



信用等级通知书

信评委函字[2019]G158-F1号

国投电力控股股份有限公司：

受贵公司委托，中诚信证券评估有限公司对贵公司及贵公司拟发行的“国投电力控股股份有限公司2019年面向合格投资者公开发行公司债券（第一期）”的信用状况进行了综合分析。经中诚信证评信用评级委员会最后审定，贵公司主体信用等级为AAA，评级展望稳定；本期债券的信用等级为AAA。

特此通告。

中诚信证券评估有限公司

信用评级委员会

二零一九年五月三十一日

国投电力控股股份有限公司 2019 年面向合格投资者公开发行公司债券（第一期）信用评级报告

债券级别	AAA
主体级别	AAA
评级展望	稳定
发行主体	国投电力控股股份有限公司
发行规模	本期债券的发行规模为不超过人民币 18 亿元（含 18 亿元）。
债券期限	本期债券的期限为 10 年。
债券利率	本期债券采用固定利率形式，单利按年计息，不计复利。
偿还方式	本期债券按年付息、到期一次还本。利息每年支付一次，最后一期利息随本金一起支付。
募集资金用途	本期债券募集资金扣除发行费用后拟用于偿还金融机构借款、调整债务结构、补充流动资金及适用的法律法规允许的其他用途。

概况数据

国投电力	2016	2017	2018
所有者权益（亿元）	567.18	607.08	701.83
总资产（亿元）	2,032.91	2,082.88	2,207.08
总债务（亿元）	1,305.58	1,329.88	1,375.86
营业总收入（亿元）	292.71	316.45	410.11
营业毛利率（%）	48.41	40.58	40.41
EBITDA（亿元）	200.00	190.08	219.52
所有者权益收益率（%）	13.86	10.81	11.94
资产负债率（%）	72.10	70.85	68.20
总债务/EBITDA（X）	6.53	7.00	6.27
EBITDA 利息倍数（X）	3.42	3.21	3.56

注：1、所有者权益包含少数股东权益，净利润包含少数股东损益；
2、公司将“短期融资券”计入“其他流动负债”，“应付融资租赁款”和“应付借款”计入“长期应付款”，中诚信证评在相关财务指标计算时将其分别计入“短期债务”和“长期债务”。

基本观点

中诚信证券评估有限公司（以下简称“中诚信证评”）评定“国投电力控股股份有限公司 2019 年面向合格投资者公开发行公司债券（第一期）”信用等级为 AAA，该级别反映了本期债券的安全性极强，基本不受不利经济环境的影响，违约风险极低。

中诚信证评评定国投电力控股股份有限公司（以下简称“国投电力”、“公司”或“发行人”）主体信用等级为 AAA，评级展望为稳定，该级别反映了国投电力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。中诚信证评肯定了公司强大的股东背景、优质的水电资源、合理的电源结构、极强的盈利及现金获取能力等因素对公司业务发展及信用水平的有力支撑；同时，中诚信证评也关注到煤炭价格波动、上网电价调整以及水电业务的季节性和周期性等因素对公司稳定运营和整体信用状况的影响。

正面

- 强大的股东背景。公司控股股东国家开发投资集团有限公司作为国有独资政策性投资控股公司，业务遍及电力、交通和化肥等事业投资领域及金融服务领域，综合实力雄厚。公司作为国家开发投资集团有限公司电力板块的运营平台能够得到控股股东的有力支持。
- 优质的水电资源。公司下属子公司雅砻江流域水电开发有限公司独享雅砻江流域水能资源开发权和水电站梯级建设运营权。雅砻江是中国能源发展规划中的十三大水电基地之一，水量丰沛、落差集中、水库淹没损失少，经济技术指标优越，运营效率高。截至 2018 年末，公司控股雅砻江流域水电装机容量 1,470.00 万千瓦，占控股水电装机容量的 87.92%，且水电资源优质，近年来，水电设备平均利用小时均远高于全国平均水平。

分析师

梁晓佩 xplianguang@ccxr.com.cn

王璐 lwang@ccxr.com.cn

梁绍宁 shnliang@ccxr.com.cn

Tel: (021) 60330988

Fax: (021) 60330991

www.ccxr.com.cn

2019年5月31日

- 水电火电并举，电源结构合理。随着近年来较大规模水电新增装机的投运，公司已形成了“以水为主，水火并济、风光为补”的电源结构，基本形成了全国布局。截至 2018 年末，公司控股总装机容量 3,405.50 万千瓦，水电和火电装机容量的占比分别为 49.10%和 46.27%。公司水火均衡、全国布局的电源结构，能够较大范围抵御季节因素、煤炭市场价格波动以及局部市场供求风险，增强抗风险能力。
- 极强的盈利及现金获取能力。公司是除中国五大发电集团之外最大的独立发电企业之一，装机规模显著，电力行业特性及以水电为主的特点，使得公司具备极强的盈利及现金获取能力。2016~2018 年，公司营业毛利率分别为 48.41%、40.58%和 40.41%；同期，经营性净现金流分别为 190.67 亿元、181.41 亿元和 192.19 亿元。

关注

- 煤炭价格波动及火电机组利用率下降风险。截至 2018 年末，公司已投产火电装机占可控装机的 46.27%，火电业务是公司主营业务的重要组成部分。煤炭作为火电业务的燃料，是火力发电企业的主要成本之一，煤炭价格的波动将会对公司盈利能力产生影响。
- 上网电价调整风险。在中国现行的电力监管体系下，发电企业的上网电价主要由国家发改委核定调整，发电企业无法控制或改变上网电价的核定标准。近年来，国家发改委对火电、水电、风电以及光伏发电价格均进行了下调，若国家发改委未来继续下调相关上网电价，则公司的营业收入和净利润可能受到不利影响。
- 水电业务的季节性和周期性。公司水电装机占比较高，截至 2018 年末，公司控股水电装机容量占控股总装机容量的 49.10%。受天气和人文条件等影响，水电业务具有明显的季节性和不确定性，或将对公司的盈利能力造成一定影响。

信用评级报告声明

中诚信证券评估有限公司（以下简称“中诚信证评”）因承做本项目并出具本评级报告，特此如下声明：

1、除因本次评级事项中诚信证评与评级委托方构成委托关系外，中诚信证评、评级项目组成员以及信用评审委员会成员与评级对象不存在任何影响评级行为客观、独立、公正的关联关系。

2、中诚信证评评级项目组成员认真履行了尽职调查和勤勉尽责的义务，并有充分理由保证所出具的评级报告遵循了客观、真实、公正的原则。

3、本评级报告的评级结论是中诚信证评遵照相关法律、法规以及监管部门的有关规定，依据合理的内部信用评级流程和标准做出的独立判断，不存在因评级对象和其他任何组织或个人的不当影响而改变评级意见的情况。本评级报告所依据的评级方法在公司网站（www.ccxr.com.cn）公开披露。

4、本评级报告中引用的企业相关资料主要由发行主体或/及评级对象相关参与方提供，其它信息由中诚信证评从其认为可靠、准确的渠道获得。因为可能存在人为或机械错误及其他因素影响，上述信息以提供时现状为准。中诚信证评对本评级报告所依据的相关资料的真实性、准确度、完整性、及时性进行了必要的核查和验证，但对其真实性、准确度、完整性、及时性以及针对任何商业目的的可行性及合适性不作任何明示或暗示的陈述或担保。

5、本评级报告所包含信息组成部分中信用级别、财务报告分析观察，如有的话，应该而且只能解释为一种意见，而不能解释为事实陈述或购买、出售、持有任何证券的建议。

6、本次评级结果中的主体信用等级自本评级报告出具之日起生效，有效期为一年。债券存续期内，中诚信证评将根据监管规定及《跟踪评级安排》，定期或不定期对评级对象进行跟踪评级，根据跟踪评级情况决定评级结果的维持、变更、暂停或中止，并按照相关法律、法规及时对外公布。

概 况

发债主体概况

国投电力控股股份有限公司前身为中国石化湖北兴化股份有限公司（以下简称“湖北兴化”），成立于1989年2月23日，于1996年1月18日在上海证券交易所挂牌上市（股票代码：600886）。2002年，国家开发投资集团有限公司¹（以下简称“国投集团”）收购湖北兴化控股股东中国石油化工股份有限公司股份，并与湖北兴化签署了《资产置换协议》，股权转让与资产置换于2002年9月30日生效。同年，公司名称变更为国投华靖电力控股股份有限公司。2009年11月，公司以非公开发行A股股票作为对价收购国投集团持有的国投电力有限公司（以下简称“电力公司”）100%股权。2012年，公司更名为国投电力控股股份有限公司。截至2018年末，公司总股本为67.86亿股，其中控股股东国投集团持股比例为49.18%，国务院国有资产监督管理委员会持有国投集团100%股权，为公司实际控制人。

公司是一家水火电并举、业务全国布局的发电企业，目前拥有的发电资产主要分布于四川、甘肃、天津、福建、广西、云南、安徽等地区。截至2018年末，公司控股一级子公司21家，主要为电力生产及销售子公司，公司已投产控股装机容量为3,405.50万千瓦。

截至2018年末，公司资产总额为2,207.08亿元，所有者权益701.83亿元，资产负债率68.20%；2018年，公司实现营业总收入410.11亿元，净利润83.77亿元，经营活动净现金流192.19亿元。

¹ 2017年12月5日，原“国家开发投资公司”更名为“国家开发投资集团有限公司”。

本期债券概况

表 1：本期债券基本条款

基本条款	
债券名称	国投电力控股股份有限公司2019年面向合格投资者公开发行公司债券（第一期）
发行规模	本期债券的发行规模为不超过人民币18亿元（含18亿元）
债券期限	本期债券的期限为10年
债券利率	本期债券采用固定利率形式，单利按年计息，不计复利
偿还方式	本期债券按年付息、到期一次还本。利息每年支付一次，最后一期利息随本金一起支付
募集资金用途	本期债券募集资金扣除发行费用后拟用于偿还金融机构借款、调整债务结构、补充流动资金及适用的法律法规允许的其他用途

资料来源：公司提供，中诚信证评整理

行业分析

电力行业

电力生产行业是关系国计民生的公用事业行业，其发展与宏观经济走势密切相关。2016年，随着中国经济增速的企稳，加之夏季持续高温天气的影响，全国全社会用电量59,198亿千瓦时，同比增长6.7%，增幅创近三年新高。分产业看，第一产业用电量1,075亿千瓦时，同比增长5.4%；第二产业用电量42,108亿千瓦时，同比增长5.1%；第三产业用电量7,961亿千瓦时，同比增长11.2%；城乡居民生活用电量8,054亿千瓦时，同比增长10.7%，当前拉用电增长的主要动力继续从传统高耗能行业继续向服务业和生活用电转换。2017年，全国全社会用电量63,077亿千瓦时，同比增长6.6%，其中，第一产业用电量1,155亿千瓦时，同比增长7.3%，占全社会用电量的比重为1.8%；第二产业用电量44,413亿千瓦时，同比增长5.5%，占全社会用电量的比重为70.4%；第三产业用电量8,814亿千瓦时，同比增长10.7%，占全社会用电量的比重为14.0%；城乡居民生活用电量8,695亿千瓦时，同比增长7.8%，占全社会用电量的比重为13.8%。2018年，全国全社会用电量68,449亿千瓦时，同比增长8.5%，其中，第一产业用电量728亿千瓦时，同比增长9.8%，占全社会用电量的比重为1.06%；第二产业用电量47,235亿千瓦时，同比增长7.2%，占全社会用电量的比重为69.01%；第三产业用电量10,801亿千瓦时，同比增长12.7%，占全社会用电

量的比重为 15.78%；城乡居民生活用电量 9,685 亿千瓦时，同比增长 0.4%，占全社会用电量的比重为 14.15%。

电力装机容量方面，虽然近几年用电需求增速放缓，但我国发电设备装机容量仍保持较快增速。截至 2016 年末，全国发电设备装机容量 16.46 亿千瓦，同比增长 8.2%，增速较 2015 年下降 2.1 个百分点，但仍高于全社会用电量增速，电力供应能力总体充足。具体来看，水电装机容量 3.32 亿千瓦，占全部装机容量的 20.18%；火电 10.54 亿千瓦，占全部装机容量的 64.04%；核电 0.34 亿千瓦，并网风电 1.49 亿千瓦，并网太阳能发电 0.77 亿千瓦。截至 2017 年末，全国发电装机容量 17.77 亿千瓦，比 2016 年末增长 7.6%。其中，火电装机容量 11.06 亿千瓦，同比增长 4.3%；水电装机容量 3.41 亿千瓦，同比增长 2.7%；核电装机容量 0.36 万千瓦，同比增长 6.5%；并网风电装机容量 1.64 万千瓦，同比增长 10.5%；并网太阳能发电装机容量 1.30 万千瓦，同比增长 68.7%。截至 2018 年末，全国发电装机容量 19.00 亿千瓦，同比增长 6.5%。其中，火电装机容量 11.44 亿千瓦，同比增长 3.0%；水电装机容量 3.52 亿千瓦，同比增长 2.5%；核电装机容量 0.45 亿千瓦，同比增长 24.7%；并网风电装机容量 1.84 亿千瓦，同比增长 12.4%；并网太阳能发电装机容量 1.75 亿千瓦，同比增长 33.9%。

电源结构方面，最近几年来，中国通过提高环保标准，鼓励可再生能源、清洁能源和节能性能优良的先进机组加快建设、优先安排发电计划和优先上网销售等方式，逐步改善中国电源结构，降低高污染、高耗能发电机组在中国电力供应中的比例，

各类型发电机组装机容量和发电量均有不同比例的上升；同时，火力发电项目的装机容量占全部发电项目装机容量的比重有所下降，但火力发电机组的发电量占电力行业全口径发电量的比重均保持在 71% 以上；水电、风电等清洁能源的比重有所上升。随着电力结构及布局持续优化，风电、太阳能发电消纳问题有所缓解。电源投资建设重点向非化石能源方向倾斜。

图 1：2011 年以来我国电力消费与发电装机增长情况



资料来源：中国电力企业联合会，中诚信证评整理

我国发电机组利用小时数的周期性变化与宏观经济及电源投资建设的周期性变化密不可分。2016~2018 年全年 6,000 千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时数分别为 3,797 小时、3,786 小时和 3,862 小时，整体呈波动上升态势；同期火电设备平均利用小时数分别为 4,186 小时、4,209 小时和 4,361 小时，水电设备平均利用小时数分别为 3,619 小时、3,579 小时和 3,613 小时，并网风电设备平均利用小时数分别为 1,745 小时、1,948 小时和 2,095 小时，核电设备平均利用小时数分别为 7,060 小时、7,108 小时和 7,184 小时。各类型发电机组平均利用小时数具体见表 2。

表 2：2016~2018 年中国各类型机组年末装机容量、年度发电量和发电小时数

项目	2016 年		2017 年		2018 年	
	数量	比例 (%)	数量	比例 (%)	数量	比例 (%)
装机容量 (万千瓦)						
火电	106,094	64.22	110,604	62.24	114,367	60.20
水电	33,207	20.10	34,119	19.20	35,226	18.54
风电	14,817	8.97	16,367	9.21	18,426	9.70
核电	3,364	2.04	3,582	2.02	4,466	2.35
太阳能	7,719	4.67	13,025	7.33	17,463	9.19
其他	8	0.00	0	0.00	19	0.01
总计	165,209	100.00	177,703	100.00	189,967	100.00
发电量 (亿千瓦时)						
	数量	比例 (%)	数量	比例 (%)	数量	比例 (%)

火电	43,273	71.82	45,513	70.92	49,231	70.39
水电	11,748	19.50	11,945	18.61	12,329	17.63
风电	2,420	4.02	3,057	4.76	3,660	5.23
核电	2,132	3.54	2,483	3.87	2,944	4.21
太阳能	674	1.12	1,182	1.84	1,775	2.54
其他	0	0.00	0	0.00	0	0.00
总计	60,248	100.00	64,179	100.00	69,940	100.00
发电小时（小时）	数量	增速（%）	数量	增速（%）	数量	增速（%）
火电	4,186	-4.08	4,209	1.06	4,361	3.61
水电	3,619	0.81	3,579	-1.16	3,613	0.95
风电	1,745	1.22	1,948	11.83	2,095	7.55
核电	7,060	-4.63	7,108	0.94	7,184	1.07
太阳能	1,125	-8.09	1,204	7.02	1,212	0.66
平均	3,797	-4.79	3,786	0.03	3,862	2.01

注：1、上述水电数据包含抽水蓄能的水电站；2、以上数据均经四舍五入处理，故单项数和数与合计数存在尾差。

数据来源：中电联，中诚信证评整理

上网电价方面，2013年以来，国家发改委和国务院多次下调全国燃煤发电上网电价，电价持续低迷；2017年7月，火电上网电价在持续4年下调后，迎来首次上调。2013年9月，国家发改委下调全国燃煤机组上网电价。由于2012年以来煤炭价格下行明显，根据煤电联动政策，在2015年4月召开的国务院常务会议上决定再次下调燃煤发电上网电价，平均降幅为0.02元/千瓦时。2015年12月，根据煤电价格联动机制有关规定，发改委决定再次下调全国燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格，自2016年1月1日起平均下降0.03元/千瓦时。2016年下半年以来，燃煤价格高企，火电企业经营压力增加，2017年，国家发改委下发《关于取消、降低部分政府性基金及附加合理调整电价结构的通知》，该通知规定自2017年7月1日起，取消向发电企业征收的工业企业结构调整专项基金，将国家重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金征收标准降低25%，腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆上网电价，缓解燃煤发电企业经营困难。中诚信证评认为，此项政策的出台有助于缓解2016年三季度以来电煤价格上涨过快，火电生产企业盈利空间被压缩的局面。

2016年11月，国家正式发布《电力发展十三五规划（2016~2020年）》，指出按照非化石能源消费比重达到15%的要求，到2020年，非化石能源发电装机容量达到7.7亿千瓦左右，比2015年增加

2.5亿千瓦左右，占比约39%，提高4个百分点，发电量占比提高到31%；气电装机容量增加0.5亿千瓦，达到1.1亿千瓦以上，占比超过5%；煤电装机容量力争控制在11亿千瓦以内，占比降至约55%，未来电源结构将得到进一步优化。

表3：电力装机中长期发展目标

类别	单位：亿千瓦	
	2015年	2020年预期
煤电	9	<11
气电	0.66	1.1
常规水电	2.97	3.4
抽水储能	0.23	0.40
风电	1.31	2.1
太阳能	0.42	1.10
核电	0.27	0.58

资料来源：《电力发展十三五规划（2016~2020年）》，中诚信证评整理

总体来看，近年来受中国经济增速企稳以及夏季持续高温天气的影响，全社会用电量增速有所回升。中诚信证评认为，未来全国用电需求整体上仍将保持增长态势，短期来看，火力发电在电力供应中的主导地位并不会发生改变；但长期来看，在环保和节能减排的压力下，新能源装机比重正在不断增加，我国电源结构更加丰富，可持续发展能力将进一步增强。

水电行业概况

我国蕴藏着非常丰富的水能资源。根据最新统

计，我国水能资源可开发装机容量约 6.6 亿千瓦，年发电量约 3 万亿千瓦时，按利用 100 年计算，相当于 1,000 亿吨标煤，在常规能源资源剩余可开采总量中仅次于煤炭。从空间分布上看，全国水电资源总量的 75%集中在西部地区，其中云、川、藏三省（自治区）就占 60%。从时间分布上看，我国大陆多属季风气候区，河川径流年内、年际分布不均，丰枯季节、丰枯时段流量相差悬殊，自然调节能力不好，稳定性差。

经过多年发展，我国目前剩余待开发水电站多集中在西南地区大江大河上游等偏远地区，交通条件差，输电距离远，工程建设和输电成本高，移民安置和生态环境保护的投入不断增加，加之国家放缓了“十三五”期间常规水电站开发节奏，因此近年来水电装机容量增速有所放缓。2016 年我国水电投资同比下降 22.4%，已连续四年下降；净增水电装机 1,259 万千瓦，其中抽水蓄能电站 366 万千瓦。2017 年，全国新增水电装机 1,287 万千瓦。截至 2018 年末，我国水电机组装机容量 3.52 亿千瓦，同比增长 2.5%，约占各类电源装机容量合计的比重为 18.55%。目前，我国已基本形成十三大水电基地，其中大部分位于我国西南地区。

表 4：目前我国在开发十三大水电基地一览

单位：万千瓦

基地名称	范围	规划装机容量
金沙江	石鼓~宜宾	5,033
雅砻江	全流域	3,000
大渡河	双江口~铜街子	1,772
乌江	六冲河、三岔河，东风~彭水	747.5
长江上游	宜宾~宜昌，清江	2,889.7
南盘江红水河	鲁布革，天生桥~大藤峡	1,239.2
澜沧江	布衣~南腊河口	2,225
怒江	中游河段	2,132
黄河上游	龙羊峡~青铜峡	1,575.7
黄河中游	河口镇~禹门口	640.8
湘西	沅、澧水及主要支流	773.5
闽浙赣	福建、浙江、江西	1,487.1
东北	辽宁、吉林、黑龙江	1,198.3

资料来源：公开资料，中诚信证评整理

2016 年 11 月 29 日，国家能源局发布《水电发展“十三五”规划》，规划指出，“十二五”期间，全国

新增水电投产装机容量 1.03 亿千瓦，年均增长 8.1%，截至 2015 年末，全国水电总装机容量达到 3.20 亿千瓦，远超“十二五”预期规模 2.90 亿千瓦，主要是常规水电站发展超预期；规划指出继续推进大型水电基地建设，加快抽水蓄能电站建设，同时严格控制中小水电开发，“十三五”期间新增大中型水电站 0.38 亿千瓦，抽水蓄能电站 0.17 亿千瓦，小水电 0.05 亿千瓦，到 2020 年末全国水电总装机容量达到 3.80 亿千瓦，年均增长率降至 3.5%，增速大幅放缓。常规水电方面以六大水电基地建设为核心，基本建成长江上游、黄河上游、乌江、南盘江红水河、雅砻江、大渡河六大水电基地，加快金沙江流域水电基地建设的推进速度；抽水蓄能电站方面，在华北地区重点布局河北省和山东省，华东地区重点布局浙江、福建和安徽等省份，南方地区重点布局广东省。

此外，规划还指出将不断扩大“西电东送”能力，力争 2020 年水电送电规模达到 1 亿千瓦。加强西南水电基地外送通道规划论证，加快配套送出工程建设，建成投产金中至广西、滇西北至广东、四川水电外送、乌东德送电广东、广西等输电通道，开工建设白鹤滩水电站外送输电通道，积极推进金沙江上游等水电基地外送输电通道论证和建设。随着输电项目建设的不断推进，预计未来西南地区弃水问题将得到一定缓解。

总体来看，近年来我国水电投资速度有所降低，“十三五”期间常规水电站开发节奏有所放缓，同时将加快建设一批距离负荷中心近、促进新能源消纳、受电端电源支撑的抽水蓄能电站，水电机组的调峰作用有望得到较大提升；同时，外送通道的逐步落实有望解决西南水电的弃水问题，我国水电行业将更趋向科学、健康的发展轨道。

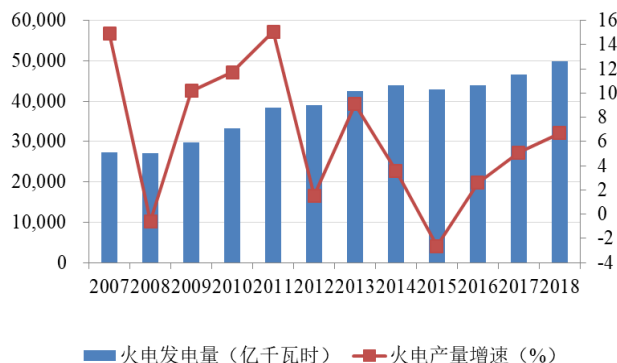
煤炭行业

中国富煤、贫油、少气的资源特点决定了煤炭是中国能源消费的主体，煤炭在我国能源消费中占比维持在 70%左右。长期看，随着中国工业化和城镇化的推进，能源消费将保持稳定增长，但是经济增长方式的转变和节能减排政策的实施将使能源消费增速放缓。因此长期来说，煤炭行业仍具有持

持续增长潜力，但增速将放缓。短期看煤炭行业将受到经济周期波动、行业政策、运输通道建设等因素的影响。

中国煤炭需求主要集中在电力、冶金、建材和化工行业，耗煤总量占国内煤炭总消费量的比重约85%，其中电力行业耗煤在煤炭总产量中的比重在60%左右，对煤炭行业的发展影响最大。2016年随着中国经济转型加速，第三产业用电量同比增幅较大，用电量支撑发电量小幅增长，全年火电发电量同比增长2.28%，增速较上年有所回升。2017年，全国火电发电量4.55万亿千瓦时，同比增长5.18%；2018年，全国火电发电量4.92万亿千瓦时，同比增长7.3%，电力行业煤炭消费量同比有所上升。未来清洁能源的不断发展将对火电形成一定替代效应，长期来看，风电、光伏等清洁能源对火电的替代效应正在增强，火电发展空间相对受限，负面影响煤炭需求。

图 2：2007~2018 年火电发电量及增速情况



资料来源：中电联，中诚信证评整理

为缓解前期煤炭产能过剩的局面，近年来国家陆续出台相关政策（见下表所示），供给侧改革力度不断加强，尤其侧重于落后产能的退出及优质产能的释放。

表 5：煤炭行业相关政策

2016.2	国务院《关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见》（国发〔2016〕7号）	从2016年开始，用3至5年的时间，再退出产能5亿吨左右、减量重组5亿吨左右。
2016.4	发改委《关于进一步规范和改善煤炭生产经营秩序的通知》（发改运行〔2016〕593号）	全国所有煤矿按照276个工作日规定组织生产，即直接将现有合规产能乘以0.84的系数后取整作为新的合规生产能力。
2016.9	“稳定煤炭供应、抑制煤炭价格过快”	会议确定中国煤炭工业协会与符合先进产能条件的大型煤炭

2016.10	国务院《关于市场化银行债权转股的指导意见》	企业签订自愿承担稳定市场调节总量任务的相关协议，部分先进产能将被获准适当释放，但调整后的年度产量仍不能突破276个工作日核定的产能。 1.禁止将“僵尸企业”列为债转股对象；2.银行不得直接将债权转为股权，银行将债权转为股权，应通过向实施机构转让债权、由实施机构将债权转为对象企业股权的方式实现；3.银行、企业和实施机构自主协商确定债权转让、转股价格和条件；4.鼓励社会资本参与、政府不兜底；5.多元化股权转让方式。
2016.12	国家能源局发布《煤炭工业发展“十三五”规划》	明确全国煤炭开发总体布局是压缩东部、限制中部和东北、优化西部。
2017.1	国务院《国务院关于印发“十三五”节能减排综合工作方案的通知》	强调到2020年，全国万元国内生产总值能耗比2015年下降15%，能源消费总量控制在50亿吨标准煤以内。
2017.2	能源局《煤炭深加工产业示范“十三五”规划》	2020年，煤制油产能为1,300万吨/年，煤制天然气产能为170亿立方米/年，低阶煤分质利用产能为1,500万吨/年。
2017.3	环保部《京津冀及周边地区2017年大气污染防治工作方案》	强调“2+26”城市实现煤炭消费总量负增长，2017年28城市重点实施煤改清洁能源。
2017.6	能源局《关于完善煤矿产能登记公告制度开展建设煤矿产能公告衔接、加快产能公告工作的通知》	严格煤矿新增产能审批管理、规范建设煤矿开工管理、实施建设煤矿产能公告、做好生产煤矿产能公告衔接、加快产能公告信息系统建设、强化煤矿建设生产事中事后监督等多方面内容。
2017.6	国家发改委、国家能源局、国家煤矿安监局、国家能源局、国家能源局《关于做好符合条件的优质产能煤矿生产能力的核定工作的通知》	允许部分先进产能煤矿按照减量置换的原则核定生产能力。
2017.7	国家发改委、能源局等十六部委《关于推进供给侧结构性改革化解煤电过剩风险的意见》	“十三五”期间，全国停建和缓建煤电产能1.5亿千瓦，淘汰落后产能0.2亿千瓦以上，实施煤电超低排放改造4.2亿千瓦、节能改造3.4亿千瓦、灵活改造2.2亿千瓦。到2020年，全国煤电装机规模控制在11亿千瓦以内，具备条件的煤电机组完成超低排放改造，煤电平均供电煤耗降至310克/千瓦时。
2017.9	国家发改委、国资委、国家能源局《2017年分省煤	明确表示了列入停建范围的项目，要必须停工，列入缓建范围的项目要放缓节奏，原则上

电停建和缓建项目名单的通知》

2018.2	中电联《燃煤电厂环境污染第三方治理脱硫、脱硝生产指标绩效对标管理办法（试行）》	《办法》指出开展第三方治理脱硫、脱硝指标对标工作时，需以企业自愿为前提，在参与对标单位之间共享指标数据分析信息。对标工作分三类开展，即：特许经营方式对标、委托运营方式对标和非第三方治理方式对标。
2018.3	《政府工作报告》	2018 年再压减钢铁产能 3,000 万吨左右，退出煤炭产能 1.5 亿吨左右，淘汰关停不达标的 30 万千瓦以下煤电机组。
2018.4	《关于做好 2018 年重点领域化解过剩产能工作的通知》（发改运行[2018]554 号）	适当提高南方地区煤矿产能退出标准；更多发挥北方优质先进产能作用，加快北煤南运大通道建设；健全煤炭中长期合同、产能置换指标交易等长效机制。
2018.5	国家能源局《关于 2021 年煤电规划建设风险预警的通知》	除天津、宁夏的煤电建设经济性预警等级有所上升以外，辽宁、山西等 6 个省份的煤电建设经济性预警等级均有下降。煤电装机充裕度的预警等级则全部呈下降趋势，资源约束指标保持不变。
2018.6	国家发展改革委印发《关于做好 2018 年迎峰度夏期间煤电油气运保障工作的通知》	2018 年化解煤炭过剩产能 1.5 亿吨左右，确保 8 亿吨左右煤炭去产能目标实现三年“大头落地”；2018 年原则上不退出高于发改运行[2017]691 号文件所明确淘汰落后产能规模的在产煤矿；适当提高南方地区煤矿产能退出标准。
2018.8	国务院关税税则委员会发布《关于对原产于美国约 160 亿美元进口商品加征关税的公告》	自 2018 年 8 月 23 日 12 时 01 分起实施加征 25% 的关税。根据清单，涉及十余类煤炭及相关产品。
2019.5	国家发改委印发《关于做好 2019 年重点领域化解过剩产能工作的通知》	列入 2019 年度煤电淘汰落后产能目标任务的机组（除地方政府明确作为应急备用电源的机组），应在 2019 年 12 月底前至少拆除锅炉、汽轮机、发电机、输煤栈桥、冷却塔、烟囱中的任两项。同时，尚未完成煤炭去产能目标的地区和中央企业，应在 2020 年底前完成任务。

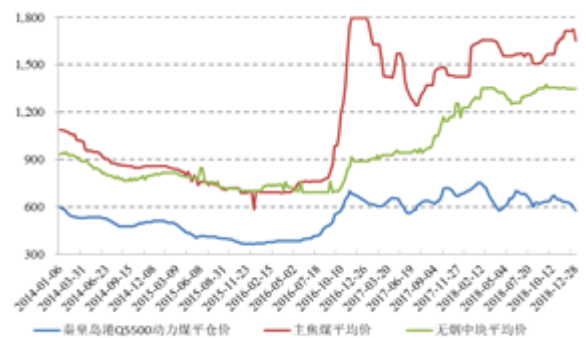
资料来源：公开资料，中诚信证评整理

从去产能执行情况看，2016 年以来，我国在加快淘汰落后产能和其他不符合产业政策的产能基础上，综合运用安全、质量、环保、能耗、技术、资源规模等政策措施，更多采用市场化法治化的办法，引导过剩产能有序退出。近年全国退出产能超

额完成任务，2016~2018 年分别退出煤炭产能 2.90 亿吨、1.83 亿吨和 1.50 亿吨，合计 6.23 亿吨，提前完成“十三五”期间退出落后煤炭产能 5 亿吨的目标。未来的 2019 年和 2020 年，我国煤炭行业的改革重心将致力于实现“通过减量置换和优化布局增加先进产能 5 亿吨/年左右”的目标，逐步完成从量产到质产的改革进程。

从煤炭价格走势来看，在煤炭行业去产能以及下游市场需求企稳的背景下，煤炭价格自 2016 年下半年开始出现反弹并快速回升。截至 2016 年 12 月末，秦皇岛动力煤 5,500 大卡市场价达到 595 元/吨，比年初上涨 225 元/吨，涨幅为 64.44%。2017 年上半年受抑制煤价相关政策出台影响煤价震荡下跌，但随着发电耗煤增长、电厂库存偏低以及煤炭产能释放抑制等影响，下半年动力煤价格走高，并呈高位震荡趋势。2017 年 12 月 27 日秦皇岛 5,500 大卡动力煤价格报 580 元/吨。2018 年以来，港口动力煤价格高位震荡，截至 2018 年 12 月 28 日，秦皇岛 5,500 大卡动力煤平仓价为 570 元/吨，同比下降 9.5%。

图 3：2014 年~2018 年 12 月煤炭价格走势（元/吨）



资料来源：公开资料，中诚信证评整理

总体来看，近年来煤炭主要下游行业景气度下滑，未来宏观经济增速的持续放缓和环保政策趋严都将压制煤炭需求增长。煤炭需求下滑与产能过剩的矛盾依然存在，供给侧改革仍将持续，“调结构”、“去产能”的政策方向不会改变，加之国家将适度微调政策稳定供应、抑制煤炭价格过快上涨，短期内煤炭价格将逐步稳定在一定区间。

行业关注

国家出台《关于改善电力运行、调节促进清洁能源多发满发的指导意见》等文件，落实清洁能源消纳和市场开拓等计划，鼓励清洁能源发展，长期来看，电力结构有望进一步改善

2015年，继中共中央下发的《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》后，国家发改委、国家能源局颁布《关于改善电力运行、调节促进清洁能源多发满发的指导意见》，落实清洁能源消纳和市场开拓等计划，具体措施包括落实可再生能源发电全额保障性收购制度，在保障电网安全稳定的前提下，全额安排可再生能源发电；优化预留水电、风电、光伏发电等清洁能源机组发电空间；风电、光伏发电、生物质发电按照本地区资源条件全额安排发电；尽可能增加清洁能源送出与消纳。同时，国家能源局向可再生能源发电企业下发《关于请提供可再生能源补贴缺口资金的函》，加快解决可再生能源补贴和接网工程补贴资金缺口问题，在一定程度上鼓励清洁能源的不断发展。

为支持水电行业发展，国家出台水电企业增值税优惠政策，装机容量超过100万千瓦的水电站，对其增值税超过一定比例部分实行即征即退，该政策将有利于水电企业缓解成本压力

为支持水电行业发展，统一和规范大型水电企业增值税政策，2014年3月12日，经国务院批准，财政部、国家税务总局明确了大型水电企业增值税优惠新政：装机容量超过100万千瓦的水力发电站（含抽水蓄能电站）销售自产电力产品，自2013年1月1日至2015年12月31日，对其增值税实际税负超过8%的部分实行即征即退政策；自2016年1月1日至2017年12月31日，对其增值税实际税负超过12%的部分实行即征即退政策。相关政策的出台在全国范围内鼓励水电等清洁能源开发，在一定程度上缓解大型水电企业的税负压力，提高其盈利能力。

煤炭市场价格维持高位运行，但为降低工商业用电成本，2018年煤电价格联动政策未得到有效执行，火电企业仍面临较大的经营压力

为降低企业和社会用电成本、发挥价格调节以

及规范电网企业运营模式，2015年3月15日，国务院批准了《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》，11月30日，6个核心配套文件印发，明确了输配电价改革、电力市场建设、电力交易机构组建和规范运行、有序放开发用电计划、售电侧改革和规范燃煤自备电厂等方面的实施意见。

2016年国家发展改革委发布《关于扩大输配电价改革试点范围有关事项的通知》（发改价格[2016]498号）以及《国家发展改革委关于全面推进输配电价改革试点有关事项的通知》（发改价格[2016]2018号），进一步扩大输配电价改革试点范围，并有序推荐电价市场化改革。2017年3月29日，国家发展改革委和国家能源局联合发布《关于有序放开发用电计划的通知》（发改运行[2017]294号）（以下简称“294号文件”），294号文件要求各地要加快推进电力体制改革，逐步扩大市场化交易电量规模，逐年减少既有燃煤发电企业计划电量。2018年3月，国家发展改革委发布了特急文件《关于降低一般工商业电价有关事项的通知》，通知中称，决定分两批实施降价措施，落实一般工商业电价平均下降10%的目标要求，进一步优化营商环境，第一批降价措施全部用于降低一般工商业电价，自2018年4月1日起执行，具体措施包括全面落实已出台的电网清费政策；推进区域电网和跨省跨区专项工程输电价格改革；进一步规范和降低电网环节收费及临时性降低输配电价。2018年4月28日，国家能源局发布《国家能源局关于进一步促进发电权交易有关工作的通知》（国能发监管[2018]36号），提出新能源替代落后产能，并要求清洁能源等发电企业积极参与发电权交易，以市场化方式增加清洁电力供应，稳妥有序推进电力市场建设。2018年7月16日，国家发展改革委和国家能源局联合发布《关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知》（发改运行[2018]1027号），要求提高市场化交易电量规模，并提出建立清洁能源配额制，促进清洁能源消纳。

竞争优势

水电资源优质，发展潜力大

截至 2018 年末，公司控股水电装机容量 1,672.00 万千瓦，其中控股子公司雅砻江流域水电开发有限公司（以下简称“雅砻江水电”）水电装机容量 1,470.00 万千瓦，占控股水电装机容量的 87.92%。雅砻江水电作为雅砻江流域的唯一水电开发主体，拥有合理开发和统一调度等突出优势。雅砻江流域在 1,570 公里长的干流河段内天然落差达 3,830 米，流域面积 13.6 万平方公里，年径流量 609 亿立方米，水量丰沛、落差集中、水库淹没损失小，规模优势突出，梯级补偿显著，经济技术指标优越，运营效率突出。雅砻江水电基地在中国十三大水电基地排名第三，雅砻江流域水能理论蕴藏量为 3,372 万千瓦，其中干流水能理论蕴藏量 2,200 万千瓦，支流 1,144 万千瓦。雅砻江水电基地总规划装机容量为 3,000 万千瓦，2018 年末已投产水电装机 1,470 万千瓦（雅砻江下游电站全部投产完毕）。

公司以水电为主，水电作为清洁能源，国家扶持、调度优先，具有天然优势，受经济周期影响小。同时，公司水电资源优质，水电设备近三年平均利用小时均远高于全国平均水平。公司目前在建水电装机容量共计 450 万千瓦，均为雅砻江流域水电，长期来看，依托雅砻江流域的优质稀缺水电资源，公司水电业务规模有望进一步提升。

水火并举、全国布局，电源结构合理

公司是除中国五大发电集团之外最大的独立发电企业之一。目前，公司已形成了“水电为主，水火均衡”的电源结构。截至 2018 年末，公司已投产控股装机容量为 3,405.50 万千瓦，其中，水电、火电、风电和光伏可控装机容量占比分别为 49.10%、46.27%、3.23% 和 1.40%。此外，公司水电资产主要位于四川、甘肃和云南三省，火电资产主要分布于西部内陆地区以及福建省、广西壮族自治区、安徽省和天津市等地，基本形成了全国布局。公司水火均衡、全国布局的电源结构，能够较大范围抵御季节因素、煤炭市场价格波动以及局部市场供求风险，增强抗风险能力。

业务运营

公司是除中国五大发电集团之外最大的独立发电企业之一，主要经营水力和火力发电业务，并涉足新能源发电业务，收入主要来源于电力销售收入。2016~2018 年，公司分别实现主营业务收入 291.01 亿元、314.23 亿元和 410.11 亿元，其中，2016 年主营业务收入同比减少 6.53%，主要系火电业务收入受社会用电需求疲软及上网电价下降影响同比减少；2017 年主营业务收入同比增加 7.98%，主要是由于公司新建项目投产发电量增加以及火电上网电价同比提高；2018 年，主要受益于全国电力消费增长及公司火电机组投产，火电收入大幅增长等因素，主营业务收入同比增长 29.66%。从收入构成来看，2016~2018 年，公司水电业务收入分别为 179.26 亿元、177.43 亿元和 196.61 亿元，占主营业务收入的比重较高，分别为 61.60%、56.47% 和 48.26%；同期火电业务收入分别为 104.86 亿元、126.67 亿元和 195.23 亿元，占主营业务收入的比重分别为 36.03%、40.31% 和 47.92%。受火电机组集中投产及利用小时数增加的影响，近年来公司火电业务收入规模及占比逐年增加，后续，随着公司在建两河口、杨房沟等水电站及哈密、广西浦北风电站的投产，未来清洁能源发电占公司主营业务收入的比重将有所提高。

表 6: 2016~2018 年公司主营业务收入结构情况

单位: 亿元、%

主营业务	2016		2017		2018	
	收入	占比	收入	占比	收入	占比
电力销售	289.13	99.35	311.58	99.16	403.65	99.08
其他	1.88	0.65	2.64	0.84	3.77	0.92
合计	291.01	100.00	314.23	100.00	407.41	100.00

注: 以上数据均经四舍五入处理, 故单项求和数与合计数存在尾差, 下同。

数据来源: 公司提供, 中诚信证评整理

公司水电资产主要位于四川、甘肃和云南三省, 火电资产主要分布于西部内陆地区以及福建省、广西壮族自治区、安徽省和天津市等地, 基本形成了全国布局。从收入的区域分布来看, 由于有雅砻江水电, 四川省收入占比较高, 2018 年占主营业务收入的比重达 43.21%, 其次为福建省和天津市, 均为火力发电业务, 收入占主营业务收入的比重分别为 14.61% 和 12.26%。

表 7: 2016~2018 年公司主营业务收入区域分布情况

单位: 亿元

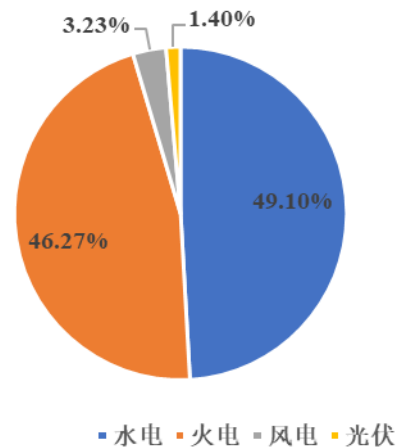
地区	2016	2017	2018
四川	163.94	162.68	176.04
天津	29.65	30.88	49.93
福建	21.04	32.60	59.52
安徽	16.65	17.92	18.27
广西	20.70	30.75	49.26
甘肃	16.12	14.16	18.27
云南	9.75	9.94	17.55
新疆	5.14	6.71	8.26
贵州	6.35	6.93	7.92
青海	1.32	1.29	1.66
宁夏	0.35	0.37	0.38
英国	-	-	0.34
合计	291.01	314.23	407.07

数据来源: 公司提供, 中诚信证评整理

公司控股装机容量从 2016 年末的 2,928.45 万千瓦增长至 2018 年末的 3,405.50 万千瓦, 增速明显。2016~2018 年公司控股企业分别完成发电量 1,204.36 亿千瓦时、1,289.49 亿千瓦时和 1516.64 亿千瓦时。电源结构方面, 公司电源结构以水电为主、水火均衡。截至 2018 年末, 公司已投产控股装机容量为 3,405.50 万千瓦, 其中, 水电、火电、风电和光伏可控装机容量分别为 1,672.00 万千瓦、1,575.60 万千瓦、110.10 万千瓦和 47.80 万千瓦,

占比分别为 49.10%、46.27%、3.23% 和 1.40%, 以水为主的电源结构具有成本优势和环保优势, 抗风险能力强。

图 4: 截至 2018 年末公司可控电源结构



数据来源: 公司年报, 中诚信证评整理

水电业务

近年来, 随着公司水电开发项目的持续推进, 公司水电装机规模持续提升。2015 年桐子林水电站 3 台 15 万千瓦机组投产, 另外 1 台 15 万千瓦机组于 2016 年 3 月投入运营。截至 2018 年末, 公司水电控股装机容量为 1,672 万千瓦。近年公司水电业务发电量保持增长, 但受 2016 年锦官电源组送江苏上网电价下调及 2018 年水电上网电价政策性让利减少等因素影响, 2016~2018 年, 公司水电业务收入分别为 179.26 亿元、177.43 亿元和 196.61 亿元, 有所波动。

公司持股 52% 的雅砻江水电是雅砻江流域唯一水电开发主体, 该流域可开发装机容量约 3,000 万千瓦, 其中上游 10 座电站, 中游 7 座电站 (两河口、牙根一级、牙根二级、杨房沟、卡拉、楞古、孟底沟), 下游 5 座电站 (锦屏一级、锦屏二级、

官地、桐子林、二滩水电站)，截至 2018 年末，下游电站已开发完毕（上游及中游目前无投产电站），雅砻江水电总装机容量 1,470 万千瓦，占公司控股水电总装机容量的 87.92%。雅砻江流域水量丰沛、落差集中、水电淹没损失小，规模优势突出，梯级补偿效益显著，经济技术指标优越，运营效率突出。未来，公司将稳妥推进雅砻江中游已核准电站的开发，积极推进中游其余电站核准工作，公司水电控股装机规模将进一步扩大。

表 8：截至 2018 年末公司控股水电电力资产情况

电厂名称	持股比例 (%)	控股装机 (万千瓦)
雅砻江水电	52.00	1,470
国投大朝山	50.00	135
国投小三峡	60.45	67
合计	-	1,672

数据来源：公司提供，中诚信证评整理

从发电利用小时数来看，受益于新机组投产和来水情况较好，近年来公司水电设备利用小时数呈逐年上升的趋势，2016~2018 年，水电设备平均利用小时数分别为 4,822 小时、4,965 小时和 5,048 小时。

从发电量来看，2016~2018 年，公司水电发电量分别为 804.69 亿千瓦时、830.16 亿千瓦时和 843.95 亿千瓦时，呈逐年上升趋势；同期，公司水电上网电量分别为 800.33 亿千瓦时、825.66 亿千瓦时和 839.44 亿千瓦时。2016 年雅砻江桐子林水电站 1 台新机组投运，且雅砻江锦屏一级水电站水库发挥调节补偿作用，当年水电发电量同比增长 8.23%。2017 年，雅砻江锦屏一、二级水电站陆续投产、锦官电源组发电能力大幅提升以及锦西水库发挥补偿效益、汛期负荷率较高，当年水电发电量同比增长 3.16%。公司锦官电源组（包括锦屏一级、锦屏二级和官地水电站）为国家点对网的“西电东送”项目，其所发电量直接通过锦苏±800 千伏特高压通道送川渝电网和江苏地区，基本处于满发状态，其装机容量占控股水电总装机容量的 64.59%，也保证了公司较高的水电机组平均利用小时数。2018 年，受益于雅砻江流域、黄河流域来水较好，雅砻江、小三峡发电量同比提高，公司水电发电量同比增加 1.66%。

上网电价方面，2016~2018 年，受部分电厂参与市场竞价、雅砻江水电外送电价调整影响，公司水电平均上网电价有所波动。2016 年公司水电平均上网电价较 2015 年下降 0.028 元/千瓦时至 0.262 元/千瓦时；2017 年公司水电平均上网电价较 2016 年下降 0.011 元/千瓦时至 0.251 元/千瓦时；2018 年公司水电平均上网电价为 0.268 元/千瓦时，较 2017 年上涨 0.017 元/千瓦时，上涨幅度为 6.67%，主要系由于当年公司水电上网电价政策性让利减少。

表 9：2016~2018 年公司控股水电业务主要经营指标

指标	2016	2017	2018
控股装机容量 (万千瓦)	1,672	1,672	1,672
发电机组平均利用小时	4,822	4,965	5,048
全国平均水电利用小时数	3,619	3,579	3,613
发电量 (亿千瓦时)	804.69	830.16	843.95
上网电量 (亿千瓦时)	800.33	825.66	839.44
平均上网电价 (元/千瓦时) (含税)	0.262	0.251	0.268

数据来源：公司提供，中诚信证评整理

总体来看，公司水电资源优质，近几年平均利用小时均远高于全国平均水平，水电业务收入对主营业务收入的贡献度很高。但值得关注的是，来水量的多少对水电站的发电量具有决定性影响，因此水电业务受自然条件和不可抗力等因素的影响较大，具有明显的季节性和不确定性。

火电业务

电力资产及分布

近年来，随着公司火电项目相继投产及收购完成，公司火电装机规模持续提升，其中，国投钦州二期 2 台 100 万千瓦机组分别于 2016 年 7 月、2016 年 9 月投产；湄洲湾二期 2 台 100 万千瓦机组分别于 2017 年 7 月、9 月投产；国投北疆二期 2 台 100 万千瓦机组于 2018 年 6 月投产。截至 2018 年末，公司火电控股装机容量为 1,575.60 万千瓦。2016~2018 年，公司火电业务收入分别为 104.86 亿元、126.67 亿元和 195.23 亿元。受益于新火电机组投产、所在区域来水偏枯、电力消费增长及火电发电利用小时数提高等因素，2018 年公司火电业务收入同比大幅增长 54.14%。

表 10：截至 2018 年末公司控股火电电力资产情况

电厂名称	持股比例 (%)	控股装机 (万千瓦)
国投北疆	64.00	400.00
国投钦州	61.00	326.00
国投北部湾	55.00	64.00
华夏电力	56.00	120.00
湄洲湾一期	51.00	78.60
湄洲湾二期	51.00	200.00
国投宣城	51.00	129.00
靖远二电	51.22	132.00
国投盘江	55.00	60.00
国投伊犁	60.00	66.00
合计	-	1,575.60

数据来源：公司提供，中诚信证评整理

装机结构方面，公司火电的单机装机容量均在 30 万千瓦以上，其中超临界燃煤机发电机组 3 台，超超临界燃煤发电机组 7 台。大功率发电机组的投入运营不仅有利于降低供电煤耗，也有利于增强调度优势。

电力生产及销售

从发电量来看，2016 年公司完成火电发电量 389.06 亿千瓦时，上网电量 362.34 亿千瓦时，与 2015 年基本持平。受益于新机组投产以及国投北部湾签订大用户直供合同争取电量，2017 年公司完成火电发电量 441.80 亿千瓦时，上网电量 412.59 亿千瓦时，分别同比增加 13.56% 和 13.87%。2018 年公司完成火电发电量和上网电量分别为 647.55 亿千瓦时和 608.00 亿千瓦时，同比分别增加 46.57% 和 47.36%，主要原因在于一是受全社会用电量增长的影响，广西、福建、甘肃火电机组利用小时数同比增加较多；二是公司火电所在部分区域降水量整体偏枯，水电负荷下降，火电发电量同比上升；三是湄洲湾二期 2 台 100 万千瓦机组于 2017 年下半年投产，2018 年完全发挥效力；四是北疆二期 2 台 100 万千瓦机组于 2018 年 6 月份投产；五是国投北部湾与大用户签约直购电量，发电量同比增幅较大。

从发电利用小时数来看，2016~2018 年，公司火电设备平均利用小时数分别为 3,701 小时、3,543 小时和 4,367 小时，2016 年和 2017 年，主要是受国内用电量增速放缓、电力市场竞争加剧影响，公

司火电设备平均利用小时数偏低；2018 年，受全国用电量消费增长，且国家控制新机组投产速度，公司火电所在部分区域降水量整体偏枯，水电负荷下降，使得公司大部分项目发电利用小时数同比上升。

表 11：2016~2018 年公司控股火电业务主要经营指标

	2016	2017	2018
控股装机容量 (万千瓦)	1,175.60	1,375.60	1,575.60
发电量 (亿千瓦时)	389.04	441.80	647.55
上网电量 (亿千瓦时)	362.34	412.59	608.00
发电机组平均利用小时	3,701	3,543	4,367
全国发电机组平均利用小时	4,186	4,209	4,361
单位供电煤耗 (克/千瓦时)	311.03	307.10	302.22
平均含税上网电价 (元/千瓦时)	0.338	0.357	0.369

数据来源：公司提供，中诚信证评整理

上网电价方面，2013 年以来，国家发改委和国务院多次下调全国燃煤发电上网电价，2015~2016 年公司火电机组平均含税上网电价持续下降，分别为 0.391 元/千瓦时和 0.338 元/千瓦时。2017 年，国家发改委自 2013 年以来首次上调火电上网电价，当年公司火电机组平均含税上网电价较 2016 年增加 0.019 元/千瓦时至 0.357 元/千瓦时。2018 年，公司火电机组平均含税上网电价为 0.369 元/千瓦时，较 2017 年同期上涨 0.012 元/千瓦时，主要系 2017 年 7 月起各省区调整了燃煤电厂标杆上网电价所致。

在供电煤耗方面，公司注重节能减排，通过提高管理运行水平、关停小机组以及投运大机组等有效措施，使公司单位供电标准煤耗保持较好水平，2016~2018 年分别为 311.03 克/千瓦时、307.10 克/千瓦时和 302.22 克/千瓦时，呈逐年下降趋势且低于全国平均水平。

环保方面，公司积极响应国家“上大压小”、“节能减排”政策，加强烟气达标治理，努力降低排放总量；实施废水深度处理回用，努力实现零排放；进行厂界噪声治理；提高固体废弃物的综合利用率；截至 2018 年末，公司火电机组脱硫、脱硝装置设置率已达 100%。

电煤采购

公司主要煤炭供应商包括广东中煤进出口有

限公司、神华销售集团有限公司华南销售分公司、上海电气集团股份有限公司、神华销售集团华北能源贸易有限公司和中煤京闽(莆田)工贸有限公司, 2018年上述五家供应商采购额占公司合计采购额的比例分别为16.31%、13.27%、9.70%、7.20%和6.30%。从近年来公司煤炭采购量来看, 随着新增火电机组集中投产及利用小时数的提高, 2016~2018年, 公司煤炭采购量分别为1,877万吨、2,199万吨和3,180万吨, 呈逐年上涨趋势。公司煤炭采购主要分为长协煤和市场煤, 近年来长协煤采购量逐年上升, 2016~2018年, 长协煤采购量分别为1,044万吨、1,318万吨和1,757万吨。

2016~2018年, 公司入炉标煤单价分别为457元/吨、638元/吨和698元/吨, 随着煤炭市场价格整体反弹, 公司煤炭采购价格有较大回升, 煤电业务盈利空间受到挤压; 此外, 公司与煤炭企业签订长协煤采购时, 采取先保证库存供应再保价的策略, 2018年随着煤价逐步稳定, 公司长协到厂标煤价格较市场价有一定优势。

表 12: 2016~2018 年公司煤炭采购情况

	单位: 万吨、元/吨		
	2016	2017	2018
长协煤采购数量	1,044	1,318	1,757
市场煤采购数量	833	881	1,423
入炉标煤单价(不含税)	457	638	698

数据来源: 公司提供, 中诚信证评整理

总体来看, 受益于近年来火电新机组的陆续投产, 公司火电发电量有所提升; 同时, 火电上网电价受政策影响较大, 自2013年多次下调后于2017年首次提高。公司单机装机容量较大带来低煤耗优势, 同时通过长期煤炭采购协议构建了稳定的供应渠道, 具有竞争优势, 但煤炭市场价格的波动及发电机组利用小时数的波动对公司火电业务成本及盈利的影响值得关注。

新能源业务

风电业务

近年来随着公司风电项目建设有序推进, 部分风场已经逐步投入运营, 其中, 国投云南风电东川项目累计4.8万千瓦机组于2015年6~8月陆续投产, 国投哈密风电淖毛湖项目累计4.95万千瓦机组

于2015年11~12月陆续投产; 国投楚雄风电武定三月山项目累计4.8万千瓦机组于2016年10月至2017年1月陆续投产; 国投云南风电东川二期项目累计4.8万千瓦机组于2017年1月至8月陆续投产, 国投哈密风电烟墩项目10万千瓦机组、景峡项目10万千瓦机组于2017年4~7月陆续投产, 国投青海风电二期项目4.95万千瓦机组于2017年8月陆续投产; 2018年, 公司新投产风电机组包括国投广西龙门风电6.5万千瓦机组和当期收购英国Afton 5万千瓦陆上风电项目。截至2018年末, 公司风电控股装机容量为110.10万千瓦, 较上年末增加11.5万千瓦。2016~2018年, 风电业务收入分别为3.54亿元、5.53亿元和8.35亿元, 2017年风电业务收入同比大幅增加56.42%, 主要系由于当年新投产机组较多以及限电情况有所好转; 2018年, 公司于上年投产的风电机组全年发挥效力, 且所在区域市场有所改善, 西北地区限电情况好转, 发电量同比增加, 风电业务收入同比增长50.86%。

表 13: 截至 2018 年末公司控股风电电力资产情况

电厂名称	持股比例 (%)	控股装机 (万千瓦)
国投白银风电	64.89	9.45
国投酒泉一风电	42.18	9.90
国投酒泉二风电	64.89	20.10
国投哈密三塘湖	64.89	4.95
哈密淖毛湖	64.89	4.95
国投吐鲁番风电	64.89	4.95
龙门风电	64.89	6.50
国投青海风电	51.65	9.90
景峡风电	64.89	10.00
烟墩风电	64.89	10.00
国投楚雄武定三月山	58.40	9.60
国投云南风电	58.40	4.80
英国 Afton 陆上风电	100.00	5.00
合计	-	110.10

注: 英国 Afton 陆上风电项目目前由外方运营。

数据来源: 公司提供, 中诚信证评整理

从发电量来看, 2016~2018年, 公司风电发电量分别为8.89亿千瓦时、15.24亿千瓦时和20.05亿千瓦时。从发电利用小时数来看, 同期, 公司风电设备(境内)平均利用小时数分别为1,381小时、1,759小时和1,997小时。受风力状况及地方输电限制影响, 2015年公司风电设备利用率较低; 2016

年弃风问题有所缓解，公司风电设备平均利用小时数有所回升；2017年以来发电量和风电设备利用小时数同比显著增长，一是西北区域风电限电情况有所好转；二是新建项目陆续投产，开始发挥效力。

表 14：2016~2018 年公司控股境内风电业务主要经营指标

	2016	2017	2018
控股装机容量（万千瓦）	68.05	98.60	105.10
发电量（亿千瓦时）	8.89	15.24	20.05
上网电量（亿千瓦时）	8.64	14.82	19.53
发电机组平均利用小时	1,381	1,759	1,997
平均含税上网电价（元/千瓦时）	0.487	0.473	0.479

数据来源：公司提供，中诚信证评整理

总体来看，随着公司风电项目的陆续投产，风电业务的主要运营指标增幅显著，公司风电业务近年发展较快，但风电业务规模仍较小，收入规模和盈利能力较为有限。

光伏发电

公司 2009 年开始涉足光伏发电业务，随着公司光伏发电项目相继投产及收购完成，公司光伏发电装机规模持续提升，其中，国投大理宾川岩淞光伏项目累计 2 万千瓦机组于 2016 年 4~5 月陆续投产；雅砻江水电于 2017 年 3 月完成了对会理光伏 2 万千瓦、冕宁光伏 1 万千瓦的收购；国投大理宾川光伏二期 2 万千瓦机组于 2018 年 5 月投产；公司于 2018 年 6 月收购了云南冶金新能源 30 万千瓦光伏电站（南庄光伏）。

目前投入运营的光伏发电厂包括敦煌光伏、格尔木光伏、石嘴山光伏、大理光伏、会理光伏、冕宁光伏和南庄光伏，截至 2018 年末，除大理光伏机组尚未进入国家补贴名录外，其他机组均已进入。截至 2018 年末，公司光伏发电控股装机容量为 47.80 万千瓦。2016~2018 年，公司光伏发电业务分别实现收入 1.48 亿元、1.96 亿元和 3.46 亿元；2017 年收入同比增加 32.30%，主要系因为宾川岩淞光伏电站 2016 年下半年投产以及光伏电站弃光率有所下降；2018 年收入同比增长 74.74%，主要系由于国投大理宾川光伏二期投产以及成功收购南庄光伏，装机容量大幅增加。

表 15：截至 2018 年末公司控股光伏电力资产情况

电厂名称	持股比例（%）	控股装机（万千瓦）
敦煌光伏	64.89	2.80
格尔木光伏	64.89	3.00
石嘴山光伏	64.89	5.00
大理光伏	64.89	4.00
会理光伏	26.52	2.00
冕宁光伏	31.20	1.00
南庄光伏	90.00	30.00
合计	-	47.80

数据来源：公司提供，中诚信证评整理

从发电量和发电利用小时数来看，2016~2018 年，公司光伏发电量分别为 1.74 亿千瓦时、2.30 亿千瓦时和 4.70 亿千瓦时，光伏发电量增长较快，但规模较小；同期，公司光伏发电利用小时数分别为 1,521 小时、1,499 小时和 1,458 小时，2018 年公司当年收购的南庄光伏电站位于云南，发电利用小时数不及西北的机组，相对较低，令整体光伏发电效率有所下滑。

从平均上网电价来看，2016~2018 年，公司光伏发电平均上网电价分别为 1.047 元/千瓦时、0.998 元/千瓦时和 0.875 元/千瓦时，随着政策性补贴力度的降低，呈逐年下降趋势。

表 16：2016~2018 年公司控股光伏发电业务主要经营指标

	2016	2017	2018
控股装机容量（万千瓦）	12.80	15.80	47.80
发电量（亿千瓦时）	1.74	2.30	4.70
上网电量（亿千瓦时）	1.70	2.24	4.64
发电机组平均利用小时	1,521	1,499	1,458
平均含税上网电价（元/千瓦时）	1.047	0.998	0.875

数据来源：公司提供，中诚信证评整理

总体来看，光伏发电业务的盈利很大程度上取决于政府的补贴政策，考虑到公司光伏发电业务规模较小，潜在的政策调整导致的业务风险尚处于可控范围。公司光伏发电业务收入规模较小，对公司的盈利贡献较为有限。

公司治理和管理

公司严格按照《公司法》、《证券法》、《上市公司章程指引》、《上市公司治理准则》等法律法规的要求，结合公司实际情况，不断完善法人治

理结构，规范公司运作，建立并完善了股东大会、董事会、监事会和总经理层相互制衡的法人治理结构。公司董事会由九名董事组成，设董事长一人，副董事长一人，职工董事一人。董事由股东大会选举或更换，任期三年，任期届满，可连选连任。公司监事会由三名监事组成，设监事会主席一名，职工监事一名。同时，公司设经理一名，设副经理若干名，由董事会聘任或解聘。

公司“三会”的召开及重要事项的审议流程均按照《公司法》、《公司章程》等相关法律或规章制度执行。股东大会、董事会、监事会和各内部机构之间权责明确、运作高效规范，为公司未来战略的推进奠定了良好的基础。

公司在人员、财务、业务、对外投资及对子公司的管理方面，均建立了较为完善的管理及监督机制。此外，为强化董事会决策功能，持续完善公司内控体系建设，确保董事会对经理层的有效监督管理，根据《公司法》、《企业管制常规守则》、《公司章程》、《公司董事会议事规则》等相关法律或规章制度规定，公司成立了董事会审计委员会，主要负责公司内、外部审计的沟通、监督和核查工作，以及重大财务事项审核、内部控制审查等工作。

同时，公司设有独立的审计部门，并制定有《内部审计管理办法》，明确了内部审计范围、审计流程和审计质量要求。审计部于每年初制定年度内部审计计划，采取定期与不定期方式对公司、子公司进行审计，出具内部审计报告，对发现的问题提出整改意见，并跟踪落实整改进展情况。审计部通过日常监督、专项监督和组织内控评价，对公司内控体系的健全性、合理性、有效性进行检查和评价，保障内控体系的动态有效。

部门设置方面，公司设有综合部、法律事务部、人力资源部、计划财务部、业务发展部、国际业务部、生产技术部、工程管理部、安健环管理部、商务管理部、党群工作部（监察部）、证券部和审计部 13 个职能部门和北京管理咨询分公司，分别完成经营工作中的各类专业性工作。人员构成方面，截至 2018 年末，公司共有员工 9,474 人。学历方面，

硕士及以上 407 人，本科 4,178 人，本科以下（不含本科）4,889 人，公司本科以下员工占比较高。

总体来看，公司各项规章制度较为完善，目前已建立了较健全的治理结构，能够保证公司各项运作更趋规范化和科学化，为公司的持续稳定发展奠定了良好的基础。

战略规划

当前，能源行业处于转型关键期和改革攻坚期，公司通过对宏观经济形势和能源行业形势分析对未来的发展做出了新的战略规划。公司未来三年的发展思路是按照国家能源发展战略部署，加快退出低效火电，积极有序开发水电，大力布局新能源，适时进入新领域新业务，稳妥开拓境外投资业务，以并购作为重要手段，做强做优做大清洁能源板块，努力打造世界一流能源企业。截至 2018 年末，公司主要在建电力项目总装机容量 489.3 万千瓦，总投资额 894.40 亿元，已投资 378.93 亿元。其中，雅砻江流域下游水电站已经全部开发完毕，两河口和杨房沟水电项目均系公司目前重点开发的雅砻江中游水电项目。两河口水电站设计装机容量 300 万千瓦，年设计发电量为 110 亿千瓦时；杨房沟水电站设计装机容量 150 万千瓦，单独运行时年均设计发电量 59.623 亿千瓦时，与已核准建设的上游两河口水库电站联合运行时年均设计发电量 68.557 亿千瓦时。两个项目规模较大，建设期较长，投入资金亦较大，截至 2018 年末，按照计划总投资金额，两河口和杨房沟水电项目尚需分别投入 359.36 亿元和 139.11 亿元。2017 年 11 月，公司发布配股预案募集资金总额不超过人民币 70 亿元（含 70 亿元）用于上述两个项目建设，该预案已于 2018 年 2 月获得国务院国资委批准。2018 年 6 月 7 日，公司收到中国证券监督管理委员会（以下简称“中国证监会”）出具的《中国证监会行政许可项目审查一次反馈意见通知书》（180521 号）及其附件《国投电力控股股份有限公司配股申请文件的反馈意见》（简称“《反馈意见》”），2018 年 8 月 30 日，公司对《反馈意见》作出回复。由于资本市场整体环境不断变化，为了充分维护广大投资者特别是中小投资者的利益，公司决定终止本次配股事宜，并向

中国证监会申请撤回相关申请文件，2019年2月11日，公司发布《国投电力控股股份有限公司关于终止公司配股方案并撤回配股申请文件的公告》。公司申请撤回本次配股申请文件尚需取得中国证监会的同意。整体来看，公司资源储备丰富，未来随着在建及拟建项目的投运，装机容量将进一步提升。

表 17：截至 2018 年末公司主要在建电力项目情况

项目	机组类型	设计装机容量 (万千瓦)	总投资 (亿元)	截至 2018 年末已投资 (亿元)	预计投产时间
两河口	水电	300	664.57	305.21	2021
杨房沟	水电	150	200.02	60.91	2021
哈密景峡风电	风电	20	15.77	7.37	2019
哈密烟墩风电	风电	10	6.65	5.30	2019
广西浦北	风电	9.3	7.39	0.14	2020
合计	-	489.3	894.40	378.93	-

数据来源：公司提供，中诚信证评整理

总体来看，公司战略规划明晰，随着公司在建项目的逐步推进，公司经营规模将不断提升，电源结构更趋合理，综合抗风险能力不断加强。

财务分析

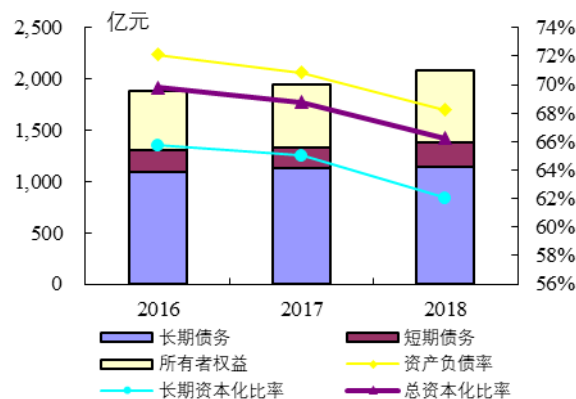
以下分析基于公司提供的经立信会计师事务所（特殊普通合伙）审计并出具标准无保留意见的公司 2016~2018 年审计报告。公司财务报表均按新会计准则编制，均为合并口径数据。公司将“短期融资券”计入“其他流动负债”，“应付融资租赁款”和“应付借款”计入“长期应付款”，中诚信证评在相关财务指标计算时将其分别计入“短期债务”和“长期债务”。

资本结构

近年来，随着在建项目的持续推进，公司总资产规模持续增长，2016~2018 年末，公司总资产分别为 2,032.91 亿元、2,082.88 亿元和 2,207.08 亿元。所有者权益方面，随着留存收益的积累，公司自有资本实力不断提升，2016~2018 年末，所有者权益分别为 567.18 亿元、607.08 亿元和 701.83 亿元，受益于 2018 年成功发行合计 40 亿元永续债及留存收益的增加，公司自有资本实力不断增强。同期，

随着在建项目的资金投入，公司对外部负债的依赖程度亦有所增加，2016~2018 年末，负债总额分别为 1,465.73 亿元、1,475.80 亿元和 1,505.25 亿元。

图 5：2016~2018 年末公司资本结构



资料来源：公司定期报告，中诚信证评整理

财务杠杆方面，公司经营情况良好，自有资本实力持续提升，近三年公司财务杠杆比例保持下降态势。2016~2018 年末，公司资产负债率分别为 72.10%、70.85%和 68.20%，总资本化比率分别为 69.80%、68.74%和 66.22%。虽然近年来公司资产负债率和总资本化比率总体呈逐年下降趋势，但公司所属电力行业具有资本密集特性，其财务杠杆仍属于行业较高水平。

资产结构方面，公司资产以非流动资产为主。2016~2018 年末，公司非流动资产分别为 1,926.71 亿元、1,960.13 亿元和 2,033.31 亿元，占资产总额的比重分别为 94.78%、94.11%和 92.13%，公司非流动资产主要由固定资产和在建工程构成，随着新电站机组的建设与投运，公司非流动资产近年来呈现逐年增长。2016~2018 年末，公司固定资产分别为 1,268.84 亿元、1,344.98 亿元和 1,407.95 亿元，主要为发电工程、房屋及建筑物等；同期，在建工程分别为 498.91 亿元、460.28 亿元和 443.09 亿元，主要为在建发电工程，其中大部分为水电工程。流动资产方面，2016~2018 年末，公司流动资产分别为 106.20 亿元、122.75 亿元和 173.78 亿元，主要由货币资金和应收账款构成。截至 2018 年末，公司货币资金为 76.01 亿元，同比增加 48.14%，主要系由于公司本部及雅砻江水电营业收入增加，资金沉淀较多；应收账款为 52.34 亿元，同比增加

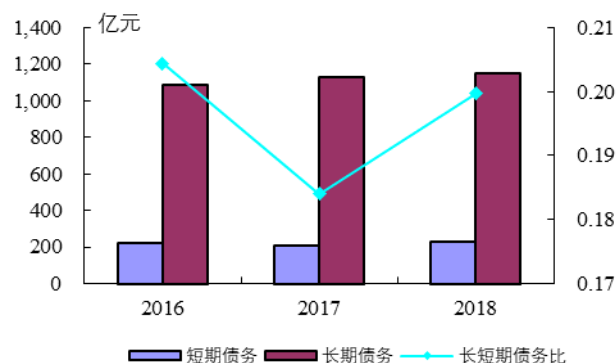
47.36%，主要为电力销售款，公司应收账款增加较多，主要系国投钦州、国投北疆当期发电量增加导致未收电费增加，新投产的景峡、烟墩、青海贝壳梁、东川二期等项目可再生能源补贴款尚未回收，以及收购云南冶金新能源令应收电费增加所致。公司的应收对象大部分为电网企业，且应收账款账龄集中在6个月以内，回收保障性较强。

负债结构方面，公司以非流动负债为主。2016~2018年末，公司非流动负债分别为1,097.60亿元、1,135.25亿元和1,153.57亿元，占总负债的比重分别为74.88%、76.92%和76.64%，主要由长期借款、应付债券和长期应付款构成。2016~2018年末，公司长期借款分别为1,035.35亿元、1,088.87亿元和1,117.04亿元，2018年长期借款同比增加2.59%，主要系信用借款的增加；应付债券分别为30.00亿元、30.00亿元和22.00亿元；长期应付款分别为22.97亿元、8.48亿元和7.80亿元，主要为应付融资租赁款及应付借款，2017年同比减少63.10%，主要系当年部分融资租赁款项到期偿还。流动负债方面，2016~2018年末，公司流动负债分别为368.13亿元、340.56亿元和351.69亿元，主要由一年内到期的非流动负债、其他应付款和应付账款构成。2016~2018年末，公司一年内到期的非流动负债分别为86.77亿元、139.82亿元和157.17亿元，2017年同比增加61.14%，主要系转入一年内到期的长期借款大幅增加所致；其他应付款分别为69.59亿元、63.66亿元和49.78亿元，主要为待支付工程款及保证金等，受上述款项规模下降的影响，2018年末其他应付款同比减少21.80%；应付账款为55.61亿元、48.35亿元和46.78亿元，主要为应付未付工程设备款。

债务规模方面，随着公司在建项目的资金投入，外部融资需求相应增加。2016~2018年末，公司总债务分别为1,310.78亿元、1,334.78亿元和1,375.86亿元。债务期限结构方面，公司债务主要为长期债务，与电站长投资周期的特性较为匹配，2016~2018年末，公司长期债务分别为1,088.33亿元、1,127.34亿元和1,146.84亿元；长短期债务比（短期债务/长期债务）分别为0.20、0.18和0.20，

公司债务期限结构较为合理。

图6：2016~2018年末公司债务结构



资料来源：公司定期报告，中诚信证评整理

总体来看，近年来随着在建项目的推进，公司资产和债务规模均逐年增长；得益于利润不断累积，所有者权益亦保持增长；财务杠杆呈逐年下降趋势但总体仍处于较高水平。目前公司主要在建项目为水电站，投资周期较长，与公司以长期债务为主的期限结构较为匹配，债务期限结构较为合理。

盈利能力

电力销售收入是公司营业总收入的主要来源，2016~2018年，营业总收入分别为292.71亿元、316.43亿元和410.11亿元。2016年，受发电利用小时和上网电价持续下降的影响，公司实现火电业务收入104.86亿元，同比下降6.53%；同期雅砻江水电锦官电源组送江苏上网电价降价、送四川和重庆让利、市场化交易电量增加，拉低了水电整体平均上网电价，当年公司实现水电业务收入179.26亿元，同比减少2.42%。2017年，受益于国投湄洲湾二期投产、国投钦州二期于2016年下半年投产后全年发挥效力以及国投北部湾签订大用户直供合同，火电发电量有所增长，加之下半年火电上网电价上调，当年公司实现火电业务收入126.66亿元，同比增加7.98%。同期，受雅砻江水电市场化交易电量比重提高及国投大朝山因政策性收费电价降低的影响，全年公司实现水电业务收入177.43亿元，同比减少1.02%。2018年，受益于国内用电消费较快增长，公司国投北疆二期、2017年下半年湄洲湾二期机组投产，以及公司火电机组所在部分区域降水偏枯等因素，公司火电业务规模大幅增长，在火电业务收入规模大幅提升的带动下，当期营业

总收入同比增长 29.61%。

表 18: 2016~2018 年公司收入构成

单位: 亿元			
	2016	2017	2018
电力销售	289.13	311.58	403.65
其中: 水电	179.26	177.43	196.61
火电	104.86	126.67	195.23
风电	3.54	5.53	8.35
光伏	1.48	1.96	3.46
其他	1.88	2.64	3.77
合计	291.01	314.23	403.65

资料来源: 公司定期报告, 中诚信证评整理

营业毛利率方面, 2016~2018 年, 公司营业毛利率分别为 48.41%、40.58% 和 40.41%, 受 2016 年下半年以来燃煤价格大幅上涨以及电价下调的双向挤压, 2017 年公司营业毛利率同比下降 7.83 个百分点至 40.58%, 但整体仍然处于较高水平。2018 年, 在煤价及平均上网电价较上年均有所提高等因素综合作用下, 公司营业毛利率同比小幅下滑 0.18 个百分点。

期间费用方面, 2016~2018 年, 公司期间费用合计分别为 59.84 亿元、58.84 亿元和 62.84 亿元, 三费占收入比分别为 20.44%、18.59% 和 15.32%, 近年来公司期间费用控制能力有所增强。细分来看, 公司期间费用主要由财务费用和管理费用构成。2016~2018 年, 公司财务费用分别为 50.42 亿元、48.78 亿元和 50.71 亿元, 2018 年, 受国投北疆二期、湄洲湾二期投产, 利息费用化及收购云南冶金新能源等因素影响, 公司财务费用有所增加。同期, 公司管理费用分别为 9.36 亿元、9.99 亿元和 12.06 亿元, 2017 年下半年湄洲湾二期投产及 2018 年国投北疆二期投产使得公司 2018 年管理费用同比有所增加。

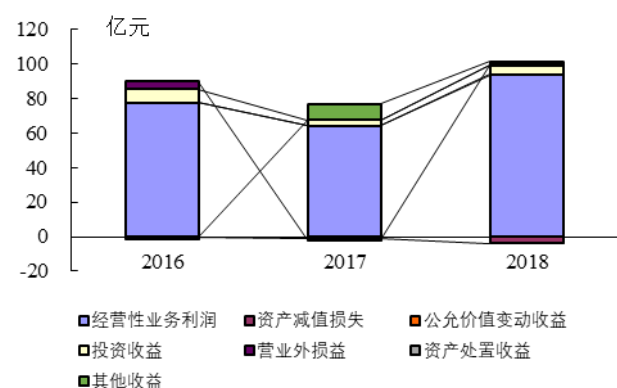
表 19: 2016~2018 年公司期间费用构成

单位: 亿元、%			
	2016	2017	2018
销售费用	0.06	0.08	0.07
管理费用	9.36	9.99	12.06
财务费用	50.42	48.78	50.71
三费合计	59.84	58.84	62.84
营业总收入	292.71	316.45	410.11
三费占收入比	20.44	18.59	15.32

资料来源: 公司定期报告, 中诚信证评整理

利润总额方面, 2016~2018 年公司利润总额分别为 89.17 亿元、75.14 亿元和 97.29 亿元。细分来看, 经营性业务利润为公司的主要利润来源, 2016~2018 年分别为 77.29 亿元、63.94 亿元和 93.25 亿元, 其占利润总额的比重均保持在 80% 以上; 同期, 公司投资收益分别为 8.08 亿元、3.46 亿元和 5.22 亿元, 主要为公司投资参股电厂取得的收益, 2016 年公司完成对赣能股份、英国红石能源公司 (Red Rock Power Limited, 以下简称“Red Rock”)、新加坡雷斯塔利公司 (Lestari Listrik Pte. Ltd., 以下简称“LLPL”) 以及国投财务有限公司的股权投资, 当年投资收益实现大幅增长, 2017 年, 公司联营的火电企业经营业绩普遍下滑, 公司投资收益同比减少 57.22%; 2018 年, 得益于联营企业经营业绩有所好转, 公司投资收益同比提高 51.07%; 营业外损益分别为 4.30 亿元、-0.40 亿元和 0.45 亿元, 主要由政府补助收入和固定资产处置损失构成, 2016 年, 公司对外担保企业东源曲靖能源有限公司 (以下简称“东源曲靖”) 2016 年发生违约, 公司对尚未解除的担保责任全额计提了预计负债 4.27 亿元, 导致当期营业外支出大幅增加; 2017 年公司代偿了 4 期逾期未付租金, 并对剩余未解除担保责任金额 2.83 亿元全额计提预计负债; 2016~2018 年, 公司共为东源曲靖代偿融资租赁款 3.57 亿元, 剩余 1.41 亿元担保责任尚未解除, 公司已全额计提预计负债; 2016~2018 年, 公司其他收益分别为 0 亿元、9.30 亿元和 1.84 亿元, 主要为公司各电站达成节能减排任务收到的专项补助及雅砻江电站增值税返还。

图 7: 2016~2018 年公司利润总额构成



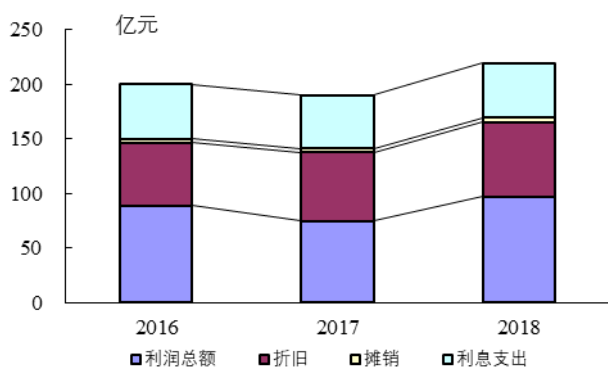
资料来源: 公司定期报告, 中诚信证评整理

总体来看，公司装机容量的不断增加推动公司发电能力的提升。虽然受燃煤价格上涨、电价调整等因素影响，近年来公司利润规模有所波动，但公司毛利率水平依然保持在较高水平，利润总额规模较大，公司整体盈利能力很强。

偿债能力

从获现能力看，公司 EBITDA 主要由利润总额、折旧和利息支出构成，2016~2018 年，公司 EBITDA 分别为 200.00 亿元、190.08 亿元和 219.52 亿元。同期，公司利润总额分别为 89.17 亿元、75.14 亿元和 97.29 亿元；折旧分别为 57.46 亿元、62.36 亿元和 68.27 亿元；利息支出分别为 50.00 亿元、49.03 亿元和 50.26 亿元。

图 8：2016~2018 年公司 EBITDA 结构分析



资料来源：公司定期报告，中诚信证评整理

从现金流量看，2016~2018 年，公司经营活动净现金流分别为 190.67 亿元、181.41 亿元和 192.19 亿元，整体处于较好水平。

从偿债指标看，2016~2018 年公司总债务/EBITDA 分别为 6.55 倍、7.02 倍和 6.27 倍，EBITDA 利息倍数分别为 3.42 倍、3.21 倍和 3.56 倍，EBITDA 对债务本息的保障程度很好。近年来，公司经营现金流呈现持续净流入态势，对债务本息形成良好的保障，近三年经营活动净现金/总债务分别为 0.15 倍、0.14 倍和 0.14 倍，经营活动净现金/利息支出分别为 3.26 倍、3.06 倍和 3.12 倍。

表 20：2016~2018 年公司偿债能力分析

财务指标	2016	2017	2018
总债务 (亿元)	1,305.58	1,329.88	1,375.86
EBITDA (亿元)	200.00	190.08	219.52
资产负债率 (%)	72.10	70.85	68.20
总资本化比率 (%)	69.71	68.66	66.22
经营活动净现金流 (亿元)	190.67	181.41	192.19
EBITDA 利息倍数 (X)	3.42	3.21	3.56
总债务/EBITDA (X)	6.53	7.00	6.27
经营活动净现金/总债务 (X)	0.15	0.14	0.14
经营活动净现金/利息支出 (X)	3.26	3.06	3.12

资料来源：公司定期报告，中诚信证评整理

银行授信方面，截至 2018 年末，公司获得多家金融机构授信额度共计人民币 2,797.00 亿元，其中尚未使用额度为人民币 1,484.57 亿元，为其未来的资金平衡提供了较好保障。同时，公司作为上市公司，股权融资渠道畅通，财务弹性良好。

对外担保方面，截至 2018 年末，公司对外担保余额为 9.77 亿元，占公司净资产的 1.39%，包括对 PT. Lestari Banten Energi (以下简称“PTLBE”) 的担保 8.32 亿元、对东源曲靖担保 1.41 亿元人民币以及对 Beatrice Offshore Windfarm Limited (以下简称“BOWL”) 的担保 0.03 亿元。公司于 2016 年 5 月 31 日完成对新加坡 LLPL42.11% 股权的收购，LLPL 主要从事火电投资管理，目前经营情况正常。PTLBE 是 LLPL 持股 95% 的公司，公司间接持有其 40% 的股权，主要从事火力发电，公司的该笔担保主要是为 PTLBE 的项目融资提供担保。公司于 2016 年 5 月 20 日完成对英国 Red Rock 100% 股权的收购，从而间接持有 Red Rock 下属公司 BOWL 25% 的股权，BOWL 主要经营位于苏格兰北部东海岸的海上风电项目，该笔担保主要是为该项目融资提供担保。公司于 2013 年 12 月为东源曲靖向兴业金融租赁有限责任公司 (以下简称“兴业金融租赁”) 金额 5 亿元、期限为 6 年的融资租赁提供信用担保。根据东源曲靖与兴业金融租赁签署的《融资租赁合同》(合同编号：CIBFL-2013-069-HZ，简称“《融资租赁合同》”) 以及《租金调整通知书》，截至 2016 年 3 月 18 日，债务人东源曲靖已按期足额支付《融资租赁合同》前 9 期租金。之后，东源曲靖应按期向兴业金融租赁支付第 10~21 期租金，但由

于东源曲靖无力全额偿付，截至 2018 年末国投电力作为《融资租赁合同》担保人，向兴业金融租赁支付了第 10~21 期租金等未付款项共计 3.57 亿元，公司剩余未解除担保责任部分为 1.41 亿元。另根据国投电力于 2019 年 3 月 22 日公告²，截至 2019 年 3 月 20 日，国投电力代偿东源曲靖融资租赁款项共计 3.92 亿元，剩余未解除担保责任部分，公司已全额计提预计负债。公司承担的担保余额占净资产的比重较小，预计整体风险可控。

未决诉讼方面，截至 2018 年末，公司无重大未决诉讼、仲裁事项。

受限资产方面，截至 2018 年末，公司抵、质押资产的账面价值合计 71.89 亿元，主要系公司为借款质押担保的应收账款、固定资产及为申请开具银行承兑汇票存入的保证金等。

总体来看，近年来随着新建电力机组的陆续投运，公司装机容量持续扩大，电力行业特性及以水电为主的特点使得公司具备极强的盈利能力及获现能力，能够对债务本息偿付形成良好的保障；同时，随着电力资产规模的扩大以及电力结构的调整，公司未来收入规模及盈利能力仍有一定提升空间，公司整体偿债能力极强。

结 论

综上，中诚信证评评定国投电力控股股份有限公司主体信用等级为 **AAA**，评级展望为稳定；评定“国投电力控股股份有限公司 2019 年面向合格投资者公开发行公司债券（第一期）”信用等级为 **AAA**。

² 国投电力控股股份有限公司关于代偿东源曲靖融资租赁款项后续进展的公告（国投电力编号：临 2019-026）

关于国投电力控股股份有限公司 2019 年面向合格投资者公开发行公司债券（第一期）的跟踪评级安排

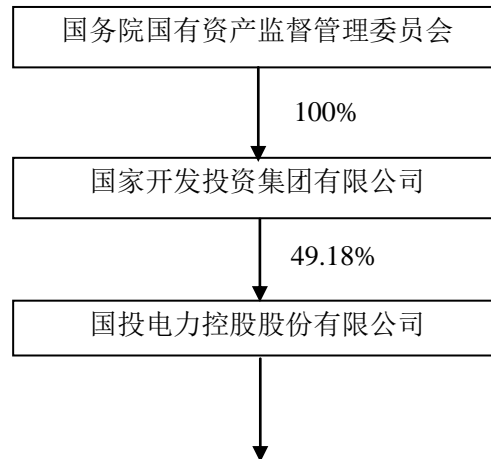
根据中国证监会相关规定、评级行业惯例以及本公司评级制度相关规定，自首次评级报告出具之日（以评级报告上注明日期为准）起，本公司将在本期债券信用级别有效期内或者本期债券存续期内，持续关注本期债券发行人外部经营环境变化、经营或财务状况变化以及本期债券偿债保障情况等因素，以对本期债券的信用风险进行持续跟踪。跟踪评级包括定期和不定期跟踪评级。

在跟踪评级期限内，本公司将于本期债券发行主体及担保主体（如有）年度报告公布后两个月内完成该年度的定期跟踪评级，并根据上市规则于每一会计年度结束之日起 6 个月内披露上一年度的债券信用跟踪评级报告。此外，自本次评级报告出具之日起，本公司将密切关注与发行主体、担保主体（如有）以及本期债券有关的信息，如发生可能影响本期债券信用级别的重大事件，发行主体应及时通知本公司并提供相关资料，本公司将在认为必要时及时启动不定期跟踪评级，就该事项进行调研、分析并发布不定期跟踪评级结果。

本公司的定期和不定期跟踪评级结果等相关信息将根据监管要求或约定在本公司网站（www.ccxr.com.cn）和交易所网站予以公告，且交易所网站公告披露时间不得晚于在其他交易场所、媒体或者其他场合公开披露的时间。

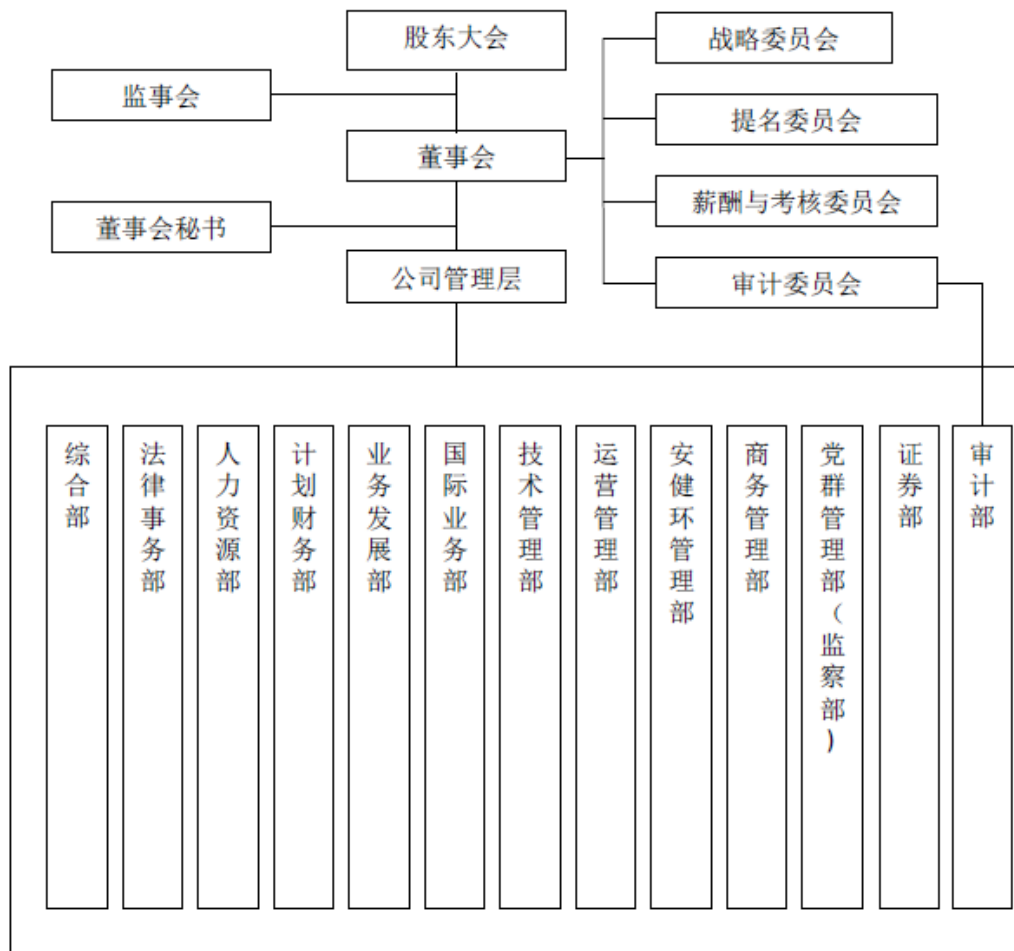
如发行主体、担保主体（如有）未能及时或拒绝提供相关信息，本公司将根据有关情况进行分析，据此确认或调整主体、债券信用级别或公告信用级别暂时失效。

附一：国投电力控股股份有限公司股权结构图（截至 2018 年 12 月 31 日）



序号	一级子公司名称	业务性质	持股比例 (%)
1	靖远第二发电有限公司	火力发电	51.22
2	福建太平洋电力有限公司	火力发电	51
3	厦门华夏国际电力发展有限公司	火力发电	56
4	国投北部湾发电有限公司	火力发电	55
5	国投钦州发电有限公司	火力发电	61
6	国投伊犁能源开发有限公司	火力发电	60
7	国投盘江发电有限公司	火力发电	55
8	国投甘肃小三峡水电有限公司	水力发电	60.45
9	国投新能源投资有限公司	电力投资	64.89
10	国投云顶湄洲湾电力有限公司	火力发电	51
11	国投甘肃售电有限公司	电力配售	65
12	Jaderock Investment Singapore	电力投资	100
13	Redrock Investment Limited	电力投资	100
14	国投鼎石海外投资管理有限公司	投资管理	100
15	雅砻江流域水电开发有限公司	水力发电	52
16	国投云南大朝山水电有限公司	水力发电	50
17	天津国投津能发电有限公司	火力发电	64
18	国投宣城发电有限责任公司	火力发电	51
19	云南冶金新能源股份有限公司	光伏发电	90
20	国投阿克塞新能源有限公司	电力生产	65
21	国投环能电力有限公司	电力投资	100

附二：国投电力控股股份有限公司组织结构图（截至 2018 年 12 月 31 日）



附三：国投电力控股股份有限公司主要财务数据及财务指标

财务数据（单位：万元）	2016	2017	2018
货币资金	434,063.21	513,067.58	760,054.79
应收账款净额	257,773.10	355,160.27	523,356.26
存货净额	106,806.18	118,317.34	151,670.88
流动资产	1,062,017.04	1,227,512.75	1,737,750.58
长期投资	893,682.49	882,486.77	1,071,259.46
固定资产合计	17,740,187.51	18,063,618.80	18,520,701.94
总资产	20,329,103.03	20,828,800.26	22,070,824.40
短期债务	2,224,524.94	2,074,379.75	2,290,273.42
长期债务	10,831,244.61	11,224,457.27	11,468,374.92
总债务（短期债务+长期债务）	13,055,769.55	13,298,837.02	13,758,648.34
总负债	14,657,325.20	14,758,044.27	15,052,513.40
所有者权益（含少数股东权益）	5,671,777.83	6,070,755.99	7,018,311.00
营业总收入	2,927,080.30	3,164,528.42	4,101,137.27
三费前利润	1,371,262.21	1,227,883.85	1,560,947.16
投资收益	80,777.73	34,554.07	52,201.33
净利润	785,960.98	655,949.07	837,685.22
息税折旧摊销前盈余 EBITDA	1,999,988.78	1,900,751.64	2,195,215.42
经营活动产生现金净流量	1,906,653.78	1,814,103.98	1,921,880.11
投资活动产生现金净流量	-2,348,180.82	-1,117,644.32	-1,370,235.85
筹资活动产生现金净流量	244,178.27	-613,831.77	-302,533.56
现金及现金等价物净增加额	-196,902.09	81,800.96	249,766.02
财务指标	2016	2017	2018
营业毛利率（%）	48.41	40.58	40.41
所有者权益收益率（%）	13.86	10.81	11.94
EBITDA/营业总收入（%）	68.33	60.06	53.53
速动比率（X）	0.26	0.33	0.45
经营活动净现金/总债务（X）	0.15	0.14	0.14
经营活动净现金/短期债务（X）	0.86	0.87	0.84
经营活动净现金/利息支出（X）	3.26	3.06	3.12
EBITDA 利息倍数（X）	3.42	3.21	3.56
总债务/EBITDA（X）	6.53	7.00	6.27
资产负债率（%）	72.10	70.85	68.20
总资本化比率（%）	69.71	68.66	66.22
长期资本化比率（%）	65.63	64.90	62.04

注：1、所有者权益包含少数股东权益，净利润包含少数股东权益；

2、公司将“短期融资券”计入“其他流动负债”，“应付融资租赁款”和“应付借款”计入“长期应付款”，中诚信证评在相关财务指标计算时将其分别计入“短期债务”和“长期债务”。

附四：基本财务指标的计算公式
$$\text{货币资金等价物} = \text{货币资金} + \text{交易性金融资产} + \text{应收票据}$$
$$\text{长期投资} = \text{可供出售金融资产} + \text{持有至到期投资} + \text{长期股权投资}$$
$$\text{固定资产合计} = \text{投资性房地产} + \text{固定资产} + \text{在建工程} + \text{工程物资} + \text{固定资产清理} + \text{生产性生物资产} + \text{油气资产}$$
$$\text{短期债务} = \text{短期借款} + \text{交易性金融负债} + \text{应付票据} + \text{一年内到期的非流动负债}$$
$$\text{长期债务} = \text{长期借款} + \text{应付债券}$$
$$\text{总债务} = \text{长期债务} + \text{短期债务}$$
$$\text{净债务} = \text{总债务} - \text{货币资金}$$
$$\text{三费前利润} = \text{营业总收入} - \text{营业成本} - \text{利息支出} - \text{手续费及佣金收入} - \text{退保金} - \text{赔付支出净额} - \text{提取保险合同准备金净额} - \text{保单红利支出} - \text{分保费用} - \text{营业税金及附加}$$
$$\text{EBIT (息税前盈余)} = \text{利润总额} + \text{计入财务费用的利息支出}$$
$$\text{EBITDA (息税折旧摊销前盈余)} = \text{EBIT} + \text{折旧} + \text{无形资产摊销} + \text{长期待摊费用摊销}$$
$$\text{资本支出} = \text{购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金} + \text{取得子公司及其他营业单位支付的现金净额}$$
$$\text{营业毛利率} = (\text{营业收入} - \text{营业成本}) / \text{营业收入}$$
$$\text{EBIT 率} = \text{EBIT} / \text{营业总收入}$$
$$\text{三费收入比} = (\text{财务费用} + \text{管理费用} + \text{销售费用}) / \text{营业总收入}$$
$$\text{所有者权益收益率} = \text{净利润} / \text{所有者权益}$$
$$\text{流动比率} = \text{流动资产} / \text{流动负债}$$
$$\text{速动比率} = (\text{流动资产} - \text{存货}) / \text{流动负债}$$
$$\text{存货周转率} = \text{主营业务成本 (营业成本)} / \text{存货平均余额}$$
$$\text{应收账款周转率} = \text{主营业务收入净额 (营业总收入净额)} / \text{应收账款平均余额}$$
$$\text{资产负债率} = \text{负债总额} / \text{资产总额}$$
$$\text{总资本化比率} = \text{总债务} / (\text{总债务} + \text{所有者权益 (含少数股东权益)})$$
$$\text{长期资本化比率} = \text{长期债务} / (\text{长期债务} + \text{所有者权益 (含少数股东权益)})$$
$$\text{EBITDA 利息倍数} = \text{EBITDA} / (\text{计入财务费用的利息支出} + \text{资本化利息支出})$$

附五：信用等级的符号及定义

主体信用评级等级符号及定义

等级符号	含义
AAA	受评主体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	受评主体偿还债务的能力很强，受不利经济环境的影响较小，违约风险很低
A	受评主体偿还债务的能力较强，较易受不利经济环境的影响，违约风险较低
BBB	受评主体偿还债务的能力一般，受不利经济环境影响较大，违约风险一般
BB	受评主体偿还债务的能力较弱，受不利经济环境影响很大，有较高违约风险
B	受评主体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	受评主体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	受评主体在破产或重组时可获得的保护较小，基本不能保证偿还债务
C	受评主体不能偿还债务

注：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，表示信用质量略高或略低于本等级。

评级展望的含义

内容	含义
正面	表示评级有上升趋势
负面	表示评级有下降趋势
稳定	表示评级大致不会改变
待决	表示评级的上升或下调仍有待决定

评级展望是评估发债人的主体信用评级在中至长期的评级趋向。给予评级展望时，主要考虑中至长期内受评主体可能发生的经济或商业基本因素变动的预期和判断。

长期债券信用评级等级符号及定义

等级符号	含义
AAA	债券安全性极强，基本不受不利经济环境的影响，违约风险极低
AA	债券安全性很强，受不利经济环境的影响较小，违约风险很低
A	债券安全性较强，较易受不利经济环境的影响，违约风险较低
BBB	债券安全性一般，受不利经济环境影响较大，违约风险一般
BB	债券安全性较弱，受不利经济环境影响很大，有较高违约风险
B	债券安全性较大地依赖于良好的经济环境，违约风险很高
CCC	债券安全性极度依赖于良好的经济环境，违约风险极高
CC	基本不能保证偿还债券
C	不能偿还债券

注：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，表示信用质量略高或略低于本等级。

短期债券信用评级等级符号及定义

等级	含义
A-1	为最高短期信用等级，还本付息能力很强，安全性很高。
A-2	还本付息能力较强，安全性较高。
A-3	还本付息能力一般，安全性易受不利环境变化的影响。
B	还本付息能力较低，有一定的违约风险。
C	还本付息能力很低，违约风险较高。
D	不能按期还本付息。

注：每一个信用等级均不进行“+”、“-”微调。