

信用等级公告

联合〔2020〕1664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，并维持“18 津能源 MTN001”“20 津能源 MTN001”“20 津能源 GN001”和“20 津能源 MTN002”的信用等级为 AAA，评级展望为稳定。

特此公告

联合资信评估有限公司
二〇二〇年六月二十二日



天津能源投资集团有限公司 2020 年跟踪评级报告

评级结果:

项目	本次级 别	评级展 望	上次 级别	评级展 望
天津能源投资集团有限公司	AAA	稳定	AAA	稳定
18 津能源 MTN001	AAA	稳定	AAA	稳定
20 津能源 MTN001	AAA	稳定	AAA	稳定
20 津能源 GN001	AAA	稳定	AAA	稳定
20 津能源 MTN002	AAA	稳定	AAA	稳定

跟踪评级债券概况:

债券简称	发行 规模	债券余额	到期兑付日
18 津能源 MTN001	8 亿元	8 亿元	2021/11/16
20 津能源 MTN001	5 亿元	5 亿元	2023/2/28
20 津能源 GN001	4 亿元	4 亿元	2023/3/19
20 津能源 MTN002	7 亿元	7 亿元	2025/4/20

注:上述债券仅包括由联合资信评级、且截至评级时尚处于存续期的债券

评级时间:2020年6月22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	
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
财务风险	F1	现金流	资产质量	1
			盈利能力	3
			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,在股东背景、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,公司利润总额有所增长,整体经营情况较为稳健。联合资信同时也关注到天津地区用电需求增速放缓、供热板块存在经营压力、非经常性损益对公司利润影响较大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及 EBITDA 对公司存续债券保障能力强。

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。

综合评估,联合资信确定维持公司主体长期信用等级为 AAA,并维持“18 津能源 MTN001”“20 津能源 MTN001”“20 津能源 GN001”和“20 津能源 MTN002”的信用等级为 AAA,评级展望为稳定。

优势

1. 公司股东背景良好,相关产业获得政府支持力度较大。公司实际控制人为天津市人民政府国有资产监督管理委员会。截至 2019 年底,公司专项应付款规模 50.18 亿元,主要为天津市财政局专项拨付;递延收益 72.17 亿元,主要为政府补助 28.32 亿元和供热管网建设费 42.69 亿元。
2. 电力板块区域竞争优势明显。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,参控股电厂装机容量占天津市总装机容量 80% 以上。
3. 公司燃气业务市场占有率高。截至 2019 年底,公司拥有燃气用户 398 万户,全年供气量占天津市天然气总供气量的 60%。
4. 公司供热板块产业链完整,热电联产集中供热能力强。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,区域覆盖面广,清洁供热程度高。

分析师：刘璐轩 柳丝丝
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

5. **公司债务负担适宜。**截至2019年底，公司资产负债率和全部债务资本化比率分别为63.44%和39.05%
6. **公司经营活动现金流及EBITDA对公司存续债券保障能力强。**2019年，公司经营活动现金流入量和净额分别为存续期内联合资信评级债券本金（24.00亿元）的9.11倍和1.51倍，EBITDA为存续期内联合资信评级债券本金（24.00亿元）的1.34倍。

关注

1. **区域内用电需求增速放缓及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。**煤机补偿政策于2018年3月到期，受此影响2018年以来煤机被替代发电量和上网电量大幅下降；受下游需求增速放缓影响，公司整体发电利用小时数偏低，2019年公司燃机平均利用小时数为3158小时，同比下降246小时。
2. **公司供热板块毛利率跟踪期内持续为负。**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，存在一定经营压力。
3. **非经常性损益对公司利润影响较大。**2019年，公司实现投资收益7.81亿元、其他收益2.60亿元，利润总额7.74亿元。

主要财务数据：

合并口径				
项 目	2017年	2018年	2019年	2020年3月
现金类资产(亿元)	93.52	105.65	98.59	95.27
资产总额(亿元)	562.99	570.19	576.88	565.51
所有者权益(亿元)	202.26	206.35	210.91	212.02
短期债务(亿元)	12.67	20.71	31.54	19.94
长期债务(亿元)	119.43	117.60	103.58	118.27
全部债务(亿元)	132.10	138.31	135.12	138.22
营业总收入(亿元)	161.14	170.36	161.23	58.27
利润总额(亿元)	6.61	6.99	7.74	1.70
EBITDA(亿元)	29.55	33.02	32.11	--
经营性净现金流(亿元)	40.33	20.56	36.13	-3.20
营业利润率(%)	11.73	9.41	6.74	6.97
净资产收益率(%)	-1.66	2.31	2.85	--
资产负债率(%)	64.07	63.81	63.44	62.51
全部债务资本化比率	39.51	40.13	39.05	39.46
流动比率(%)	128.58	131.59	120.34	144.42
经营现金流动负债比(%)	29.14	15.37	25.83	--
EBITDA 利息倍数(倍)	4.83	4.61	4.67	--
全部债务/EBITDA(倍)	4.47	4.19	4.21	--

公司本部（母公司）

项 目	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年 3 月
资产总额(亿元)	219.50	211.17	227.41	230.04
所有者权益(亿元)	156.50	158.86	165.18	164.78
全部债务(亿元)	0.00	13.01	21.52	27.83
营业收入(亿元)	0.50	0.52	0.09	0.00
利润总额(亿元)	2.56	2.37	6.24	-0.40
资产负债率(%)	28.70	24.77	27.36	28.37
全部债务资本化比率(%)	0.00	7.57	11.53	14.45
流动比率(%)	165.60	523.12	365.92	710.40
经营现金流动负债比(%)	-13.57	-330.08	-49.32	--

注：公司 2 注：2020 年 1—3 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：

债项简称	债项级别	主体级别	评级展望	评级时间	项目小组	评级方法/模型	评级报告	
注 20 津能源 ： MTN002 上	AAA	AAA	稳定	2020/3/11	刘珺轩、李晨、张葛	电力企业信用评级方法 (V3.0.201907) /电力企业主体信用评级模型 (V3.0.201907)	阅读全文	
20 津能源 MTN001	AAA	AAA	稳定	2020/1/16	刘珺轩、李晨、张葛	电力企业信用评级方法 (V3.0.201907) /电力企业主体信用评级模型 (V3.0.201907)	阅读全文	
项 目 的 评 级	18 津能源 MTN001	AAA	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
	20 津能源 GN001	AAA	AAA	稳定	2019/6/14	刘珺轩、王宁、夏起光	电力行业企业信用评级方法 (2018 年)	阅读全文
通 过	18 津能源 MTN001	AAA	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、联合资信控股股东联合信用管理公司的控股子公司联合赤道环境评价有限公司（以下简称“联合赤道”）为该公司提供了企业主体绿色认证服务。由于联合资信与关联公司联合赤道之间从管理上进行了隔离，在公司治理、财务管理、组织架构、人员设置、档案管理等方面保持独立，因此公司评级业务并未受到上述关联公司的影响，联合资信保证所出具的评级报告遵循了真实、客观、公正的原则。

六、本报告用于相关决策参考，并非是某种决策的结论、建议。

七、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 2020 年跟踪评级报告

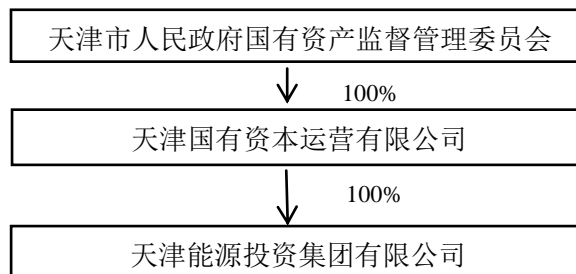
一、跟踪评级原因

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及相关债券的跟踪评级安排进行本次跟踪评级。

二、企业基本概况

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。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。目前上述交易已完成，并已完成相关工商变更手续。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）。截至 2020 年 3 月底，公司股权结构未发生变化，公司注册资本、实收资本均为 100.85 亿元。

图 1 截至 2020 年 3 月底公司股权结构图



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 2019 年底，公司（合并）资产总额 576.88 亿元，所有者权益 210.91 亿元（含少数股东权益 37.94 亿元）；2019 年，公司实现营业收入 161.23 亿元，利润总额 7.74 亿元。

截至 2020 年 3 月底，公司（合并）资产总额 565.51 亿元，所有者权益 212.02 亿元（包含少数股东权益 38.59 亿元）；2020 年 1—3 月，公司实现营业总收入 58.27 亿元，利润总额 1.70 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。

一、存续债券概况及募集资金使用情况

截至目前，经联合资信评定的公司公开发行的尚需偿还债券本金合计 24.00 亿元（详见表 1）。存续债券募集资金均按照募集资金用途使用，不存在用途变更情况。跟踪期内，相关债券已于付息日按期付息。

表 1 公司存续债券概况（单位：亿元）

债券名称	当前余额	起息日	到期日
18 津能源 MTN001	8.00	2018-11-16	2021-11-16
20 津能源 MTN001	5.00	2020-02-28	2023-02-28
20 津能源 GN001	4.00	2020-03-19	2023-03-19

20 津能源 MTN002	7.00	2020-04-20	2025-04-20
合计	24.00	--	--

资料来源：联合资信根据公开资料整理

二、宏观经济和政策环境

1. 宏观经济环境

2019 年以来，在世界大变局加速演变更趋明显，国际动荡源和风险点显著增多，全球经济增长放缓的背景下，中国经济增速进一步下滑，消费价格上涨结构性特征明显，财政收支缺口扩大，就业形势基本稳定。

经济增速继续下行。2019 年以来中国经济增速继续下行，全年 GDP 同比增长 6.1%（见下表），为 2008 年国际金融危机以来之最低增速；其中一季度累计同比增长 6.4%，前二季度累计同比增长 6.3%，前三季度累计同比增长均为 6.2%，逐季下滑态势明显。2020 年一季度，受到史无前例的新冠肺炎疫情的严重冲击，GDP 同比增长-6.8%，是中国有 GDP 统计数据以来首次出现大幅负增长。

表 2 2016—2020 年一季度中国主要经济数据

项目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年一季度
GDP (万亿元)	73.6	78.7	84.0	89.2	20.7
GDP 增速 (%)	6.8	6.9	6.7	6.1	-6.8
规模以上工业增加值增速 (%)	6.0	6.6	6.2	5.7	-8.4
固定资产投资增速 (%)	8.1	7.2	5.9	5.4	-16.1
社会消费品零售总额增速 (%)	10.4	10.2	9.0	8.0	-19.0
出口增速 (%)	-1.9	10.8	7.1	5.0	-11.4
进口增速 (%)	0.6	18.7	12.9	1.6	-0.7
CPI 增幅 (%)	2.0	1.6	2.1	2.9	4.9
PPI 增幅 (%)	-1.4	6.3	3.5	-0.3	-0.6
城镇失业率 (%)	4.0	3.9	4.9	5.2	5.9
城镇居民人均可支配收入增速 (%)	5.6	6.5	5.6	5.0	0.5
公共财政收入增速 (%)	4.5	7.4	6.2	3.8	-14.3
公共财政支出增速 (%)	6.4	7.7	8.7	8.1	-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，GDP 为不变价规模；

4. 城镇失业率统计中，2016-2017 年为城镇登记失业率，2018 年开始为城镇调查失业率，指标值为期末数；

数据来源：联合资信根据国家统计局和 Wind 数据整理

2019 年消费和固定资产投资增长持续处于回落状态，对外贸易总额同比减少，2020 年一季度三大需求全面大幅收缩。2019 年，社会消费品零售总额同比增长 8.0%，较上年下滑 1.0%，其中网上零售额 10.6 万亿元，同比增长 16.5%。全国固定资产投资（不含农户）同比增长 5.4%，比上年低 0.5 个百分点。从主要投资领域看，制造业投资增速为 3.1%，比上年低 6.4 个百分点；基础设施投资增速为 3.8%，与上年持平；房地产投资增速为 9.9%，比上年高 0.4 个百分点。民间投资增速为 4.7%，比上年低 4.0 个百分点；国有投资增速为 6.8%，比上年高 4.9 个百分点。2019 年，货物进出口总额 31.54 万亿元，同比增长 3.4%，增速比上年回落 6.3 个百分点。其中，出口增长 5.0%，进口增长 1.6%。进出口顺差 2.92 万亿元，同比扩大 25.4%。对欧盟、东盟、美国、日本进出口分别增长 8.0%、14.1%、-10.7%和 0.4%，对“一带一路”沿线国家进出口 9.27 万亿元，增长 10.8%。2020 年一季度，社会消费品零售总额、全国固定资产投资完成额（不含农户）和货物进出口总额分别同比增长-19.0%、-16.1%和-6.4%，三大需求在疫情冲击下全面大幅收缩。

2019 年工业生产较为低落，服务业较快发展，2020 年一季度工业和服务业同步大幅下降。2019 年，国民经济第一产业、第二产业和第三产业增加值分别增长 3.1%、5.7%和 6.9%，占 GDP 比重分别为 7.1%、39.0%和 53.9%。全国规模以上工业增加值同比实际增长 5.7%，增速较上年同期回落 0.5 个百分点；2019 年工业企业营业收入和利润总额分别同比增长 3.8%和-3.3%，工业企业经济效益较差。2019 年全国规模以上服务业企业营业收入和营业利润分别同比增长 9.4%和 5.4%，服务业增长势头较好。2020 年一季度，国民经济第一产业、第二产业和第三产业增加值分别同比增长-3.2%、-9.6%和-5.2%，全国规模以上工业增加值同比增长-8.4%，工业企业营业收入和利润总额分别同比增长-15.1%和-36.7%。全国规模以上服务业企

业营业收入同比增长-12.2%（1—2月数据），工业和服务业生产同步大幅下降。

居民消费价格涨幅上升，生产价格同比下降。2019年，居民消费价格指数（CPI）同比上涨2.9%，涨幅比上年扩大0.8个百分点，其中食品价格全年上涨9.2%，涨幅比上年提高7.4个百分点；非食品价格上涨1.4%，涨幅比上年回落0.8个百分点。不包括食品和能源的核心CPI温和上涨1.6%，涨幅比上年回落0.3个百分点。2019年，工业生产者出厂价格指数（PPI）同比下降0.3%，比上年回落3.8个百分点。工业生产者购进价格指数（PIRM）同比下降0.7%，涨幅比上年回落4.8个百分点。2020年一季度，CPI和PPI分别累计同比增长4.9%和-0.6%，居民消费价格较年初有所回落，生产者价格重归通缩区间。

财政收入增长放缓，支出保持较快增长，2020年一季度财政收支同步下降、收支缺口更趋扩大。2019年，全国一般公共预算收入190382亿元，同比增长3.8%，增速比上年回落2.4个百分点。其中税收收入157992亿元，同比增长1.0%；非税收入32390亿元，同比增长20.2%。2019年，全国一般公共预算支出238874亿元，同比增长8.1%，增速比上年低0.6个百分点。从支出结构看，与基建投资相关的支出明显增长，城乡社区支出、科学技术支出、节能环保支出分别同比增长16.1%、14.4%和18.2%。2019年财政收支差额4.85万亿元，较去年同期大增2.91万亿元。2020年一季度，全国一般公共预算收入4.6万亿元，同比增长-14.3%；支出5.5万亿元，同比增长-5.7%。在经济全面大幅下降的背景下，财政收支同步下降，收支缺口较上年同期显著扩大。

就业形势基本稳定，但就业压力有所增大。2019年在制造业生产收缩，服务业增长放缓的影响下，全国就业形势趋于严峻，全年调查失业率均在5%（含）以上，较上年有所提高。制造业PMI和非制造业PMI的从业人员指数，2019年全年一直在荣枯线以下，反映出企业对

劳动力需求的收缩态势。2020年1—3月，受疫情影响企业大面积停工停产的影响下，城镇调查失业率分别为5.3%、6.2%和5.9%，3月份有所回落，但较上年同期均有所提高。

2. 宏观政策环境

2019年中国宏观政策的主基调是加强逆周期调节，保证经济运行在合理区间。财政方面，主要是大规模降税降费，落实个税改革政策，同时大幅扩大地方政府专项债券规模至2.15万亿元，为基建补短板和提高有效投资提供资金支持。货币金融方面，全年实施三次全面及定向降准，为市场注入了适度充裕的流动性，“三档两优”的存款准备金率框架初步形成；通过改革贷款基准利率形成机制降息并付诸实施，于2019年8月开启了10多年来新的降息进程，一年期LPR报价年内分三次下调16个基点，至4.15%；五年期LPR从4.85%下调到4.80%，引导信贷市场利率实质性下降。

2020年一季度，面对突如其来的新冠肺炎疫情在全国以及全球的扩散蔓延，中国宏观政策统筹兼顾疫情防控和社会经济发展，促进企业复工复产，全力对冲疫情对经济生活的巨大负面影响。财税政策方面，主要是及时加大疫情防控支出、阶段性大规模减免及延缓征收企业税费、进一步提前下达地方政府债券额度等，大力减轻企业负担，增加有效投资。2020年2月再一次提前下达专项债额度2900亿元，提前下达总额达到1.29万亿元，截至3月底，各地专项债发行规模1.1万亿元，重点用于交通基础设施、能源项目、农林水利、生态环保项目等七大领域的基础上。货币金融政策方面，金融调控及监管部门以缓解企业流动性困难为中心，运用多种政策工具，保持流动性合理充裕，降低企业融资成本，推动银行加大信贷投放，并对流动性遇到暂时困难的中小微企业贷款，给予临时性延期还本付息安排，开启绿色通道便利企业债券融资等系列政策措施，为对冲疫情负面影响创造了较好的货币金融环境。年初

至4月20日，一年期LPR报价二次下调30个基点，至3.85%；五年期二次下调15个基点至4.65%。4月3日央行决定对中小银行定向降准1个百分点，并下调金融机构在央行超额存款准备金利率至0.35%，推动银行向中小微企业增加信贷投放。此外，在疫情发生早期，央行设立了3000亿元的防疫专项再贷款，主要用于重点企业抗疫保供，一半以上投向中小微企业；2月底，央行新增5000亿元的再贷款再贴现额度，下调支农支小再贷款利率0.25个百分点；3月底，国常会确定新增中小银行再贷款再贴现额度1万亿元，进一步加强对中小微企业的金融支持。

3. 宏观经济及政策前瞻

2020年一季度经济运行数据反映出，史无前例的新冠肺炎疫情对中国经济造成了严重的冲击，当前经济发展面临的挑战前所未有，形势依然严峻。一是由于疫情尚未彻底解除，依然面临内防反弹、外防输入的艰巨防疫任务，国内消费投资难以在短时间内快速恢复；同时生产端快于需求端恢复造成的库存压力以及稳就业间接形成的人工成本的上升，共同压缩企业利润空间导致投资受到掣肘；而居民收入的下降以及对经济悲观预期形成的消费意愿下降，叠加对疫情感染的担忧造成的消费被动减少，导致二季度消费难以持平去年同期水平。二是随着疫情的“全球大流行”，世界各国为加强疫情防控，居民消费和企业生产活动均受到限制，导致大量订单取消、外需严重收缩，同时国内厂家需要的关键原材料及配件设备等进口难以为继，对中国经济恢复形成极大阻力。内外需求双双呈现疲弱态势，对二季度经济恢复造成压力，预计二季度经济增长依然存在较大的压力，同比增速大概率在低位运行，但环比情况会有很大的好转，经济V字形反转难以实现，全年大概率呈U形走势。

面对如此严峻复杂的经济形势，未来宏观政策将以更大力度对冲疫情影响，防止阶段性

冲击演变为趋势性变化为主线。2020年4月17日召开的中央政治局会议，在强调要加大“六稳”工作力度的基础上，首次提出保居民就业、保基本民生、保市场主体、保粮食能源安全、保产业链供应链稳定、保基层运转的“六保”目标任务，表示要坚定实施扩大内需战略，维护经济发展和社会稳定大局，为当前及未来一个时期的宏观政策定下了基调。会议指出，积极的财政政策要更加积极有为，提高赤字率，发行抗疫特别国债，增加地方政府专项债券，提高资金使用效率，真正发挥稳定经济的关键作用。稳健的货币政策要更加灵活适度，运用降准、降息、再贷款等手段，保持流动性合理充裕，引导贷款市场利率下行，把资金用到支持实体经济特别是中小微企业上。具体安排上，会议确定要释放消费潜力，扩大居民消费，适当增加公共消费。要积极扩大有效投资，实施老旧小区改造，加强传统基础设施和新型基础设施投资，促进传统产业改造升级，扩大战略性新兴产业投资。要着力帮扶中小企业渡过难关，加快落实各项政策，推进减税降费，降低融资成本和房屋租金，提高中小企业生存和发展能力。要保持中国产业链供应链的稳定性和竞争力，促进产业链协同复工复产达产。这些政策措施表明，未来财政货币政策可能进一步积极宽松。同时也应看到，由于中国宏观杠杆率较高，政府和企业部门债务负担本来已经较重，政府和企业的收入仍面临惯性下降的不确定性风险，上述财政和货币政策的空间仍然受到诸多因素的约束，难以大规模扩张，宏观政策仍需在稳经济和防风险之间取得平衡。

三、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

中国电力供需总体平衡，电力装机规模持续增长，但增速逐年下降；非化石能源发电设备装机容量及发电量不断提升，清洁能源替代作用日益突显。但 2020 年一季度，叠加新冠肺炎疫情影响，基建及终端用电需求减弱，全国电网建设投资完成额及发售电量规模均同比下降；受补贴退坡影响，风电“抢装潮”明显，风电工程投资完成额同比增幅较大。

根据中电联统计数据，2016 年以来，中国电力投资当年完成规模呈逐年下降趋势。2019 年，中国电力投资当年完成额 7995 亿元，同比下降 2.03%。其中，电源工程建设投资完成 3139 亿元，同比增长 12.63%，主要由于新增水电和风电投资大幅增长；电网工程建设投资完成 4856 亿元，同比下降 9.64%，主要由于新增 220 千伏及以上输电线路和直流换流容量同比大幅下降；农网升级改造及配网建设仍为电网投资的重点。2020 年一季度，中国主要发电企业电源工程建设完成 596 亿元，同比增长 30.9%，主要由于补贴退坡政策带动的风电“抢装潮”，风电工程投资完成 281 亿元，同比增长 185.9%；同期，电网基本建设工程投资完成 365 亿元，同比下降 27.4%。

图 2 近年中国电源及电网投资情况

(单位：亿元、%)



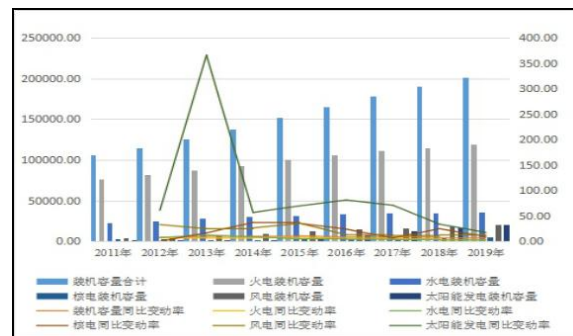
资料来源：中电联，联合资信整理

装机容量方面，中国发电装机前期快速扩张并逐步出现产能过剩问题，2016 年以来，中国全口径发电设备装机容量增速逐年回落。截

至 2019 年底，中国全口径发电设备装机容量 20.11 亿千瓦，较上年底增长 5.82%，增速下降 0.68 个百分点。其中，火电装机容量占比最高，为 59.21%；水电次之，占比 17.73%，装机容量较为稳定；同期，风电和太阳能发电均保持快速增长趋势，但太阳能发电受新增装机规模限制以及平价上网政策导向影响，增速快速下降。近年来，在电源结构改革、清洁能源优先并网发电等鼓励性保障性政策支持下，中国非化石能源发电装机占比逐步提升，截至 2019 年底约为 40.79%，较上年底上升 1.00 个百分点。2020 年一季度，中国发电新增装机容量 1356 万千瓦，受应急调峰储备电源规模增加影响，新增装机中火电占比较高，约为 52%。

图 3 近年中国发电装机容量变动情况

(单位：万千瓦、%)

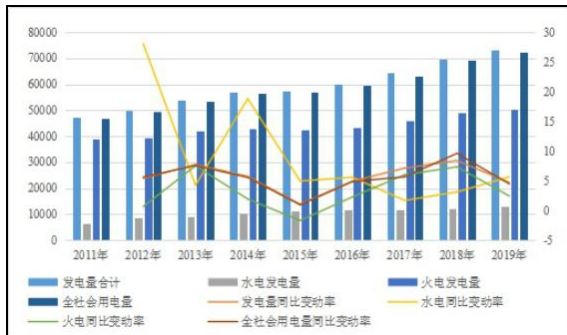


资料来源：中电联，联合资信整理

用电需求方面，近年来中国全社会用电量保持增长，但增速波动下降；2019 年，全社会用电量同比增长 4.47% 至 72255 亿千瓦时。其中，第一产业用电量平稳增长，对全社会用电量增长的贡献率为 1.1%；第二产业及其制造业用电量保持中低速增长，对全社会用电量增长的贡献率为 47.9%；第三产业用电量保持较快增长（信息传输/软件和信息技术服务业用电量增幅 16.2%，租赁和商务服务业、房地产业、批发和零售业用电量增速均在 10% 以上），对全社会用电量增长的贡献率为 33.1%；城乡居民生活用电量中速增长，对全社会用电量增长的贡献率为 17.9%。2019 年，多行业用电量提升，带动全国 28 省份用电量实现正增长。2020

年初，受新冠肺炎疫情影响，第二、三产业延期复产复工导致终端用电需求明显下降；3月，伴随国内疫情逐步得以控制，疫情对电力消费影响有所减弱，3月份全社会用电量同比降幅较2月份收窄5.9个百分点。2020年一季度，中国全社会用电量15698亿千瓦时，同比下降6.5%，其中，第二、三产业用电量分别同比下降8.8%和8.3%。

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

发电机组运行方面，2019年，伴随装机容量的增长以及用电需求的提高，中国全口径发电设备发电量保持增长，且延续绿色低碳发展趋势。中国实现全口径发电量73253亿千瓦时，同比增长4.73%。其中，火电发电量较为稳定；非化石能源发电量快速增长至22803亿千瓦时，同比增长10.17%，占全口径发电量的31.13%，占比同比增长1.54个百分点。发电效率方面，2016年以来，6000千瓦及以上电厂发电设备利用小时波动增长，2019年为3825小时，同比减少55小时，主要由于火电和核电发电效率有所下降；但同期水电和太阳能发电设备利用小时数明显提升（水电发电设备利用小时3725小时，同比增加119小时；太阳能发电设备利用小时1285小时，同比增加55小时）。2020年一季度，全国主要发电设备平均利用小时均同比下降，带动全国全口径发电量同比下降6.8%至15822亿千瓦时，其中火电和水发电量降幅较大。

2、行业关注及政策调整

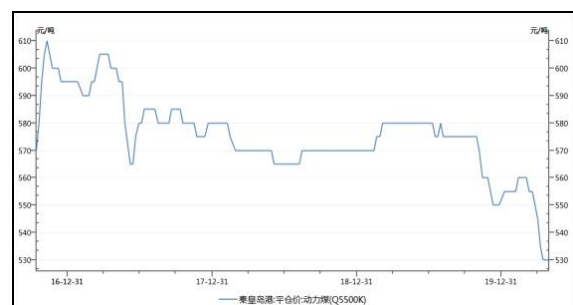
煤炭价格波动对火电企业经营压力影响较大；在电站开发成本下降以及降低终端用电成本的政策导向下，各电源结构上网电价均呈逐年下降趋势，叠加清洁能源补贴退坡，将影响电力行业整体盈利水平；目前，政策不断推进平价上网，并鼓励清洁能源优先并网发电，同时伴随输配电建设的推进，限电问题得以改善。

(1) 煤炭价格及供需波动

受煤炭去产能政策的逐步推动以及煤炭下游需求有所回暖影响，煤炭行情于2016年下半年开始复苏。截至2016年11月9日，秦皇岛港动力煤(Q5500k)平仓价达到峰值610元/吨。2017-2019年，秦皇岛港动力煤(Q5500k)平仓价在550元/吨至600元/吨之间震荡。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有限。

2020年初，新冠肺炎疫情爆发，初期对煤炭生产及运输均有一定负面影响，导致短期内煤炭供应减弱；而同时火电企业为保障电力供应，加强储煤力度，煤炭需求随之增长，导致煤炭价格于2020年初有所回升。随后，政策导向煤炭保供，煤矿复工复产效果较好，主产地煤炭产量持续增加；但下游电力需求恢复不足，水电、风电等清洁能源替代效应冲击火电需求，叠加天气回暖导致供热用煤需求减弱；煤炭供应充裕，带动煤炭价格回落。

图5 秦皇岛港5500大卡动力煤平仓价



资料来源：Wind

(2) 上网电价调整

光伏电价调整

2019年4月30日，国家发改委发布《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），表示将采用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

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

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，燃煤发电标杆上网电价机制已难以适应形势发展，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》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，煤电价格联动机制不再执行。

《指导意见》的实施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，“基准价+上下浮

动”的市场化价格机制改革短期内将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，但是随着装机规模的不断增长，补贴资金缺口持续扩大，补贴实际回款周期也较大程度影响电力企业现金流水平。

2019年1月，国家发展改革委和国家能源局发布《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》，明确提出了在具备条件的地区推进风电、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。2020年3月5日，国家能源局发布《关于2020年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》，明确提出2020年度新建光伏发电项目补贴预算总额度为15亿元。其中，5亿元用于户用光伏；补贴竞价项目（含集中式光伏电闸和工商业分布式光伏项目）按10亿元补贴总额组织项目建设。2020年3月12日，财政部办公厅发布《关于开展可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》，提出国家不再发布可再生能源电价附加补助目录，而由电网企业确定并定期公布符合条件的可再生能源发电补贴项目清单。前七批补贴名录中的发电项目，由电网企业审核后，直接纳入补贴清单；其他符合要求的存量项目将分批纳入补贴清单，其中首批清单涉及2019年12月底完成全部机组并网的风电项目、2017年7月底完成全部机组并网的光伏发电项目（光伏“领跑者”基地项目和2019年光伏竞价项目并网时间可延长至2019年12月底）以及2018年1月底完成全部机组并网的生物质发电项目。相较于前期补贴名录，补贴清单审核发布周期有望加快，补贴清单公布后，可逐步实收补贴回款的电站规模将大幅增加。

国家财政部、国家发展改革委和国家能源

局于2020年1月20日发布《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》财建〔2020〕4号，提出2021年1月1日起全面推行配额制下的绿色电力证书交易（以下简称“绿证”），同时研究将燃煤发电企业优先发电权、优先保障企业煤炭进口等与绿证挂钩，持续扩大绿证市场交易规模，并通过多种市场化方式推广绿证交易。企业通过绿证交易获得收入相应替代财政补贴，有望缓解应收补贴款的资金占用问题。

（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。电网公司也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。2019年，全国主要流域弃水电量约300亿千瓦时，同比减少278亿千瓦时，水能利用率96%，同比提高4个百分点。2019年，全国全年弃风电量169亿千瓦时，同比减少108亿千瓦时；平均弃风率4.0%，同比下降3个百分点；弃风仍主要集中在新疆、甘肃和内蒙古，弃风率分别为14.0%、7.6%和7.1%，同比分别下降14个百分点、11.4个百分点和2.9个百分点。2019年，全国全年弃光电量46亿千瓦时，同比减少8.9亿千瓦时；平均弃光率2.0%，同比下降1个百分点；弃光主要集中在西藏、新疆和青海，弃光率分别为24.1%、7.4%和7.2%，同比分别下降19.5个百分点、下降8.2个百分点和增长2.5个百分点，其中青海受新能源装机大幅增加、负荷下降等因素影响，弃光率有所提高。受益于整体限电率的好转，国家能源局披露的《2019年度光伏发电市场环境监测评价结果》中仅西藏为红色预警区域；《2020年度风电投资监测预警结果》中已无红色预警区域。

3、行业展望

根据中电联发布的《2019—2020年度全国电力供需形势分析预测报告》和《2020年一季度

度全国电力供需形势分析预测报告》，全国电力供需仍将保持总体平衡，非化石能源发电占比逐步提升，国内需求对电力消费的拉动将逐步显现，预计二季度全社会用电量增速有望回升9个百分点，全年全社会用电量将保持同比小幅增长。未来电力行业建设将主要围绕以下四方面展开：

(1) **提升电力高质量可持续保供能力。**包括发挥市场对资源配置的决定性作用，更多以市场方式降低社会总体用能成本；利用国内国际两个市场稳定电煤供应，平抑电煤价格，逐步由单一电价向两部制电价过渡，推动煤电板块稳步转型；控制补贴退坡的节奏和速度，确保风电、光伏等产业链平稳运行发展，合理引导新能源产业健康发展。

(2) **提高电力资源配置效率。**包括推进建设发展分布式与集中式的清洁能源供能方式，充分发挥电力在能源转型中的中心作用和电网的枢纽作用，通过智能化电力设备及调节手段实现“源、网、荷、储”的整体优化，进一步提高能源资源的配置能力；提高电力系统调节能力，破解风电、光伏等新能源大规模并网及电力输送问题，保障新能源消纳。

(3) **促进电力高效利用。**包括在需求侧领域合理实施电能替代，不断创新替代方式和内容，进一步扩大电能替代范围和实施规模，扩大电力消费市场；加强电力需求侧管理，实施需求响应和精益化的有序用电，不断提高电力占终端能源消费比重，全力推进电气化进程；加大转供电环节的清理整顿，在降低企业用电成本以提升企业经营效益、提振实体经济的政策环境下，引导和帮助电力用户更好享受政策红利，提升用电效率。

(4) **全球性新冠肺炎疫情影响下，保障电力基建供应链稳定，缓解电力企业经营压力。**包括做好关键设备替代国、替代厂商以及进口部件国产替代工作，推动产业链上下游企业协同解决供货保障问题；加快落实国家减税减负及推动复工复产等有利政策，推动智慧能源电

力基础设施建设发展；将复工复产的电力企业纳入疫情期间融资支持范围，支持电力企业发展供应链金融相关服务，针对新能源补贴不到位形成的资金缺口提供相应的融资产品，加快新能源企业资金周转等。

(二) 天然气行业

1. 行业概况

天然气作为支柱能源之一，具备环保、热值高等特点，行业上中下游已经形成较为稳定的结构。

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。

(1) 中国天然气行业发展情况

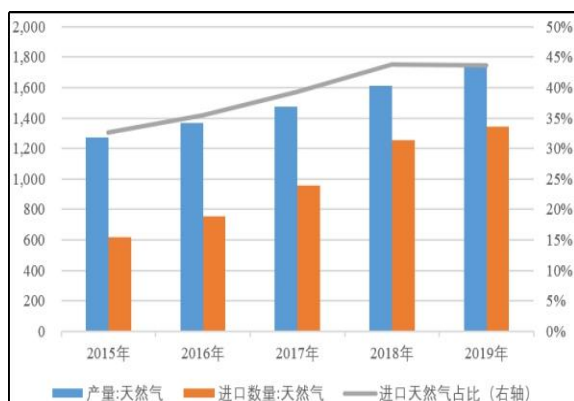
天然气行业分为上游生产、中游输送及下游分销三个环节。天然气上游由大型天然气勘探企业垄断，行业壁垒非常高；中游体现出一定的垄断性和区域专属性；下游市场化程度相对较高。中国天然气进口依存度较高。随着天然气市场快速发展，中国天然气消费量持续快速增长，2019年开始，增速有所放缓。随着配套基础设施的建设推进，以及油气管网设施市场化运作程度提高，未来中国储气调峰能力稳步提升，季节性供需矛盾预计将持续得到缓解。

天然气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。

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%。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43.84%，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。2018年全年天然气资源仍呈现偏紧状态。2019年，中国天然气产量1736.20亿立方米，同比增长7.83%；天然气进口量1342.64亿立方米，同比增长6.83%。2019年，中国天然气对外依存度为43.61%，同比略有下降。2019年，中俄东线天然气管道建成通气，来自俄罗斯的天然气将与中国东北、京津冀和长江三角洲主消费市场对接。中国东部天然气主消费市场已经形成多气源竞争格局。

图6 天然气产量及进口量情况



资料来源：Wind

根据国家能源局石油天然气司等机构联合发布的《中国天然气发展报告（2019）》，2018年，中国天然气表观消费量达2803亿立方米，

同比增长17.5%，在一次能源消费中占比达7.8%，同比提高0.8个百分点。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%。

2019年，中国天然气表观消费量3042.51亿立方米，同比增长7.39%，增速有所放缓。国家出台多项环保政策，持续推进大气污染防治工作，强化重点地区民用、采暖、工业等行业煤改气，全国天然气消费量仍保持快速增长。天然气在一次能源消费总量中的占比约为8.3%，比上年增长约0.5个百分点。

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，建成后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 2019 年底，据不完全统计，中国 LNG 接收站已投产 22 座，总接卸能力达 9035 万吨/年，预计 2020 年中国在建及扩能 LNG 接收站至少 8 座，接收能力为 2355 万吨/年，投产后接收能力将进一步提升。三大石油公司主导着国内 LNG 接收站的投资和建设，目前三大石油公司接收站 18 座，能力 8230 万吨/年，占比超过 90%；其中以中海油所占份额最大。截至 2018 年底，中海油在全国拥有 10 座 LNG 接收站，接收能力 4520 万吨/年，居全国首位，2019 年计划新建 2 座接收站，扩建 4 座接收站，同时规划建设 3 座新接收站，进一步扩充其在国内的 LNG 接收能力。

(2) 天然气价格情况

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波动的风险。

中国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，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。

根据《中华人民共和国价格法》的有关规定，中国目前的城市燃气销售价格由省级价格行政主管部门制定。在销售定价方式上，居民用户基本为固定价格，主要以当地政府核准价为准，若需上调，目前尚需经过听证会程序；对工商业用户的销售价格最高价由当地政府确定，但燃气企业通常有一定比例的浮动权利，可由企业根据市场情况灵活掌握。根据国家对于公用事业企业的价格管理政策，管道燃气价格实行全成本定价和联动机制，即管道燃气价格由进货成本、经营管理费用、税金、利润四部分组成。物价部门按一定的利润率核定公司合理利润，同时及时根据燃气进货成本调整管道燃气价格。

(3) 城市燃气发展情况

随着城镇化的发展，中国燃气供应行业蕴藏着较大的市场空间。城市燃气供应实行特许经营权，具有自然垄断性，配气价格受政府一定的管制，收益具有稳定性的特点。

中国城市化率持续提高，城镇人口持续增长，为燃气供应行业提供了可观的市场基础。发达国家的城市气化率 85% 左右，北京、上海、深圳等国内发达城市气化率均已超过 90%，但中国城镇平均气化率较低，燃气供应行业蕴藏着较大的市场空间。

城市管道燃气供应具有以下特点：①自然垄断的特性，城市管道燃气实行特许经营制，具有自然垄断性。②固定资产投资大，边际成本较低；城市管道燃气企业的主要成本是建网、维护、折旧、摊销等固定费用，其成本结构与传统制造业有明显的差异。相对其固定成本，每增加一个客户所要支出的边际成本较低。③具有公用事业的特性；城市管道燃气是城市基础设施，为广大居民及工商业主提供燃气供应服务，属于公用事业类行业，销售价格受到政府一定的管制，但收益具有稳定性特征。

从城市燃气发展展望来看，根据中国石油集团经济技术研究院发布的相关报告，预计城

镇居民、商业、采暖用气将稳定增长，乡村居民用气快速增长。北方地区将进一步实施冬季清洁取暖、蓝天保卫战，加强“2+26”重点城市天然气采暖，强化汾渭平原、长三角等重点地区散煤治理，广泛实施“村村通”工程。

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。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。

2018年4月，国家发展改革委（以下简称“国家发改委”）和国家能源局联合发布《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9月，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落地实施；构建多层次储备体系。

2019年3月，中央全面深化改革委员会第七次会议审议通过了《石油天然气管网运营机制改革实施意见》，要求推动形成上游油气资源多主体多渠道供应、中间统一管网高效集输、下游销售市场充分竞争的油气市场体系。

2019年5月，国家发改委、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》，要求进一步改革机制、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。

2019年12月，国家石油天然气管网集团有限公司（以下简称“国家管网公司”）在北京正式成立，国资委、中石油、中石化和中海油持股比例分别为40%、30%、20%、10%。国家管网公司主要职责是负责全国油气干线管道、部分储气调峰设施的投资建设，三大石油公司全资或控股的干线管网、持有的省级管网股权、部分LNG接收站和储气库、管网调度业务等资产将被纳入。国家管网公司标志着中国石油天然气管网运营机制市场化改革迈出了关键一步，目前包括资产评估划拨、运销协调等工作在持续推进。

3. 行业关注

城市门站价格与销售价格调整不匹配。由于居民用气上下游价格定价政策的不一致，造成上下游价格调整难以在时间上和调整幅度上同步，城市燃气分销商面临一定的成本上涨无法及时通过售价传导的风险。

气源供应不足、对进口天然气的依赖度偏高。中国天然气资源较为贫乏，发展天然气工业必须充分利用国外气源，随着中国天然气消费量的快速增长，天然气进口数量不断增加，中国对进口天然气的依赖程度上升。城市分销商上游企业多为三大石油公司，加之天然气需求不断增长，若天然气气源紧张，城市分销商将面临气源供应不足，影响用户需求的形势。

易受国际天然气价格波动影响。中国天然气进口比重大，城市燃气行业易受国际天然气价格影响。受全球供应增加、库存高企影响，天然气价格波动剧烈。另外，国际原油价格的波动一定程度影响天然气价格。

（三）区域经济

公司主营业务包括发电、燃气和供热等业务，业务经营受天津市的经济发展和电力市场影响较大。近年来，天津市经济增速相对缓慢，用电需求有待提高，但其很强的经济实力仍为公司的发展提供了良好的外部环境。

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

根据《2019年天津市国民经济和社会发展统计公报》数据显示，2019年，全市生产总值（GDP）14104.28亿元，比上年增长4.8%。其中，第一产业增加值185.23亿元，增长0.2%；第二产业增加值4969.18亿元，增长3.2%；第三产业增加值8949.87亿元，增长5.9%。三次产业结构为1.3:35.2:63.5。

2019年天津市固定资产投资增长较快。全年固定资产投资（不含农户）比上年增长13.9%。分产业看，第一产业投资增长10.3%；第二产业投资增长17.4%，其中食品制造业增长64.5%，医药制造业增长88.6%，计算机通信和其他电子设备制造业增长57.9%；第三产业投资增长12.8%，其中金融业增长1.1倍，租赁和商务服务业增长34.2%。分领域看，工业投资增长17.9%，基础设施投资增长13.6%，其中交通运输和邮政业增长23.4%。

2019年，天津市工业生产稳中向好。全年全市工业增加值比上年增长3.6%，规模以上工业增加值增长3.4%，比上年加快1.0个百分点。在规模以上工业中，分门类看，采矿业增加值增长3.0%，制造业增长3.3%，电力、热力、燃气及水生产和供应业增长6.0%；分行业看，39个行业大类中20个行业增长，其中汽车制造业

增长13.7%，黑色金属冶炼和压延加工业增长18.6%，医药制造业增长8.8%，电气机械和器材制造业增长10.9%，石油和天然气开采业增长1.7%。规模以上工业在目录的412种产品中，221种产量增长，占目录产品的53.6%，增长面比上年扩大2.8个百分点。规模以上工业企业营业收入增长3.5%，营业收入利润率为6.5%。

电力市场方面，截至2019年底，天津地区总装机容量1792.34万千瓦；装机结构上，燃煤机组占比65.77%、燃气机组装机占比21.00%，仍以火电为主；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¹。2019年，天津电网直调发电企业发电量累计完成364.77亿千瓦时，同比增长1.07%。主力发电企业发电量累计完成323.87亿千瓦时，同比下降2.21%，平均利用小时数4288小时，比去年同期下降97小时；地方发电企业发电量累计完成40.90亿千瓦时，同比增长37.69%，平均利用小时数2671小时，比去年同期增加734小时。2019年，天津市全社会用电量累计完成878.43亿千瓦时，同比增长2.72%。

四、基础素质分析

1. 产权状况

截至2020年3月底，津国资运营公司持有公司100%股权，为公司控股股东。公司实际控制人为天津市国资委。

2. 企业规模与竞争力

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，区域竞争优势明显。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。

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

¹ 部分装机运营情况对比可参考“表4公司参控股电厂基本情况”

(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，公司控股的天津陈塘庄热电厂是国内规模最大的燃气热电厂，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 2019 年底，公司参股、均股电厂建成装机容量 1238.90 万千瓦，参股、均股电厂权益装机容量 456.79 万千瓦。

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 2019 年底，公司发展燃气用户 398 万户，居民用户占全市的 80%；供气管网 1.67 万公里，遍及全市 16 个区，2019 年供气量 49.35 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 1.61 亿平方米，实现集中供热面积 1.35 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 91 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。截至 2019 年底，公司风力装机容量 38MW、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；为天津滨海农村商业银行股份有限公司主要股东，参股渤海证券股份有限公司、渤海产业投资基金等金融企业和机构；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。

3. 技术水平

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。

自 2013 年公司成立以来，累计获得关键核心技术 35 个，共承担省（部）级以上科技项目 10 项，获得省级以上科学技术奖励 13 项，获得国家级管理现代化创新成果 3 项，获得天津市管理现代化创新成果 45 项，拥有有效专利 343 项（其中国家发明专利 16 项），参与制定 4 项国家技术标准、2 项地方技术标准。目前公司旗下有国家级高新技术企业 11 家、国家级科技型中小企业 5 家。2017—2019 年，公司投入科研经费支出分别为 2429.73 万元、6299.52 万元和 6041.36 万元。

公司先后与天津大学、南开大学、河北工业大学、煤科院、西安热工院、国网天津市电力公司电力科学研究院等科研院所，中国电信、浪潮集团、华为、丹佛斯等科技型企业开展联合攻关，促进公司在智慧能源建设、能源供应保障、优质服务提升等方面的研究应用，发挥各自在科技、人才、产业等方面的优势，推进科技成果转化。

4. 过往债务履约情况

根据中国人民银行企业信用报告（统一社会信用代码：91120000069894639Y），截至2020年5月25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。

五、管理分析

2019年10月，公司发布公告，根据《天津市人民政府关于同意赵鹏为天津能源投资集团有限公司总经理聘任人选的通知》，赵鹏同志担任公司总经理。此事项对公司经营、财务状况及偿债能力等方面无重大影响。

公司董事、总经理赵鹏先生，博士研究生学历，正高级经济师。赵鹏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。

跟踪期内，公司在其他高管人员构成、法人治理结构及管理制度等方面无重大变化。

六、经营分析

1. 经营概况

公司主营业务包括电力、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。跟踪期内，受电力业务收入下行影响，公司2019年营业收入规模整体小幅下降，综合毛利率水平受燃气成本因素影响亦呈下降趋势。

2019年，公司实现营业总收入合计161.23亿元，同比下降5.36%，其中主营业务收入159.31亿元，同比下降5.75%。

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。2019年，电力板块收入为34.23亿元，同比下降12.21%，主要系一方面由于天津区域近年来社会用电量增速放缓，受区域整体装机规模增加影响，天

津市主力电厂发电利用小时数下行，公司所属电厂整体上网电量下降；另一方面由于陈塘热电煤机被替代上网电量逐年减少，并于2018年3月到期所致。公司燃气板块实现收入主要为天然气销售，区域内用气需求增加带动天然气销量整体波动增长，2019年公司天然气销售收入79.12亿元，与2018年基本持平。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，公司热费收入整体呈增长趋势。2019年，公司供热板块收入为27.26亿元，同比增长0.70%。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，2019年该板块实现收入13.03亿元，同比增长0.46%，基本保持平稳。公司其他业务主要包括管输业务、贸易、工程设计、物业、金融等，业务规模较小，对主营业务收入影响有限。

从毛利率来看，2019年，公司电力板块毛利率16.19%，同比下降7.74个百分点，主要系燃气采购成本上涨所致。燃气板块近年来毛利率逐年下降，2019年由正转负，为-3.34%，主要系一方面，“煤改气”和“气荒”等因素导致气源紧张，LNG价格持续上涨，从而导致燃气成本上升；另一方面，为保障民生，燃气销售价格涨幅有限所致。近年来，公司供热板块持续亏损，2019年毛利率为-10.33%。供热板块长期亏损主要原因包括：采暖费近10年未进行调整，而近年来供热成本已显著上升；供热季延长供热时间（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。2019年，工程板块毛利率为72.89%，同比增长12.55个百分点。受电力和燃气板块毛利率下降影响，公司主营业务综合毛利率持续下降，2017—2019年分别为12.25%、9.84%和7.19%。

2020年1—3月，公司实现营业总收入58.27亿元，同比下降6.87%，其中，主营业务收入

57.74亿元。公司电力板块收入8.32亿元，同比下降15.45%，主要系受用电需求不足影响，发电利用小时数同比下降所致；公司燃气板块和

供热板块收入同比变化不大。2020年1—3月，公司主营业务毛利率7.16%。

表3 2017—2019年及2020年1—3月公司主营业务收入构成（单位：亿元、%）

业务板块	2017年			2018年			2019年			2020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	41.51	26.06	25.67	38.99	23.10	23.93	34.23	21.48	16.19	8.32	14.42	37.77
燃气板块	72.63	45.60	11.45	80.93	47.94	0.01	79.12	49.66	-3.34	30.34	52.55	0.74
供热板块	23.96	15.04	-11.83	27.07	16.04	-12.71	27.26	17.11	-10.33	16.61	28.77	-3.41
工程板块	14.43	9.06	1.82	12.97	7.68	60.34	13.03	8.18	72.89	2.20	3.80	68.65
其他板块	6.76	4.24	46.13	8.84	5.24	32.63	5.68	3.57	33.24	0.27	0.46	-64.81
合计	159.30	100.00	12.25	168.80	100.00	9.84	159.31	100.00	7.19	57.74	100.00	7.16

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

公司参控均股电厂装机在天津市占比高，控股装机为燃气机组，技术先进，运行效率指标较好，但受区域需求影响利用小时数低。2019年，由于受煤机关停补偿政策结束、区域用电需求增速放缓及上网电价调整等因素影响，公司发电量、上网电量和电费收入有所下降。

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2019年底，公司控股的燃气机组装机容量为184.60万千瓦，2019年实现发电量58.30亿千瓦时，上网电量56.76亿千瓦时；2019年，陈塘热电共实现营业收入36.03亿元，利润总额-1.74亿元。

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2019年底，公司参股、均股电厂建成

装机容量 1238.90 万千瓦，参股、均股电厂权益装机容量 456.79 万千瓦。其中，军粮城发电厂（六期）及南疆热电厂为 2019 年新投运电厂。

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)	
			2018年	2019年	2018年	2019年	2018年	2019年	2018年	2019年
一、全资电厂										
陈塘热电	100.00	184.60	68.15	58.30	65.94	56.76	40.37	36.03	0.33	-1.74
二、均股电厂										
1、东北郊热电厂	50.00	66.00	32.63	29.53	30.42	27.55	11.36	10.66	-1.63	-0.87
2、北塘热电厂	50.00	70.00	35.04	32.24	32.76	30.21	12.05	11.63	-1.12	0.02
3、军电热电厂	50.00	70.00	34.11	30.28	31.47	27.68	11.9	10.99	-1.07	-0.51
三、参股电厂										
1、大唐盘山电厂	25.00	120.00	60.87	51.54	56.82	47.95	19.07	16.78	1.95	1.72
2、军粮城发电厂	49.00	35.00	--	2.44	--	2.25	18.50	17.36	0.22	1.36
3、国华盘山电厂	35.00	100.00	50.95	44.43	47.67	41.52	18.10	14.54	2.28	*
4、广安津能电厂	49.00	32.80	14.83	15.30	13.33	13.69	4.86	4.84	0.24	0.14
5、国投津能电厂	34.00	400.00	155.99	178.65	147.25	168.70	49.96	57.00	4.18	4.18
6、杨柳青电厂	45.00	120.00	57.93	54.01	53.80	50.28	20.77	19.46	0.92	0.81
7、临港 IGCC 电厂	13.62	26.50	10.97	9.68	8.24	7.45	5.35	4.95	-1.65	-1.12
8、滨海电力	60.00	5.60	0.99	1.18	0.94	1.12	0.99	1.14	0.16	0.13
9、山西大唐神头电厂	40.00	100.00	41.60	37.50	38.30	34.60	11.70	11.06	0.23	0.17
10、南疆热电厂	20.00	93.00	--	17.51	--	17.13	--	10.27	--	1.12

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；2019 年国华盘山电厂利润总额为 0.004 亿元；公司原持有滨海电力 30% 股权，2019 年 8 月，根据国资产业整合的要求，原股东天津泰达投资控股有限公司将持有的 30% 滨海电力股权无偿划转给公司，划转后公司持有滨海电力 60% 股权，但公司实际经营管理仍由国电华北电力有限公司负责，公布不具备控制权，故未并表
资料来源：公司提供

公司参股、均股、控股装机容量占天津市总装机容量的 80%，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。2019 年，受下游需求影响，公司多数参股、均股电厂发电量及利润水平同比下降。国投津能电厂 2019 年发电量同比增长，主要系二期 200 万千瓦机组于 2018 年 6 月投产，因此 2019 年发电量有所增长。同期，国华盘山电厂利润规模同比大幅下降，主要系 2018 年 9 月天津市高于标杆上网电价发电机组

均调整为标杆上网电价，使得利润规模下降。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。

2015年3月至2018年3月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		2017年	2018年	2019年	2020年1-3月
发电量（亿千瓦时）	煤机被替代发电量	21.94	5.30	--	--
	燃机发电量	61.59	62.85	58.30	14.22
	小计	83.53	68.15	58.30	14.22
上网电量（亿千瓦时）	煤机被替代上网电量	20.23	4.89	--	--
	燃机上网电量	60.00	61.05	56.76	13.83
	小计	80.23	65.94	56.76	13.83
燃机平均利用小时数		3336	3404	3158	770
被替代电结算电价（不含税）		0.3063	0.3151	--	--
燃机上网电价（不含税）		0.613	0.6051	0.597	0.597
供电气耗（立方米/千瓦时）		0.184	0.183	0.178	0.141
燃机综合厂用电率（%）		3.08	3.20	3.03	3.18
燃机热电比（%）		24.30	28.20	31.12	79.66

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/KW 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。2017—2019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2019年同比有下降，主要系受天津区域用电需求不足影响。2020年1—3月，公司燃机发电量和上网电量分别为2019年全年的24.39%和24.37%。

机组利用小时方面，2017—2019年，公司燃气机组利用小时数波动下行，2019年为3158小时，同比下降246小时。2020年一季度，公司燃气机组利用小时数为770小时，同比减少140小时。

单耗和厂用电率方面，2017—2019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。2019年，公司燃机综合厂用电率同比下降0.17个百分点，主要当年系供气压力较稳定，增压机运行时间较短所致。

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。2018年8月，根据《天津市发展改革委关于进一步降低一般工商业电价有关事项的通知》（津发改价管〔2018〕571号），自2018年9月1日起，天津市燃气发电机组上网电价平均每千瓦时降低1分；部分高于标杆上网电价水平的发电机组上网电价，降低至标杆上网电价水平。调整后，陈塘热电一、二号机组上网电价为0.69元/千瓦时。2019年7月，根据《天津市发展改革委关于调整燃气发电上网电价有关事项的通知》（津发改价综〔2019〕451号），自2019年7月1日起，陈塘热电#1~#6号机组上网电价由0.69元/千瓦时降低为0.6662元/千瓦时。整体看，近年来公司燃机上网电价呈下行趋势。

电款结算方面，公司煤机被替代发电交易方式为发电权交易，2017—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。公司燃机上网电量结算客户为天津市电力公司，电款结算方式为货币资金及银行承兑汇票，结算周期为一个月，近年来均实现 100% 回收率。

热电联产指标方面，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上升，2018 年为 28.20%，2018—2019 年采暖季热电比为 59.08%；2019 年为 31.12%，2019—2020 年采暖季热电比为 63.67%。

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。

原燃料采购

公司燃机发电所需天然气通过与中国石油天然气股份有限公司天然气销售天津分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。

公司目前已与供气方签订长期供气协议。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。

2017—2019 年，公司天然气采购量小幅波动，天然气采购价格受采暖季天然气供应紧张影响有所增长。2020 年 1—3 月，公司购气量为 3.18 亿立方米，为 2019 年全年的 26.35%；天然气采购价格为 2.13 元/立方米，较 2019 年全年均价下降 0.10 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	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年 1—3 月
天然气采购量	12.68	13.06	12.07	3.18
天然气采购均价 (不含税)	1.97	2.01	2.23	2.13

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

2019 年，受商业用户用气量下降影响，公司燃气板块售气量同比小幅下降。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，公司 2019 年燃气板块经营亏损。

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，2019 年底拥有燃气用户 398 万户，居民用户占全市的 80%。公司供气管网 1.67 万公里，遍及全市 16 个区，2019 年供气量 49.35 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。

天津市目前尚未明确规定实施特许经营制度。根据 2010 年修订的《天津市燃气管理条例》，经营燃气的企业，应当向市燃气管理部门提出申请。市燃气管理部门接到申请后，核查燃气企业相关资质及能力后，应当在法定期限内作出许可决定。在天津市区，公司由于经营历史久、管网铺设密集，具有燃气供应垄断地位。

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

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。2019年，公司采购天然气总量为 32.42 亿立方米，其中，从中石油采购的天然气占总量的 68.88%，从中海油采购的天然气占总量的 17.46%，公司上游气源稳定。

天然气气源采购主要来自于中石油，天然气采购价格在国家和天津市发改委的门站价格文件基础上经双方协商议价，加上相应的管输费用构成。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》。在合同期限内，采购方依照合同约定的气量和价格照付不议，资源方依照合同约定的价格照供不议，从而保证采购方与资源方之间在较长时间内能够按照较为稳定供气量和价格达成天然气交易。在“照付不议”合同的基础上，公司与部分供应商签署年度《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。

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	2017年			2018年			2019年			2020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	23.59	1.89	80.90	24.46	1.95	78.30	22.33	2.06	68.88	7.06	2.08	56.21
中海油	3.63	2.18	12.45	7.48	2.33	21.73	5.66	2.48	17.46	3.42	1.98	27.23
渤西高压	0.75	1.86	2.57	2.42	1.80	7.00	2.62	1.95	8.08	0.65	2.39	5.17
渤西低压	1.12	1.85	3.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
中石化 LNG	--	--	--	--	--	--	1.70	2.18	5.24	1.40	2.09	11.15
其他供气商	0.07	2.31	0.24	0.07	2.41	0.20	0.11	2.36	0.34	0.03	2.23	0.24
合计	29.16	1.93	100.00	34.43	2.01	100.00	32.42	2.13	100.00	12.56	2.10	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，公司燃气销售量波动增长。2017

—2019年及2020年1—3月，公司燃气销售量分别为27.87亿立方米、33.37亿立方米、31.47亿立方米和11.76亿立方米。2019年，受经济运行及环保压力影响，公司商业用户用气量下降，导致同期公司售气量同比下降。

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	2017年		2018年		2019年		2020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	2.88	2.17	3.22	2.22	3.24	2.34	1.03	2.35
商业	4.71	2.56	5.96	2.40	3.98	2.63	1.26	2.61
工业	9.10	2.49	10.82	2.48	10.57	2.55	2.06	2.64
供热	11.18	2.30	13.37	2.33	12.38	2.53	7.19	2.57
合计	27.87	2.39	33.37	2.38	31.47	2.45	11.76	2.57

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；销售价格均为不含税价
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，根据《国家发展改革委关于调整天然气基准门站价格的通知》（发改价格〔2019〕562号），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独立采暖用气，根据户年用气量区分三档价格（津发改价综〔2019〕290号）。对于居民生活用气：年用气量300立方米内，2.61元/立方米；年用气量301~600立方米，3.14元/立方米；年用气量600立方米以上，3.93元/立方米。对于独立采暖用气：年用气量900立方米内，2.40元/立方米；年用气量901~1400立方米，3.14元/立方米；年用气量1400立方米以上，3.93元/立方米。非居民用气方面，为统筹新冠肺炎疫情防控与经济社会发展、降低企业用气成本、支持企业复工复产，根据按照最新文件要求（津发改价综〔2020〕87号），2020年2月22日—3月31日，天津市城市燃气管网非居民天然气销售价格每立方米降低0.46元，其中，一般工商业及其他用气从每立方米3.17元降低至2.71元；集中供热用气从每立方米2.88元降低至2.42元。自2020年4月1日起，一般工商业及其他用气进一步降低至每立方米2.52元；集中供热用气降低至每立方米2.23元，上述措施有效期至2020年6月30日，燃气经营企业可在不超过上述标准的基础上，自主制定销售价格。公司下属企业间趸售价格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。

4. 供热板块

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。但随着折旧、运营和维修成本压力增大，面临一定经营压力。

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2019—2020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1000万平方米）；公司共有34座锅炉房热源和11座地热井热源，具备供热能力3577万平方米；公司合计具备供热能力约1.61亿平方米。截至2020年3月底，公司集中供热规模面积和收费面积分别为1.35亿平方米和0.78亿平方米。

热电联产集中供热方面，公司控股的天津市热电有限公司（以下简称“热电公司”）、天津市城安热电有限公司（以下简称“城安热电”）和天津市津安热电有限公司（以下简称“津安热电”）为天津市最大的三家热电联产骨干供热企业。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、临港热电厂和南疆热电厂为供热热源，供热面积2400万平方米。

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 1 座（为 9 台 58MW 清洁高效煤粉炉）、燃气锅炉房 26 座（含燃气锅炉 93 台）以及地热井 2 座，总供热能力 1684.46MW，实现供热面积 2534 万平方米，热用户超过 22.3 万户，供热范围涵盖天津市河西区、南开区、河东区、东丽区、北辰区、津南区、西青区。

供热管网构成及分布

截至 2019—2020 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 2172 公里，拥有 2390 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
	南疆热电厂	南疆热电厂东干线、北干线	DN1200	热水	滨海新区核心区
	临港热电厂	临港热电厂主干线	DN1200	热水	滨海新区核心区
	大港热电厂	大港热电厂蒸汽主干线	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；为有效解决东北郊管网单网运行应急保障能力低的问题，公司完成了雪莲路 DN1000 联网管线贯通工程，实现东北郊与军电二期主干线联网运行；为进一步提升杨柳青热电厂供热管网二期主干线输配能力，彻底解决广乐路、罗浮路管网瓶颈问题，公司实施了杨柳青热电厂供热管网二期普乐道 DN1200 管网优化项目，管网输配能力提升了约 21%，管网末端热力站的资用压头显著提升，实现公司供热“一张网”联网调峰优势互补和应急保障。

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、支干线全实施北郊管网与东北郊二期、杨柳青热电厂联网管线。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 2019—2020 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 5 大热电厂，滨海新区采购热源为 3 大热电厂，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	2017 年	2018 年	2019 年
购热量	2726.40	3263.20	3151.30
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呈波动增长趋势，2019 年为 3151.30 万吉焦，同比下降 3.43%，

主要系 2019—2020 供暖季整体气温较上一供暖季高，用热因此减少所致。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。公司采取先收款后供热政策，销售回款及现金流状况良好。

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，2019 年，公司实现集中供热用户 91 万户（含居民和企事业单位），集中供热面积 1.35 亿平方米。集中供热收费面积方面，2019 年，公司集中供热收费面积为 0.78 亿平方米，其中，热电联产部分为 0.58 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，约 2%。2019—2020 采暖季，受提前供热延迟停热及燃气供热气价影响公司所属供热企业增加供热成本约 2.6 亿元。

表 11 近年公司热力销售情况

指标		2017 年	2018 年	2019 年	2020 年 1-3 月
供热范围	居民及非居民用户数（户数）	825900	880799	908120	908120
	趸售用户数（户数）	7	7	7	7
	蒸汽用户数（户数）	18	24	24	24
供热量	集中供热规模面积（万平方米）	12288	12477	13500	13500
	热电联产集中供热规模面积（万平方米）	9802	9865	10000	10000
	集中供热收费面积（万平方米）	7225	7695	7764	7794
	热电联产集中供热收费面积（万平方米）	5316	5729	5739	5766
	趸售热量（万吉焦）	552.00	622.10	495.00	358.00
	售汽量（蒸汽、万吨）	94.35	99.82	105.30	26.70
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）	36.11	41.75	39.50	39.60
	售汽均价（元/吨）	187.22	192.70	211.10	211.46

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滨海新区永利供热有限公司（原天津碱厂下属供热单位，以下简称“天碱”）、天津生态城能源投资建设有限公司；

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。2017—2019年，公司趸售收入分别为16452万元(含蒸汽)、25971万元(含蒸汽)和24051万元(含蒸汽)。自产蒸汽对外销售方面，公司下属的热力公司和三级子公司天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。2019年，公司实现售汽量105.30万吨，较2018年增长5.49%；实现售汽均价211.10元/吨，同比增长主要系汽价执行阶梯下降计价，2019年售汽量虽较往年上涨，但单个客户量较上年多，即以较高价格购汽的客户较上年增多，因此导致均价上涨。

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，供汽范围为鼎力科技、海泰一期、二期、三期等。临港热电自产蒸汽供气能力为75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、公司、用户三方协商定价，具体结算周期由双方协商确定。

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，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、检修费用呈上升趋势，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。

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/平方米，工商福利户按图纸工程造价收费。

供热工程建设费收入，即在历年承担的供热工程建设项目中，经市供热办公室的委托代政府直接从开发商和公建单位（如政府办公场所、医院、学校等）收取的供热工程建设费，上缴政府后再由政府返还至公司，共分16年进行确认。公司直接客户为政府，下游最终付费用户为新建房地产项目开发商、公建单位、企业等，客户集中度较低。上游供应商为多家工程公司分包商。自2019年，供热工程建设费已实行市场化，直接作为企业收入来源，不再需要上级部门拨付。2017—2019年，供热工程建设费收入分别为7.37亿元、6.51亿元、4.48亿元，确认收入时未对应确认营业成本，建设支出资本化计固定资产，后续折旧计入管理费用等。供热工程建设费收入逐年下降主要系收入按16年进行摊销，每年新增收入减少所致。

6. 其他板块

公司其他版块主要为管输业务、贸易、工程设计、物业、金融等，业务规模小，对主营业务收入影响有限。

截至2019年底，公司管网总长度为1.67万公里，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。

2017—2019年，公司管输费营业收入分别为1.39亿元、2.12亿元和1.03亿元，在公司燃气板块中占比较小。

管道维护方面，企业对燃气管道不进行日常维护，仅在出现破损情况时对燃气管道进行维修，维修费用计入主营业务成本，不进行单独统计。

7. 经营效率

对比同行业企业，公司整体经营率较好。

2017—2019年，公司销售债权周转次数波动上升、存货周转次数逐年上升、总资产周转次数保持稳定，三年均值分别为7.49次、16.69次和0.29次，2019年分别为7.41次、18.44次和0.28次。

表12 2019年同业对比情况

主体名称	公司	深圳能源集团股份有限公司	安徽省能源集团有限公司
销售债权周转次数(次)	7.41	3.34	10.34
存货周转次数(次)	18.44	12.83	31.51
总资产周转次数(次)	0.28	0.23	0.42

资料来源：联合资信整理

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管网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年底已完成投资35.23亿元，后续整体投资规模仍较大，公司面临一定资本支出压力。

公司供热板块在建项目主要为北塘和南疆电厂管网工程项目，以扩大滨海新区供热市场占有率和供热能力。截至2019年底，北塘和南疆电厂供热管网项目分别完成投资11.49亿元和11.46亿元。

表13 截至2019年底公司在建项目情况(单位：亿元)

项目名称	预计总投资	预计竣工时间	2019年底已完成投资	自有资金	截至2019年底累计完成投资支付	建设进度
南疆热电厂供热管网工程	37.81	2024年	11.46	7.56	10.37	完成东线天津大道、东线天津大道东延、电厂-天津大道主干线施工，累计敷设管网42.453公里
北塘热电厂供热管网工程	35.96	2024年	11.49	7.19	10.11	完成北塘热电厂供热管网工程主干线、南干线、北塘片区、黄港休闲区、天津港航运服务区、天碱商业区主干线施工，累计敷设管线80.64公里
0 东北郊热电厂供热(中心城区)主干网工程	14.19	2020年	12.28	2.00	11.86	完成东北郊主干网决算工作；完成刘台地块、耀华小学等业扩配套项目，支付一级泵站征地耕地开垦补偿费
合计	87.96	--	35.23	16.75	32.34	--

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，建设综合能源集团。综合来看，公司发展规划较为可行。

“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。

在电力产业，着力提升总量、扩大规模、改善结构，增强可持续竞争力；在燃气产业，

多渠道气源强保障，丰富业务领域增收益，推进输配“一张网”布局，加强储备设施与调峰能力建设；供热产业，加强供热稳定性、安全性和环保型，导入“互联网+智慧供热”，打造供热上市公司；新能源产业，优先发展地热应用、光伏发电、光热应用，外部并购和内部滚动发展相结合。

公司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。

公司规划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，努力建设成为的综合能源集团。

七、财务分析

1. 财务质量及财务概况

公司提供了 2018—2019 年合并财务报表，天职国际会计师事务所（特殊普通合伙）对上述财务报表进行了审计，并均出具了标准无保留意见审计结论。公司提供的 2020 年 1—3 月财务数据未经审计。

截至 2019 年底，公司纳入合并范围的一级子公司共 6 家。2019 年，公司不再纳入合并范围的子公司 2 家。整体看，公司财务数据可比性较好。

截至 2019 年底，公司（合并）资产总额 576.88 亿元，所有者权益 210.91 亿元（含少数股东权益 37.94 亿元）；2019 年，公司实现营业收入 161.23 亿元，利润总额 7.74 亿元。

截至 2020 年 3 月底，公司（合并）资产总额 565.51 亿元，所有者权益 212.02 亿元（包含少数股东权益 38.59 亿元）；2020 年 1—3 月，公司实现营业收入 58.27 亿元，利润总额 1.70 亿元。

2. 资产质量

跟踪期内，公司资产规模保持相对稳定，资产构成以货币资金、其他应收款、长期股权投资、固定资产和在建工程为主，资产结构合理，符合行业特征。公司货币资金较为充足，固定资产占比高，成新率一般，其他应收款金额较大，账龄较长。公司资产流动性一般，整体资产质量好。

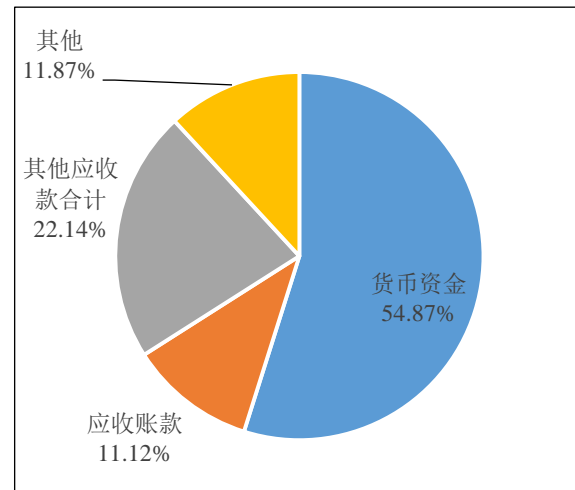
截至 2019 年底，公司资产总额 576.88 亿元，较 2018 年底增长 1.17%，其中流动资产和非流动资产占比分别为 29.18% 和 70.82%。

流动资产

截至 2019 年底，公司流动资产合计 168.34 亿元，较 2018 年底下降 4.35%；流动资产主要

包括货币资金（占 54.87%）、应收账款（占 11.12%）、其他应收款（占 22.14%）和存货（占 4.32%）。

图 7 截至 2019 年底公司流动资产构成



资料来源：公司财务报告，联合资信整理

截至 2019 年底，公司货币资金为 92.36 亿元，较 2018 年底下降 4.26%，其中银行存款 88.94 亿元（占 96.30%），货币资金中受限资金为 6.84 亿元，主要为法定存款准备金及定期、结构性存款，受限比例较低。

截至 2019 年底，公司应收账款 18.72 亿元，较 2018 年底下降 3.97%；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（含 1 年）占比 91.86%，账龄在 1~2 年（含 2 年）占比 4.87%，账龄在 2~3 年（含 3 年）占比 1.67%，账龄在 3 年以上占比 1.60%；公司应收账款的账龄偏短；前五名债务人应收账款合计占比 35.11%，集中度一般；公司共计提坏账准备 0.83 亿元。

截至 2019 年底，其他应收款 37.27 亿元，较 2018 年底增长 4.17%，主要为应收利息、应收股利和为政府代付项目工程款及保证金等。公司其他应收款按四类风险组合分别计提坏账准备。截至 2019 年底，其他应收款中按信用风险特征组合计提坏账准备的无风险组合共计 35.85 亿元，未计提坏账准备。这其中，主要是津燃热电公司按照天津市统一部署实施燃煤锅炉改燃并网项目，应收政府建设拨款，其中账

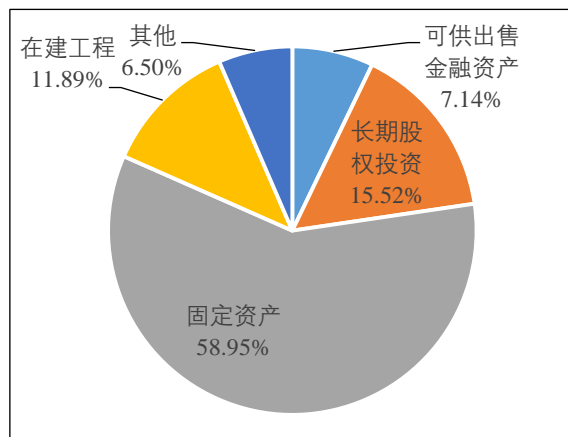
龄在 1 年以内占比 4.24%、账龄在 1~2 年占比 6.12%、账龄在 2~3 年占比 9.96%、账龄在 3 年以上的占 79.68%，账龄较长；前五名债务人其他应收账款合计占比 76.91%，全部为津燃热电的应收政府建设拨款，集中度较高。公司其他应收款共计计提坏账准备 1.36 亿元。

截至 2019 年底，存货账面价值 7.27 亿元，较 2018 年底下降 17.21%，主要包括原材料（占 22.56%）、库存商品（占 22.97%）、已完工未结算工程（占 42.09%）等。

非流动资产

2017—2019 年，公司非流动资产 408.54 亿元，较 2018 年底增长 3.64%。非流动资产主要包括可供出售金融资产（占 7.14%）、长期股权投资（占 15.52%）、固定资产（占 58.95%）和在建工程（占 11.89%）。

图 8 截至 2019 年底公司非流动资产构成



资料来源：公司财务报告，联合资信整理

截至 2019 年底，可供出售金融资产 29.16 亿元，较 2018 年底下降 16.35%，主要系当年处置了公司所持光大银行、交通银行、申能股份的全部股票和大唐国际的部分股票，可供出售金融资产减少 2.6 亿元；按照天津市国资委要求，无偿划出所持泰达国际股权 1.2 亿元，处置巴莫股权 0.2 亿元；对天铁炼焦计提减值准备 0.83 亿元所致。截至 2019 年底，公司可供出售金融资产全部为按成本计量可供出售权益工具，主要包括对大唐国际发电股份有限公司投资等。

截至 2019 年底，公司长期股权投资 63.42 亿元，较 2018 年底增长 35.11%，主要系新增对天津市滨海农村商业银行股份有限公司投资 15.00 亿元所致。截至 2019 年底，公司长期股权投资主要包括对联营企业天津国投津能发电有限公司投资 14.13 亿元、天津华能杨柳青热电有限责任公司投资 8.28 亿元、天津军粮城发电有限公司投资 4.67 亿元、山西大唐国际神头发电有限责任公司投资 3.80 亿元及天津市滨海农村商业银行股份有限公司投资 15.00 亿元。截至 2019 年底，公司长期股权投资计提减值准备共计 2.99 亿元，其中对天津军粮城发电有限公司计提减值准备 2.60 亿元，系其三期及四期老旧机组关停，按照账面价值与可回收金额的差额计提所致。

公司固定资产主要为专用设备及生产设备等。受折旧影响，截至 2019 年底，固定资产账面价值为 240.84 亿元，较 2018 年底下降 4.34%，主要由机器设备（占 80.40%）、房屋及建筑物（占 10.05%）等构成，累计计提折旧 127.74 110.48 亿元，固定资产成新率 65.21%。

截至 2019 年底，公司在建工程 48.58 亿元，较 2018 年底增长 28.61%，主要系当年工程项目投入增多所致。公司在建工程主要为燃气管网配套工程、储气调峰设施等。2018 年，公司对宁河供热管网工程计提 3958 万元减值准备，计提原因为管理层认为无使用价值。

截至 2019 年底，公司所有权或使用权受到限制的资产合计 7.14 亿元，主要为使用受限的货币资金。质押的电费收费权形式为应收票据和应收账款。

表 14 截至 2019 年底公司资产受限情况

(单位：亿元、%)

项目	账面价值	受限资产占总资产比重	受限原因
货币资金	6.84	1.19	使用受限
应收账款	0.29	0.05	质押
合计	7.14	1.24	--

注：尾差是因为四舍五入所致

资料来源：公司财务报告

截至2020年3月底，公司资产总额为565.51亿元，较2019年底下降1.97%，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29.04%，非流动资产占比70.96%，资产构成变化不大。

3. 负债和所有者权益

所有者权益

跟踪期内，公司所有者权益保持相对稳定，所有者稳定性较强。

截至2019年底，公司所有者权益合计210.91亿元（含少数股东权益37.94亿元），较2018年底增长2.21%。其中，实收资本和未分配利润占比较高。

截至2020年3月底，公司所有者权益合计212.02亿元（含少数股东权益38.59亿元），较2019年底增长0.42%。总体看，公司所有者权益稳定性较强。

表15 公司所有者权益构成情况（单位：%）

项目	2017年	2018年	2019年	2020年3月底
实收资本	49.66	48.68	47.82	47.57
资本公积	11.51	11.43	13.61	11.10
未分配利润	19.99	20.36	22.18	22.29
其他综合收益	0.81	0.68	0.06	0.06
其他	0.00	0.31	1.66	0.78
归属母公司权益	81.97	81.46	82.01	81.80
少数股东权益	18.03	18.54	17.99	18.20
所有者权益合计	100.00	100.00	100.00	100.00

资料来源：联合资信根据公司财务报告整理

负债

跟踪期内，公司有息债务规模基本维持稳定，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。从专项应付款及递延收益中政府补助情况来看，公司获得政府支持力度较大。

截至2019年底，公司负债合计365.97亿元，较2018年底增长0.59%；其中流动负债和非流动负债占比分别为38.22%和61.78%，负债

结构中非流动负债占比较高。

截至2019年底，公司流动负债139.89亿元，较2018年底增长4.59%，构成主要为短期借款（占18.64%）、应付账款（占16.18%）、预收款项（占39.37%）、其他应付款（占18.57%）。

截至2019年底，公司短期借款26.07亿元，较2018年底增长65.96%，主要为根据经营需要的临时借款，其构成全部为信用借款。

截至2019年底，公司应付账款22.64亿元，较2018年底下降34.85%，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47.69%，1~2年的占32.95%。

截至2019年底，公司预收款项55.08亿元，较2018年底增长20.96%，主要为预收工程款和气费，其中1年以内的占72.91%，1~2年的占23.81%。

截至2019年底，公司其他应付款25.98亿元，较2018年底下降8.77%，主要系公司近年来加强应收应付清理工作，支付其他应付款金额较多所致。其构成主要为集团外往来款（占58.68%）、工程和基建款（占25.19%）及押金保证金（占13.80%）等。

截至2019年底，公司非流动负债226.08亿元，较2018年底下降1.74%，主要由长期借款（占37.53%）、专项应付款（占22.20%）和递延收益（占31.92%）构成。

截至2019年底，公司长期借款84.85亿元，较2018年底下降12.36%，其中，质押借款0.29亿元（占0.34%）、保证借款62.05亿元（占73.13%）和信用借款22.50亿元（占26.53%）。

截至2019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2019年底，公司专项应付款50.18亿元，较2018年底下降5.76%，公司专项应付款均来自子公司津燃热电，其按照天津市统一部署实施燃煤锅炉改燃并网项目，由政府进行专项

拨款，计入专项应付款科目。其中，财政资金项用于提供项目的本金，环保资金项用于环保专项用途，偿还贷款本金项为政府拨款由企业偿还项目贷款本金，城建基金项用作补充城建基金，地方专项款项用作燃煤锅炉房改燃工程的专项用途。

表16 截至2019年底公司专项应付款期末余额
前5名明细 (单位:亿元)

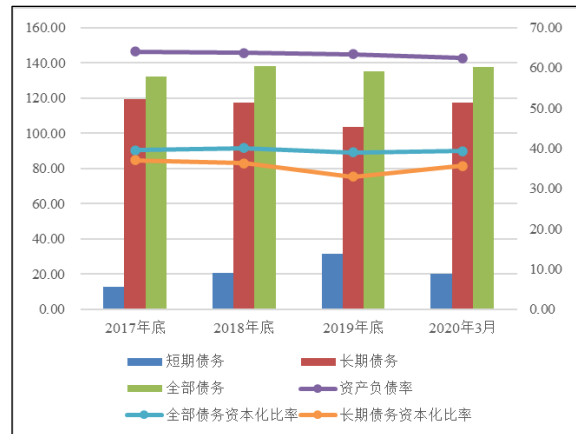
项目	金额
天津市财政局-财政资金	14.61
天津市财政局-偿还贷款本金	12.47
天津市财政局-环保资金	7.82
天津市财政局-城建基金	3.68
燃煤锅炉房改燃工程	3.47
合计	42.05

资料来源：公司财务报告

截至2019年底，公司递延收益72.17亿元，较2018年底增长23.39%，主要为政府补助28.32亿元和供热管网建设费42.69亿元，其中政府补助主要为供热工程、管网工程及建设工程补贴等。

截至2019年底，公司全部有息债务为135.12亿元，较2018年底下降2.31%；其中，短期债务占23.34%，长期债务占76.66%。债务指标方面，2017—2019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63.68%、39.46%和34.78%。截至2019年底，上述三项指标分别为63.44%、39.05%和32.94%，分别较2018年底下降0.37个、1.08个和3.37个百分点。公司有息债务的期限结构较为分散，其中2020年到期的有息债务31.54亿元、2021年到期的有息债务27.55亿元、2022年到期的有息债务11.43亿元。

图9 公司债务指标情况 (单位:亿元、%)



资料来源：公司财务报告，联合资信整理

截至2020年3月底，公司负债总额为353.49亿元，较2019年底下降3.41%，主要系短期借款和预收款项减少所致。截至2020年3月底，流动负债占比32.17%，占比有所下降。同期，公司全部债务为138.22亿元，较2019年底增长2.29%，其中短期债务占14.43%，长期债务占85.57%，有息债务结构仍以长期债务为主。截至2020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62.51%、39.46%和35.81%，较2019年底变化不大。

4. 盈利能力

2019年，公司营业收入规模同比有所下降。公司燃气业务受成本因素影响2019年经营亏损；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。非经常性损益对公司利润影响较大，公司整体盈利能力一般。

2019年，公司营业总收入为161.23亿元，同比下降5.36%，主要系电力销售收入下降所致。同期，营业成本同比下降2.87%。2019年，公司营业利润率为6.74%，同比下降2.67个百分点。

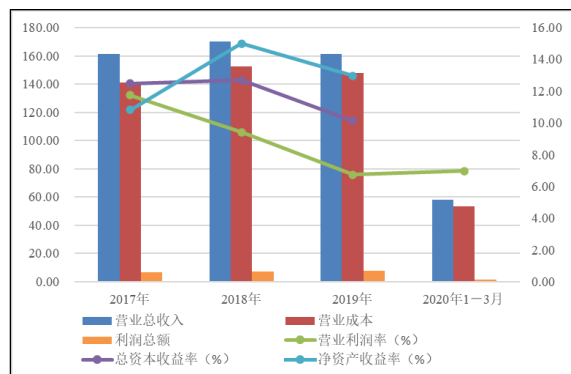
2019年，公司期间费用为15.29亿元，同

比增长 1.19%，期间费用率为 9.48%。2019 年公司期间费用构成以管理费用为主，2019 年公司管理费用为 8.99 亿元，财务费用为 5.24 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其他收益和投资收益。2019 年，公司其他收益 2.60 亿元，同比小幅增长，其构成主要为与资产相关的政府补助。同期，公司投资收益 7.81 亿元，同比增长 168.93%，大幅增长主要系当年处置可供出售金融资产取得投资收益 4.15 亿元所致。2019 年，公司投资收益中权益法核算的长期股权投资收益为 2.05 亿元。

公司营业外收支规模较小，2019 年，公司营业外收入为 0.30 亿元；同期，公司利润总额为 7.74 亿元。

图 10 公司盈利指标情况（单位：亿元、%）



资料来源：公司财务报告，联合资信整理

从盈利指标看，2019 年，公司净资产收益率和总资产收益率均呈增长趋势，2019 年分别为 2.85% 和 3.38%。

2020 年 1-3 月，公司营业总收入和营业成本分别为 58.27 亿元和 53.59 亿元，同比分别下降 6.87% 和 8.76%；营业利润率为 6.97%。公司实现其他收益 0.67 亿元，同比增长 12.19%；投资收益 0.45 亿元，同比下降 38.36%；利润总额为 1.70 亿元，同比下降 9.57%。

5. 现金流

公司收入实现质量较好，经营活动获现尚能覆盖投资净流出；公司目前主要在建项目未

来投资规模仍较大，面临一定资本支出压力。

表 17 公司现金流情况（单位：亿元、%）

项目	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年 1-3 月
经营活动现金流入小计	410.20	300.30	218.60	79.25
经营活动现金流出小计	369.87	279.74	182.47	82.45
经营活动产生的现金流量净额	40.33	20.56	36.13	-3.20
投资活动现金流入小计	48.01	55.50	48.43	3.25
投资活动现金流出小计	62.46	67.47	81.25	2.58
投资活动产生的现金流量净额	-14.45	-11.98	-32.82	0.68
筹资活动现金流入小计	28.36	47.18	59.35	12.08
筹资活动现金流出小计	58.37	49.86	69.37	12.16
筹资活动产生的现金流量净额	-25.51	-2.68	-10.02	-0.09
现金收入比	104.92	111.99	121.48	82.00

资料来源：公司财务报告

2019 年，公司经营活动现金流入量为 218.69 亿元，同比下降 27.20%，主要系收到其他与经营活动有关的现金减少所致。其中，公司销售商品、提供劳务收到的现金有所增长，2019 年为 195.87 亿元。同期，受支付其他与经营活动有关的现金减少影响，公司经营活动现金流出量同比下降 34.77%。公司其他与经营活动有关的现金主要来自财务公司为联合合营企业提供委托贷款及政府补助、政府往来款等业务。2019 年公司经营活动现金流量净额为 36.13 亿元，同比大幅增长 75.75%。2019 年，公司现金收入比同比增长 9.49 个百分点至 121.48%，公司经营活动收现质量较好。

2019 年，公司投资活动现金流净额为 -32.82 亿元，2019 年净流出规模有所增加主要系当期支付天津滨海农村商业银行股份有限公司投资款约 15 亿元，导致支付其他与投资活动有关的现金相应增加所致。公司近年来进行“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，近三年分别为 20.88 亿元、21.23 亿元和 20.15 亿元。

2019 年，公司筹资活动前现金流净额为 3.31 亿元，经营活动获现能够覆盖投资净流出。

2019 年，公司筹资活动现金流量净额为

-10.02 亿元。公司融资渠道主要为银行借款，筹资活动现金支出主要为偿还债务支付的现金。

2020 年 1—3 月，公司经营活动现金流量净额为-3.20 亿元，呈净流出状态，2019 年同期为-7.65 亿元；公司投资活动现金流量净额 0.68 亿元，2018 年同期为 7.87 亿元，同比大幅下降，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-0.09 亿元，2019 年同期为-1.74 亿元。

6. 偿债能力

公司短期及长期偿债能力指标均较好，考虑到公司在天津市的行业地位与获得的政府支持，公司整体偿债能力极强。

从短期偿债能力指标看，截至 2019 年底，公司流动比率和速动比率分别为 120.34% 和 115.14%；截至 2020 年 3 月底，上述两指标分别为 144.42% 和 138.27%，较 2019 年底大幅增长。2019 年，公司经营现金流动负债比为 25.83%。截至 2019 年底，公司现金类资产为 98.59 亿元，现金类资产充裕，对短期债务的覆盖倍数为 3.13 倍，覆盖程度较好。总体看，公司短期偿债指标较好。

从长期偿债能力指标看，2019 年，公司 EBITDA 为 32.11 亿元，全部债务/EBITDA 为 4.21 倍，EBITDA 利息倍数为 4.67 倍。公司长期偿债指标较好。

截至 2019 年底，公司合并口径无对外担保。

截至 2019 年底，公司获得各金融机构授信额度共计 288.18 亿元，已使用 224.29 亿元，剩余未使用授信额度 63.89 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. 母公司财务分析

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，债务偿还有赖

于再融资以及对子公司的控制。考虑母公司债务负担不重且对子公司控制能力较强，母公司偿债压力较小。

截至 2019 年底，母公司资产规模 227.41 亿元。其中，其他应收款 45.31 亿元，长期股权投资 172.45 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 2020 年 3 月底，母公司资产 230.04 亿元，较上年底增长 1.16%，变化不大。

截至 2019 年底，母公司负债合计 62.23 亿元，资产负债率为 27.36%。有息债务 21.52 亿元，母公司口径债务负担不重。截至 2020 年 3 月底，母公司负债 65.26 亿元，较上年底增长 4.87%，主要来自短期借款的增长；全部债务增长至 27.83 亿元。

截至 2019 年底，母公司所有者权益 165.18 亿元，主要由实收资本和资本公积构成，分别为 100.85 亿元和 46.22 亿元。截至 2020 年 3 月底，母公司所有者权益 164.78 亿元，较 2019 年底变化不大。

公司母公司本部职能为管理平台，收入规模小。2019 年，公司母公司口径营业收入 0.09 亿元。母公司口径利润主要来源于投资收益，2019 年母公司投资收益和利润总额分别为 7.98 亿元和 6.24 亿元。2020 年 1—3 月，母公司未实现营业收入，利润总额-0.40 亿元，其中投资收益 0.01 亿元。

母公司经营活动现金流主要为集团内部资金往来，投资活动现金主要为投资支付和收回投资的现金。2019 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 -6.68 亿元、-7.50 亿元和 7.28 亿元。

8. 同行业对比

对比同行业企业，公司资产规模适中，所有者权益和收入规模偏小，盈利能力偏弱。

表 18 2019 年同业对比情况

主体名称	公司	深圳能源集团股份有限公司	安徽省能源集团有限公司
资产总额（亿元）	576.88	961.12	524.05

所有者权益（亿元）	210.91	335.85	316.33
营业收入（亿元）	159.79	208.17	214.13
利润总额（亿元）	7.74	22.96	26.25
经营活动现金净流量 （亿元）	36.13	52.00	30.11
营业利润率（%）	6.74	10.79	12.15
资产负债率（%）	63.44	65.06	39.64

资料来源：联合资信整理

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。

八、存续期内债券偿债能力

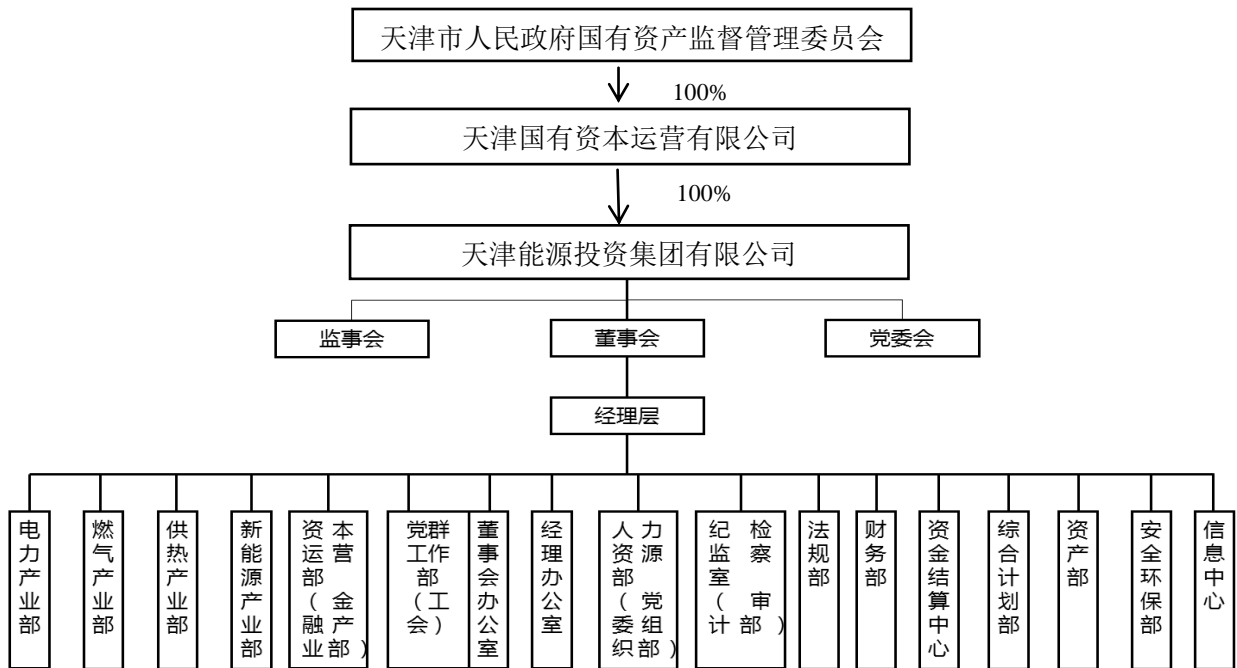
公司经营活动现金流和 EBITDA 对公司存续期内债券本金保障能力强。

截至报告公告日，由联合资信进行评级的公司存续期内债券本金24.00亿元，将于2023年集中偿付9.00亿元（以下简称“测算额度”）。2019年，公司经营活动现金流入量和净额分别为218.60亿元和36.13亿元，分别为测算额度的24.29倍和4.01倍。2019年，公司EBITDA为32.11亿元，为测算额度的3.57倍。2019年，公司经营活动现金流入量和净额分别为存续期内债券本金（24.00亿元）的9.11倍和1.51倍，EBITDA为存续期内债券本金（24.00亿元）的1.34倍。

九、结论

综合评估，联合资信确定维持公司主体长期信用等级为 AAA，并维持“18 津能源 MTN001”“20 津能源 MTN001”“20 津能源 GN001”和“20 津能源 MTN002”的信用等级为 AAA，评级展望为稳定。

附件 1-1 截至 2020 年 3 月底公司股权结构图和组织架构图



附件 1-2 截至 2019 年底公司合并范围内一级子公司情况

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	天津津能滨海供热集团有限公司	100.00	60000.00	天津
4	天津能源投资集团科技有限公司	100.00	1500.00	天津
5	天津津能融资租赁有限公司	100.00	3000.00 (万美元)	天津
6	天津能源集团财务有限公司	100.00	100000.00	天津

资料来源：公司财务报告

附件 2 -1 主要财务数据及指标（合并口径）

项目	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年 3 月
财务数据				
现金类资产(亿元)	93.52	105.65	98.59	95.27
资产总额(亿元)	562.99	570.19	576.88	565.51
所有者权益(亿元)	202.26	206.35	210.91	212.02
短期债务(亿元)	12.67	20.71	31.54	19.94
长期债务(亿元)	119.43	117.60	103.58	118.27
全部债务(亿元)	132.10	138.31	135.12	138.22
营业总收入(亿元)	161.14	170.36	161.23	58.27
利润总额(亿元)	6.61	6.99	7.74	1.70
EBITDA(亿元)	29.55	33.02	32.11	--
经营性净现金流(亿元)	40.33	20.56	36.13	-3.20
财务指标				
销售债权周转次数(次)	7.28	7.78	7.41	--
存货周转次数(次)	13.30	16.05	18.44	--
总资产周转次数(次)	0.29	0.30	0.28	--
现金收入比(%)	104.92	111.99	121.48	82.00
营业利润率(%)	11.73	9.41	6.74	6.97
总资本收益率(%)	0.76	3.28	3.38	--
净资产收益率(%)	-1.66	2.31	2.85	--
长期债务资本化比率(%)	37.13	36.30	32.94	35.81
全部债务资本化比率(%)	39.51	40.13	39.05	39.46
资产负债率(%)	64.07	63.81	63.44	62.51
流动比率(%)	128.58	131.59	120.34	144.42
速动比率(%)	121.20	125.03	115.14	138.27
经营现金流动负债比(%)	29.14	15.37	25.83	--
EBITDA 利息倍数(倍)	4.83	4.61	4.67	--
全部债务/EBITDA(倍)	4.47	4.19	4.21	--

注：1、2020 年 1-3 月财务数据未经审计；2、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	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年 3 月
财务数据				
现金类资产(亿元)	24.75	11.13	4.23	7.05
资产总额(亿元)	219.50	211.17	227.41	230.04
所有者权益(亿元)	156.50	158.86	165.18	164.78
短期债务(亿元)	0.00	0.10	10.00	7.00
长期债务(亿元)	0.00	12.91	11.52	20.83
全部债务(亿元)	0.00	13.01	21.52	27.83
营业收入(亿元)	0.50	0.52	0.09	0.00
利润总额(亿元)	2.56	2.37	6.24	-0.40
EBITDA(亿元)	2.56	2.38	6.24	--
经营性净现金流(亿元)	-5.15	-31.11	-6.68	-1.56
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(%)	1.63	1.38	3.34	--
净资产收益率(%)	1.63	1.49	3.78	--
长期债务资本化比率(%)	0.00	7.52	6.52	11.22
全部债务资本化比率(%)	0.00	7.57	11.53	14.45
资产负债率(%)	28.70	24.77	27.36	28.37
流动比率(%)	165.60	523.12	365.92	710.40
速动比率(%)	165.60	523.12	365.92	710.40
经营现金流流动负债比(%)	-13.57	-330.09	-49.32	--
全部债务/EBITDA(倍)	0.00	5.46	3.45	--
EBITDA 利息倍数 (倍)	--	--	--	--

注：2020 年 1—3 月财务数据未经审计，集团类客户提供公司本部（母公司）财务信息

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