风主要集中在新疆、甘肃、内蒙古，弃风率分别为23%、19%和10%。2018年，全国全年弃光电量54.9亿千瓦时，同比减少18亿千瓦时，平均弃光率3%，同比下降2.8个百分点；弃光主要集中在新疆和甘肃，弃光率分别为16%和10%，同比分别下降6个百分点和10个百分点。整体看，2018年全国发电机组限电率明显下降。

### 3. 行业展望

根据中电联发布《2018—2019年度全国电力供需形势分析预测报告》，综合考虑国际国内形势、产业运行和地方发展以及2018年高基数等影响，预计2019年全社会用电量增速将平稳回落，在平水年、没有大范围极端气温影响

的情况下，预计全年全社会用电量增长5.5%左右。同时，预计2019年新能源发电装机将持续增加；第三产业和居民生活用电比重持续提高，将拉大系统峰谷差，导致时段性系统调峰能力不足；此外，由于电煤价格高位运行，发电用煤维持地区性、季节性供需偏紧格局。在多重因素叠加、交互影响下，预计全年全国电力供需总体平衡，局部地区高峰时段电力供需偏紧。

结合上述电力供需分析及预测，未来电力行业建设将主要围绕以下五方面展开：

（1）坚持落实发展战略规划，深入推进电力生产和消费革命。包括及时调整电力发展节奏和规划目标，积极开展电力发展战略规划专项研究，统筹确定能源消费总量及各地区、各子行业发展目标，做好各战略目标与规划目标衔接；深化中长期电网网架规划研究，推动电网与互联网深度融合，着力构建面向未来的以电网为中心的能源互联网等。

（2）坚持深化供给侧结构性改革，提高清洁高效电力供给能力。包括多措并举实现清洁能源消纳目标，统筹可再生能源配额制、绿色电力证书和碳排放交易等机制，打破省间壁垒，推进跨省区发电权置换交易；着力提升电网调节能力，完善调峰辅助服务补偿机制，提高机组改造积极性，全面推动煤电灵活性改造和运行等。

2018年12月，国家发改委和能源局联合印发《清洁能源消纳行动计划（2018—2020）》，明确指出要优化电源布局、合理控制电源开发节奏；加快电力市场化改革，发挥市场调节功能；加强宏观政策引导，形成有利于清洁能源消纳的体制机制等。同时，特别指出要确保全国平均风电利用率逐步提高，弃风率控制在合理水平。

（3）坚持推进电力市场化改革，提高电力消费服务水平。包括着力推动增量配电业务改革试点项目落地；推动建立市场化的电价传导机制，鼓励电力用户和发电企业自主协商，推行“基准电价+浮动机制”，签订电力市场化交

易合同，形成煤价、电价和终端产品价格联动的顺畅传导机制；加大电能替代力度，完善峰谷分时电价机制，以及居民阶梯电价等相关政策，持续扩大电力消费市场，不断提高电力占终端能源消费比重，全力推进再电气化进程等。

2018年，全国电力市场交易电量（含发电权交易电量、不含抽水蓄能低谷抽水交易电量等特殊交易电量）合计20654亿千瓦时，同比增长26.5%，市场交易电量占全社会用电量比重为30.2%，同比提高4.3个百分点，市场交易电量占电网企业销售电量比重为37.1%。其中，省内市场交易电量合计16885亿千瓦时，占全国市场交易电量的81.8%，省间（含跨区）市场交易电量合计3471亿千瓦时，占全国市场交易电量的16.8%，南方电网、蒙西电网区域发电权交易电量合计298.2亿千瓦时。

（4）坚持防范市场风险，化解电力企业经营困境。包括加强煤电运三方中长期合同有效监管，进一步规范煤电定价机制，以电煤价格指数为依据，引导市场合理预期，控制电煤价格在合理区间，缓解煤电企业经营困境；加快可再生能源补贴目录公布和补贴资金发放，尽快解决巨额拖欠问题，缓解企业经营和资金压力；建立科学合理的电价形成机制，统筹考虑电力企业维护社会稳定和支撑经济发展的重要作用，降低政策性亏损风险，增强企业可持续发展能力等。

（5）牢固树立安全观念，全力保障能源电力安全。重点强化安全体系建设、保障电煤供给、科学控制电煤价格、促进上下游协调发展。

## （二）天然气行业

### 1. 行业概况

天然气作为一种热值高、燃烧稳定、清洁环保的优势能源，全球资源储量丰富。目前天然气与石油、煤炭共同构成一次能源的三大支柱，由于天然气在燃烧过程中产生的影响人类呼吸系统健康的物质极少，产生的二氧化碳仅为煤的40%左右，产生的二氧化硫也很少，燃

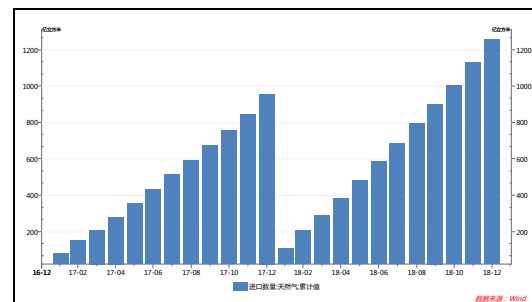
烧后无废渣、废水产生，相较于煤炭、石油等能源具有使用安全、热值高、洁净等优势，已成为未来发展核心能源之一。

### 行业上下游

天然气行业分为上游生产、中游输送及下游分销三个环节。上游生产主要包括天然气开采、净化，以及进一步进行压缩或液化加工。由于天然气属于重要的资源，目前中国天然气生产由中国石油天然气集团公司（以下简称“中石油”）、中国石油化工集团公司（以下简称“中石化”）和中国海洋石油集团公司（以下简称“中海油”）等大型天然气勘探企业垄断，行业壁垒非常高；中游输送主要为天然气储运、输配，包括天然气的干线、中长线管道输送、储存与调峰，以及液化天然气的运输、接收、储存和气化，体现出一定的垄断性和区域专属性，对地方政府和资源存在一定的依赖性，主要为中石油、中石化、中海油和地方燃气公司控制。下游分销主要由各城市燃气公司运营，市场化程度在天然气产业链中相对要高。

### 供需格局

图4 天然气进口量情况



资料来源: Wind

天然气供给方面，2018年中国天然气产量1610.2亿立方米，同比增长7.5%；液化天然气产量900.2万吨，同比减少0.9%。2008年以来，在清洁取暖、煤改气等政策下，中国不断扩大天然气使用范围，天然气供给远不及消费，2018年进口天然气1256.81亿立方米，同比增长31.54%，对外依存度44.36%，中国已超过日本成为全球最大天然气进口国，其中LNG进口量占59%，管道气占41%；进口天然气是天然气

供应增长的主要来源。

天然气消费方面，受近年来居民、采暖和工业煤改气工程推进明显加快和国家战略储气库的逐步建设影响，2018年全国天然气消费量保持高速增长，全年天然气消费量约为2766亿立方米左右，同比增长16.60%，消费需求继续高速增长，2018年第一季度和第四季度因城市燃气需求大增，增量创下十年新高。同时，由于工业、发电和化工等非居民用气增加，以及上年底煤改气工程完工通气，二季度天然气消费量约为618亿立方米，同比增加115亿立方米，三季度天然气消费量为629亿立方米，增加94亿立方米，2018年全年天然气资源仍呈现偏紧状态。

2018年天然气消费结构中，城市燃气和工业燃料占比接近70%，剩余为发电和化工消费。具体分行业来看，城市燃气量约为900亿立方米，同比增加16.2%，主要由于天然气基础设施完善、城市用户增长和环保政策性调整等原因。工业燃料用气增长至911亿立方米，增幅20%，主要是由于国家加强配气价格监管，降低下游用户用气成本，且煤炭、燃料油价格处于高位，导致天然气经济性相对提升，从而拉动工业用气快速增长。发电用气大幅增加，全年615亿立方米，增幅23.4%，主要受环保因素、电厂用电负荷增加、社会用电量增速加快的影响。其中，江苏、浙江等地存量电厂用气负荷显著提升，广东下调天然气发电上网电价，上海、江苏等地实施两部制电价，推行天然气价格和上网电价联动机制，短期内将抑制燃气电厂发电积极性。化工用气量受资源和调控等影响，较上年小幅下降，年度用气量250亿立方米，降幅为5.1%。

### 配套基建

储气库方面，截至2018年底，中国累计建成26座地下储气库，调峰能力达130亿立方米。2018年中国已建储气库达容扩容稳步推进，国内第一座民营储气库—港华燃气金坛储气库一期投产，中国石油顾辛庄储气库投运，中国石

化文23储气库初步完工。

管道铺设方面，截至2018年底中国天然气管道在建项目和已完工项目使得天然气管道总里程已达7.6万千米。其中，潜江—韶关、中俄东线天然气管道已部分完工，全年建成跨省干线管道1540千米；蒙西管道一期、鄂安沧输气管道一期、中缅管道支干线楚雄至攀枝花天然气管道投产。此外，南川水江—涪陵白涛国家重点天然气管道工程开工建设，计划2019年10月投运，建成后将有利于涪陵页岩气外输。区域管网建设持续推进，广东天然气管网粤东、粤西、粤北三地6个主干管网项目动工，计划2020年底建成。

LNG接收站方面，截至2018年底，中国LNG接收站总接卸能力达6695万吨/年。中国在建LNG接收站7座，一期接收能力为1620万吨/年。另外，唐山、青岛、如东等LNG接收站开启扩建工程，投产后接收能力将显著提升。三大石油公司主导着国内LNG接收站的投资和建设，其中以中海油所占份额最大。中海油目前在全国拥有10座LNG接收站，居全国首位。2018年8月，中国首个民营大型LNG接收站——新奥舟山LNG接收及加注站一期工程正式建成，实现开始调试和试运营。

## 2. 行业政策

2018年以来主管部门已制定多项促进天然气发展的政策规划，主要涉及天然气价格、配套基建方面。

2018年4月26日，发改委及能源局联合发布《关于加快储气设施建设和完善储气调峰辅助服务市场机制的意见》，指出要构建以地下储气库和沿海LNG接收站储气为主的多层次储气调峰系统。计划到2020年，储气企业要拥有不低于合同年销售量10%的储气能力；城镇燃气企业要形成不低于年用气量5%的储气能力；县级以上地方人民政府至少要形成不低于保障本行政区域日均3天需求量的储气能力。

2018年5月国家发改委发布《关于理顺居民用气门站价格的通知》，决定理顺居民用气门站价格，建立反映供求变化的弹性价格机制，将居民用气由最高门站价格管理改为基准门站价格管理，供需双方可以基准门站价格为基础，价格水平按非居民用气基准门站价格水平安排，在上浮20%、下浮不限的范围内协商确定具体门站价格，实现与非居民用气价格机制衔接。2018年7月北京市按照居民生活用气上下游价格联动机制，将北京市居民管道天然气销售价格上调0.35元/立方米。

2018年9月5日国务院发布《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》，指出要强化天然气基础设施建设与互联互通，加快天然气管道、LNG接收站等项目建设，集中开展管道互联互通重大工程，加快推动纳入环渤海地区LNG储运体系实施方案的各项目落地实施；构建多层次储备体系。

总体来看，在国内环保政策始终偏紧及“煤改气”转型持续进行的情况下，未来中国天然气需求将持续高速增长，并呈现“淡季不淡、旺季更旺”的季节性特点；而在供气方面，由于中国天然气进口依存度较高，故中国天然气供需偏紧的格局仍难以得到改善；随着配套设施的建设推进，未来中国储气调峰能力稳步提升，季节性供需矛盾将持续得到缓解。

### 3. 天然气价格

天然气价格分为城市门站价格和销售价格。门站价格实行政府指导价，供需双方可以国家规定的出厂基准价为基础，在规定的浮动幅度内协商确定具体结算价格；城市燃气销售价格由省级价格行政主管部门制定。

为理顺天然气定价机制，国家发改委于2012年10月出台《天然气利用政策》，明确提出建立并完善天然气上下游价格联动机制。2013年6月，国家发改委发布《国家发展改革委关于调整天然气价格的通知》，自2013年7月起，调整非居民用天然气门站价格，居民天

然气价格不作调整；此次非居民用天然气价格调整，将天然气分为存量气（2012年实际使用气量）和增量气（2013年超出2012年实际使用气量的部分），各省份门站价格按存量气和增量气区别定价；对门站价格（出厂价+管道运输价）执行政府指导价。2014年8月国家发改委出台了《关于调整非居民用存量天然气价格的通知发改价格》（〔2014〕1835号），这次非居民用存量气价格调整是分步理顺存量天然气价格的第二步。2015年2月，国家发改委发布《关于理顺非居民用天然气价格的通知》，按照现行天然气价格机制，增量气最高门站价格每立方米降低0.44元，存量气最高门站价格每立方米提高0.4元，实现存量气与增量气的价格并轨，理顺非居民用天然气价格；放开天然气直供用户（化肥企业除外）用气门站价格，由供需双方协商定价，进行市场化改革试点。2015年11月，国家发展改革委发布了《关于降低非居民用天然气门站价格并进一步推进价格市场化改革的通知》，决定非居民用气最高门站价格每千立方米降低700元。

2017年5月21日，中共中央、国务院印发了《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》，明确提出：推进非居民用气价格市场化，进一步完善居民用气定价机制。2017年6月，国家发改委印发了《关于加强配气价格监管的指导意见》，指出：配气价格按照“准许成本加合理收益”的原则制定，准许成本引入标杆成本，激励燃气公司降本增效，准许收益率为税后全投资收益率，按不超过7%确定。随着中国天然气进口量增加，低价气对国内现有气价格形成较大冲击。市场化改革的推进有助于理顺国内天然气价格体系。2017年11月10日，发改委颁布《关于全面深化价格机制改革的意见》，明确提出：深化非居民用天然气价格市场化改革，适时放开气源价格和销售价格，完善居民用气价格机制。2018年5月25日，国家发改委发布《关于理顺居民用气门站价格的通知》，并将于2018年6月10日实施。从长

期来看，该通知从以下两个方面利好天然气行业的发展，理顺居民用气门站价格，建立反映供求变化的弹性价格机制推行季节性差价政策，鼓励市场化交易。

整体来看，中国天然气定价机制不断完善，

未来随着天然气价格改革的持续推进；城市门站的价格形成机制及价格的变化会使下游分销商面临采购成本上涨的风险，当下游需求偏弱时，公司存在成本上涨无法完全通过售价传导的风险。

表 2 近年来相关行业政策汇总

发布时间	部门	相关政策	政策描述及影响
2014.01	国家能源局	《2014 年能源工作指导意见》	以大气污染防治为契机，加快淘汰能源行业落后产能，着力降低煤炭消费比重，提高天然气和非化石能源比重；降低煤炭消费比重；有序实施“煤改气”；提高天然气供气保障能力；
2014.04	国家发改委	《关于建立保障天然气稳定供应长效机制若干意见的通知》	2020 年天然气供应能力达到 4000 亿立方米，力争达到 4200 亿立方米。推进“煤改气”工程到 2020 年累计满足用气需求 1120 亿立方米。
2014.06	国务院办公厅	《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》	提出到 2020 年，基本形成统一开放竞争有序的现代能源市场体系，天然气在一次能源比例中不低于 10%。实施气化城市民生工程，城镇居民基本用上天然气。稳步发展天然气交通运输，适度发展天然气发电。加快天然气管网和储气设施建设，天然气主干管道里程达到 12 万公里以上。扩大天然气进口规模。
2014.08	国家发改委	《2014 年关于调整非居民用存量天然气价格的通知》	自 2014 年 9 月 1 日起非居民用存量气最高门站价格每千立方米提高 400 元；对出租车行业，由地方政府采取发放临时补贴等措施，缓解气价调整对出租车行业的影响；对城市公交和农村道路客运，继续按现行补贴政策执行。对供热企业，地方政府可给予适当补贴
2015.02	国家发改委	《关于理顺非居民用天然气价格的通知》	气价并轨；放开直供用户门站价格，由供需双方协商定价。
2015.08	全国人大常委会	《大气污染防治法》	调整能源结构，推广清洁能源的生产和使用
2015.11	国家发改委	《关于降低非居民用天然气门站价格并进一步推进价格市场化改革的通知》	自 2015 年 11 月 20 日起，非居民用气最高门站价格每立方米下调 0.7 元；推出新的价格形成机制，将现行的最高门站价格管理改为基准门站价格管理，降低后的门站价格作为基准门站价格，供需双方可在上浮 20%，下浮不限的范围内协商定价。
2016.10	国家发改委	《天然气管道运输价格管理办法（试行）》	明确了改革管输的计价方式、管道运输应按照“准许成本加合理收益”原则制定、大力推进信息公开，以构建公开透明的定价机制等内容。
2017.1	国家发改委、能源局	《天然气发展“十三五”规划》	规划提出以下重点任务：一是加强勘探开发增加国内资源供给；二是加快天然气管网建设；三是加快储气设施建设提高调峰储备能力；四是培育天然气市场和促进高效利用。
2017.5	中共中央、国务院	《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》	推进非居民用气价格市场化，进一步完善居民用气定价机制。依法合规加快油气交易平台建设，鼓励符合资质的市场主体参与交易，通过市场竞争形成价格。加强管道运输成本和价格监管，按照准许成本加合理收益原则，科学制定管道运输价格。
2017.6	国家发改委	《关于加强配气价格监管的指导意见》	一是坚持目标导向。《指导意见》按照“管住中间，放开两头”的改革目标，明确要求各地在理清供气环节的基础上，核定独立的配气价格，并切实加强监管。二是坚持问题导向。《指导意见》针对目前配气价格管理方面存在的突出问题，理清路子、开好方子，注重通过制度建设构建配气价格监管长效机制。三是坚持因地制宜。《指导意见》在设定总体原则和框架的前提下，正视各地天然气市场发育程度、承受能力等差异较大的现实情况，允许各地结合实际，因地制宜，确定配气价格监管的具体指标参数。
2017.11	国家发改委	《关于全面深化价格机制改革的意见》	深化非居民用天然气价格市场化改革，适时放开气源价格和销售价格，完善居民用气价格机制，加快上海、重庆天然气交易中心建设。
2018.5	国家发改委	《关于理顺居民用气门站价格的通知》	将居民用气由最高门站价格管理改为基准门站价格管理，价格水平按非居民用气基准门站价格水平（增值税税率 10%）安排，各省（区、市）基准门站价格见附件。供需双方可以基准门站价格为基础，在上浮 20%、下浮不限的范围内协商确定具体门站价格，实现与非居民用气价格机制衔接。居民用气门站价格理顺后，终端销售价格由地方政府综合考虑居民承受能力、燃气企业经营状况和当地财政状况等因素，自主决策具体调整幅度、调整时间等，调价前须按规定履行相关程序。

资料来源：联合资信整理

#### 4. 未来发展

根据中国《能源发展十三五规划》、《天然气发展十三五规划》及《中国油气产业发展分析与展望报告蓝皮书（2017—2018）》等发展指引，天然气首次被确立为中国新一代的主体能源之一，并期望到2020年天然气在中国一次能源消费结构中的占比力争达到10%，到2030年力争将天然气在中国一次能源消费中的占比提高到15%。预计2040年前天然气的消费比重将超越石油成为中国第二大主体能源。2017年12月5日，中央十部委共同印发《北方地区冬季清洁取暖规划（2017—2020年）》，要求，到2019年，中国北方地区清洁取暖率要达到50%，替代散烧煤（含低效小锅炉用煤）7400万吨。到2021年，北方地区清洁取暖率达到70%，替代散烧煤（含低效小锅炉用煤）1.5亿吨。这意味着清洁能源取暖的推广、乡镇“气代煤”的推进将会在更长时间、更广阔的地域内得以贯彻落实，为天然气在中国的广泛利用提供强劲的政策保障。

总体看，天然气市场供需的持续快速增长将进一步推动天然气管网、储运、调峰、接收站等基础设施的建设，加速推动天然气体制和价格改革。长远来看，中国能源转型是比摆脱对煤炭消费的过度依赖、跨越石油时代，实现真正的绿色低碳的可持续发展。

#### （三）区域经济

天津市是中国四个直辖市之一，是北方重要的经济中心，具有较强的经济实力和良好的发展前景。

根据《2018年天津市国民经济和社会发展统计公报》数据显示，2018年，全市生产总值（GDP）18809.64亿元，比上年增长3.6%。其中，第一产业增加值172.71亿元，增长0.1%；第二产业增加值7609.81亿元，增长1.0%；第三产业增加值11027.12亿元，增长5.9%。三次产业结构为0.9:40.5:58.6。

2018年天津市投资小幅下滑，固定资产投

资（不含农户）按可比口径计算，比上年下降5.6%，降幅逐季收窄，分别比一季度、上半年和三季度收窄20.0个、11.7个和8.6个百分点。其中，民间投资增长4.4%，快于全市投资10.0个百分点，占到全市投资的45.2%。分产业看，第一产业投资下降9.1%；第二产业投资下降6.3%，其中制造业投资下降22.0%，计算机通信和其他电子设备制造业增长11.2%，汽车制造业增长7.0%；第三产业投资下降5.3%，其中基础设施投资下降20.2%。

2018年，全市工业增加值6962.71亿元，增长2.6%，比上年加快0.3个百分点。其中，规模以上工业增加值增长2.4%，比上年加快0.1个百分点。分经济类型看，国有企业增加值增长1.0%，民营企业增长2.5%，外商及港澳台商企业增长4.4%。分三大门类看，采矿业增加值下降1.4%，制造业增长3.2%，电力、热力、燃气及水生产和供应业增长5.4%。从主要行业看，农副食品加工业增加值增长19.1%，电气机械和器材制造业增长18.5%，金属制品业增长18.3%，专用设备制造业增长12.6%，医药制造业增长8.8%，汽车制造业增长7.1%，石油、煤炭及其他燃料加工业增长2.0%。2018年，服务业增加值增长5.9%，快于全市生产总值2.3个百分点，占全市生产总值的比重为58.6%，比上年提高0.4个百分点。

电力市场方面，截至2018年，天津市0.60万千瓦以上电力装机容量1709万千瓦，同比增加209.85万千瓦；装机结构上，仍以火电为主，占89.47%。2016—2018年，天津市发电装备平均利用小时数波动增长，分别为4141小时、3996小时和4218小时。2018年，天津市用电量861.40亿千瓦时，同比增长6.93%，但由于区域用电需求仍显不足，利用小时数仍较低。

整体看，天津市经济增速有所放缓，用电需求有待提高，但其较强的经济实力，仍为公司的发展提供了良好的外部环境。



## 六、基础素质分析

### 1. 产权状况

公司是天津市人民政府出资设立的国有独资企业，天津市国资委根据天津市人民政府授权，代表天津市人民政府履行出资人职责。截至2019年3月底，公司注册资本为100.45亿元。

### 2. 企业规模

公司为天津市能源产业投资建设与运营管理的统一主体，根据天津市国资委津国资规划（2015）53号文件核定，公司定位为“能源产业开发建设、运营管理及相关服务，能源及相关产业投融资”，公司主营业务包括发电、燃气、供热和新能源四个产业板块和相关的投融资服务业。

发电领域，公司控股国内规模最大的燃气热电厂——天津陈塘庄热电厂，控股装机容量184.60万千瓦。同时，公司与五大发电集团等国家大型发电企业合作，投资建设了北疆电厂、杨柳青热电厂、东北郊热电厂、军粮城热电厂、大港电厂、盘山电厂、北塘热电厂等天津主力发电项目，截至2018年底，公司参股、均股建成装机容量1110.90万千瓦，参股、均股电厂权益装机容量419万千瓦。公司参控股装机容量占天津市总装机容量的80%以上。

燃气领域，公司拥有集规划设计、气源开发、工程建设、管网输配、销售供应为一体的燃气产业链。截至2018年底，公司发展燃气用户386.50万户，居民用户占全市的90%；供气管网16375公里，遍及全市16个区，2018年供气量50.3亿立方米，占全市天然气总供气量的60%。同时，公司建设了大港气、陕北气、渤西气、华北气、临港LNG等接气输配项目，并投资建设大唐内蒙古克什克腾旗年产40亿立方米煤制气项目。

供热领域，公司积极推进和完善天津市供热“一张网”建设，打造热电联产和燃气供热为主体的联网、调峰供热体系，同时大力推进

清洁供热发展，目前已建成了全国最大的集热电联产、燃气锅炉、清洁燃煤锅炉、地热等多种常规热源和新型热源于一体的联网调峰供热系统。公司目前具备供热能力1.6亿平方米，实现供热面积1.25亿平方米，公司供热面积占全市供热面积的30%；公司承担了天津市82万户居民、机关和企事业单位的供热任务，实现了100%清洁供热。

新能源领域，公司积极推进光伏发电、风力发电以及地热能开发应用。大神堂风电场是天津首个风力发电项目，天津西站光伏电站是天津首座屋顶光电建筑一体化示范项目，赛瑞公司5.8MW分布式光伏电站是天津首座采用“自发自用、余电上网”合同能源管理模式的示范项目。截至2018年底，公司风力装机容量3.8MW、光伏装机容量10MWp、地热供热面积81万平方米。

金融领域，公司积极推进产融结合，拥有香港主板上市公司津燃公用事业股份有限公司；是大唐国际发电内地A股第二大股东、香港H股第三大股东；参股渤海证券股份有限公司、渤海产业投资基金、天津市泰达国际控股（集团）有限公司等金融企业和机构；成立财务公司，以加强公司资金集中管理和提高资金使用效率，财务公司已于2017年9月12日获得金融许可证，并于9月15日获得营业执照。同时，公司与主要金融机构建立了稳固的合作关系，为公司主业发展和重点项目建设提供资金支持。

综上所述，公司定位为天津市能源保障与服务主体和公用事业性质企业，在区域发电、供气、供热领域占有重要地位，公司相关产业资产质量优良，具备较强的资源获取能力和行业整合能力，政府支持力度大，公司整体竞争实力强。

### 3. 技术水平

自2013年公司成立以来，公司科技工作取得了长足的进展，累计完成新产品开发53项，

拥有关键核心技术 28 个。公司旗下有国家级高新技术企业 6 家、天津市级高新技术企业 1 家、天津市科技小巨人企业 3 家、科技型中小企业 13 家。2013—2018 年，公司累计投入科技研发资金 47753 万元（2013 年 2967 万元，2014 年 8482 万元，2015 年 7527 万元，2016 年 9583 万元，2017 年 11907 万元，2018 年投入 7287 万元）。公司共获得国家级科技成果及科技改进与推广应用项目 14 项，省市级科技成果及科技改进与推广应用项目 3 项，软课题研究成果 37 项，专利 121 项，其中国家发明专利 5 项。

公司及所属企业在能源规划、重大项目协同创新、煤炭清洁高效利用、智能供热、智能供气、智能表具制造、光伏电站运维机器人研发及其集群控制等领域，先后与天津大学、南开大学、煤科院、市政华北院、丹佛斯集团、无锡感知集团等一大批知名院校和企业开展合作，充分发挥各自在科技、人才、产业等方面的优势，在共同开展创新平台建设，联合科技项目攻关，推进科研成果转化，促进公司“四源”产业发展上，迈出了坚实的一步，实现了产、学、研、用的紧密结合。

整体上看，公司注重技术创新以及科技成果转化，围绕“发电、燃气、供热、新能源”等领域以集团技术中心为平台，积极与国内外能源企业、科研机构进行交流合作，提升自身技术创新能力与水平。

## 七、管理分析

跟踪期内，公司新增外部董事武立东先生、杨玉芙先生。

公司董事武立东先生，博士学历。曾任南开大学中国公司治理研究院副院长，台湾东吴大学兼职教授。现任公司外部董事。

公司董事杨玉芙先生，本科学历。曾任天津市司法学校教务处副主任，天津牛津律师事务所律师主任，法政牛津律师事务所（现更名为天津法政牛津律师事务所）主任、合伙人。现任

公司外部董事。

跟踪期内，公司在其他管理制度、管理水平等其他方面未发生重大变化。

## 八、经营分析

### 1. 经营概况

公司为天津市能源产业投资建设与运营管理的统一主体，主营业务包括电力、燃气、供热和工程四个产业板块和管输、贸易和工程设计等其他业务板块，其中发电、燃气和供热板块对公司营业收入贡献较大。

2016—2018 年，公司营业收入年均复合增长 7.46%。2018 年，公司实现营业收入合计 170.36 亿元，同比增长 5.72%，其中主营业务收入 168.80 亿元，同比增长 5.96%。

从收入构成来看，公司主营业务中电力板块实现收入主要为控股热电厂的电费收入，2018 年，电力板块收入为 38.99 亿元，同比下降 6.07%，系煤机被替代发电量有所下降所致。公司燃气板块实现收入主要为天然气销售收入，区域内用气需求增加带来了天然气销量的持续增长，2018 年天然气销售收入 80.93 亿元，同比增长 11.43%。公司供热板块实现收入主要为采暖费收入，近年来随着公司供热管网建设，公司供热能力和供热面积不断提高，公司热费收入持续上升，2018 年，公司采暖费收入为 27.07 亿元，同比增长 12.98%。公司工程板块收入主要包括燃气接驳的工程安装收入和分期确认的供热工程建设费收入，2018 年该板块实现收入 12.97 亿元，同比下降 10.12%，主要系燃气接驳用户数量下降，相关工程收入减少所致。公司其他业务主要包括管输业务、贸易、工程设计、物业等，业务规模较小，对主营业务收入影响有限。

从毛利率来看，2018 年，公司电力板块毛利率为 23.93%，较 2017 年下降 1.74 个百分点，主要系与 LNG 相关的采购成本有所上升所致。燃气板块近年来毛利率波动下降，2018 年，公

司燃气板块毛利率为 0.01%，较 2017 年下降了 11.44 个百分点，主要系“煤改气”和“气荒”，导致 LNG 价格上升推高燃气成本所致。2018 年，公司供热板块毛利率为-12.71%，较 2017 年下降 0.88 个百分点，主要原因包括：采暖费近 10 年未进行调整，而近年来供热成本已显著上升；近 3 年供热季均延长了供热时间（但采暖费仍按标准供热时长收取），成本上升的同时收入并未增加；热源电厂搬迁造成成本上升；供热联网造成成本上升；老旧管网改造增加了部分成本。工程板块毛利率波动较大，2018 年，公司工程板块毛利率 60.34%，较 2017 年大幅增长 58.52 个百分点，主要系将政府补助直接冲减成本，导致毛利率较高。2018 年，受电力板块和供热板块毛利率下降影响，公司主营业

务综合毛利率下降至 9.84%。

2019 年 1—3 月，公司实现主营业务收入 61.97 亿元，为 2018 年全年的 36.71%，同比下降 9.02%。其中，燃气板块实现收入 31.74 亿元，为 2018 年全年 39.22%。同期，公司实现利润总额 1.88 亿元，同比下降 35.92%。电力板块毛利率为 29.25%，较 2018 年全年上升系一季度机组利用效率较高所致，较 2018 年同期有所下降系受上网电价下滑及购气价格上升综合影响；燃气板块毛利率为-5.06%，较 2018 年全年下降 5.07 个百分点，主要系采暖季 LNG 价格逐年升高，公司购气成本增加所致。

跟踪期内，公司营业收入随区域用气需求和供热能力增加有所增长，但毛利率受 LNG 价格上升等因素影响有所下滑。

表 3 公司主营业务收入及毛利率构成情况（单位：亿元、%）

业务板块	2016 年			2017 年			2018 年			2019 年 1—3 月		
	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率
电力板块	45.73	31.47	38.59	41.51	26.06	25.67	38.99	23.10	23.93	9.84	15.89	29.25
燃气板块	55.64	38.30	6.05	72.63	45.60	11.45	80.93	47.94	0.01	31.74	51.22	-5.06
供热板块	18.64	12.83	-6.57	23.96	15.04	-11.83	27.07	16.04	-12.71	16.39	26.45	0.46
工程板块	12.29	8.46	65.70	14.43	9.06	1.82	12.97	7.68	60.34	2.84	4.58	59.61
其他板块	12.99	8.94	-49.69	6.76	4.24	46.13	8.84	5.24	32.63	1.16	1.87	38.01
合计	145.30	100.00	14.74	159.30	100.00	12.25	168.80	100.00	9.84	61.97	100.00	5.62

注：工程板块收入包括燃气接驳工程收入和供热工程建设费收入，其中，供热工程建设费的确认系公司根据市建委、财政、发改委于 2016 年 9 月下发的说明函及国际财务报告解释公告第 18 号相关确认原则，按照供热资产折旧年限 16 年，将热电联产企业收取的供热工程建设费分期确认为营业收入并进行追溯调整所致

资料来源：公司提供

## 2. 电力板块

### 参控股电厂

公司控股电厂为天津陈塘热电有限公司（公司全资持有，以下简称“陈塘热电”），原厂址位于天津河西区陈塘庄工业区南端，原控股装机为 3 台燃煤机组（2010 年前关停了第一期装机 10 万千瓦机组），分别为 1 台 13.5 万千瓦机组和 2 台 30 万千瓦机组。为了加快推进低碳城市建设，并满足日益增长的采暖用热负荷要求，2010 年天津市政府第 56 次常务会议决定实施《天津陈塘庄电厂煤改气搬迁工

程》，会议确定了异地搬迁建设燃气机组，并关停原有燃煤机组的方案。陈塘热电搬迁后的新厂位于天津西青区小孙庄西北，搬迁工程规划建设 6 套 90 万千瓦燃气-蒸汽联合循环“二拖一”热电联产机组，一期工程建设 2 套 90 万千瓦机组（含 4 台三菱 M701-F4 重型燃机，单套发电功率 923.2MW，属国际领先水平）。一期工程第一套机组已于 2014 年 11 月 13 日投产，第二套机组于 2016 年 4 月 13 日投产。天津市发改委于 2015 年 3 月 16 日发文对陈塘热电在役燃煤机组予以全面关停。

截至 2018 年底，公司控股的燃气机组装机容量为 184.60 万千瓦，2018 年实现发电量 68.15 亿千瓦时，上网电量 65.94 亿千瓦时；2018 年，陈塘热电共实现营业收入 40.37 亿元，利润总额 0.33 亿元。

均股电厂（持股 50% 的合营电厂）方面，公司分别与中国国电集团有限公司和中国华电集团有限公司合作，投资建设了东北郊热电厂（天津国电津能热电有限公司）、北塘热电厂（天津国电津能滨海热电有限公司）和军电热电厂（天津军电热电有限公司），上述均股电厂未纳入公司合并范围，公司仅派驻财务总监进行监督指导。

参股电厂方面，公司与五大发电集团等国

家大型发电企业合作，投资建设了大唐盘山电厂、军粮城热电厂、国华盘山电厂、广安津能电厂、杨柳青热电厂、国投津能电厂等天津主力发电项目，并与华能合作建设了国内唯一整体煤气化发电示范项目——IGCC 电厂（华能（天津）煤气化发电有限公司）和天津市外的山西大唐神头电厂。

截至 2018 年底，公司参股、均股电厂建成装机容量 1110.90 万千瓦，参股、均股电厂权益装机容量 419 万千瓦。除滨海电力的 5.60 万千瓦燃气机组和临港 IGCC 电厂的 26.50 万千瓦燃气机组外，公司其他参股、均股电厂均为燃煤机组。

表 4 公司参控股电厂基本情况

单位	股权比率(%)	装机容量(万千瓦)	发电量(亿度)		上网电量(亿度)		营业收入(亿元)		利润总额(亿元)	
			2017年	2018年	2017年	2018年	2017年	2018年	2017年	2018年
一、全资电厂										
陈塘热电	100.00	184.60	83.53	68.15	80.20	65.94	43.76	40.37	3.30	0.33
二、均股电厂										
1、东北郊热电厂	50.00	66.00	30.83	32.63	28.67	30.42	10.50	11.36	-1.58	-1.63
2、北塘热电厂	50.00	70.00	32.27	35.04	30.06	32.76	10.60	12.05	-1.35	-1.12
3、军电热电厂	50.00	70.00	32.61	34.11	30.20	31.47	10.90	11.9	-0.90	-1.07
三、参股电厂										
1、大唐盘山电厂	25.00	120.00	52.63	60.87	49.13	56.82	15.80	19.07	1.70	1.95
2、军粮城发电厂	49.00	--	19.25	--	17.28	--	18.10	18.5	-1.30	0.22
3、国华盘山电厂	35.00	100.00	51.45	50.95	48.12	47.67	18.60	18.1	2.88	2.28
4、广安津能电厂	49.00	32.80	15.42	14.83	13.83	13.33	4.95	4.86	0.442	0.24
5、国投津能电厂	34.00	400.00	99.69	155.99	93.85	147.25	30.89	49.96	1.17	4.18
6、杨柳青电厂	45.00	120.00	56.58	57.93	52.71	53.80	20.10	20.77	1.62	0.92
7、临港 IGCC 电厂	13.62	26.50	9.84	10.97	7.41	8.24	4.78	5.35	-1.94	-1.65
8、滨海电力	30.00	5.60	1.90	0.99	1.81	0.94	1.50	0.99	0.37	0.16
9、山西大唐神头电厂	40.00	100.00	40.2	41.6	37.20	38.30	10.81	11.70	-0.52	0.23

注：陈塘热电发电量和上网电量中包含煤机被替代发电量及煤机被替代上网电量

资料来源：公司提供

整体看，公司参股、均股、控股装机容量占天津市总装机容量的 80% 以上，区域优势明显；公司控股的燃气机组装机规模较大，技术

水平先进，承担着天津市主城区部分区域的主力供热任务；公司参股、均股的部分热电厂承担了天津市部分地区供热任务，由于在单机装

机规模、煤耗水平、固定费用、财务负担、上网电价、煤价水平等方面存在差异，经营效益相对分化，部分单机容量小、煤耗相对较高的参股、均股电厂经营效益相对较差。另外，IGCC电厂作为国家煤气化发电示范项目，受制于制气成本、固定费用和财务成本高等因素影响，投产以来持续亏损。公司电力产业利润贡献主要来自包括大唐盘山电厂、国投津能电厂、国华盘山电厂等参股电厂按权益利润核算的投资收益。

### 电力生产和销售

公司控股电厂原有在役的3台燃煤机组根

据天津市政府2014年42次常务会议要求在2015年3月予以政策关停，同时，根据《国家发改委办公厅关于京津唐电网关停煤电电厂有关政策的复函》《市工业和信息化委关于对陈塘热电有限公司关停机组发电量指标事项的函》的有关规定，对关停的公司燃煤机组给予3年京津唐电网平均利用小时数作为补偿电量。三年过渡期的补偿电量允许进行发电权交易，每年度发电权交易电量以政府电力主管部门、华北电网公司、国网天津市电力公司联合商定下达的年度电力电量平衡计划中燃煤机组基数利用小时数为准，全年无调整。

表5 公司控股电厂运行指标情况

指标		2016年	2017年	2018年	2019年1—3月
发电量（亿千瓦时）	煤机基本发电量	--	--	--	--
	煤机被替代发电量	24.83	21.94	5.30	--
	燃机发电量	61.05	61.59	62.85	16.80
	<b>小计</b>	<b>85.88</b>	<b>83.53</b>	<b>68.15</b>	<b>16.80</b>
上网电量（亿千瓦时）	煤机基本上网电量	--	--	--	--
	煤机被替代上网电量	22.87	20.23	4.89	--
	燃机上网电量	59.49	60.00	61.05	16.34
	<b>小计</b>	<b>82.36</b>	<b>80.23</b>	<b>65.94</b>	<b>16.34</b>
平均利用小时数	煤机	--	--	--	--
	燃机	3307	3336	3404	910
煤机基础电上网电价（不含税）		--	--	--	--
被替代电结算电价（不含税）		0.3005	0.3063	0.3151	--
燃机上网电价（不含税）		0.6054	0.5999	0.6051	0.5975
供电标准煤耗（克/千瓦时）		--	--	--	--
供电气耗（立方米/千瓦时）		0.1878	0.178	0.183	0.156
综合厂用电率（%）	煤机	--	--	--	--
	燃机	2.93	3.08	3.20	3.17
热电比（%）	煤机	--	--	--	--
	燃机	19.41	24.30	28.20	59.08

注：煤机基本发电量/上网电量和燃机发电量/上网电量系生产口径统计数据；煤机被替代发电量/上网电量系财务结算口径统计数据；热电比为热电厂供热量和发电量（折算为热值）的比值，计算公式为“热电比=供热量/发电量\*3600KJ/W·H”

资料来源：公司提供

发售电方面，随着公司原有煤机于2015年3月全面关停，以及公司规划燃机陆续投产，2016年以来，公司发电量仅由过渡期被替代发电的补偿电量和燃机发电量构成。2016—2018年，公司发电量持续下降，2018年，公司分别

实现发电量和上网电量68.15亿千瓦时和65.94亿千瓦时；其中煤机被替代发电量和上网电量由于补偿政策陆续到期持续下降，2018年分别为5.30亿千瓦时和4.89亿千瓦时；燃机发电量和上网电量相对稳定，2018年分别为

62.85 亿千瓦时和 61.05 亿千瓦时。

2019 年 1—3 月，公司煤机关停补偿政策结束。同期，公司燃机发电量和上网电量分别为 16.80 亿千瓦时和 16.34 亿千瓦时，分别为 2018 年全年燃机发电量和上网电量的 24.65% 和 24.78%。

机组利用小时方面，2016 年公司燃气机组利用小时数为 3307 小时，2017 年为 3336 小时，2018 年为 3404 小时，保持相对稳定。

单耗和厂用电率方面，公司燃机供电气耗和综合厂用电率则处于行业先进水平，2016 年分别为 0.1878 立方米/千瓦时和 2.93%，2017 年分别为 0.178 立方米/千瓦时和 3.08%，2018 年分别为 0.183 立方米/千瓦时和 3.20%，保持相对稳定。

电价方面，公司上网电价包含煤机被替代电上网电价和燃机上网电价。煤机被替代电上网电价方面，2016 年为 0.3005 元/千瓦时（不含税），2017 年为 0.3063 元/千瓦时（不含税），2018 年为 0.3151 元/千瓦时（不含税）。燃机上网电价方面，受天津市发改委于 2016 年 5 月下调燃气发电上网电价影响，2016 年公司燃机上网平均电价为 0.6054 元/千瓦时（不含税），2017 年燃机上网平均电价为 0.5999 元/千瓦时（不含税），2018 年为 0.6051 元/千瓦时（不含税），2019 年 1—3 月为 0.5975 元/千瓦时（不含税），保持相对稳定。

电款结算方面，公司原有煤机基本电量和燃机上网电量结算客户均为天津市电力公司，电款结算方式为货币资金加银行承兑汇票，结算周期为一个月，近年来均实现 100% 的回收率。公司煤机被替代发电交易方式为发电权交易，2016—2018 年被替代发电客户均为京津唐电网 30 万千瓦及以上大型高效燃煤机组（含点对网机组）被替代发电定价方式采用招标报价；结算方面，由公司与电力公司结算被替代发电上网电费收入，同时按照招标价格支付替代方成本电费，替代方在与电力公司结算时相应扣除其所替代发电的电量部分。

热电联产指标方面，近年来公司煤机保持了相对较高的热电比。2016 年以来，随着公司燃气机组供热任务的增加和供热能力的提高，全年平均热电比指标也快速上升，2016 年为 19.41%，2017 年为 24.30%，2018 年为 28.20%，2018—2019 年采暖季热电比则达到 59.08%，达到国家关于热电联产热电比的要求和燃机设计供热负荷水平。

燃机发电和供热成本分配方面，公司燃机发电与供热成本按照热电比进行分配，热电比则以发电和供热耗用的燃气量为确定依据。

整体看，跟踪期内，受煤机关停补偿政策结束影响，公司发电量、上网电量和电费收入有所下降。公司燃气机组单机容量大，设备技术水平先进，供电气耗和综合厂用电率等指标位居行业前列，运行清洁高效，但天津地区用电需求不足，公司燃机利用小时低，另外，公司燃气机组供热任务的增加一定程度上压缩了燃机发电效益。

#### 原燃料采购

公司燃机发电所需天然气通过与中石油天然气销售北方公司签订直供协议进行采购，所购气源为陕气的永唐秦输气管线及港清三线输气管线来气，接气门站均为控股子公司津燃华润燃气有限公司（以下简称“津燃华润”）所拥有。其中，永唐秦宝坻分输站距离陈塘热电约 90 公里，港清三线常流分输站距陈塘热电约 30 公里。由于与供气方在调峰方式、供气价格优惠等条款未能达成一致，导致双方未签订长期供气协议，目前供气协议方式为临时供气协议。供气定价方面，由国家制定基准价格及价格上限，在允许范围内由供气方根据供需情况制定具体供气价格。采购价格方面，受国家发改委下调天然气门站价格影响，2016 年公司天然气采购均价下降至 1.929 元/立方米。2017 年，公司购气量为 12.68 亿立方米，天然气采购价格为 1.974 元/立方米。2018 年，公司购气量为 13.06 亿立方米，天然气采购价格为 2.01 元/立方米。

表 6 公司控股电厂原料采购情况 (单位: 亿立方米、元/立方米)

项目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 1—3 月
天然气采购量	13.22	12.68	13.06	3.62
天然气采购均价 (不含税)	1.929	1.974	2.01	2.31

注: 公司天然气采购价格为到厂价

资料来源: 公司提供

2019 年 1—3 月, 公司购气量为 3.62 亿立方米, 为 2018 年全年的 27.72%, 天然气采购价格为 2.31 元/立方米, 较 2018 年全年均价增长 0.30 元/立方米。

总体看, 公司天然气采购量保持稳定, 公司天然气采购价格受采暖季天然气供需状况影响有所增长。

### 3. 燃气板块

#### 燃气板块概况及经营主体

在供气领域, 公司形成集规划设计、气源开发、工程建设、管网输配、销售供应为一体的燃气产业链, 2018 年末拥有燃气用户 386.5 万户, 居民用户占全市的 90%。公司供气管网 16375 公里, 遍及全市 16 个区, 2018 年供气量 50.3 亿立方米, 占全市天然气总供气量的 60%。公司建设了大港气、陕北气、渤西气、华北气、临港 LNG 等接气输配项目, 投资了大唐内蒙古克什克腾旗年产 40 亿立方米煤制天然气等项目。

公司燃气板块经营主体为津燃华润、天津滨海燃气集团有限公司 (以下简称“滨海燃气

集团”)、天津津燃公用事业股份有限公司 (以下简称“津燃公用”)、天津津燃燃气热力有限公司 (以下简称“津燃热力”) 等。

公司的燃气业务为天然气长输管道及城市燃气管网的建设及经营, 属于天然气输配环节。天然气长输管道一般由输气管线各管段、首站、中间气体分输站、压气站 (压缩机站)、清管站、截断阀室、末站以及线路通过障碍的穿跨越部分组成, 实现天然气从气田或国家级干线向下游消费地的输送。下游城市燃气公司自长输管线获取天然气后, 通过城市燃气管网的低压、窄口径输配系统分配至终端用户。

#### 燃气采购

公司在经营过程中与中石油、中海油等主要上游供应商建立了良好的合作关系, 并与业务开展地区的地方政府建立了良好的合作关系, 在获得天然气指标方面具有一定优势。2018 年, 公司采购天然气总量为 34.43 亿立方米, 其中从中石油采购的天然气占总量的 71.04%, 从中海油采购的天然气占总量的 21.73%, 公司上游气源稳定。

表 7 公司天然气采购情况 (单位: 亿立方米、元/立方米、%)

上游供应商	2016 年			2017 年			2018 年			2019 年 1—3 月		
	数量	均价	占比	数量	均价	占比	数量	均价	占比	数量	均价	占比
中石油	18.06	1.75	70.47	23.59	1.89	80.90	24.46	1.95	71.04	9.07	2.14	67.40
中海油	5.00	2.16	19.51	3.63	2.18	12.45	7.48	2.33	21.73	3.62	2.67	26.90
渤西高压	1.16	1.75	4.51	0.75	1.86	2.57	2.42	1.80	7.00	0.65	2.32	4.80
渤西低压	1.35	1.72	5.27	1.12	1.85	3.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
其他供气商	0.01	2.47	0.24	0.07	2.31	0.24	0.07	2.41	0.20	0.12	2.52	0.90
合计	25.62	1.83	100.00	29.16	1.93	100.00	34.43	2.01	100.00	13.46	2.30	100.00

注: 尾差系四舍五入造成

资料来源: 公司提供

天然气气源采购主要来自于中石油、中海油，天然气采购价格由国家发改委的门站价格文件的基础上经双方协商议价。公司及其下属企业向上游供应商进行天然气采购主要依照行业惯例，采取签署“照付不议”合同的形式进行，即：采购方与资源方之间签署25年或20年的“照付不议”《天然气购买及输送合同》。天然气“照付不议”合同是随着天然气工业的发展而产生并逐渐完善的，是市场经济规律的产物，是行业特有的经营模式，上下游通过合同约定实现风险共担、利益共享。在“照付不议”合同的基础上，签署年度《天然气购销合

同》或年度《用气计划》，对双方在天然气购销中的细节问题予以明确，进一步保障“照付不议”合同的顺利实施。

同时，公司亦从与部分液化天然气(LNG)供应商签署中短期(多为1年)液化天然气(LNG)采购合同，将液化天然气(LNG)作为补充气源进行采购。

### 燃气销售

在完成气源采购后，公司通过城市管网运营公司将天然气调压处理后向使用次高压天然气的大型工业用户和使用中压天然气的居民、商业、公服用户进行输配。

表8 2016—2018年及2019年1—3月公司销售量及销售价格情况

(单位: 亿立方米、元/立方米)

地区	2016年		2017年		2018年		2019年1—3月	
	销售量	销售均价	销售量	销售均价	销售量	销售均价	销售量	销售均价
居民	2.77	2.14	2.88	2.17	3.22	2.22	0.96	2.26
商业	4.23	2.40	4.71	2.56	5.96	2.40	2.48	2.58
工业	7.93	2.40	9.10	2.49	10.82	2.48	2.68	2.89
供热	9.55	2.21	11.18	2.30	13.37	2.33	7.16	2.42
合计	24.49	2.27	27.87	2.39	33.37	2.38	13.28	2.46

注: 表中销量已扣除内部抵消数量; 受统计口径不一致影响, 上表计算出的收入与财务报告略有出入

资料来源: 公司提供

2016—2018年及2019年1—3月, 公司燃气销售量分别为24.49亿立方米、27.87亿立方米、33.37亿立方米和13.28亿立方米。其中工业用户的燃气销售量分别为7.93亿立方米、9.10亿立方米、10.82亿立方米和2.68亿立方米, 工业用户是公司燃气销售的主要用户, 但受“煤改气”政策影响, 公司供热用气量增长迅速, 使得公司工业用气占比呈下降趋势。

公司在维护好现有客户的同时, 通过加大与其他可替代能源的竞争力度, 发展优良用户; 借助环保政策对高污染燃料的取缔, 和区域内政府部门结合对使用高污染燃料(如煤)的用户进行改造; 结合区域特点, 认真分析企业发展中面临的难点问题, 采用“一区一策”的方针, 具体分析所处区域竞争对手的优势和劣势, 强化与政府部门的沟通协调, 积极参与区域的开发开放等方式积极拓展下游客户。

公司与下游客户间的天然气销售价格区分居民用气和非居民用气按发改委相关规定定价。天然气门站环节方面, 目前居民和非居民用气价格已经并轨, 均为按照基准门站价格管理, 目前天津市基准门站价格为1.88元/立方米(含10%增值税), 供需双方可以基准门站价格为基础, 在上浮20%、下浮不限的范围内确定具体门站价格。终端销售环节, 天津市居民用气区分一般生活用气和壁挂炉采暖用气, 根据户年用气量区分三档价格。非居民用气区分管道天然气销售价格和趸售价格, 其中一般工商业及其它用气最高销售价格为2.66元/立方米, 集中供热用气最高销售价格为2.26元/立方米, 燃气经营企业结合购气价格和用户用气量情况, 可在不超过调整后的价格基础上, 自主制定具体价格; 趸售价格在综合考虑门站价格、输配成本和用气结构等因素后, 由供需



双方协商确定。

结算方式方面，对于安装IC卡表的客户，由客户自主到营业厅进行购气；对于尚未安装IC卡表的工商用户每月入户抄表核算，具名用户每双月入户超标结算。

跟踪期内，公司下游客户数量和燃气收入保持增长，上游天然气供应商合作时间较长、供应稳定，但天然气价格的上升压缩了公司的盈利空间。销售价格方面，随着居民用气价格的理顺，逐步建立反映供求变化的弹性价格机制，为公司燃气板块收入稳定增长奠定了良好基础。

#### 4. 供热板块

##### 供热主体及供热能力

公司具备集规划设计、工程管理、运营服务、设备制造为一体的供热产业链。目前，公司供热板块大力发展以热电联产集中供热为主和锅炉房调峰为辅的联网、调峰供热体系，同时持续推进清洁供热发展。

截至 2018—2019 年采暖季，公司热电联产集中供热能力达到 1.25 亿平方米（含外部间接采购热电联产供热能力 750 万平方米）；公司共有 33 座锅炉房热源和 8 座地热井热源，具备供热能力 3579 万平方米；公司合计具备供热能力约 1.6 亿平方米。

热电联产集中供热方面，公司全资的天津市热电有限公司（以下简称“热电公司”）和控股的天津市城安热电有限公司（以下简称“城安热电”）、天津市津安热电有限公司（以下简称“津安热电”）为天津市主城区主要的三家热电联产供热企业。其中，热电公司以东北郊热电厂和军粮城热电厂为主要热源进行供热管网建设和供热运营；城安热电以搬迁后的陈塘热电厂为热源进行供热管网建设和供热运营；津安热电以杨柳青热电厂为热源进行供热管网建设和供热运营。

另外，公司全资持有的天津市津能滨海热电有限公司（以下简称“滨海热电”）主要承

担滨海新区热电联产集中供热管网建设和供热运营，目前以北塘热电厂和神华国能天津大港发电有限公司（以下简称“大港电厂”）为供热热源，实现供热面积约 1280 万平方米；未来随着临港热电厂供热管网主干线工程、南疆北干线及南疆与北塘联网工程的建成投产，滨海热电热源将新增临港热电厂和南疆热电厂，届时供热能力将超过 2000 万平方米。

锅炉房辅助供热方面，公司全资持有的天津市热力有限公司（以下简称“热力公司”）为主要的锅炉房供热单位，另外，天津港益供热有限公司和天津地热开发有限公司也承担部分锅炉房供热任务。热力公司目前拥有燃煤锅炉房 3 座（其中 1 座为清洁化高效粉煤炉；另有 2 座已改为燃气锅炉，但仍保留燃煤炉的双热源锅炉；合计含燃煤锅炉 12 台）、燃气锅炉房 16 座（含燃气锅炉 62 台）以及地热井 3 座，总供热能力 1806MW，实现供热面积 2249 万平方米，热用户超过 16 万户，供热范围涵盖主城区及滨海新区。

整体看，公司供热板块产业链完整，热电联产集中供热能力强，并辅助燃气和清洁燃煤锅炉房供热，供热区域覆盖面广，清洁供热程度高，在天津市区域供热市场中占据重要地位，为天津市主力供热企业。

##### 供热管网构成及分布

截至 2018—2019 年采暖季，公司供热管网方面拥有 7 座大型中继泵站，一次供热管线长度 1936 公里，拥有 2342 座热力站，其中，热电联产供热管网主干线分布如下：

表 9 公司热电联产供热主干线

	热源	供热管网	最大管径	供热类型	主要供热区域
主城区	杨柳青热电厂	杨柳青热电厂供热管网一期、二期	DN1200	热水	和平区、南开区、红桥区、西青区
	陈塘热电厂	陈塘热电厂供热管网一期、二期	DN1400	热水	河西区
	东北郊	东北郊热电	DN1200	热水	河东区、

	热电厂	厂供热管网一期			河西区、和平区、河北区、东丽区
	军粮城热电厂	军粮城热电厂供热管网一期、二期	DN1200	热水	河东区、东丽区
滨海新区	北塘热电厂	北塘热电厂东干线、南干线、黄港主干线	DN1400	热水	滨海新区核心区
	大港电厂	大港电厂蒸汽主干线	DN400	蒸汽	轻纺经济区

资料来源：公司提供

供热管网规划建设方面，为缓解杨柳青热电厂管网供热能力饱和，管网末端流量、热量不足，负荷发展受限等问题，公司已完成杨柳青热电厂供热管网玉门路支线工程，实际运行效果表明，玉门路干线可提升输配能力约1500t/h，折合增加240万平方米负荷发展空间。

同时，为扩大滨海新区市场占有率，公司在2017年计划建设临港热电厂供热管网主干线工程、南疆电厂出口、穿越海河隧道、南疆北干线及南疆与北塘联网工程，规划建设主、支干线全长31.4公里，现已实现北塘、南疆和临港三个热电厂在滨海新区核心区多热源联网的“一张网”供热格局。

“十三五”期间，公司还计划建设北郊热电厂供热管网和东北郊热电厂二期供热管网，进一步扩大公司在北部新区、东丽及北辰地区的供热覆盖范围，为公司供热市场开拓提供热

源保障。同时，为进一步改善供热管网锈蚀严重、超期运行的状况，公司将大力实施旧网改造及管网优化改造，进一步提升管网供热效果和运行水平。

### 热源采购

截至2018—2019年采暖季，公司热电联产集中供热采购热源包括8大热电厂，其中主城区采购热源为4大热源厂，滨海新区采购热源为4大热源厂，除大港电厂为外部热源外，其他热源均为公司参控股电厂。

表10 近年公司热电联产购热情况  
(单位：万吉焦、元/吉焦)

项目	2016年	2017年	2018年
购热量	1996.0	2726.4	3263.2
购热均价	28	28	28

资料来源：公司提供

近年来，随着天津市用热需求的增长和热源供热能力的上升，以及公司供热管网的加快建设，公司热电联产购热量持续增长，2016—2018年，购热量年均增长27.86%，其中，2018年，公司购热量达到3263.2万吉焦。热力采购方式为各热电联产供热企业直接对接的热电厂采购，采购热力定价执行天津市发改委统一热价28元/吉焦。

### 热力销售

公司热力销售包括集中供热、热力趸售和自产蒸汽对外销售三种方式，以集中供热业务为主。

表11 近年公司热力销售情况

指标		2016年	2017年	2018年	2019年1—3月
供热范围	居民及非居民用户数(户数)	743948	825900	880799	881359
	趸售用户数(户数)	7	7	7	7
	蒸汽用户数(户数)	18	18	24	24
供热量	集中供热规模面积(万平方米)	10675	12288	12477	12477
	热电联产集中供热规模面积(万平方米)	8464	9802	9865	9865
	集中供热收费面积(万平方米)	6613	7225	7695	7695
	热电联产集中供热收费面积(万平方米)	5012	5316	5729	5729
	趸售热量(万吉焦)	239.11	552.00	622.10	349.20
	售汽量(蒸汽、万吨)	86.62	94.35	99.82	28.30

供热均价	集中供热均价	平米计量：居民25元/m <sup>2</sup> ，公建40元/m <sup>2</sup> 。 热计量：居民——基本热价7.5元/m <sup>2</sup> ，计量热价36元/GJ； 公建——基本热价12元/m <sup>2</sup> ，计量热价70元/GJ。			
	趸售均价（元/吉焦）	41.97	36.11	41.75	40.92
	售汽均价（元/吨）	216.51	187.22	192.70	193.94

注：供热计量收费方面，用户热费=基本热价\*计费面积+计量热价\*用热量  
资料来源：公司提供

集中供热方面，公司集中供热包含热电联产部分，燃煤和燃气锅炉房部分，以及地热供热部分，以热电联产集中供热为主，目前，公司热电联产集中供热范围已涵盖天津市主城区和滨海新区核心区。

近年来，随着公司供热管网建设和供热能力的提高，公司集中供热用户和供热面积均持续增长，2018年，公司实现集中供热用户88万户（含居民和企事业单位），实现集中供热面积1.25亿平方米，其中，热电联产集中供热面积为0.96亿平方米。集中供热收费面积方面，2018年，公司集中供热收费面积为0.77亿平方米，其中，热电联产部分为0.57亿平方米。集中供热定价方面，公司集中供热收费定价区分居民建筑和公共建筑，按平米计价，居民供热收费价格为25元/平方米（2008年制定），公建供热收费价格为40元/平方米（2013年制定）；另外，公司对少数新建节能建筑群采取热计量定价和收费，目前采用热计量收费占比较小。

热力趸售方面，公司通过外购热电联产热源（含热水和蒸汽），然后向其他供热企业/蒸汽用户趸售热力，热力趸售实质上为热力批发贸易。趸售业务经营主体为滨海热电，其趸售热水客户包括天津渤化永利化工股份有限公司（原天津碱厂，以下简称“天碱”）、中新天津生态城；趸售蒸汽客户主要包括科迈化工股份有限公司、天津大港新泉海水淡化有限公司、中矿（天津）海外矿业服务有限公司等。趸售定价方面，除天碱为政府协商定价外，其他客户均为供需双方协商定价；结算方面，滨海热电根据实际趸售量，按照一月一抄表的方式进行记录，结算周期由双方协商确定，原则

上为一月一结算，近年来除天碱热费回收存在滞后外，其他客户热费均实现正常回收。2015年，由于趸售热量占比较大的天碱因价格不确定未能付款，公司未全额计入趸售收入，导致公司趸售结算均价较低；2016年，对天碱趸售量开始确认收入，公司全年趸售均价大幅上升。2017年公司趸售收入为16452万元（含蒸汽）。2018年公司趸售收入为25971万元（含蒸汽）。自产蒸汽对外销售方面，公司下属的二级子公司天津市热力有限公司（以下简称“热力公司”）和三级子公司天津津能临港热电有限公司（以下简称“临港热电”）通过自有锅炉生产蒸汽对外供应，2017年，公司实现售汽量94.35万吨，较2016年增长9.75%，实现售汽均价187.22元/吨。2018年，公司实现售汽量99.82万吨，较2017年增长5.80%，实现售汽均价192.70元/吨。

热力公司自产蒸汽来源均为燃气锅炉，供汽能力为50蒸吨/时，供汽范围为华苑产业园区，主要用汽客户包括天津中环半导体股份有限公司、天津中环领先材料技术有限公司、天津市环欧半导体材料技术有限公司等。临港热电自产蒸汽供气能力为50蒸吨/时，供汽范围为临港经济区，主要用汽客户包括中粮佳悦（天津）有限公司、京粮（天津）粮油工业有限公司、金天源食品科技（天津）有限公司等。公司自产蒸汽对外销售定价方式均为政府协商指导价，具体结算周期由双方协商确定（原则上月一结算），近年来售汽回款率均为100%。

公司前期陆续进行了供热管网主干线建设，并在近年来大力推进燃煤锅炉房改燃并网工程、调峰工程、热电联产供热管网联网工程

和散煤治理工程建设，投资力度较大，随着上述工程项目陆续建成投运，公司供热能力持续提升，供热保障水平不断提高。不过，供热板块折旧和运营成本压力增大；而且公司多数管网运行年限较长，管网老化、腐蚀严重，公司供热板块维修、检修费用逐年上升，面临一定经营压力。

#### 5. 工程板块

公司工程板块收入主要包括燃气接驳的工程安装收入和分期确认的供热工程建设费收入。主要包括为客户提供的燃气接驳服务收入，即公司将燃气从城市中低压管网向庭院管网输送至各住宅用户、工商业用户的业务等。

住宅用户接驳费收费标准主要执行津价管〔2010〕137号《关于规范新建住宅小区及公建燃气工程建设费收费标准的通知》文件规定的收费标准，居民用户28元/平米，工商福利户按图纸工程造价收费。

2016—2018年及2019年1—3月，工程安装收入分别为8.89亿元、8.20亿元、6.46亿元和0.93亿元。其中，2017—2018年接驳客户数量有所下降，主要受房地产市场等外部因素影响。

#### 6. 其他板块

公司其他板块主要为管输业务、贸易、工程设计、物业等，业务规模较小，对营业收入影响有限。

截至2018年底，公司管网总长度为16375公里，其中长输管线1条，为由河北省永清至天津市第一煤气厂，全长67公里；其余均为城市管网。公司管输费的收取以当时与下游及合作企业签订的协议标准收取，按月结算。

2016—2018年，公司管输费营业收入分别

为1.16亿元、1.39亿元和1.93亿元。

公司其他板块还包含部分产品销售业务收入。公司供热板块产品销售业务运营主体主要为天津市津能管业有限公司（以下简称“管业公司”）和天津市津能双鹤热力设备有限公司（以下简称“双鹤公司”）。

管业公司业务模式为从集团外采购原料生产保温管，然后向供热企业销售。双鹤公司业务包括换热机组生产销售、检修服务业务和阀门机组代理。2018年，双鹤公司实现收入1.09亿元，主要为检修收入和阀门代理收入，两项业务毛利率分别为74.00%和29.00%。

#### 7. 经营效率

2016—2018年，公司销售债权周转次数、存货周转次数和总资产周转次数逐年上升，三年均值分别为7.28次、13.99次和0.29次，2018年分别为7.78次、16.05次和0.30次，公司销售债权和存货周转效率较高，总资产周转效率较低，整体经营效率一般。

#### 8. 资本支出计划

公司主要资本支出项目包括燃气板块的武清中旺铝材公司区外高压天然气工程、塘沽燃气旧管网改造工程，供热板块的杨柳青热电厂供热管网玉门路支线建设工程，以及燃气板块的2019年旧管网改造工程、宝静大高压军粮城支线天然气工程和大邱庄气源保障工程等项目。

总体看，公司资本支出项目主要为燃气板块的天然气工程以及供热板块和燃气板块的管网工程项目，重点项目总体投资规模14.63亿元，截至2018年底已完成投资4.52亿元，2019年计划完成投资额6.25亿元，公司资本支出规模不大。

表12 公司重点参控股在建项目情况（单位：亿元）

项目	持股比例	项目简介	总投资额	建设日期	2018年底已完成	资金来源	2019年投资规划
武清中旺铝材公司区外高压	51%	建设DN600燃气管线15.3公里，场	2.20	2017-2020	1.07	企业自筹	1.01

天然气工程		站 2 座					
112 线高压西段一期工程(九园公路-北辰风电园)	51%	建设燃气高压管线 14.7 公里, 计量站一座	1.46	2017-2020	0.80	企业自筹	0.66
塘沽燃气旧管网改造工程	--	老旧小区庭院燃气管线及户内黑皮管改造	3.68	2017-2020	0.65	企业自筹、政府性基金	0.92
杨柳青热电厂供热管网玉门路支线建设工程	65%	建设杨电一期自电厂出口至外环线供热主干线, 管径 DN1200, 路由总长度约 5 公里, 采用直埋敷设方式; 同时新增供热面积约 497 万平米, 并建设相应的支线及换热站等供热配套工程	4.18	2017-2019	2.00	企业自筹	0.55
2019 年旧管网改造工程	--	外网改造 125 公里	0.88	2019.07-209.11	--	企业自筹、政府性基金	0.88
宝静大高压军粮城支线天然气工程	51%	DN400-DN800 燃气管线 4.22 公里, 计量站 1 座	0.64	2019-2020	--	企业自筹	0.64
大邱庄气源保障工程	--	由陈官屯气源接收站接出至大邱庄, 接至已建预留高压阀门(已建管线设计压力为 4.0MPa, 与新建 DN600 管线压力等级匹配), 管线全长约 27 公里。管径 DN600, 设计压力 4.0MPa。	1.59	2019.01-2019.12	--	企业自筹	1.59
<b>合计</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	<b>14.63</b>	<b>--</b>	<b>4.52</b>	<b>--</b>	<b>6.25</b>

注: 公司控股在建项目只进行未来一年的投资预算和计划; 杨柳青热电厂供热管网玉门路支线建设工程项目投资规划可能随建设进度有所调整

资料来源: 公司提供

## 9. 未来发展

公司整体战略可概括为“四三二一”战略, 即为发展电源、气源、热源、新能源“四源”产业, 发挥“保障、服务、创效”三大功能, 实现产业经营和资本运作双轮驱动, 打造一条大能源产业链, 建设中国一流综合能源集团。

“四源”产业是公司获取资源、政策优势的基础, 公司将积极开展电源、气源、热源和新能源产业投资建设与运营, 聚集资源做强做大主业, 掌握天津地区能源产业绝对控制力, 大力提升公司能源保障水平。

电力产业是基础产业, 发展思路为提升总量、扩大规模、改善结构。通过本地和“外电送津”基地建设, 扩大装机规模, 增加电源总量, 保障天津电力供应。通过洁净煤电、清洁

能源、可再生能源应用, 优化电力投资结构, 增强可持续竞争力。

燃气产业是重点发展产业, 发展思路为多渠道气源保障, 丰富业务领域增收益。上游积极增强多渠道、多气源保障, 中游大力推进输配“一张网”布局, 加强储备设施与调峰能力建设, 全力开拓下游天然气市场与综合利用领域, 导入“互联网+智慧燃气”。

供热产业是重点发展产业, 发展思路为着力加强供热稳定性、安全性和环保型。以热电联产集中供热为主, 调峰锅炉为辅, 积极发展超净排放燃煤、天然气、地热、太阳能等清洁热源, 做好余热回收利用, 开展供热市场整合, 推进全市供热“一张网”建设, 导入“互联网+智慧供热”, 打造供热上市公司。

新能源产业是新的业务增长点，发展思路是挖掘潜力、政策导向、示范发展、注重持续。优先发展地热应用、光伏发电、光热应用，将外部并购与内部滚动发展相结合，探索能源综合解决方案、综合能源站、分布式能源等模式。

公司在“四源”产业发展的同时，积极发挥“保障、服务、创效”三大功能。一是保障，为天津市能源安全提供坚强保障；二是服务，为客户提供优质的能源服务；三是创效，优先创造社会效益，在此基础上为企业可持续发展创造良好的经济效益。

公司以产业经营为根本，努力做强能源产业。同时，也计划充分利用资本市场，拓宽融资渠道，推进资产证券化，强化资本运作，最终实现产业经营和资本运作的双轮驱动。

公司始终致力于打造一条涵盖上游能源资源开发、中游能源生产和供应、下游能源利用和服务的大能源产业链，以能源全产业链来支撑天津市经济和社会发展，努力建设成为中国一流的综合能源集团。

## 九、财务分析

### 1. 财务质量及财务概况

公司提供了 2014—2016 年连审财务报表及 2017 年合并财务报表，中审华会计师事务所（特殊普通合伙）对该财务报表进行了审计，并出具了标准无保留意见审计结论。公司提供了 2018 年合并财务报表，天职国际会计师事务所（特殊普通合伙）对该财务报表进行了审计，并出具了标准无保留意见审计结论。公司提供的 2019 年 1—3 月财务数据未经审计。2017 年合并财务报表对 2016 年的期末数作了追溯调整，以下财务分析采纳的 2016 年财务数据为 2017 年财务报表的期初数。

根据财政部《关于修订印发 2018 年度一般企业财务报表格式的通知》，公司对财务报表格式进行了修订。公司根据财政部《企业会计准则第 14 号——收入》和《企业会计准则第

22 号——金融工具确认和计量》等新金融工具准则，自 2018 年 1 月 1 日起按照新修订的上述准则进行会计处理。截至 2018 年底，公司纳入合并范围的子公司共 66 家。2018 年，新纳入合并范围的子公司 1 家，不再纳入合并范围的子公司 6 家，公司财务数据可比性较好。

截至 2018 年底，公司（合并）资产总额 570.19 亿元，所有者权益 206.35 亿元（含少数股东权益 38.26 亿元）；2018 年公司实现营业收入 170.36 亿元，利润总额 6.99 亿元。

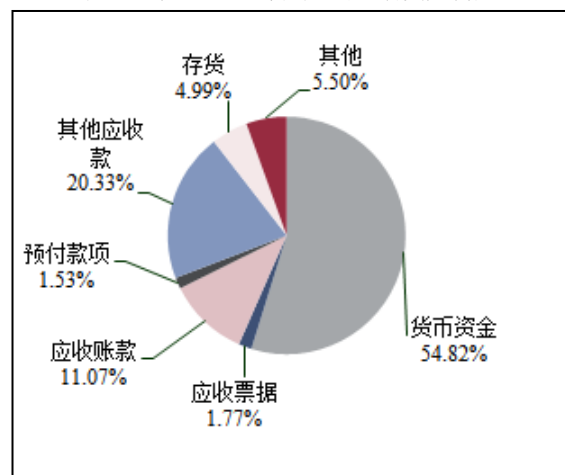
截至 2019 年 3 月底，公司（合并）资产总额 550.99 亿元，所有者权益 207.79 亿元（含少数股东权益 38.10 亿元）；2019 年 1—3 月公司实现营业收入 62.57 亿元，利润总额 1.88 亿元。

### 1. 资产质量

2016—2018 年，公司资产总规模保持相对稳定，年均复合增长 0.96%。截至 2018 年底，公司（合并）资产总额 570.19 亿元，其中流动资产和非流动资产占比分别为 30.87% 和 69.13%。

#### 流动资产

图 5 截至 2018 年底公司流动资产构成



注：占比合计不等于100%系四舍五入所致

资料来源：公司财务报告

截至 2018 年底，公司流动资产合计 176.00 亿元，同比下降 1.09%；流动资产主要包括货币资金（占 54.82%）、应收账款（占 11.07%）、其他应收款（占 20.33%）、存货（占 4.99%）。

2016—2018年，公司货币资金有所增长，年均复合增长4.14%。截至2018年底，公司货币资金为96.47亿元，其中银行存款52.93亿元（占54.87%），货币资金中受限资金为4.27亿元，受限比例较低。

截至2018年底，公司应收账款19.49亿元，同比增长12.49%；从账龄分析看，公司按信用风险特征组合账龄分析法计提坏账准备的应收账款中，账龄在1年以内占比92.33%、账龄在1~2年占比3.82%、账龄在2~3年占比1.30%、账龄在3年以上占比2.55%，公司应收账款的账龄适中；前五名债务人应收账款合计占比36.23%，集中度一般；公司共计提坏账准备1.02亿元。截至2018年底，公司应收账款中6.07亿元由于质押融资原因受限。

2016—2018年，公司其他应收款保持相对稳定，年均复合增长2.13%。截至2018年底，其他应收款35.78亿元，主要为往来款、代付工程款以及保证金等，账龄在1年以内占比18.48%、账龄在1~2年占比31.83%、账龄在2~3年占比1.11%、账龄在3年以上的占48.58%，账龄较长；前五名债务人其他应收账款合计占比5.76%，集中度较低。公司其他应收款共计提坏账准备2.12亿元。

2016—2018年，公司存货不断下降，年均复合下降13.61%。截至2018年底，存货账面价值8.78亿元，同比下降14.01%，主要包括原材料（占19.50%）、库存商品（占23.83%）、工程实施（占48.77%）等。

#### 非流动资产

截至2018年底为394.19亿元，同比增长2.37%。非流动资产主要包括可供出售金融资产（占8.84%）、长期股权投资（占11.91%）、固定资产（占63.65%）、在建工程（占9.58%）。

截至2018年底，公司可供出售金融资产34.85亿元，同比增长15.57%，其中按成本计量可供出售权益工具32.30亿元（占92.66%），主要包括对大唐国际发电股份有限公司投资等。

截至2018年底，公司长期股权投资46.94亿元，同比增长2.75%，主要包括对联营企业天津国投津能发电有限公司投资14.01亿元，及对天津华能杨柳青热电有限责任公司投资8.51亿元等。

2016—2018年，公司固定资产有所波动，年均复合增长1.74%。截至2018年底，固定资产账面价值为250.91亿元，主要由机器设备（占84.34%）、房屋及建筑物（占11.28%）等构成，累计计提折旧110.48亿元，固定资产成新率69.30%。

截至2018年底，公司在建工程37.78亿元，同比增长15.94%，主要为燃气管网工程（占48.59%）和储气调峰工程（占15.87%）等。

截至2019年3月底，公司资产总额为550.99亿元，较2018年底下降3.37%，主要系交易性金融资产、其他应收款下降所致。流动资产占比29.11%，非流动资产占比70.89%，较2018年底变化不大。

总体看，跟踪期内，公司资产仍以固定资产为主，成新率一般，货币资金较为充足，但其他应收款金额较大，账龄较长。公司资产流动性一般，整体资产质量尚可。

## 2. 负债和所有者权益

### 所有者权益

2016—2018年，公司所有者权益保持相对稳定，年均复合增长1.43%。截至2018年底，公司所有者权益合计206.35亿元（含少数股东权益38.26亿元）。归属母公司所有者权益168.09亿元，其中实收资本100.45亿元、资本公积23.56亿元、未分配利润42.28亿元、其他综合收益1.40亿元。截至2019年3月底，公司所有者权益合计207.79亿元（含少数股东权益38.10亿元），较2018年底增长0.69%，所有者权益结构变动不大。

总体看，所有者权益稳定性较强。

### 负债

截至2018年底，公司负债合计363.84亿元，

同比增长 0.86%；其中流动负债和非流动负债占比分别为 36.76%和 63.24%，负债结构中非流动负债占比较高。

2016—2018 年，公司流动负债有所下降，年均复合下降 4.63%。截至 2018 年底，公司流动负债 133.75 亿元，构成主要为短期借款（占 11.75%）、应付账款（占 25.98%）、预收款项（占 34.05%）、其他应付款（占 21.29%）。

截至 2018 年底，公司短期借款 15.71 亿元，同比增长 173.76%，全部为信用借款。

截至 2018 年底，公司应付账款 34.74 亿元，同比下降 20.69%，主要为应付材料款、天然气费等，其中 1 年以内的应付账款占 67.98%、1—2 年的占 17.76%。

截至 2018 年底，公司预收款项 45.54 亿元，同比下降 6.13%，主要为预收工程款和电费，其中 1 年以内的占 91.52%。

截至 2018 年底，公司其他应付款 27.68 亿元，同比下降 6.14%，主要为集团外往来款（占 59.17%）、工程和基建款（占 28.11%）等。

2016—2018 年，公司非流动负债有所增长，年均复合增长 4.23%，主要由长期借款（占 42.08%）、专项应付款（占 23.14%）和递延收益（占 25.42%）构成。

2016—2018 年，公司长期借款有所下降，年均复合下降 8.55%。截至 2018 年底，公司长期借款 96.81 亿元，其中质押借款 42.63 亿元（占 44.03%）、保证借款 27.55 亿元（占 28.46%）和信用借款 26.63 亿元（占 27.51%）。

截至 2018 年底，公司存续债券为“18 津能源 MTN001”（发行金额 8 亿元，2021 年 11 月到期）和下属公司发行的“11 津能债”（发行金额 10 亿元，2021 年 4 月到期）。

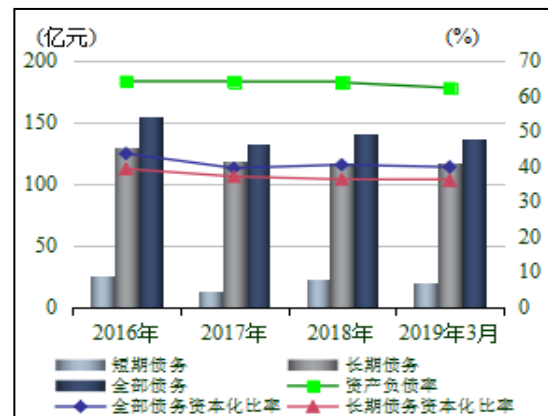
截至 2018 年底，公司专项应付款 53.25 亿元，同比增长 6.98%，主要由财政本金 11.68 亿元（占 21.93%）、环保资金 7.82 亿元（占 14.68%）和城建基金 3.68 亿元（占 6.91%）等构成。

2016—2018 年，公司递延收益快速增长，

年均复合增长 29.02%，主要系政府补助增加所致。截至 2018 年底，公司递延收益 58.49 亿元，同比增长 11.80%，其中政府补助 52.34 亿元，主要包括供热工程建设费 24.14 亿元、管网政府补贴 17.82 亿元以及配套建设费 7.78 亿元等。

截至 2018 年底，公司全部有息债务为 140.27 亿元，同比增长 6.18%；其中，短期债务占 16.16%，长期债务占 83.84%。债务指标方面，2016—2018 年，公司资产负债率、全部债务资本化比率及长期债务资本化比率近三年加权平均值分别为 63.96%、40.82% 和 37.14%。截至 2018 年底，上述三项指标分别为 63.81%、40.47% 和 36.30%，资产负债率和长期债务资本化率较上年底分别下降 0.26 个和 0.83 个百分点，全部债务资本化率较上年底增长 0.96 个百分点。

图 6 公司债务负担情况



资料来源：公司财务报告

截至 2019 年 3 月底，公司负债总额为 343.20 亿元，较 2018 年底下降 5.92%。同期，全部债务为 137.69 亿元，较 2018 年底下降 1.84%，其中短期债务占 14.85%，长期债务占 85.15%，有息债务结构仍以长期债务为主。截至 2019 年 3 月底，公司资产负债率、全部债务资本化比率和长期债务资本化比率分别为 62.29%、39.86% 和 36.07%。

总体看，跟踪期内，公司债务负担保持适宜水平，有息债务期限以长期为主，短期债务支付压力不大。而从递延收益中政府补助情况来看，公司获得政府补贴力度较大。



#### 4. 盈利能力

2018年，公司营业总收入为170.36亿元，同比增长5.72%，主要系采暖费收入和天然气销售收入增加所致。近三年，营业成本年均复合增长10.73%，增长幅度高于同期营业总收入的增长幅度；2018年，公司营业利润为6.77亿元，同比增长1.20%，利润总额为6.99亿元，同比增长5.67%。

2016—2018年，公司期间费用有所增长，2018年为15.11亿元，同比增长8.85%，期间费用率为8.87%。2018年公司期间费用构成以管理费用为主，2018年公司管理费用为9.06亿元，财务费用为5.64亿元。公司期间费用对营业利润存在一定侵蚀。

非经常性损益方面，公司非经常性损益主要为资产减值损失和投资收益。2016—2018年，公司资产减值损失快速下降，年均复合下降82.04%，其中，2016年，公司资产减值损失14.22亿元，主要是公司煤电机组关停计提的固定资产减值损失9.98亿元和可供出售金融资产减值损失<sup>2</sup>3.99亿元；2017年，公司资产减值损失2.94亿元，主要为长期股权投资减值准备，同比下降主要是2016年计提与煤电机组关停相关的固定资产减值损失基数较大。2018年，公司资产减值损失0.45亿元，同比下降84.39%。2016—2018年，公司投资收益快速下降，分别为7.32亿元、3.29亿元和2.91亿元，年均复合下降36.99%，系公司参股电厂受煤价波动和煤电上网电价调整导致盈利波动所致，其中，受煤价上涨影响，公司参股电厂盈利下滑，公司投资收益持续下滑。2017—2018年，公司分别确认其他收益1.70亿元和2.42亿元。总体看，非经常性损益对公司利润影响较大。

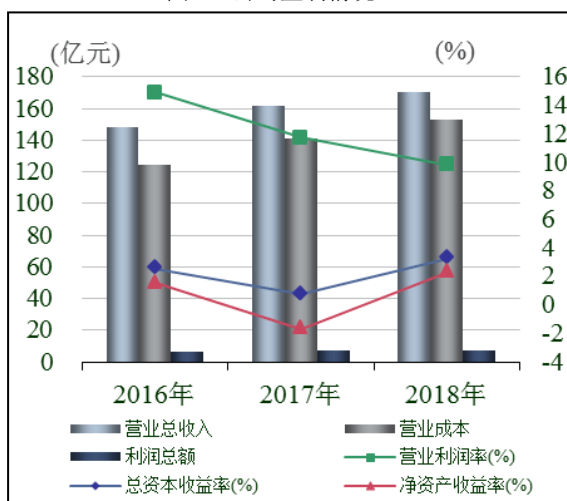
营业外收支方面，2016—2018年，公司营业外收入分别为5.13亿元、0.81亿元和0.51亿元，年均复合下降68.38%，主要系2017年开始与资产和收益相关的政府补助本期计入其

他收益所致，公司营业外收入主要为非流动资产处置利得、获得的政府补助等。2016—2018年，公司营业外支出分别为0.38亿元、0.88亿元和0.29亿元，年均复合减少12.57%。

从盈利指标看，2016—2018年，公司营业利润率呈下滑趋势；2018年营业利润率为9.87%，较上年下降1.86个百分点。2016—2018年，公司净资产收益率和总资本收益率三年平均值分别为0.97%和2.37%，2018年分别为2.31%和3.26%。

2019年1—3月，公司营业收入和营业成本分别为62.57亿元和58.73亿元，分别为2018年全年的36.73%和38.56%；实现利润总额1.88亿元，营业利润率为5.75%。

图7 公司盈利情况



资料来源：公司财务报告

总体看，跟踪期内，随着“煤改气”推进天然气销售量持续增长以及集中供热用户和供热面积均持续增长，公司收入规模有所增长；由于公司供热业务社会责任较重，受定价机制和折旧、运营成本增加等因素影响，存在一定的经营压力。非经常性损益对公司利润影响较大，较大规模的资产减值损失和参股电厂盈利能力下滑造成的投资收益有所减少。公司整体盈利能力较弱。

#### 5. 现金流分析

2016—2018年，公司经营活动现金流入量

<sup>2</sup> 公司可供出售金融资产减值损失主要包括对克什克腾煤制气项目股权减值2.55亿元和对中海油天津液化天然气公司股权减值8500万元，计提原因均系被投资企业经营亏损、资不抵债。

波动中有所下降，年均复合下降 9.17%，其中销售商品、提供劳务收到的现金保持相对稳定，年均复合增长 9.24%，收到其他与经营活动有关的现金波动下降，年均复合下降 26.81%；同期，公司经营活动现金流出量波动中有所下降，年均复合下降 9.92%，其中购买商品、接受劳务支付的现金有所增长，年均复合增长 8.48%，支付其他与经营活动有关的现金波动下降，年均复合下降 28.86%。公司经营活动现金净流量近三年呈波动增长趋势，三年复合增长率为 3.35%，2018 年公司经营活动现金流量净额为 20.56 亿元，较上年大幅下降 49.02%。2016—2018 年，公司现金收入比波动中有所增长，三年加权均值为 109.15%，2018 年为 111.99%，较 2017 年增长 7.08 个百分点，公司经营活动收现质量尚可。

2016—2018 年，公司投资活动现金流净额持续呈现净流出状态，分别为-13.51 亿元、-14.45 亿元和-11.98 亿元，投资活动主要净流出项目为购建固定资产、无形资产等支付的现金。由于公司近年进行了“煤改气”工程建设，并持续推进“供热一张网”和燃气板块配套工程建设，公司购建固定资产、无形资产等支付的现金规模较大，三年分别为 18.54 亿元、20.88 亿元和 21.23 亿元。随着主要在建项目陆续完工并投入运营，公司当前资本支出压力已有所减轻，投资活动现金净流出规模也有所降低。

2016—2018 年，公司筹资活动前现金流净额分别为 5.74 亿元、25.88 亿元和 8.58 亿元，经营活动获现能够覆盖投资净流出。

2016—2018 年，公司筹资活动现金流量净额分别为-12.31 亿元、-25.51 亿元和-2.68 亿元。2018 年，公司筹资活动现金流入量大幅增长 66.35%，主要系取得借款收到的现金大幅增长，筹资活动现金净流出规模大幅下降，

2019 年 1—3 月，公司经营活动现金流量净额为-7.65 亿元，呈净流出状态，2018 年同期为-11.11 亿元；公司投资活动现金流量净额 7.87 亿元，2018 年同期为 0.22 亿元，同比大幅

增长，主要系购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金规模下降所致；公司筹资活动现金流量净额-1.74 亿元，2018 年同期为-0.39 亿元。

总体看，公司经营活动现金流入量快速增长，收入实现质量和经营获现情况尚可；随着主要在建项目陆续完工并投入运营，公司当前资本支出压力已有所减轻，对外部融资依赖性有所下降。

## 6. 偿债能力

从短期偿债能力指标看，2016—2018 年，公司流动比率和速动比率加权平均值分别为 128.19% 和 121.10%，2018 年底以上两项指标分别为 131.59% 和 125.03%；截至 2019 年 3 月底，上述两指标分别为 136.46% 和 129.14%，较 2018 年底继续回升，公司流动比率和速动比率适宜。2016—2018 年，公司经营现金流动负债比分别为 13.09%、29.14% 和 15.37%。2016—2018 年，公司现金类资产分别为 92.85 亿元、93.52 亿元和 105.65 亿元，现金类资产充裕，对短期债务的覆盖倍数分别为 3.60 倍和 7.38 倍和 4.66 倍，覆盖程度较好。总体看，公司短期偿债能力强。

从长期偿债能力指标看，2016—2018 年，公司 EBITDA 波动中有所增长，2018 年为 33.02 亿元，同比增长 11.76%。受 EBITDA 波动增长和债务规模波动下降综合影响，公司全部债务/EBITDA 呈下降趋势，2016—2018 年分别为 5.19 倍、4.47 倍和 4.25 倍。2016—2018 年，公司 EBITDA 利息倍数呈波动上升趋势，分别为 3.98 倍、4.83 倍和 4.61 倍。总体看，公司长期偿债能力较强。

截至 2019 年 3 月底，公司合并口径无对外担保。

截至 2019 年 3 月底，公司获得银行授信额度共计 354.45 亿元，已使用 117.41 亿元，剩余未使用授信额度 237.04 亿元，公司间接融资渠道畅通。

公司下属的天津津燃公用事业股份有限公

司是香港联交所上市企业（1265.HK），具备直接融资渠道。

#### 7. 过往债务履约情况

根据中国人民银行企业信用报告（机构信用代码：G1012010404024350E），截至 2019 年 5 月 24 日，公司无未还清和已还清的不良信贷记录，过往债务履约情况良好。

#### 8. 母公司财务分析

截至 2019 年 3 月底，母公司资产规模 208.64 亿元，其中，其他应收款 31.96 亿元，长期股权投资 157.01 亿元；负债合计 49.97 亿元，资产负债率为 23.95%，有息债务 16.70 亿元，母公司口径债务负担不重。截至 2019 年 3 月底，母公司所有者权益 158.67 亿元，其中，实收资本 100.45 亿元，母公司权益稳定性较高。2019 年 1—3 月，母公司实现营业收入 0.03 亿元，利润总额-0.19 亿元，主要系母公司本部为公司的管理平台，收入规模很小所致。

#### 9. 抗风险能力

基于公司作为天津市能源产业投资主体所具备的平台优势和整合能力，以及对公司主要产业未来发展趋势、公司经营及财务风险识别，公司在政府资源倾斜、政策支持等方面的综合评估，公司整体抗风险能力极强。

### 十、存续期债券偿还能力分析

截至本报告出具日，公司存续债券为“18 津能源 MTN001”，本金 8 亿元，将于 2021 年到期。

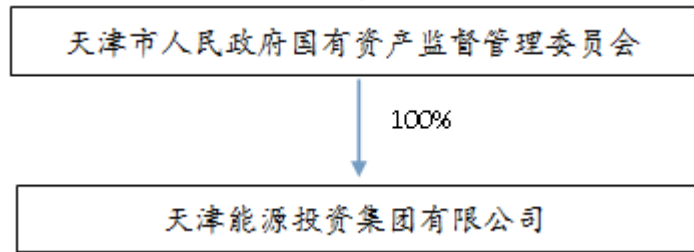
2018 年，公司经营活动现金流入量对“18 津能源 MTN001”本金的覆盖倍数为 37.54 倍；公司经营活动现金流净额对“18 津能源 MTN001”本金的覆盖倍数为 2.57 倍；公司 EBITDA 为“18 津能源 MTN001”本金的 4.13 倍。2018 年，公司经营活动现金流入量对“18 津能源 MTN001”的覆盖程度很高，经营活动

现金净额和 EBITDA 对“18 津能源 MTN001”保障能力强。

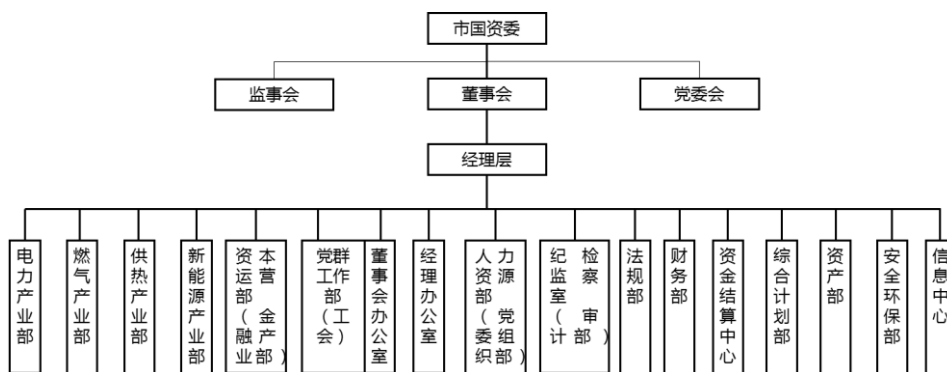
### 十二、结论

综合评估，联合资信确定维持天津能源投资集团有限公司的主体长期信用等级为 AAA，并维持“18 津能源 MTN001”的信用等级为 AAA，评级展望为稳定。

附件 1-1 公司股权结构图



附件 1-2 公司组织架构图



## 附件 2 截至 2018 年底公司直接控股子公司列表

序号	企业名称	直接持股比例 (%)	实收资本 (万元)	注册地
1	天津市津能投资公司	100.00	420280.44	天津
2	天津市燃气集团有限公司	100.00	130933.70	天津
3	天津市公用基础设施建设公司	100.00	1244.00	天津
4	天津市燃气热力规划设计研究院有限公司	100.00	300.00	天津
5	天津市允孚燃气科贸有限公司	100.00	800.00	天津
6	天津市热力有限公司	100.00	4899.56	天津
7	天津市联益燃气配套工程有限责任公司	100.00	2000.00	天津
8	天津市液化气有限责任公司	100.00	8720.00	天津
9	天津市滨海天然气集输有限公司	100.00	198.00	天津
10	天津市裕民燃气表具有限公司	100.00	600.00	天津
11	天津市第一煤气厂	100.00	14658.00	天津
12	天津市陕津天然气集输有限公司	88.88	10796.08	天津
13	天津市众元天然气工程有限公司	100.00	7076.00	天津
14	天津市罡世燃气科工贸发展有限公司	100.00	200.00	天津
15	天津市第二煤气厂	100.00	48724.63	天津
16	天津津燃公用事业股份有限公司	70.54	18393.08	天津
17	天津滨海燃气集团有限公司	100.00	24282.38	天津
18	天津津燃燃气热力有限公司	51.00	3000.00	天津
19	津燃贸易咨询有限公司	100.00	2649.30	天津
20	天津市津燃置业投资有限公司	100.00	3000.00	天津
21	天津市津燃热电有限公司	100.00	50000.00	天津
22	津燃华润燃气有限公司	51.00	500000.00	天津
23	天津市液化气工程有限公司	100.00	2109.39	天津
24	天津市联寅煤气通信技术有限责任公司	100.00	50.00	天津
25	天津津能滨海供热集团有限公司	100.00	60000.00	天津
26	天津能源投资集团科技有限公司	100.00	1500.00	天津
27	天津津能融资租赁有限公司	100.00	3000.00 (万美元)	天津
28	天津市津和供热有限公司	100.00	50.00	天津
29	天津能源集团财务有限公司	100.00	100000.00	天津
30	天津市天汇燃气发展有限公司	50.00	5000.00	天津

## 附件 3 主要财务数据及指标

项目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 3 月
<b>财务数据</b>				
现金类资产(亿元)	92.59	93.52	105.65	111.84
资产总额(亿元)	559.42	562.99	570.19	550.99
所有者权益(亿元)	200.58	202.26	206.35	207.79
短期债务(亿元)	25.69	12.67	22.67	20.45
长期债务(亿元)	129.71	119.43	117.60	117.24
全部债务(亿元)	155.40	132.10	140.27	137.69
营业总收入(亿元)	147.51	161.14	170.36	62.57
利润总额(亿元)	6.31	6.61	6.99	1.88
EBITDA(亿元)	29.97	29.55	33.02	--
经营性净现金流(亿元)	19.25	40.33	20.56	-7.65
<b>财务指标</b>				
销售债权周转次数(次)	6.20	7.17	7.78	--
存货周转次数(次)	10.56	12.83	16.05	--
总资产周转次数(次)	0.26	0.29	0.30	--
现金收入比(%)	108.40	104.92	111.99	79.25
营业利润率(%)	14.94	11.73	9.87	5.75
总资本收益率(%)	2.55	0.76	3.26	--
净资产收益率(%)	1.55	-1.66	2.31	--
长期债务资本化比率(%)	39.27	37.13	36.30	36.07
全部债务资本化比率(%)	43.65	39.51	40.47	39.86
资产负债率(%)	64.14	64.07	63.81	62.29
流动比率(%)	119.11	128.58	131.59	136.46
速动比率(%)	111.11	121.20	125.03	129.14
经营现金流动负债比(%)	13.09	29.14	15.37	--
EBITDA 利息倍数(倍)	3.98	4.83	4.61	--
全部债务/EBITDA(倍)	5.19	4.47	4.25	--

注：1. 2016 年的财务数据为 2017 年审计报告的期初数；2. 2019 年 1—3 月财务数据未经审计；3. 长期应付款中融资租赁款已计入长期债务

## 附件 4 主要财务指标的计算公式

指标名称	计算公式
增长指标	
资产总额年复合增长率	(1) 2 年数据: 增长率= (本期-上期) / 上期×100% (2) n 年数据: 增长率=[(本期/前 n 年) <sup>1/(n-1)</sup> - 1]×100%
净资产年复合增长率	
营业收入年复合增长率	
利润总额年复合增长率	
经营效率指标	
销售债权周转次数	营业收入 / (平均应收账款净额+平均应收票据)
存货周转次数	营业成本/平均存货净额
总资产周转次数	营业收入/平均资产总额
现金收入比	销售商品、提供劳务收到的现金/营业收入×100%
盈利指标	
总资本收益率	(净利润+费用化利息支出) / (所有者权益+长期债务+短期债务) ×100%
净资产收益率	净利润/所有者权益×100%
营业利润率	(营业收入-营业成本-营业税金及附加) / 营业收入×100%
债务结构指标	
资产负债率	负债总额/资产总计×100%
全部债务资本化比率	全部债务 / (长期债务+短期债务+所有者权益) ×100%
长期债务资本化比率	长期债务 / (长期债务+所有者权益) ×100%
担保比率	担保余额/所有者权益×100%
长期偿债能力指标	
EBITDA 利息倍数	EBITDA/利息支出
全部债务/ EBITDA	全部债务/ EBITDA
短期偿债能力指标	
流动比率	流动资产合计/流动负债合计×100%
速动比率	(流动资产合计-存货) / 流动负债合计×100%
经营现金流流动负债比	经营活动现金流量净额/流动负债合计×100%

注: 现金类资产=货币资金+交易性金融资产/短期投资+应收票据  
 短期债务=短期借款+交易性金融负债+一年内到期的非流动负债+应付票据  
 长期债务=长期借款+应付债券  
 全部债务=短期债务+长期债务  
 EBITDA=利润总额+费用化利息支出+固定资产折旧+摊销  
 利息支出=资本化利息支出+费用化利息支出  
 企业执行新会计准则后, 所有者权益=归属于母公司所有者权益+少数股东权益

## 附件 5-1 主体长期信用等级设置及其含义

联合资信主体长期信用等级划分为三等九级，符号表示为：AAA、AA、A、BBB、BB、B、CCC、CC、C。除AAA级，CCC级（含）以下等级外，每一个信用等级可用“+”“-”符号进行微调，表示略高或略低于本等级。详见下表：

信用等级设置	含义
AAA	偿还债务的能力极强，基本不受不利经济环境的影响，违约风险极低
AA	偿还债务的能力很强，受不利经济环境的影响不大，违约风险很低
A	偿还债务能力较强，较易受不利经济环境的影响，违约风险较低
BBB	偿还债务能力一般，受不利经济环境影响较大，违约风险一般
BB	偿还债务能力较弱，受不利经济环境影响很大，违约风险较高
B	偿还债务的能力较大地依赖于良好的经济环境，违约风险很高
CCC	偿还债务的能力极度依赖于良好的经济环境，违约风险极高
CC	在破产或重组时可获得保护较小，基本不能保证偿还债务
C	不能偿还债务

## 附件 5-2 中长期债券信用等级设置及其含义

联合资信中长期债券信用等级设置及含义同主体长期信用等级。

## 附件 5-3 评级展望设置及其含义

联合资信评级展望是对信用等级未来一年左右变化方向和可能性的评价。联合资信评级展望含义如下：

评级展望设置	含义
正面	存在较多有利因素，未来信用等级提升的可能性较大
稳定	信用状况稳定，未来保持信用等级的可能性较大
负面	存在较多不利因素，未来信用等级调低的可能性较大
发展中	特殊事项的影响因素尚不能明确评估，未来信用等级可能提升、降低或不变