

信用等级公告

联合〔2020〕121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主体长期信用状况及其拟发行的 2020 年度第一期中期票据进行综合分析和评估，确定天津能源投资集团有限公司主体长期信用等级为 AAA，天津能源投资集团有限公司 2020 年度第一期中期票据信用等级为 AAA，评级展望为稳定。

特此公告

联合资信评估有限公司
二〇二〇年一月十六日



天津能源投资集团有限公司

2020 年度第一期中期票据信用评级报告

评级结果：

主体长期信用等级：AAA

本期中期票据信用等级：AAA

评级展望：稳定

债项概况：

本期中期票据发行规模：5 亿元

本期中期票据期限：3 年

偿还方式：按年付息，到期一次还本

募集资金用途：用于偿还有息负债

评级时间：2020 年 1 月 16 日

本次评级使用的评级方法、模型：

名称	版本
联合资信评估有限公司电力企业信用评级方法	V3.0.201907
联合资信评估有限公司电力企业主体信用评级模型（打分表）	V3.0.201907

注：上述评级方法和评级模型均已在联合资信官网公开披露

本次评级模型打分表及结果：

指示评级	aaa		评级结果	AAA
评价内容	评价结果	风险因素	评价要素	评价结果
经营风险	B	经营环境	宏观和区域风险	2
			行业风险	2
		自身竞争力	基础素质	3
			企业管理	2
			经营分析	2
财务风险	F1	现金流	资产质量	1
			盈利能力	3
		资本结构	现金流量	2
			资本结构	2
			偿债能力	1
调整因素和理由				调整子级
--				--

注：经营风险由低至高划分为 A、B、C、D、E、F 共 6 个等级，各级因子评价划分为 6 档，1 档最好，6 档最差；财务风险由低至高划分为 F1—F7 共 7 个等级，各级因子评价划分为 7 档，1 档最好，7 档最差；财务指标为近三年加权平均值；通过矩阵分析模型得到指示评级结果

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。近年来，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。

公司经营活动现金流量和 EBITDA 对本期中期票据保障能力强。

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。综合考虑，联合资信对公司的评级展望为稳定。

基于对公司主体长期信用状况以及本期中期票据偿还能力的综合评估，联合资信认为，公司本期中期票据到期不能偿还的风险极低，安全性极高。

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占天津市总装机容量 80% 以上，区域竞争优势明显。
3. 公司燃气市场份额占天津市 90% 以上，市场占有率高，区域内用气需求的持续增加为公司燃气板块发展奠定基础。
4. 公司供热板块产业链完整，热电联产集中供热能力强，区域覆盖面广，清洁供热程度高。
5. 公司债务负担适宜，债务压力不大。

关注

1. 区域内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，存在一定经营

分析师：刘珺轩 李晨 张葛

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

压力。

3. 非经常性损益对公司利润影响较大，大额资产减值损失对公司业绩有一定影响。

主要财务数据：

合并口径				
项 目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 9 月
现金类资产(亿元)	92.59	93.52	105.65	105.45
资产总额(亿元)	559.42	562.99	570.19	558.18
所有者权益(亿元)	200.58	202.26	206.35	212.04
短期债务(亿元)	25.69	12.67	22.67	26.39
长期债务(亿元)	129.71	119.43	117.60	112.45
全部债务(亿元)	155.40	132.10	140.27	138.84
营业收入(亿元)	147.51	161.14	170.36	108.08
利润总额(亿元)	6.31	6.61	6.99	5.77
EBITDA(亿元)	29.97	29.55	33.02	--
经营性净现金流(亿元)	19.25	40.33	20.56	-0.51
营业利润率(%)	14.94	11.73	9.87	8.06
净资产收益率(%)	1.55	-1.66	2.31	--
资产负债率(%)	64.14	64.07	63.81	62.01
全部债务资本化比率(%)	43.65	39.51	40.47	39.57
流动比率(%)	119.11	128.58	131.59	122.25
经营现金流流动负债比(%)	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	--

公司本部（母公司）

项 目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 9 月
资产总额（亿元）	217.89	219.50	211.17	223.80
所有者权益（亿元）	154.35	156.50	158.86	165.89
全部债务(亿元)	0.00	0.00	13.01	20.11
营业收入(亿元)	0.38	0.50	0.52	0.06
利润总额(亿元)	5.90	2.56	2.37	7.02
资产负债率（%）	29.16	28.70	24.77	25.88
全部债务资本化比率(%)	0.00	0.00	7.57	10.81
流动比率（%）	159.13	165.6	523.12	328.22
经营现金流流动负债比(%)	-0.87	-14.82	-330.09	--

注：2016 年的财务数据为 2017 年审计报告的期初数；公司 2019 年 1—9 月财务报表未经审计；长期应付款中融资租赁款已计入公司长期债务；集团类客户提供公司本部（母公司）财务信息

主体评级历史：

信用等级	评级展望	评级时间	项目小组	评级方法/模型	评级报告
AAA	稳定	2019/7/22	刘珺轩 李晨	电力行业企业信用评级方法（2018 年）	阅读全文
AAA	稳定	2018/9/7	杨栋 卢谋华 王宁	电力行业企业信用评级方法（2017 年）	阅读全文

注：上述历史评级项目的评级报告通过报告链接可查阅；2019 年 8 月 1 日之前的评级方法和评级模型均无版本编号

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，符合真实性、准确性、完整性要求。

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、本次信用评级结果的有效期为本期债项的存续期；根据跟踪评级的结论，在有效期内信用等级有可能发生变化。

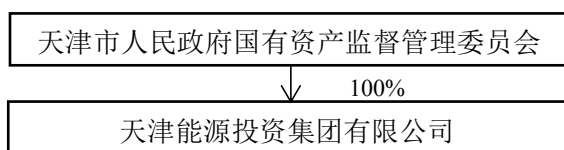
天津能源投资集团有限公司

2020 年度第一期中期票据信用评级报告

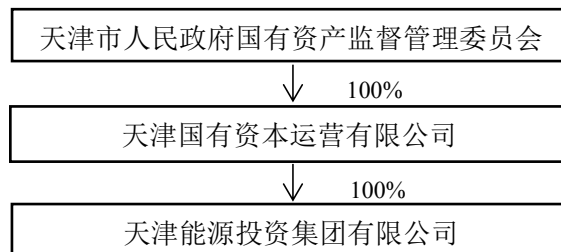
一、主体概况

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 9 月底，公司注册资本 100.45 亿元，实收资本 100.45 亿元。2020 年 1 月，天津国有资本投资运营有限公司（以下简称“津国资运营公司”）以非公开协议转让方式收购公司 100% 股权。截至 2020 年 1 月 15 日，上述交易已完成，相关工商和产权变更手续正在办理中。天津市国资委持有津国资运营公司 100% 股权，故公司控股股东发生变更后，公司实际控制人仍为天津市国资委（详见图 1）。

图 1 公司控股股东变更前后股权结构变化情况
变更前：



变更后：



资料来源：公司提供

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（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，公司实现营业总收入 170.36 亿元，利润总额 6.99 亿元。

截至 2019 年 9 月底，公司（合并）资产总额 558.18 亿元，所有者权益 212.04 亿元（包含少数股东权益 38.50 亿元）；2019 年 1—9 月，公司实现营业总收入 108.08 亿元，利润总额 5.77 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。

二、本期中期票据概况

公司于 2018 年注册总额度为 50 亿元的中期票据，本期计划发行 2020 年度第一期中期票据（以下简称“本期中期票据”），募集资金额度为 5 亿元，期限为 3 年。每年付息一次，于兑付日一次性兑付本金及最后一期利息。本期中期票据募集资金用于偿还有息负债。

本期中期票据无担保。

三、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，我国经济增长面临的下行压力有所加大。2018年，我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，我国国内生产总值（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（PPIRM）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。

表1 我国主要经济数据（单位：万亿元、%）

项目	2016年	2017年	2018年	2019年 上半年
GDP	74.0	82.1	90.0	45.1
GDP 增速	6.7	6.8	6.6	6.3
规模以上工业增加值增速	6.0	6.6	6.2	6.0
固定资产投资增速	8.1	7.2	5.9	5.8
社会消费品零售总额增速	10.4	10.2	9.0	8.4
出口增速	-1.9	10.8	7.1	6.1
进口增速	0.6	18.7	12.9	1.4
CPI 增幅	2.0	1.6	2.1	2.2
PPI 增幅	-1.4	6.3	3.5	0.3
城镇登记失业率	4.0	3.9	3.8	3.6
城镇居民人均可支配收入增速	5.6	6.5	5.6	5.7

注：1. 增速及增幅均为同比增长情况；2. 出口增速、进口增速统计均以人民币计价；3. GDP 增速、城镇居民人均可支配收入增速为实际增长率，规模以上工业增加值增速、固定资产投资增速、社会消费品零售总额增速为名义增长率；4. 固定资产投资增速为不含农户投资增速；5. 城镇登记失业率为期末值

资料来源：国家统计局、Wind

2019年1—6月，我国积极的财政政策继续加力增效，通过扩大财政支出加强基建补短板投资，同时大规模的减税降费政策落地实施，企业负担进一步减轻，财政稳增长作用凸显。2019年1—6月，我国一般公共预算收入和支出分别为10.8万亿元和12.4万亿元，收入同比增幅（3.4%）远低于支出同比增幅（10.7%），财政赤字（1.6万亿元）较上年同期（7261亿元）大幅增加。央行继续实施稳健的货币政策，综合运用多种货币政策工具维持了市场流动性的合理充裕，市场利率水平相对稳定。在上述政策背景下，2019年1—6月，我国国内生产总值45.1万亿元，同比实际增长6.3%。中西部地区经济增速仍较快，东北地区经济增长仍靠后；CPI温和上涨；PPI和PPIRM基本平稳；就业形势总体稳定。

2019年1—6月，我国三大产业继续呈现增长态势，农业生产形势稳定；工业生产继续放缓，工业企业利润增速有所企稳；服务业增速略有放缓，但仍是拉动GDP增长的主要力量。

固定资产投资增速有所放缓，制造业投资、基础设施建设和房地产投资增速均有所回落。2019年1—6月，全国固定资产投资（不含农户）29.9万亿元，同比增长5.8%，增速有所放缓。其中，民间固定资产投资18.0万亿元，同比增长5.7%，增速明显回落。从三大主要投资领域来看，2019年1—6月，全国房地产开发投资6.2万亿元，同比增长10.9%，增速较1—3月回落0.9个百分点，主要源于近期房企融资约束持续加强，但受上年开发商大量购地以及前期开工项目续建影响，房地产开发投资增速较上年同期仍有所加快。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）同比增长4.1%，较上年同期明显下降，但在2018年年底全国人大授权国务院提前下达部分2019年度新增地方政府债务限额，今年4月、6月先后发布相关政策加快地方债发行进

度，同时允许将专项债券作为符合条件的重大项目资本金等多项措施助力基建投资的政策背景下，今年以来基础设施建设投资持续企稳。制造业投资同比增长 3.0%，增幅明显回落。其中，汽车制造业投资增速依旧维持在 0.2% 的低位水平，是制造业投资放缓的重要原因。

居民消费增速有所回升，消费结构持续优化升级。2019 年 1—6 月，全国社会消费品零售总额 19.5 万亿元，同比增长 8.4%，增速较 1—3 月（8.3%）略有回升，较上年同期（9.4%）有所回落，较 1—3 月回升主要由于车企降价销售“国五”标准汽车使得汽车类零售额同比增速（1.2%）较 1—3 月转负为正。具体来看，生活日常类消费仍保持较高增速，升级类消费增速较快，服务类消费增幅明显。此外，网上零售继续保持快速增长。我国居民消费持续平稳增长，消费结构进一步改善，在我国经济面临下行压力的背景下消费仍是经济增长的第一驱动力。

进出口稳中有进，贸易顺差有所扩大。2019 年 1—6 月，我国货物贸易进出口总值 14.7 万亿元，同比增速（3.9%）较 1—3 月略有回升，较上年同期大幅回落，主要受中美贸易摩擦和我国内需放缓等因素影响。出口方面，机电产品与劳动密集型产品仍为出口主力。进口方面以集成电路、原油和农产品为主，集成电路进口额增速（-6.9%）较上年同期下滑了 38.9 个百分点，是进口增速较上年同期下滑的主要原因。2019 年下半年，国际贸易紧张局势可能加剧、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，中国宏观经济整体仍存在较大的下行压力。在此背景下，我国将继续实施积极的财政政策和稳健的货币政策，加大逆周期政策调节力度稳投资，同时采取措施推动消费升级、稳定外贸增长，推动经济健康高质量发展。从三大需求看，一是固定资产投资增速有望持续企稳。随着地方政府专项债券发行力度的加大，以及补短板、强后劲的重大项目的加快批复，基础设施投资有望持

续企稳；减税降费的落实将进一步修复企业盈利，激发企业主体活力，加上电子信息产品制造、交通运输设备制造等具有较大示范效应的高端产品和设备制造领域的发展，制造业投资有望企稳；在“房住不炒”的定位下，房地产投资增速或有所回落，但在稳增长和推进城镇化建设的背景下房地产投资回落幅度比较有限。二是居民消费增速面临一定压力。“国六”标准政策的实施透支了部分汽车消费需求，可能会对未来一段时间的汽车消费产生不利影响，加上当前我国居民部门杠杆率持续攀升、房地产对消费的挤出效应仍强，居民消费增速或面临一定的回落压力。三是进出口增速或将继续放缓。全球经济复苏仍面临诸多不确定性因素，外部需求或继续放缓；随着相关扩大进口政策的进一步实施，以及我国加强与“一带一路”沿线国家的交往，我国对除美国外主要经济体的进口增速保持相对稳定，但国内经济下行压力有所加大，我国内需压力未消也会对进口产生一定抑制。总体来看，2019 年下半年，我国经济运行仍将保持在合理区间，考虑到房地产投资增速以及居民消费增速或将有所放缓，下半年经济增速或略有回落，预计全年经济增速在 6.2% 左右。

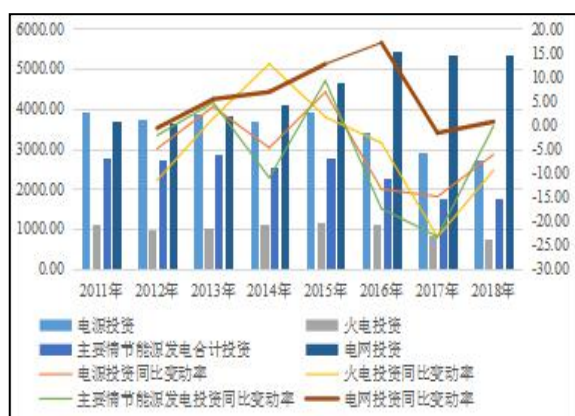
四、行业及区域经济环境

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 2 近年中国电源及电网投资情况（单位：亿元、%）

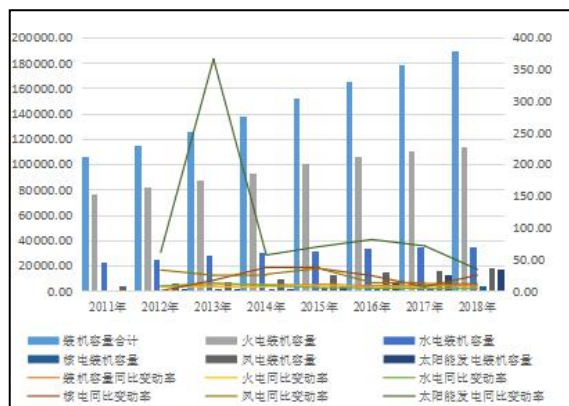


资料来源：中电联，联合资信整理

根据中电联统计数据¹，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均有所缩减，火电装机投资下降快。2019年1—9月，中国电源和电网建设投资趋势有所回转。电源基本建设投资同比增长6.0%至1797亿元，其中水电和风电投资同比增幅较大，火电和核电投资仍同比下降；同期，电网基本建设投资合计完成2953亿元，同比下降12.5%。

图3 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

¹ 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。

截至2018年底，中国全口径发电设备装机容量19.00亿千瓦，较上年底增长6.47%。其中火电装机11.44亿千瓦，较上年底增长3.02%；可再生能源发电装机达到7.11亿千瓦，较上年底增长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，分别较上年底增长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%，较上年底上升1.67个百分点。截至2019年9月底，中国6000千瓦及以上电厂发电设备装机容量合计18.63亿千瓦，其中清洁能源发电装机约占37.19%。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。

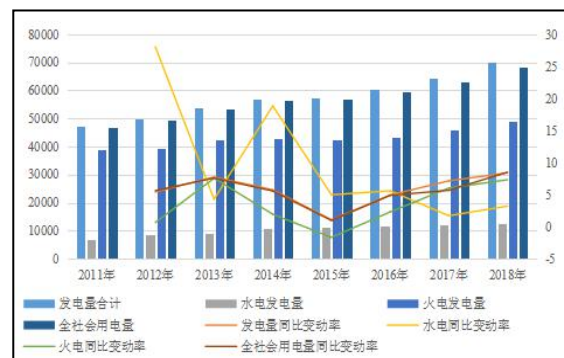
近年来，伴随各行业用电需求提升，中国全口径发电设备发电量呈回升趋势。2018年，中国全口径发电设备发电量69940亿千瓦时，同比增长8.39%，6000千瓦及以上电厂发电设备利用小时3862小时，同比增长72小时。其中火电发电量49231亿千瓦时，同比增长7.31%，利用小时数4361小时，同比增长142小时；同期，中国可再生能源发电量17764亿千瓦时，同比增长9.85%；可再生能源发电量占全部发电量的25.40%，同比上升0.34个百分点。其中，全国水电发电量12329亿千瓦时，同比增长3.20%；平均利用小时数为3613小时，同比增长16小时；2018年，全国水电弃水量691亿千瓦时，在来水好于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”。2019年1—9月，中国全口径发电设备发电量52967亿千瓦时，同比增长3.0%，仍主要由火电（占71.78%）和水电（占16.87%）构成，核电发电量虽占比偏小，但增幅较高，为21.1%；同期，中国全口径发电设备累计平均利用小时数为2857小时，同比下降48小时。

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%。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。2019年1—9月，中国全社会用电量53442亿千瓦时，同比增长4.4%。

图4 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

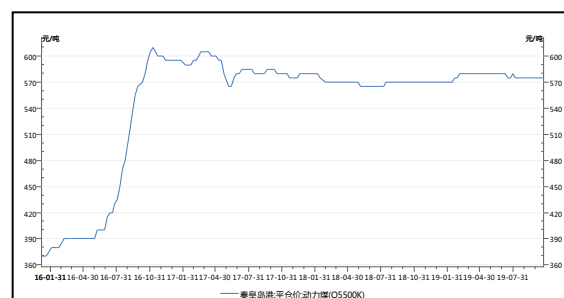
整体看，2018年以来，伴随全社会用电量较快增长以及电力消费结构持续优化，中国电力生产延续绿色低碳发展成效初步显现。主要表现为发电装机绿色转型持续推进，非化石能源发电量快速增长；各类电源结构设备利用小时均同比提高，弃风弃光问题得到进一步改善；电网投资比重提高，跨区跨省送电量快速增长等。

2. 行业关注及政策调整

(1) 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。

图5 秦皇岛港5500大卡动力煤平仓价



资料来源：Wind

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，2017年以来动力煤价格保持高位震荡，截至2019年10月23日秦皇岛港5500大卡煤主流平仓价575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，季节性短时段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。

（2）上网电价调整

光伏电价调整

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。

2019年4月30日，国家发改委发布的《国家

发展改革委关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》（发改价格〔2019〕761号）表示，持续多年的地面光伏电站标杆上网电价成为历史，取而代之的是市场化竞价制度下的指导价。综合考虑技术进步等多方面因素，自2019年7月1日起，将纳入国家财政补贴范围的I~III类资源区新增集中式光伏电站指导价分别确定为每千瓦时0.40元、0.45元和0.55元。本次出台的三类资源区指导价即市场化竞价的上线，竞价项目按修正后电价由低到高全国排序、直至出清。此外，采用“自发自用、余量上网”模式的工商业分布式（即除户用以外的分布式）光伏发电项目，全发电量补贴标准调整为每千瓦时0.10元；采用“全额上网”模式的工商业分布式光伏发电项目，按所在资源区集中式光伏电站指导价执行；采用“自发自用、余量上网”模式和“全额上网”模式的户用分布式光伏全发电量补贴标准调整为每千瓦时0.18元；光伏扶贫电站依然未受到政策变动和电价退坡的波及，I~III类资源区上网电价仍分别按照每千瓦时0.65元、0.75元、0.85元执行。

风电电价调整

为落实国务院办公厅《能源发展战略行动计划（2014—2020年）》关于风电2020年实现与煤电平价上网的目标要求，科学合理引导新能源投资，实现资源高效利用，推动风电产业健康可持续发展，国家发改委于2019年5月21日发布《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882号），并于2019年7月1日开始执行。该通知将风电标杆上网电价改为指导价，新核准的风电项目上网电价将通过竞争方式确定。陆上风电方面，2019年I~IV类资源区新核准集中式风电指导价分别调整为每千瓦时0.34元、0.39元、0.43元和0.52元；2020年将分别调整为每千瓦时0.29元、0.34元、0.38元和0.47元；不参与市场化交易的分散式风电项目，执行项目所在资源区指导价，参与市场化交易的分散式风电项目上网电价由发电企业与电力用户直接协商形成，不享受国家补

贴；2018 年之前核准，但 2020 年底前仍未完成并网的项目以及 2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准，但 2021 年底前仍未完成并网的项目，国家不再补贴；2021 年 1 月 1 日起，新核准的风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。海上风电方面，2019 年新核准近海风电指导价调整为每千瓦时 0.8 元，2020 年将调整为每千瓦时 0.75 元；新核准潮间带风电项目通过竞争方式确定的上网电价，不得高于所在资源区陆上风电指导价；对 2018 年底前已核准，且在 2021 年底前全部机组完成并网的风电项目，执行核准时的上网电价，2022 年及以后全部机组完成并网的风电项目，执行并网年份的指导价。

煤电电价调整

2004 年以来，燃煤发电标杆上网电价及煤电价格联动机制逐步建立，并成为上网侧电价形成的重要基准。近年来，随着电力市场化改革的不断深化，竞争性环节电力价格加快放开，现行燃煤发电标杆上网电价机制已难以适应形势发展，突出表现为不能有效反映电力市场供求变化、电力企业成本变化，不利于电力上下游产业协调可持续发展，不利于市场在电力资源配置中发挥决定性作用等。为贯彻落实《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》《中共中央国务院关于推进价格机制改革的若干意见》精神，加快推进电力价格市场化改革，有序放开竞争性环节电力价格，提升电力市场化交易程度，2019 年 10 月 21 日，国家发展和改革委员会发布《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（发改价格规〔2019〕1658 号，以下简称“《指导意见》”）。《指导意见》提出将现行燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%，对电力交易中心依照电力体制改革方案开展的现货交易，可不受此限制；国家发改委将根据市场发展适

时对基准价和浮动幅度范围进行调整；暂不具备市场交易条件或没有参与市场交易的工商业用户用电对应的电量以及燃煤发电量中居民、农业用户用电对应的电量仍按基准价执行。

《指导意见》将于 2020 年 1 月 1 日起实施，并约定实施“基准价+上下浮动”价格机制的省份，2020 年暂不上浮，确保工商业平均电价只降不升，燃煤发电上网电价形成机制改革后，现行煤电价格联动机制将不再执行。

《指导意见》的实施将一定程度推动电力价格市场化，但在全社会用电需求相对平稳，并确保用户端用电成本相对稳定的前提下，电力企业将采取降电价的方式争取市场电量。整体看，受环保限产等因素影响，煤炭成本持续高位盘整，“基准价+上下浮动”的市场化价格机制改革将进一步压缩煤电企业利润水平。

(3) 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。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。中国光伏行业协会统计数据显示，2018 年中国可再生能源补贴缺口已超过 1400 亿元。2019 年 5 月 24 日，财政部发布《关于下达可再生能源电价附加补助资金预算的通知》（财建〔2019〕275 号），根据其附的《可再生能源电价附加补助资金预算汇总表》统计，风电、光伏项目补贴约为 42 亿元以及 30.8 亿元。其中，光伏扶贫、自然人分布式和光伏电站及工商业分布式分别为 0.37 亿元、0.48 亿元和 29.97 亿元。内蒙古各类可再生能源补贴合计 71 亿元，占比约 88%。

一方面补贴缺口持续扩张将给国家带来沉重负担，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支持政策措施。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。

(4) 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未完善，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，特别是国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任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。

3. 行业展望

根据中电联发布的《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年）》，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。2019年1—9月，全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为15010.4亿千瓦时，占全社会用电量比重为28.1%。其中，省内电力直接交易电量合计为13930.9亿千瓦时，省间电力直接交易（外受）电量合计为1079.6亿千瓦时，分别占全国电力市场中长期电力直接交易电量的92.8%和7.2%。

（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

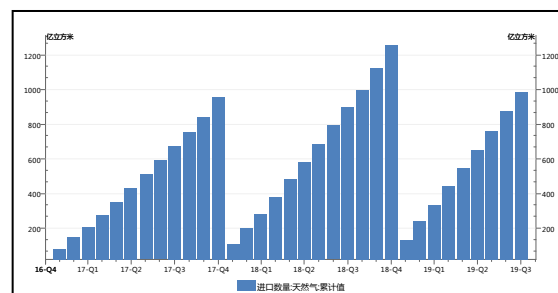
然气与石油、煤炭共同构成一次能源的三大支柱，由于天然气在燃烧过程中产生的影响人类呼吸系统健康的物质极少，产生的二氧化碳仅为煤的40%左右，产生的二氧化硫也很少，燃烧后无废渣、废水产生，相较于煤炭、石油等能源具有使用安全、热值高、洁净等优势，已成为未来发展核心能源之一。

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6 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。2019 年前三季度，中国天然气产量 1277.20 亿立方米，同比增长 9.9%；进口天然气 990.30 亿立方米，同比增长 10.0%，对外依存度 43.00%。

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。2019 年前三季度中国天然气表观消费量 2241 亿立方米，同比增长 9.9%。

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。

2019 年 4 月，国家发改委发布《产业结构调整指导目录（2019 年本，征求意见稿）》公告，《指导目录》鼓励类共列举了 10 项，内容包括生物天然气项目，天然气勘探开采、页岩气开发、管道及加注站基础设施、天然气分布式能源、天然气船舶等产业。

2019 年 6 月，国家发展改革委、国家能源局、住房城乡建设部、市场监管总局联合印发了《油气管网设施公平开放监管办法》，旨在进一步改革机制、强化监管，更大力度地推动油气管网设施公平开放，营造公平开放的制度环境，提高油气管网设施利用效率，加快油气市场多元竞争。

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；随着配套基础设施的建设推进，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。2019 年 11 月，国家发改委发布《中央定价目录》（修订征求意见稿），提出海上气、页岩气、煤层气、煤制气、液化天然气、直供用户用气、福建省用气、储气设施购销气、交易平台公开交易气以及 2015 年以后投产的进口管道天然气的门站价格，由市场形成。整体看，天然气价格的市场化程度将进一步提升。

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。
2017.01	国家发改委、能源局	《天然气发展“十三	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

		“五”规划》	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。
2017.05	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。依法依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。
2017.06	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展程度、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。
2019.11	国家发改委	《中央定价目录》（修订征求意见稿）	海上气、页岩气、煤层气、煤制气、液化天然气、直供用户用气、福建省用气、储气设施购销气、交易平台公开交易气以及 2015 年以后投产的进口管道天然气的门站价格，由市场形成；其他国产陆上管道天然气和 2014 年底前投产的进口管道天然气门站价格，暂按现行价格机制管理，视天然气市场化改革进程适时放开由市场形成

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%，增

速较 2017 年下滑 0.04 个百分点。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%。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%。

2019 年前三季度，天津全市生产总值 15256.35 亿元，按可比价格计算，同比增长 4.6%。全市工业增加值 5426.86 亿元，增长 2.4%。其中，规模以上工业增加值增长 2.2%。分三大门类看，采矿业增加值增长 1.7%，制造业增长 2.2%，电力、热力、燃气及水生产和供应业增长 4.0%。在大规模减税降费的背景下，一般公共预算收入增长 0.1%。

电力市场方面，截至 2018 年，天津市 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%；发电企业主要为五大发电集团、国投电力、国华电力以及公司的下属电厂等²。

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%，发电量 699.30 亿千瓦时，同比增长 10.70%。2019 年前三季度，天津市用电量 649.00 亿千瓦时，同比增长 1.59%，发电量 520.80 亿千瓦时，同比下降 2.70%。由于外省送电较多、区域用电需求仍显不足，天津市装机利用小时数仍较低。

整体看，天津市经济增速相对缓慢，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。

五、基础素质分析

1. 产权状况

截至 2020 年 1 月 15 日，公司注册资本为 100.45 亿元。2020 年 1 月，津国资运营公司以非公开协议转让方式收购天津市国资委持有的公司 100% 股权。截至 2020 年 1 月 15 日，上述交易已完成，相关工商和产权变更手续正在办理中。天津市国资委持有津国资运营公司 100% 股权，故公司控股股东发生变更后，公司实际控制人仍为天津市国资委。

2. 企业规模与竞争力

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

² 部分装机运营情况对比可参考“表 3 公司参控股电厂基本情况”

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，公司整体竞争实力强。

3. 人员素质

公司现有董事、总经理、副总经理等高层管理人员 11 人，其中董事及高管 9 人，职工监事 2 人，均具有大学本科及以上学历，多数在各自的专业领域工作 20 年以上，从业经验丰富。

李庚生先生，博士研究生学历，享受国务院特贴专家，教授级高级工程师、思想政治工作研究员。李先生曾任天津华能杨柳青热电有限责任公司副总经理，天津市津能投资公司总经理。李先生现任公司董事长。

赵鹏先生，博士研究生学历，正高级经济师。赵先生曾任天津市政府办公厅正处级秘书，天津市津能投资公司副总经理，天津能源投资集团有限公司董事、副总经理，天津市人民政府国有资产监督管理委员会副主任。赵先生现任公司董事、总经理。

张天华先生，大学学历，享受国务院特贴专家，正高级工程师。张先生曾任天津第一煤气厂副厂长，陕津天然气集输公司经理，天津市燃气集团有限公司总经理。张先生现任公司董事、副总经理。

截至 2019 年 9 月底,公司在册员工总数为 7999 人。其中,从专业构成看,技术研发人员占比 0.04%,市场营销人员占比 1.81%,生产采购人员占比 0.22%,行政管理人员占比 2.28%,其他人员占比 95.65%;从教育程度看,本科及以上学历占比 41.08%,大专学历占比 22.34%,中专及技校学历占比 10.11%,高中以下学历占比 26.47%;从年龄分布看,30 岁以下占比 11.84%,30 岁至 50 岁占比 56.24%,50 岁以上占比 31.92%。

总体看,公司高级管理人员管理经验丰富,领导能力强,整体素质高;公司员工整体文化素质较高,人员构成符合行业特点,能够满足公司经营管理需要。

4. 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。

六、管理分析

1. 法人治理结构

公司不设股东会,董事会是公司的决策机构,并按照国务院《国有企业资产监督管理暂行条例》以及有关法律法规的规定,接受天津市国资委的监管。目前董事会成员 7 名(包含 1 名职工代表),其中 6 名董事按照有关规定由天津市国资委委派,1 名职工董事由公司职工代表大会选举产生,董事会设董事长 1 名。公司董事每届任期 3 年,经天津市国资委委派或者职工代表大会民主选举可以连任。公司章程未明确监事会成员人数及任期。根据天津市人民政府国有资产监督管理委员会 2018 年 3 月 29 日出具的《市国资委关于调整天津能源投资集团有限公司监事会专职监事的通知》、2018 年 11 月 30 日出具的《市国资委关于不再向天津能源投资集团有限公司派驻监事会的通知》,能源集团监事会目前由 2 名监事组成,均为职工监事。公司实行董事会领导下的总经理负责制,总经理主持公司的日常经营和管理工作。公司已初步建立了现代化的管理体制,公司董事会大部分成员参与公司经营,决策层与经营层重叠,法人治理结构符合国有企业的特点。

公司董事会设立董事会办公室作为董事会常设工作机构,董事会下设战略投资委员会、审计和风险控制委员会等专门工作机构。公司经理层设电力、燃气、供热、新能源和金融 5 个产业部门,上述部门在总经理领导下进行生产经营管理和行政管理工作。公司下辖的子、分公司在各产业部门指导下负责生产经营,公司与下属子公司之间实行“母子公司”管理体

系。目前公司直接管理企业较多，链条较长，仍具有一定的产业整合和治理压力。

2. 管理水平

近年来，公司进行了业务流程再造与机构重组，形成了工作层面、业务层面和支撑层面的三维工作体系，建立了“集团统领、产业主导、部门支撑、企业主责”的运转机制。公司建立健全了内部管理规章制度，基本形成了“分层负责、分类管控、整体覆盖”的制度管理体系，规范了经营管理中各项活动准则，各项管理工作有章可循，内部管理制度化、规范化、集中化程度有了很大提高。

财务与资金管理方面，公司建立了“统一财务制度、统一管理流程、统一核算体系、统一核算平台”四个统一的财务管理体系，实现了预算、决算、审计、考核的有效闭环。融资管理方面，公司根据“合法性、安全性、低成本、适度性”的原则，对集团融资和所属企业融资进行分类管理，资金结算中心负责拟定集团融资方案和间接融资工作的具体操作，并负责指导、协调所属企业间接融资业务的办理，所属企业间接融资业务办理由所属企业财务部负责执行。资金集中管理方面，公司按照“所有权不变、收支两条线、资金有偿占用”的原则管理归集到集团资金结算中心账户的资金，目前资金结算中心已建成了资金综合管理平台，形成了账户管理成体系、资金归集有手段、大额结算联合审、高效利用多渠道、存贷规模严控制的科学管理模式。同时，公司成立了财务公司，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。

投资管理方面，公司以国家和天津市发展规划、产业政策、经济布局和公司发展战略为导向，以提高企业核心竞争力和可持续发展为目的，对所属企业投资活动实行集中决策管理，各下属企业全部投资项目均须申报集团公司审批或备案。公司通过区分大中型基本建设投资

项目、股权投资项目、其他类型投资项目、资本性支出项目和金融投资项目进行分类管理。公司投资管理流程按照立项申请、论证、审查批准、执行的程序进行；视投资项目的具体情况，实行集团董事会决策、总经理办公会决策以及下属企业自行决策并报集团备案的分级决策管理方式；战略投资委员会负责对董事会负责的投资项目进行论证，项目执行监督则由各产业部门负责。

综合计划管理方面，公司遵循“量入为出、综合平衡、效益优先、风险可控、分级分类、全面管理、激励约束、公平考核”等原则，对涵盖投资、生产、经营等各个环节实行综合计划编制、审核、下达、执行控制、调整、考核监督的闭环管理。具体综合计划指标包含投资发展指标、资产质量指标、营业服务指标和经营业绩指标，公司按照绩效考核的有关要求，在次年5月底对各基层单位综合计划执行情况进行年度考核评价。

全面预算管理方面，公司按照“效益优先、资源统筹、全面预算、闭环管理、规范流程、落实责任”的原则对预算进行分级管理，并力求做到预算与综合计划有机衔接。公司预算由预算管理部门（综合计划部）归口管理，预算管理包括预算的编制、审核、下达、执行控制、调整、考核监督等闭环环节。

人力资源管理方面，公司坚持“有为有位、共创共享”的管理理念，引进和培养了一批具有较高管理和技术素质的职工队伍，同时建立了激励与约束机制。但目前看，公司人才总量和结构仍不平衡，激励约束机制尚需进一步健全完成，人才培育、引进和配置与发展需求还存在一定差距。

总体看，公司管理体制合理，内部制度健全，运作较为规范，管理风险较低。

七、经营分析

1. 经营概况

公司为天津市能源产业投资建设运营管

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，公司营业总收入年均复合增长 7.47%。2018 年，公司实现营业总收入合计 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—9 月，公司实现营业总收入 108.08 亿元，同比下降 6.25%，其中主营业务收入 105.84 亿元。公司电力板块收入 23.01 亿元，同比下降 15.65%，主要是煤机关停补偿政策结束和燃机利用小时有所下降所致；公司燃气板块和供热板块收入同比变化不大。2019 年 1—9 月，公司主营业务毛利率 7.31%，同比下降 3.11 个百分点，主要是采购天然气价格上涨导致发电成本、燃气板块采购成本增长以及燃机利用小时数减少导致。

表 3 2016—2018 年及 2019 年 1—9 月公司主营业务收入构成（单位：亿元、%）

业务板块	2016 年			2017 年			2018 年			2019 年 1—9 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	23.01	21.74	16.14
燃气板块	55.64	38.30	6.05	72.63	45.60	11.45	80.93	47.94	0.01	54.43	51.42	-1.52
供热板块	18.64	12.83	-6.57	23.96	15.04	-11.83	27.07	16.04	-12.71	17.54	16.57	-7.35
工程板块	12.29	8.46	65.70	14.43	9.06	1.82	12.97	7.68	60.34	7.10	6.71	65.45
其他板块	12.99	8.94	-49.69	6.76	4.24	46.13	8.84	5.24	32.63	3.76	3.55	39.52
合计	145.30	100.00	14.74	159.30	100.00	12.25	168.80	100.00	9.84	105.84	100.00	7.31

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为公司根据市建委、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，单套发电出力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，公司其他的参股、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	股权比例(%)	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：陈塘热发电量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机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 1-9 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	39.03
	小计	85.88	83.53	68.15	39.03
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	37.99
	小计	82.36	80.23	65.94	37.99
平均利用小时数	煤机	--	--	--	--
	燃机	3307	3336	3404	2114
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	0.6044
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	0.185
综合厂用电率（%）	煤机	--	--	--	--
	燃机	2.93	3.08	3.20	3.13
热电比（%）	煤机	--	--	--	--
	燃机	19.41	24.30	28.20	24.73

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，其中2018年煤机被替代发电量和上网电量由于补偿政策陆续到期大幅下降；燃机发电量和上网电量相对稳定。

2019年1—9月，公司煤机关停补偿政策结束。公司燃机发电量和上网电量分别为2018年全年的62.10%和62.23%。

机组利用小时方面，2016—2017年，公司燃气机组利用小时数保持相对稳定，2018年同比有所上升，为3404小时。2019年前三季度，公司燃气机组利用小时数为2114小时，同比减少235小时。

单耗和厂用电率方面，2016—2018年，公司燃机供电气耗和综合厂用电率保持相对稳定，均处于行业先进水平。

电价方面，公司上网电价分为煤机被替代电上网电价和燃机上网电价，近年来上网电价整体保持稳定。

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，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，2018年为28.20%，2018—2019年采暖季热电比为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，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。但受天津地区用电需求不足、公司的燃机电价较高影响，公司燃机利用小时低。

原燃料采购

公司原有煤机发电所需电煤由天津能源集团下属的天津市津能燃料有限公司负责采购，陈塘热电仅上报电煤需求计划。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。

2016—2018年，公司天然气采购量有所波动，天然气采购价格受采暖季天然气供应紧张影响有所增长。2019年1—9月，公司购气量为8.07亿立方米，为2018年全年的61.79%，同比下降10.73%，天然气采购价格为2.116元/立方米，较2018年全年均价增长0.106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—9月
天然气采购量	13.22	12.68	13.06	8.07
天然气采购均价（不含税）	1.929	1.974	2.010	2.116

注：公司天然气采购价格为到厂价

资料来源：公司提供

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

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1-9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	78.30	23.17	2.07	78.30
中海油	5.00	2.16	19.51	3.63	2.18	12.45	7.48	2.33	21.73	4.08	2.53	13.78
渤西高压	1.16	1.75	4.51	0.75	1.86	2.57	2.42	1.80	7.00	1.94	1.96	6.57
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	0.40	2.16	1.35
合计	25.62	1.83	100.00	29.16	1.93	100.00	34.43	2.01	100.00	29.59	2.13	100.00

注：尾差系四舍五入造成

资料来源：公司提供

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

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。

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。

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。

近年来，公司燃气销售量持续增长。2016

—2018年及2019年1—9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20.41亿立方米。其中，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。

表8 2016—2018年及2019年1—9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—9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	2.37	2.31
商业	4.23	2.40	4.71	2.56	5.96	2.40	3.23	2.69
工业	7.93	2.40	9.10	2.49	10.82	2.48	7.62	2.59
供热	9.55	2.21	11.18	2.30	13.37	2.33	7.19	2.45
合计	24.49	2.27	27.87	2.39	33.37	2.38	20.41	2.52

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

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1.86元/立方米（含9%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。

总体看，公司燃气板块下游客户数量和收入保持增长；上游天然气供应商与公司合作时间较长、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。截至2019年9月底，公司集中供热规模面积和收费面积进一步增长至1.28亿平方米和0.88亿平方米。

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	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、

区					西青区
	陈塘热电	陈塘热电供热管网一期、二期	DN1400	热水	河西区
	东北郊热电厂	东北郊热电厂供热管网一期	DN1200	热水	河东区、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	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%, 2018年为3263.2万吉焦。热力采购方式为各热电联产供热企业直接向对接的热电厂采购, 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。

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), 集中供热面积1.25亿平方米。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。

表11 近年公司热力销售情况

指标		2016年	2017年	2018年	2019年1-9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	12826
	热电联产集中供热规模面积(万平方米)	8464	9802	9865	10343
	集中供热收费面积(万平方米)	6613	7225	7695	8812
	热电联产集中供热收费面积(万平方米)	5012	5316	5729	6533
	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 ² , 公建40元/m ² 。 热计量: 居民——基本热价7.5元/m ² , 计量热价36元/GJ; 公建——基本热价12元/m ² , 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

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。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定价，具体结算周期由双方协商确定（原则上一月一结算），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，工程安装收入分别为8.89亿元、8.20亿元、6.46亿元。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

工业板块方面，主要经营实体有深圳晶华显示器材有限公司、深圳意杰电子有限公司、深圳市深业五金有限公司、深圳市天鼎精细化工制造有限公司和深圳市西甫新材料股份有限公司等，主要的产品有大功率厚膜电阻、UPR网络分立电阻和EE、RE系列等。农业方面，主要经营实体有深圳市农科植物克隆种苗有限公司、深圳市绿得宝保健食品有限公司、深圳市农科蔬菜科技有限公司等，主要的农产品包括蔬菜、花卉、乳鸽以及螺旋藻等。2016—2018年，公司分别实现工农产品销售收入3.50亿元、3.94亿元和3.94亿元，基本保持稳定。

7. 经营效率

从经营效率来看，2016—2018年，公司存货周转次数有所下降，2018年为0.24次；总资产周转次数受营业收入影响而呈波动下降趋势，2018年为0.15次。总体看，公司整体经营效率一般。

8. 资本支出计划

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 87.96 亿元，截至 2019 年 9 月底已完成投资 35.00 亿元，2019 年

四季度和 2020 年分别计划完成投资额 4.47 亿元和 0.20 亿元，资本支出规模不大。

表 12 公司在建项目情况（单位：亿元）

项目名称	预计总投资	预计竣工时间	2019 年 9 月底 已完成投资	自有资本金	资本金到位情况	预计投资金额		
						2019 年四季度	2020 年	2021 年
南疆热电厂供热管网工程	37.81	2024 年	11.42	7.56	6.34	1.90	0.10	0.10
北塘热电厂供热管网工程	35.96	2024 年	11.44	7.19	7.19	0.50	0.10	0.10
东北郊热电厂供热（中心城区）主管网工程	14.19	2020 年	12.14	2.00	1.70	2.07	0.00	0.00
合计	87.96		35.00	16.75	15.24	4.47	0.20	0.20

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。

综合来看，公司发展规划较为可行。

八、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—9 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。

截至 2018 年底，公司纳入合并范围的子公司共 66 家。2017 年，公司新纳入合并范围的子公司 2 家，不再纳入合并范围的子公司 4 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 年公司实现营业总收入 170.36 亿元，利润总额 6.99 亿元。

截至 2019 年 9 月底，公司（合并）资产总额 558.18 亿元，所有者权益 212.04 亿元（包含少数股东权益 38.50 亿元）；2019 年 1—9 月，公司实现营业总收入 108.08 亿元，利润总额 5.77 亿元。

2. 资产质量

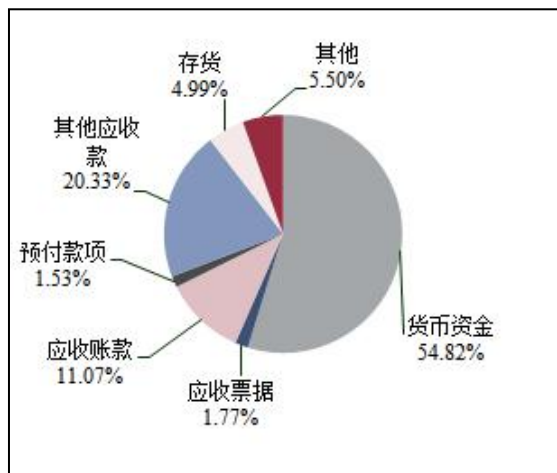
2016—2018 年，公司资产总规模保持相对稳定，年均复合增长 0.96%。截至 2018 年底，公司资产总额 570.19 亿元，其中流动资产和非流动资产占比分别为 30.87% 和 69.13%。

流动资产

2016—2018 年，公司流动资产保持相对稳定，年均复合增长 0.24%。截至 2018 年底，公司流动资产合计 176.00 亿元，较上年下降

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%）。

图 7 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

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。

2016—2018 年，公司应收账款有所波动，年均复合下降 1.62%。截至 2018 年底，公司应收账款 19.49 亿元，较上年底增长 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。

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，较上年底下降 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

2016—2018 年，公司非流动资产保持相对稳定，年均复合增长 1.29%，2018 年底为 394.19 亿元，较上年底增长 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%）。

2016—2018 年，公司可供出售金融资产有所波动，年均复合下降 0.57%。截至 2018 年底，可供出售金融资产 34.85 亿元，较上年底增长 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。

2016—2018 年，公司长期股权投资波动中有所下降，年均复合下降 3.80%。截至 2018 年底，公司长期股权投资 46.94 亿元，较上年底增长 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%。

2016—2018 年，公司在建工程有所波动，年均复合下降 0.66%。截至 2018 年底，公司在建工程 37.78 亿元，较上年底增长 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 9 月底，公司资产总额为 558.18 亿元，较 2018 年底下降 2.11%，主要系货币资金减少、应收款项回收和固定资产折旧所致。流

动资产占比 26.99%，非流动资产占比 73.01%，流动资产占比较 2018 年底变化有所下降。截至 2019 年 9 月底，公司货币资金 80.77 亿元，较 2018 年底下降 16.28%，主要系在建工程投入及偿还债务所致；可供出售金融资产 46.17 亿元，较 2018 年底增长 32.46%，系受公司增加对金融资产的投资影响；发放贷款和垫款 12.74 亿元，较 2018 年底增长主要系财务公司增加对参股企业发放贷款所致。

截至 2019 年 9 月底，公司受限资产合计账面价值 10.84 亿元，主要包括 4.27 亿元货币资金和 6.07 亿元应收账款。其中，受限制货币资金主要为法定存款准备金、定期存款和履约保证金等。质押的电费收费权形式为应收票据和应收账款。

总体看，公司资产以固定资产为主，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。

3. 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 23.60 亿元、未分配利润 42.01 亿元、其他综合收益 1.40 亿元。

截至 2019 年 9 月底，公司所有者权益合计 212.04 亿元（含少数股东权益 38.50 亿元），较 2018 年底增长 2.76%。

总体看，公司所有者权益稳定性较强。

负债

2016—2018 年，公司负债总额保持相对稳定，年均复合增长 0.69%。截至 2018 年底，公司负债合计 363.84 亿元，较上年底增长 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%）。

2016—2018年，公司短期借款波动增长，年均复合增长21.45%。截至2018年底，公司短期借款15.71亿元，较上年底增长173.76%，全部为信用借款。

2016—2018年，公司应付账款波动中有所下降，年均复合下降5.17%。截至2018年底，公司应付账款34.74亿元，较上年底下降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%。

2016—2018年，公司预收款项波动中有所增长，年均复合增长3.51%。截至2018年底，公司预收款项45.54亿元，较上年底下降6.13%，主要为预收工程款和气费，其中1年以内的占91.52%。

2016—2018年，公司其他应付款有所下降，年均复合下降8.36%。截至2018年底，公司其他应付款27.68亿元，较上年底下降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）。

2016—2018年，公司专项应付款有所增长，年均复合增长7.18%。截至2018年底，公司专项应付款53.25亿元，较上年底增长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，较上年底增长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。

2016—2018年，公司全部债务规模波动中有所下降，年均复合下降4.99%。截至2018年底，公司全部有息债务为140.27亿元，较上年底增长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上升0.96个百分点。

图8 公司债务指标情况



资料来源：公司财务报告

截至2019年9月底，公司负债总额为346.13亿元，较2018年底下降4.87%。同期，全部债务

为138.84亿元，较2018年底下降1.02%，其中短期债务占19.01%，长期债务占80.99%，有息债务结构仍以长期债务为主。公司长期债务的期限结构较为分散，到期期限在2020—2022年的约占30%，在2023—2025年的占31%，2026年之后到期的占39%。截至2019年9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62.01%、39.57%和34.65%，均较2018年底有所下降。

总体看，公司债务负担适宜，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

2016—2018年，公司营业总收入有所增长，2018年营业总收入为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8.43亿元，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，年均复合下降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—9月，公司营业总收入和营业成本分别为108.08亿元和98.72亿元，同比分别下降6.25%和4.41%；营业利润率为8.06%。公司实现投资收益5.63亿元，主要为参股企业投资收益和处置可供出售金融资产取得的投资收益；利润总额为5.77亿元，同比增长13.34%，主要来自投资收益贡献增长。

总体看，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的持续增长，公司收入规模有所增长；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；工程板块中供热建设工程费由其他应收款分期确认至收入对公司利润具有一定贡献。非经常性

³ 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。

损益对公司利润影响较大，部分年度资产减值损失规模较大，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

2016—2018 年，公司经营活动现金流入量波动中有所下降，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较好。

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。2016 年筹资活动净流出规模较 2015 年有所扩

大，主要系当期收到其他与筹资活动有关的现金大幅下降导致筹资活动现金流入量下滑所致；2017 年，筹资活动现金流入量同比大幅下降，使得筹资活动现金流量净流出规模进一步扩大。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—9 月，公司经营活动现金流量净额为-0.51 亿元，呈净流出状态，2018 年同期为-12.23 亿元；公司投资活动现金流量净额-10.28 亿元，2018 年同期为 0.39 亿元，同比大幅净流出，主要系收回投资收到现金同比下降所致；公司筹资活动现金流量净额-3.42 亿元，2018 年同期为-7.40 亿元。

总体看，公司经营获现能力和收入实现质量尚可；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 9 月底，上述两指标分别为 122.25%和 115.33%，较 2018 年底有所下降，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 9 月底，公司合并口径无对外担保。

截至 2019 年 9 月底，公司获得银行授信额度共计 154.75 亿元，已使用 118.86 亿元，剩余未使用授信额度 35.89 亿元，公司间接融资渠道畅通程度一般。

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. 母公司分析

2016—2018 年，公司母公司口径资产有所波动，截至 2018 年底，母公司资产规模 211.17 亿元。其中，其他应收款 34.16 亿元，长期股权投资 156.64 亿元，主要为与子公司的往来款和对子公司的股权投资。截至 2019 年 9 月底，母公司资产 223.80 亿元，较上年底增长 5.98%，主要是内部往来款增加所致。

2016—2018 年，公司母公司口径负债年均复合下降 9.26%，截至 2018 年底负债合计 52.31 亿元，资产负债率为 24.77%。有息债务 12.91 亿元，母公司口径债务负担不重。截至 2019 年 9 月底，母公司负债 57.91 亿元，较上年底增长 10.71%，主要来自短期借款的增长；全部债务增长至 20.11 亿元。

截至 2018 年底，母公司所有者权益 158.86 亿元，主要由实收资本和资本公积构成，分别占 63.23% 和 28.84 亿元。截至 2019 年 9 月底，母公司所有者权益 165.89 亿元，增长主要来自未分配利润。

公司母公司本部职能为管理平台，收入规模小。2016—2018 年，公司母公司口径营业收入持续增加，2018 年为 5180.58 万元。母公司口径利润主要来源于投资收益，2018 年母公司投资收益和利润总额分别为 3.00 亿元和 2.37 亿元。2019 年 1—9 月，母公司实现营业收入 625.10 万元，利润总额 7.02 亿元，其中投

资收益 8.00 亿元。

母公司经营活动现金流主要为集团内部资金往来，投资活动现金流主要为投资支付和收回投资的现金。2018 年，母公司口径经营活动、投资活动和筹资活动现金流净额分别为 -31.11 亿元、4.99 亿元和 12.51 亿元。

整体看，公司本部主要职能为管理平台，债务负担较轻，资金与子公司统筹安排，债务偿还还有赖于再融资以及对子公司的控制。

8. 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 2020 年 1 月 7 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。

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。

九、本期中期票据偿债能力分析

1. 本期中期票据对公司现有债务的影响

本期中期票据拟发行规模 5.00 亿元，分别为 2019 年 9 月底公司长期债务和全部债务的 4.45% 和 3.60%，对公司现有债务总额影响较小。

截至 2019 年 9 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 62.01%、39.57% 和 34.65%；以公司 2019 年 9 月底报表财务数据为基础，不考虑其他因素，预计本期中期票据发行后，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将分别上升至 62.35%、40.42% 和 35.65%，公司债务负担有所加重。考虑本期中期票据募集资金将用于偿还有息负债，实际相关指标或低于预测值。

2. 本期中期票据偿还能力分析

2016—2018 年,公司 EBITDA 分别为 29.97 亿元、29.55 亿元和 33.02 亿元,为本期中期票据拟发行规模的 5.99 倍、5.91 倍和 6.60 倍;同期,公司经营活动现金流入量分别为 364.00 亿元、410.20 亿元和 300.30 亿元,分别为本期中期票据拟发行规模的 72.80 倍、82.04 倍和 60.06 倍;公司经营活动的现金流量净额分别为 19.25 亿元、40.33 亿元和 20.56 亿元,分别为本期中期票据拟发行规模的 3.85 倍、8.07 倍和 4.11 倍。

总体看,公司经营活动现金流量和 EBITDA 对本期中期票据的保障能力强。

公司经营活动现金流量和 EBITDA 对本期中期票据保护能力强。

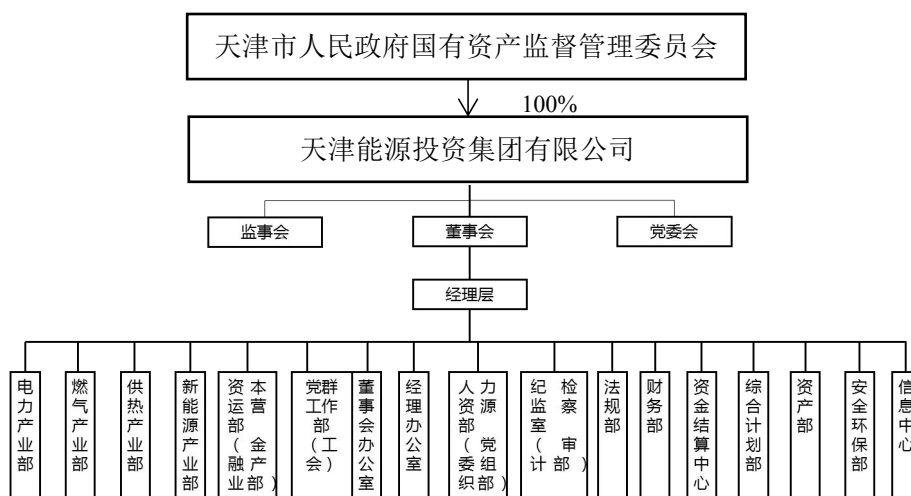
综合评估,本期中期票据到期不能偿付的风险极低,安全性极高。

十、结论

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综合优势。公司电力产业参控股装机容量大,区域优势明显;燃气板块已形成围绕城市管道燃气业务的产业链布局,市场份额突出,区域竞争力强;供热板块产业链完整,热电联产集中供热能力强,供热区域覆盖面广,天津市主城区市场占有率高;同时,公司积极布局新能源产业,持续推进风、光、地热能利用。总体看,公司在区域发电、供热、供气领域占有重要地位,区域能源产业控制力强;公司整体经营相对稳健。

近年来,“煤改气”推进公司天然气销售量持续增长,公司集中供热用户和供热规模面积均持续增长;公司资产流动性一般,整体资产质量尚可;公司电力板块和燃气板块为主要的经营性利润来源,但整体盈利水平较弱;公司非经常性损益对利润总额影响较大;公司债务负担适宜,有息债务主要为项目建设配套的长期债务,短期支付压力不大,整体偿债能力良好。

附件 1-1 截至 2019 年 9 月底公司股权结构图和组织架构图



注：截至 2020 年 1 月 15 日，天津国有资本投资运营公司已完成对公司 100% 股权收购，但相关工商和产权变更手续仍在办理中。天津市国资委持有津国资运营公司 100% 股权，故公司控股股东发生变更后，公司实际控制人仍为天津市国资委

附件 1-2 截至 2018 年底公司合并范围内子公司情况

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

资料来源：公司审计报告

附件 2 -1 主要财务数据及指标（合并口径）

项目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 9 月
财务数据				
现金类资产(亿元)	92.59	93.52	105.65	105.45
资产总额(亿元)	559.42	562.99	570.19	558.18
所有者权益(亿元)	200.58	202.26	206.35	212.04
短期债务(亿元)	25.69	12.67	22.67	26.39
长期债务(亿元)	129.71	119.43	117.60	112.45
全部债务(亿元)	155.40	132.10	140.27	138.84
营业总收入(亿元)	147.51	161.14	170.36	108.08
利润总额(亿元)	6.31	6.61	6.99	5.77
EBITDA(亿元)	29.97	29.55	33.02	--
经营性净现金流(亿元)	19.25	40.33	20.56	-0.51
财务指标				
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	100.80
营业利润率(%)	14.94	11.73	9.87	8.06
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	34.65
全部债务资本化比率(%)	43.65	39.51	40.47	39.57
资产负债率(%)	64.14	64.07	63.81	62.01
流动比率(%)	119.11	128.58	131.59	122.25
速动比率(%)	111.11	121.20	125.03	115.33
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—9 月财务数据未经审计 3、长期应付款中融资租赁款已计入公司长期债务

附件 2-2 主要财务数据及指标（公司本部/母公司）

项 目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 9 月
财务数据				
现金类资产(亿元)	36.93	24.75	11.14	3.81
资产总额(亿元)	217.89	219.50	211.17	223.80
所有者权益(亿元)	154.35	156.50	158.86	165.89
短期债务(亿元)	0.00	0.00	0.10	8.40
长期债务(亿元)	0.00	0.00	12.91	11.71
全部债务(亿元)	0.00	0.00	13.01	20.11
营业收入(亿元)	0.38	0.50	0.52	0.06
利润总额(亿元)	5.90	2.56	2.37	7.02
EBITDA(亿元)	6.29	2.90	2.88	--
经营性净现金流(亿元)	-0.38	-5.15	-31.11	-4.47
财务指标				
销售债权周转次数(次)	--	--	--	--
存货周转次数(次)	--	--	--	--
总资产周转次数(次)	--	--	--	--
现金收入比(%)	--	--	--	--
营业利润率(%)	--	--	--	--
总资本收益率(%)	4.06	1.85	1.66	--
净资产收益率(%)	3.82	1.63	1.49	--
长期债务资本化比率(%)	0.00	0.00	7.52	6.59
全部债务资本化比率(%)	0.00	0.00	7.57	10.81
资产负债率(%)	29.16	28.70	24.77	25.88
流动比率(%)	159.13	165.60	523.12	328.22
速动比率(%)	159.13	165.60	523.12	328.22
经营现金流动负债比(%)	-0.87	-14.82	-330.09	--
全部债务/EBITDA(倍)	0.00	0.00	4.52	--
EBITDA 利息倍数（倍）	16.90	8.46	5.85	--

注：2019 年 1—9 月财务数据未经审计

附件 3 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	
净资产年复合增长率	(1) 2 年数据: 增长率= (本期-上期) / 上期×100%
营业收入年复合增长率	(2) n 年数据: 增长率=[(本期/前 n 年) ^{1/(n-1)} - 1]×100%
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-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+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

附件 4-1 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 4-2 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 4-3 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

联合资信评估有限公司关于 天津能源投资集团有限公司 2020 年度第一期中期票据的跟踪评级安排

根据相关监管法规和联合资信有关业务规范，联合资信将在本期债项信用等级有效期内持续进行跟踪评级，跟踪评级包括定期跟踪评级和不定期跟踪评级。

天津能源投资集团有限公司应按联合资信跟踪评级资料清单的要求及时提供相关资料。联合资信将在本期债项评级有效期内每年至少完成一次跟踪评级，在企业年报披露后 3 个月内发布跟踪评级报告。

天津能源投资集团有限公司或本期债项如发生重大变化，或发生可能对天津能源投资集团有限公司或本期债项信用等级产生较大影响的重大事项，天津能源投资集团有限公司应及时通知联合资信并提供有关资料。

联合资信将密切关注天津能源投资集团有限公司的经营管理状况、外部经营环境及本期债项相关信息，如发现天津能源投资集团有限公司出现重大变化，或发现存在或出现可能对天津能源投资集团有限公司或本期债项信用等级产生较大影响的事项时，联合资信将就該事项进行必要调查，及时对该事项进行分析，据实确认或调整信用评级结果。

如天津能源投资集团有限公司不能及时提供跟踪评级资料，导致联合资信无法对天津能源投资集团有限公司或本期债项信用等级变化情况做出判断，联合资信可以终止评级。

联合资信将指派专人及时与天津能源投资集团有限公司联系，并按照监管要求及时出具跟踪评级报告和结果。联合资信将按相关规定报送及披露跟踪评级报告和结果。