



信用等级通知书

信评委函字[2018]G084-F2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2018年面向合格投资者公开发行永续期公司债券（第二期）”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

二零一八年四月二十七日

国投电力控股股份有限公司 2018 年面向合格投资者 公开发行可续期公司债券（第二期）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	本次债券的发行规模不超过人民币 40 亿元（含 40 亿元），分期发行。其中，本期债券发行规模为不超过人民币 20 亿元。
债券期限	本期债券基础期限为 3 年，在约定的基础期限期末及每一个周期末，发行人有权行使续期选择权，按约定的基础期限延长 1 个周期；发行人不行使续期选择权则全额到期兑付。
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。如有递延，则每笔递延利息在递延期间按当期票面利率累计计息。
偿还方式	在发行人不行使递延支付利息权的情况下，每年付息一次；在每个约定的周期末，发行人有权选择将本期债券延期，或选择在该周期末全额兑付本期债券。

概况数据

国投电力	2015	2016	2017
所有者权益（亿元）	513.90	567.18	607.08
总资产（亿元）	1,835.45	2,032.91	2,082.88
总债务（亿元）	1,202.22	1,305.58	1,329.88
营业总收入（亿元）	312.80	292.71	316.45
营业毛利率（%）	52.21	48.41	40.58
EBITDA（亿元）	229.96	200.00	190.08
所有者权益收益率（%）	19.66	13.86	10.81
资产负债率（%）	72.00	72.10	70.85
总债务/EBITDA（X）	5.23	6.53	7.00
EBITDA 利息倍数（X）	3.49	3.42	3.21

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”、“应付融资租赁款”分别计入“其他流动负债”和“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 2018 年面向合格投资者公开发行可续期公司债券（第二期）”信用等级为 AAA，该级别反映了本期债券的信用质量极高，信用风险极低。

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”或“公司”）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燃煤价格高企导致公司净利润有所下滑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 2017 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，水电设备近三年平均利用小时均远高于全国平均水平。

分 析 师

梁晓佩 xpliang@ccxr.com.cn

王 璐 lwang@ccxr.com.cn

杨 璐 lyang@ccxr.com.cn

Tel: (021) 51019090

Fax: (021) 60330991

www.ccxr.com.cn

2018 年 4 月 27 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，水火并举”的电源结构，基本形成了全国布局。截至 2017 年末，公司控股总装机容量 3,162.00 万千瓦，水电和火电装机容量的占比分别为 52.88% 和 43.50%。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。2017 年，公司营业毛利率达 40.58%，EBITDA 为 190.08 亿元，经营活动净现金流为 181.41 亿元。

关 注

- 燃煤价格高企导致公司净利润有所下滑。2016 年下半年，公司火力发电单位燃料成本上升、平均上网电价下调，全年实现净利润 78.60 亿元，同比减少 22.20%。2017 年全年市场燃煤价格高企，公司实现净利润 65.59 亿元，同比减少 16.54%。
- 水电业务的季节性和周期性。公司水电装机占比较高，截至 2017 年末，公司控股水电装机容量占控股总装机容量的 52.88%。受天气和水文条件等影响，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 and 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、本评级报告所示信用等级自本评级报告出具之日起至本期债券到期兑付日有效；同时，在本期债券存续期内，中诚信证评将根据《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是否调整信用等级，并按照相关法律、法规对外公布。

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 2017 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 2017 年末，公司控股一级子公司 18 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 3,162.00 万千瓦。

截至 2017 年末，公司资产总额为 2,082.88 亿元，所有者权益 607.08 亿元，资产负债率 70.85%；2017 年，公司实现营业总收入 316.45 亿元，净利润 65.59 亿元，经营活动净现金流 181.41 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 2018 年面向合格投资者公开发行可续期公司债券（第二期）
发行总额	本次债券的发行规模不超过人民币 40 亿元（含 40 亿元），分期发行。其中，本期债券发行规模为不超过人民币 20 亿元。
债券期限	基础期限为 3 年，在约定的基础期限期末及每一个周期末，发行人有权行使续期选择权，按约定的基础期限延长 1 个周期；发行人不行使续期选择权则全额到期兑付。
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。如有递延，则每笔递延利息在递延期间按当期票面利率累计计息。
偿还方式	在发行人不行使递延支付利息权的情况下，每年付息一次；在每个约定的周期末，发行人有权选择将本期债券延期，或选择在该周期末全额兑付本期债券。
募集资金用途	拟用于偿还金融机构借款、调整债务结构和补充流动资金。

资料来源：公司提供，中诚信证评整理

行业分析

电力行业

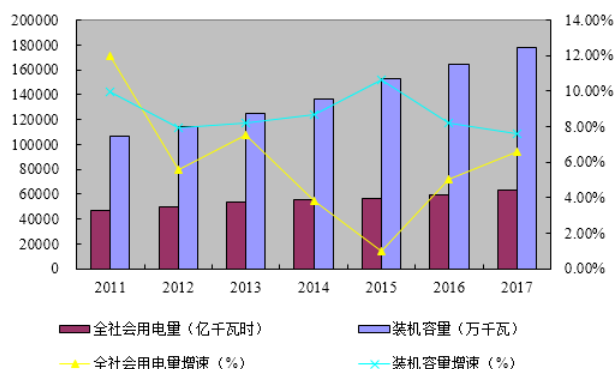
电力生产行业是关系国计民生的公用事业行业，其发展与宏观经济走势密切相关。2013 年以前，随着我国经济高速增长，国内电力需求保持较快的增长速度，其中 2000~2007 年全社会用电量年复合增长率达 13.63%，2008 年受金融危机影响，用电量增速明显下滑，2009~2012 年，受宏观经济增速波动等因素影响，全社会用电量增速亦有所波动，2013 年我国宏观经济企稳，且受夏季持续高温天气、冬季气温偏暖等影响，2013 年前三季度用电增速逐季回升，第四季度增速有所回落，2013 年全国全社会用电量 53,225 亿千瓦时，同比增长 7.19%。2014 年，全国全社会用电量 55,213 亿千瓦时，同比增长 3.74%，比上年回落 3.45 个百分点，其中第一产业、第二产业、第三产业及城乡居民生活用电量占比分别为 1.80%、73.60%、12.06%和 12.55%。2015 年宏观经济增速延续持续放缓的态势，全国电力供需形势总体宽松。当年全国全社会用电量 55,500 亿千瓦时，同比增长 0.5%，增速同比回落 3.2 个百分点，电力需求增速创 1998 年以来新低。分产业看，第一产业用电量 1,020 亿千瓦时，同比增长 2.5%；第二产业用电量 40,046 亿千瓦时，同

比下降 1.4%；第三产业用电量 7,158 亿千瓦时，同比增长 7.5%；城乡居民生活用电量 7,276 亿千瓦时，同比增长 5.0%。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%，当前拉动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%。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%。

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，增长 4.3%；水电装机容量 3.41 亿千瓦，增长 2.7%；核电装机容量 0.36 万千瓦，增长 6.5%；并网风电装机容量 1.64 万千瓦，增长 10.5%；并网太阳能发电装机容量 1.30 万千瓦，增长 68.7%。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。2013 年以来，我国经济增速和用电需求增速放缓，受此影响，2015~2017 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 3,988 小时、3,797 小时和 3,786 小时，整体呈下降态势；同期火电设备平均利用小时数分别为 4,364 小时、4,186 小时和 4,209 小时，水电设备平均利用小时数分别为 3,590 小时、3,619 小时和 3,579 小时，并网风电设备平均利用小时数分别为 1,724 小时、1,745 小时和 1,948 小时，核电设备平均利用小时数分别为 7,403 小时、7,060 小时和 7,108 小时，各类型发电机组平均利用小时数具体见表 2。

整体来看，由于自然条件的变化，风电、水电等发电机组类型在发电利用小时上出现一定程度的波动；火电发电机组受整体电力需求增速变化、环保和节能减排压力，新能源装机比重不断增加等因素综合影响，近几年平均利用小时也呈波动态势。

表 2：2015~2017 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	2015 年		2016 年		2017 年	
装机容量（万千瓦）	数量	比例（%）	数量	比例（%）	数量	比例（%）
火电	100,554	65.93	106,094	64.22	110,604	62.24
水电	31,954	20.95	33,207	20.10	34,119	19.20
风电	13,075	8.57	14,817	8.97	16,367	9.21
核电	2,717	1.78	3,364	2.04	3,582	2.02
太阳能	4,218	2.77	7,719	4.67	13,025	7.33
其他	8	0.01	8	0.00	0	0.00
总计	152,527	100.00	165,209	100.00	177,703	100.00
发电量（亿千瓦时）	数量	比例（%）	数量	比例（%）	数量	比例（%）
火电	42,307	73.71	43,273	71.82	45,513	70.92
水电	11,127	19.39	11,748	19.50	11,945	18.61
风电	1,856	3.23	2,420	4.02	3,057	4.76
核电	1,714	2.99	2,132	3.54	2,483	3.87
太阳能	395	0.69	674	1.12	1,182	1.84
其他	1	0.00	0	0.00	0	0.00
总计	57,399	100.00	60,248	100.00	64,179	100.00
发电小时（小时）	数量	增速（%）	数量	增速（%）	数量	增速（%）
火电	4,364	-8.66	4,186	-4.08	4,209	1.06
水电	3,590	-2.16	3,619	0.81	3,579	-1.16
风电	1,724	-9.27	1,745	1.22	1,948	11.83
核电	7,403	-4.93	7,060	-4.63	7,108	0.94
太阳能	1,225	-0.84	-	-	-	-
平均	3,988	-8.27	3,797	-4.79	3,786	0.03

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，故单项求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。

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

单位：亿千瓦

类别	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。

煤炭行业

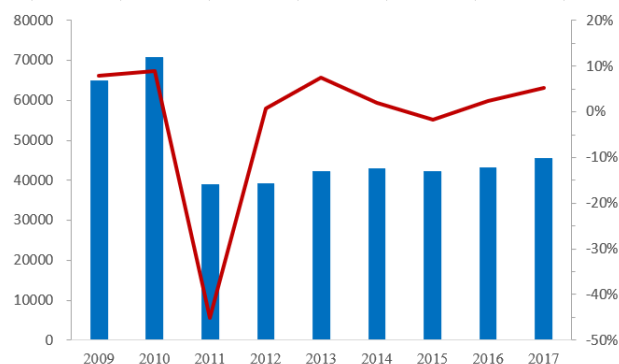
中国富煤、贫油、少气的资源特点决定了煤炭是中国能源消费的主体，煤炭在我国能源消费中占比维持在 70% 左右。长期看，随着中国工业化和城镇化的推进，能源消费将保持稳定增长，但是经济增长方式的转变和节能减排政策的实施将使能源消费增速放缓。因此长期来说，煤炭行业仍具有持续增长潜力，但增速将放缓。短期看煤炭行业将受到经济周期波动、行业政策、运输通道建设等因素的影响。

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 90%，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。2015 年受经济发展趋缓、节能减排力度加大及“暖冬”等因素影响，全社会用电量和发电量增速均处于低位，其中火电发电量同比下降 1.68%，降幅较上年进一步扩大。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，

同比增长 5.18%，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 2：2009~2017 年火电发电量及增速情况

单位：亿千瓦时



资料来源：中电联，中诚信证评整理

“十二五”期间，国家继续积极推进煤炭行业结构调整，通过整合、淘汰中小煤矿落后产能和去过剩产能等方式调整煤炭产业结构，促进煤炭工业健康发展。2014 年以来，政府开始陆续发布行业限产政策，在遏制超产、总量控制以及在建矿治违等方面出台一系列政策，促进煤炭行业的产能调整。2015 年政府继续发布行业限产政策，主要的着力点是明确和打击“不合规”煤炭产能和淘汰落后产能。2016 年 2 月，国务院发布《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），对供给侧改革提出了明确的目标和立体化的解决方案。2016 年 4 月，国务院发改委和能源局等四部门联合发布《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），明确要求自 2016 年开始，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 年 12 月国家能源局发布《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，并指出到 2020 年，基本建成集约、安全、高效、绿色的现代煤炭工业体系，化解淘汰过剩落后产能 8 亿吨/年左右，通过减量置换和优化布局增加先进产能 5 万吨/年左右，到 2020 年煤炭产量 39 亿吨。

表 4：煤炭行业相关政策

时间	政策名称	内容
2015.3	《做好 2015 年煤炭行业淘汰落后产能工作的通知》（国能煤炭[2015]95 号）	公布了全国 2015 年煤炭行业淘汰落后产能计划，要求在 2015 年要淘汰煤炭行业落后产能 7,779 万吨/年、煤矿 1,254 座。
2015.4	《关于严格治理煤矿超能力生产的通知》（国能煤炭[2015]120 号）	明确提出到 2015 年底开展严格治理煤矿超能力生产专项活动，煤矿全年产量不得超过公告的生产能力，月度产量不得超过月度计划的 110%；无月度计划的，月度产量不得超过公告生产能力的 1/12。
2015.7	《关于对违法违规建设生产煤矿实施联合惩戒的通知》（发改运行[2015]1631 号）	要求有关部门和行业企业必须严格治理违法违规煤矿建设和生产，严格治理超能力生产。
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、抑制煤炭价格过快上涨预案启动工作会议”	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。
2016.10	国务院《关于市场化银行债权转股的指导意见》	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。

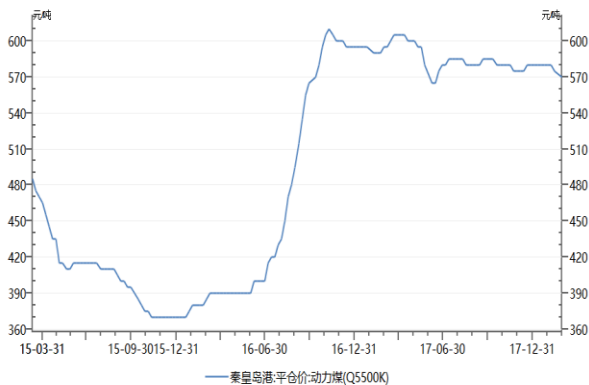
2017.3	环保部《京津冀及周边地区 2017 年大气污染防治工作方案》	强调“2+26”城市实现煤炭消费总量负增长，2017 年 28 城市重点实施煤改清洁能源。
2017.6	能源局《关于完善煤矿产能登记公告制度开展建设煤矿产能公告工作的通知》	严格煤矿新增产能审批管理、规范建设煤矿开工管理、实施建设煤矿产能公告、做好生产公告公告信息衔接、加快产能公告公告信息系统建设、强化煤矿建设生产事中事后监督等多方面内容。
2017.6	国家发改委、国家安监局、国家煤矿安监局、国家能源局	允许部分先进产能煤矿按照减质量置换的原则核定生产能力。
2017.7	国家发改委、能源局等十六部委《关于推进供给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，全国电产能过剩风险以内，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 年分省煤电停建和缓建项目名单的通知》	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 2017 年内不得投产并网发电。

资料来源：公开资料，中诚信证评整理

从去产能执行情况看，根据煤炭工业协会的统计，2006~2015 年，全国累计关闭落后煤矿 16,866 处，淘汰落后产能约 11 亿吨/年，其中 2010~2015 年淘汰落后产能约 8 亿吨/年。2016 年，在国家化解过剩产能政策指导下，全国退出产能超额完成目标任务。中央企业实际退出产能 3,497 万吨，陕西、河南、山西、贵州、湖南和四川等省份退出产能也均超过 2,000 万吨。2015~2017 年，我国煤炭产量分别为 36.8 亿吨、33.64 亿吨和 34.45 亿吨，呈波动下降趋势，去产能政策取得一定成效。此外，《煤炭工业发展“十三五”规划》指出，“十三五”期间，我国将化解淘汰过剩落后产能 8 亿吨/年左右。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。

从煤炭价格走势来看，2014 年开始，受宏观经济发展和固定资产投资等增速下滑影响，全国煤炭价格整体呈现震荡下行趋势。2016 年以来，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 大卡平仓价达到 595 元/吨，比年初上涨 225 元/吨，涨幅为 60.81%。2017 年以来，动力煤价格继续保持高位，截至 2017 年 12 月末，秦皇岛动力煤 5,500 大卡平仓价为 580 元/吨，同比下降 2.86%。

图 3：2015 年 1 月~2017 年 12 月秦皇岛动力煤 Q5,500 平仓价走势图



数据来源：wind 数据，中诚信证评整理

从前述政策发布以来的情况来看，2016 年当年我国绝大多数矿井均按照 276 个工作日的产能安排了生产布局，煤矿超能力生产得到有力遏制，助推煤价大幅上涨。为了抑制煤价异常波动，保证煤炭行业的平稳健康发展，2017 年 3 月 7 日，国家发改委网站公开发文表态，2016 年临时实施的 276 个工作日限产措施，在 2017 年将得到宽松执行。基本考虑是，先进产能煤矿和生产特殊紧缺煤种的煤矿原则上不实行减量化生产措施；煤炭调入数量多、去产能后资源接续压力大的地区，由所在地省级政府自行确定是否实行减量化生产措施，国家不做硬性要求。总体目标是将煤炭价格控制在一个绿色合理区间，抑制过快的大涨大跌，预计短期内我国煤炭价格将逐步稳定在一定范围内。中诚信证评认为，在全球能源发展计划、国家“十三五”规划以及环保政策等背景下，未来我国仍将对煤炭行业延续“调结构”、“去产能”的政策导向，同时将适度微调政策稳定供应、抑制煤炭价格过快上涨，促进煤炭

工业健康发展。

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。

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 2017 年末，我国水电机装机容量 3.41 亿千瓦，同比增长 2.7%，约占各类电源装机容量合计的比重为 19.2%。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 5：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。

行业关注

2017 年以来，受工业供需关系改善以及持续高温天气等因素影响，全社会用电量增速同比有所提升，但考虑到趋紧的房地产调控政策以及产业结构调整导致的高耗能产业用电增速下降等因素，未来一段时间内全社会用电量仍将保持低速增长

2017 年以来，宏观经济总体延续稳中向好，工业行业供需关系明显改善，企业产能利用率持续回升，拉动工业用电回暖，高技术制造业、战略性新兴产业等用电高速增长，工业、交通、居民生活等领域推广的电能替代逐步推进；另外，夏季大部分地区气温明显偏高，7 月、9 月全国平均气温均创 1961 年以来历史同期最高，拉动用电量较快增长。受此影响，2017 年全国全社会用电量继续维持 2016 年以来的增长态势，当期 6.3 万亿千瓦时，同比增长 6.6%，增速同比提高 1.6 个百分点，人均用电量 4,538 千瓦时，人均生活用电量 625 千瓦时。

我国电力消费结构中，2017 年，我国一、二、三产及城乡居民生活用电量占全社会用电量的比重分别为 1.8%、70.4%、14.0%和 13.8%；其中，与上年相比，第三产业和居民生活用电量比重继续分别同比提高 0.5 和 0.2 个百分点，是受四大高耗能行业用电占比下拉的影响第二产业比重同比降低 0.7 个百分点。

细分来看，2017 年，我国第二产业及其制造业用电同比分别增长 5.5%和 5.8%，增速为 2014 年以来的最高水平。其中，国家创新发展持续发力，战略性新兴产业、高技术产业、装备制造业等新兴产业快速发展，装备制造业和高技术产业用电量持续

快速增长，具有代表性的通用及专用设备制造业、交通运输/电气/电子设备制造业、医药制造业用电量分别增长 10.3%、10.3%和 8.2%，增速均同比提高；传统产业中的四大高耗能行业用电增长 4.0%，增速逐季回落。第三产业用电同比增长 10.7%，继续保持较快的增长速度。其中，随着部分省份大数据综合试验区的逐步建成和投运，信息业用电量高速增长，当期同比增长 14.6%；而交通运输/仓储和邮政业用电量同比增长 13.3%，主要为电动汽车在城市公共交通领域快速推广、电气化铁路运输快速增长以及电商零售业等新业态的高速增长等因素所致。随着电能替代在居民生活领域加快推进，城乡居民生活用电继续保持快速提升，当期增长 7.8%。

从用电增长动力看，2017 年以来，随着企业产能利用率的回升，第二产业对全社会用电量的增长提供了较高的贡献率；2017 年，第二产业、第三产业和城乡居民生活用电量对全社会用电量贡献率分别为 60.0%、21.8%和 16.1%；其中重工业和轻工业用电增长对全社会用电量增长的贡献率分别为 45.9%和 12.5%。

2017 年 3 月以来，以北京为代表的一线城市率先出台调控升级政策，并开始执行最为严格的调控政策；随后，一线城市及核心城市群亦开启了新一轮调控，截至 2017 年 10 月底已有超过 60 个城市出台超过 210 项调控政策，因城施策已成为主流。同时去产能政策持续推行，产业结构调整进一步加大。

中诚信证评认为，2017 年以来，受工业供需关系改善以及持续高温天气等因素影响，全社会用电量增速同比有所提升，但考虑到趋紧的房地产调控政策以及产业结构调整导致的高耗能产业用电增速下降等因素，未来一段时间内全社会用电量仍将保持低速增长。

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。2017 年 9 月，国家能源局综合司下发了征求对《关于减轻可再生能源领域涉企税费负担的通知》意见的函，该通知中规定将水电增值税率由 17%下调为 13%；将 100 万千瓦以上大型水电现行的“增值税实际税负超过 12%的部分即征即退”政策延续至 2020 年结束，2020 年以后增值税率也仅提高 1%。相关政策的出台将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。

竞争优势

水电资源优质，发展潜力大

截至 2017 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。雅砻江作为我国能源发展规划的十三大水电基地之一，以技术可开发容量计，位列十三大水电基地第三位，全流域可开发装机容量约 3,000 万千瓦。

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

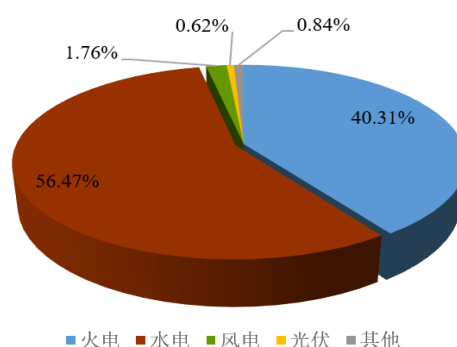
公司是除中国五大发电集团之外最大的独立发电企业之一。目前，公司已形成了“以水为主，水火均衡”的电源结构。截至 2017 年末，公司已投产控股装机容量为 3,162.00 万千瓦，其中，水电、火电、风电和光伏可控装机容量占比分别为 52.88%、43.50%、3.12%和 0.50%。此外，公司水电资产主要位于四川、甘肃和云南三省，火电资产主要分布于西部内陆地区以及福建省、广西省、安徽省和天津市等地，基本形成了全国布局。公司水火均衡、全国布局的电源结构，能够较大范围抵御季节因素、煤炭市场价格波动以及局部市场供求风险，增强抗风险能力。

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。2015~2017 年，公司分别实现主营业务收入

311.34 亿元、291.01 亿元和 314.23 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。从收入构成来看，2015~2017 年，公司水电业务收入分别为 183.69 亿元、179.26 亿元和 177.43 亿元，占主营业务收入的比重较高，分别为 59.00%、61.60%和 56.47%；同期火电业务收入分别为 120.47 亿元、104.86 亿元和 126.67 亿元，占主营业务收入的比重分别为 38.69%、36.03%和 40.31%。

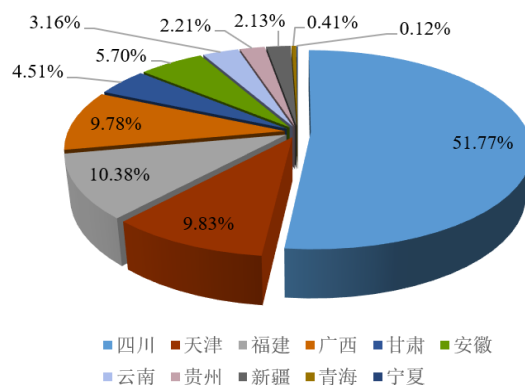
图 4：2017 年公司主营业务收入分业务构成情况



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、广西省、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，四川省由于有雅砻江水电，其 2017 年收入占主营业务收入的比重达到 51.77%，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 10.38%和 9.83%。

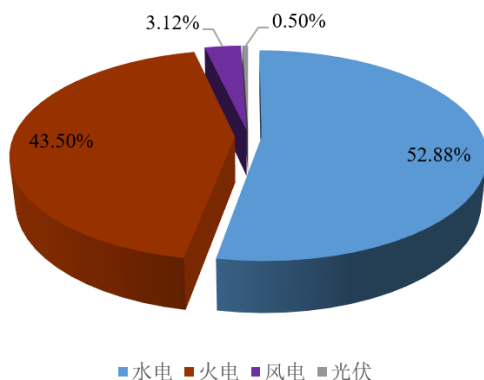
图 5：2017 年公司主营业务收入分区域构成情况



数据来源：公司提供，中诚信证评整理

公司控股装机容量从 2014 年末的 2,581.75 万千瓦增长至 2017 年末的 3,162.00 万千瓦，增速明显。2015~2017 年，公司分别完成发电量 1,139.53 亿千瓦时、1,204.38 亿千瓦时和 1,289.49 亿千瓦时。电源结构方面，公司电源结构以水为主、水火均衡。截至 2017 年末，公司已投产的水电、火电、风电和光伏发电可控装机容量分别为 1,672.00 万千瓦、1,375.60 万千瓦、98.60 万千瓦和 15.80 万千瓦，分别占可控装机容量的 52.88%、43.50%、3.12%和 0.50%。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 6：截至 2017 年末公司可控电源结构



数据来源：公司提供，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 2017 年末，公司可控水电装机容量为 1,672.00 万千瓦。受锦官电源组送江苏上网电价下调影响，2015~2017 年，公司水电业务收入分别为 183.69 亿元、179.26 亿元和 177.43 亿元，近年来有所减少。

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 2017 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 6：截至 2017 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)	2017 年发电量 (亿千瓦时)
雅砻江水电	52.00	1,470	724.00
国投大朝山	50.00	135	75.06
国投小三峡	60.45	67	31.10
合计	-	1,672	830.16

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，2015~2017 年，水电设备平均利用小时数分别为 4,592 小时、4,822 小时和 4,965 小时。

从发电量来看，2015~2017 年，公司水电发电量分别为 743.52 亿千瓦时、804.69 亿千瓦时和 830.16 亿千瓦时，呈逐年上升趋势。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 3.17%。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。

上网电价方面，2015 年，锦官电源组统一上网电价自 2015 年 4 月 20 日起由 0.3203 元/千瓦时调整为 0.3084 元/千瓦时，全年公司水电平均上网电价为 0.290 元/千瓦时。受部分电厂参与市场竞争及雅砻江水电外送电价下调影响，公司近两年水电平均上网电价有所下降。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为 0.251 元/

千瓦时，较年初下降 0.011 元/千瓦时。

表 7：2015~2017 年公司控股水电业务主要经营指标

指标	2015	2016	2017
控股装机容量（万千瓦）	1,657	1,672	1,672
设备利用小时	4,592	4,822	4,965
全国平均水电利用小时数	3,590	3,619	3,579
发电量（亿千瓦时）	743.52	804.69	830.16
上网电量（亿千瓦时）	739.63	800.33	825.65
平均上网电价（元/千瓦时）（含税）	0.290	0.262	0.251

数据来源：公司提供，中诚信证评整理

总体来看，随着近年来水电新机组的投运，公司水电装机规模及发电能力持续提升，公司水电资源优质，近三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，达 55%以上。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；加之近年来水电上网电价下调，均对其收入及盈利的稳定性产生影响。

火电业务

电力资产及分布

近年来，盘江电厂 2 号机组、湄洲湾电厂一期、宣城电厂二期和钦州电厂二期等项目相继投产及收购完成，2017 年 7 月和 9 月，湄洲湾电厂二期 2 台 100 万千瓦的新机组先后投产，截至 2017 年末，公司投入运营的控股火电企业为 9 家，火电控股装机容量为 1,375.60 万千瓦。2015~2017 年，公司火电业务收入分别为 120.47 亿元、104.86 亿元和 126.67 亿元。

表 8：截至 2017 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）	2017 年发电量（亿千瓦时）
靖远二电	51.22	132.00	25.08
华夏电力	56.00	120.00	46.01
国投北部湾	55.00	64.00	28.92
国投北疆	64.00	200.00	99.67
国投宣城	51.00	129.00	59.09
国投钦州	61.00	326.00	67.11
国投伊犁	60.00	66.00	27.03
国投盘江	55.00	60.00	27.75
湄洲湾一期	51.00	78.60	32.62
湄洲湾二期	51.00	200.00	28.53
合计	-	1,375.60	441.81

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。
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，2015 年受到电力需求下降及水电挤占火电市场等因素的影响，公司完成火电发电量 386.67 亿千瓦时，上网电量 360.67 亿千瓦时；2016 年公司完成火电发电量 389.04 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%。

从发电利用小时数来看，2015~2017 年，公司火电设备平均利用小时数分别为 4,105 小时、3,701 小时和 3,543 小时，呈逐年下降态势，主要是受国内用电量增速放缓、电力市场竞争加剧影响所致。

表 9：2015~2017 年公司控股火电业务主要经营指标

	2015	2016	2017
控股装机容量（万千瓦）	975.6	1,175.6	1,375.6
发电量（亿千瓦时）	386.67	389.04	441.80
上网电量（亿千瓦时）	360.67	362.34	412.59
发电机组平均利用小时	4,105	3,701	3,543
全国发电机组平均利用小时	4,364	4,186	4,209
单位供电煤耗（克/千瓦时）	313.28	311.03	307.10
平均含税上网电价（元/千瓦时）	0.391	0.338	0.357

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同比提高 5.62%至 0.357 元/千瓦时。

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，2015~2017 年分别为 313.28 克/千瓦时、311.03 克/

千瓦时和 307.10 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；近年来公司火电企业各主要运营指标不断优化。公司火电机组脱硫、脱销装置设置率均达 100%。

电煤采购

公司主要煤炭供应商包括中国神华集团、中煤新集能源股份有限公司、国投京闽（福建）工贸有限公司、大同煤业集团有限公司和明华能源集团有限公司等，2017 年上述五家供应商占公司当年煤炭采购总量的比重分别为 29.50%、17.24%、5.96%、3.84%和 2.62%。从近年来公司煤炭采购量来看，2015~2017 年，公司原煤采购量分别为 1,770 万吨、1,877 万吨和 2,199 万吨，采购量逐年增长。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，2015~2017 年分别为 946 万吨、1,044 万吨和 1,318 万吨。

煤炭采购价格方面，近年来有所波动，2015~2017 年，长协煤到厂标煤价格（不含税）分别为 449.76 元/吨、476.66 元/吨和 650.77 元/吨；市场煤到厂标煤价格（不含税）分别为 422.62 元/吨、428.96 元/吨和 568.46 元/吨。2016 年及 2017 年公司煤炭采购价格大幅上涨主要是受市场煤价 2016 年下半年以来走高影响。

表 10：2015~2017 年公司煤炭采购情况

	单位：万吨、元/吨		
	2015	2016	2017
长协煤采购数量	946	1,044	1,318
长协煤到厂标煤价格（不含税）	449.76	476.66	650.77
市场煤采购数量	824	833	881
市场到厂标煤价格（不含税）	422.62	428.96	568.46

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对公司火电成本的影响值得关注。

新能源业务

风电业务

近年来，公司风电项目建设加快，截至 2017 年末，公司投入运营的风电场共 11 个，可控装机容量 98.60 万千瓦，较上年末新增可控装机容量 30.55 万千瓦。2015~2017 年，风电业务收入分别为 3.45 亿元、3.54 亿元和 5.53 亿元，2017 年风电业务收入同比大幅增加 56.21%，主要系当年新投产机组较多以及限电情况有所好转。

表 11：截至 2017 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
国投哈密三塘湖	64.89	4.95
国投酒泉一风电	42.18	9.90
国投酒泉二风电	64.89	20.10
国投云南风电	64.89	9.60
国投吐鲁番风电	64.89	4.95
哈密淖毛湖	64.89	4.95
国投楚雄 武定三月山	58.40	4.80
合计	-	98.60

数据来源：公司提供，中诚信证评整理

从发电量来看，2015~2017 年，公司风电发电量分别为 7.63 亿千瓦时和、8.89 亿千瓦时和 15.24 亿千瓦时。从发电利用小时数来看，2015~2017 年公司风电设备平均利用小时数分别为 1,306 小时、1,381 小时和 1,759 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 年限电情况有所缓解，发电量和风电设备利用小时数同比显著增长。

表 12：2015~2017 年公司控股风电业务主要经营指标

	2015	2016	2017
控股装机容量（万千瓦）	64.05	68.05	98.60
发电量（亿千瓦时）	7.63	8.89	15.24
上网电量（亿千瓦时）	7.40	8.64	14.82
发电机组平均利用小时	1,306	1,381	1,759
平均含税上网电价（元/千瓦时）	0.563	0.487	0.473

数据来源：公司提供，中诚信证评整理

总体来看，公司风力发电发展有所加快，但风电业务规模较小，收入规模和盈利能力仍较为有限。

光伏发电

公司 2009 年开始涉足光伏发电业务，目前投入运营的光伏发电厂包括敦煌光伏、石嘴山光伏、格尔木光伏、大理光伏、会理光伏和冕宁光伏，截至 2017 年末，除 2016 年新投产的大理光伏 2.00 万千瓦机组尚未进入国家补贴名录外，其他机组均已进入。截至 2017 年末，公司光伏发电可控装机容量达到 15.80 万千瓦。2015~2017 年，公司光伏发电业务分别实现收入 1.57 亿元、1.48 亿元和 1.96 亿元；2017 年收入同比增加 32.30%，主要系是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。

从发电量和发电利用小时数来看，2015~2017 年，公司光伏发电量分别为 1.71 亿千瓦时、1.74 亿千瓦时和 2.30 亿千瓦时，光伏发电量相对稳定，但规模较小；同期，公司光伏发电利用小时数分别为 1,580 小时、1,521 小时和 1,499 小时。

从平均上网电价来看，2015~2017 年，公司光伏发电平均上网电价分别为 1.112 元/千瓦时、1.047 元/千瓦时和 0.998 元/千瓦时，呈逐年下降趋势。

表 13：2015~2017 年公司控股光伏发电业务主要经营指标

	2015	2016	2017
控股装机容量（万千瓦）	10.8	12.8	15.8
发电量（亿千瓦时）	1.71	1.74	2.30
上网电量（亿千瓦时）	1.68	1.70	2.24
发电机组平均利用小时	1,580	1,521	1,499
平均含税上网电价（元/千瓦时）	1.112	1.047	0.998

数据来源：公司提供，中诚信证评整理

中诚信证评认为，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，业务风险尚处于可控范围。公司光伏发电业务收入规模和盈利能力有限，尚不足以成为公司的盈利增长点。

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。截至 2017 年末，公司共有员工 9,323 人。学历方面，硕士及以上 547 人，本科 3,770 人，本科以下（不含本科）5,006 人。公司本科以下员工占比较高。专业类别方面，生产人员 5,023 人，技术人员 2,235 人，行政人员 1,760 人，财务人员 233 人，销售人员 72 人。

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 2017 年末，公司主要在建电力项目总装机容量 659.4 万千瓦，总投资额 985.71 亿元，截至 2017 年末已投资 363.42 亿元。其中，在建的火电和风电项目分别为装机 200 万千瓦北疆二期和 9.4 万千瓦的广西浦北风电，北疆二期预计于 2018 年投产。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 2017 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 409.24 亿元和 151.73 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。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 14：截至 2017 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 2017 年末已投资（亿元）	预计投产时间
北疆二期	火电	200	112.00	58.72	2018
两河口	水电	300	664.87	255.63	2021
杨房沟	水电	150	200.02	48.29	2021
广西浦北风电	风电	9.4	8.82	0.78	待定
合计	-	659.4	985.71	363.42	-

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。

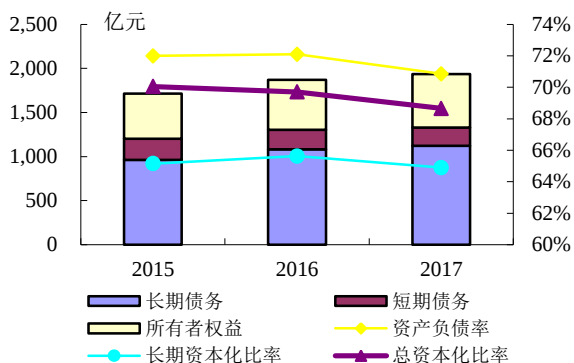
财务分析

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 2015~2017 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。

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，2015~2017 年末，公司总资产分别为 1,835.45 亿元、2,032.91 亿元和 2,082.88 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，2015~2017 年末，所有者权益分别为 513.90 亿元、567.18 亿元和 607.08 亿元。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，2015~2017 年末，负债总额分别为 1,321.55 亿元、1,465.73 亿元和 1,475.80 亿元。

图 7：2015~2017 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。2015~2017 年末，公司资产负债率分别为 72.00%、72.10%和 70.85%，总资本化比率分别为 70.05%、69.71%和 68.66%。近年来公司资产负债率和总资本化比率呈逐年下降趋势，虽然公司所属电力行业具有资本密集特性，但财务杠杆仍属于行业较高水平。

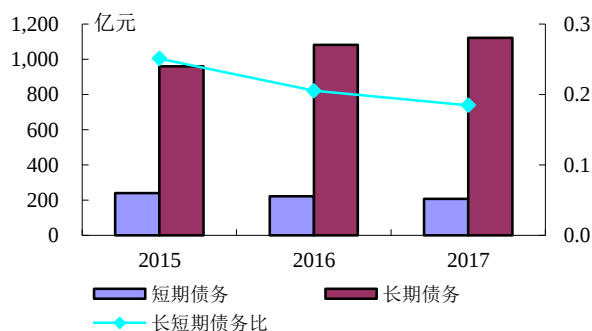
资产结构方面，公司资产以非流动资产为主。2015~2017 年末，公司非流动资产分别为 1,719.86 亿元、1,926.71 亿元和 1,960.13 亿元，占资产总额的比重分别为 93.70%、94.78%和 94.11%，公司非流动资产主要由固定资产和在建工程构成，随着新电站机组的建设与投运，公司非流动资产近年来呈现逐年增长。2015~2017 年末，公司固定资产分别为 1,245.73 亿元、1,268.84 亿元和 1,344.91 亿元，主要为发电工程、房屋及建筑物等；同期，在建工程分别为 383.09 亿元、498.91 亿元和 460.24 亿元，主要为在建发电工程，其中大部分为水电工程。流动资产方面，2015~2017 年末，公司流动资产分别为 115.59 亿元、106.20 亿元和 122.75 亿元，主要由货币资金和应收账款构成。截至 2017 年末，公司货币资金为 51.31 亿元，同比增加 18.20%。应收账款为 35.52 亿元，同比增加 37.78%，主要为电力销售款，应收对象大部分为电网公司，同时，公司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。2015~2017 年末，公司非流动负债分别为 968.67 亿元、1,097.60 亿元和 1,135.25 亿元，占总负债的比重分别为 73.30%、74.88%和 76.92%，主要由长期

借款、应付债券和长期应付款构成。2015~2017 年末，公司长期借款分别为 916.32 亿元、1,035.35 亿元和 1,088.87 亿元，2017 年长期借款同比增加 5.17%，主要系信用借款的增加；应付债券分别为 18.00 亿元、30.00 亿元和 30.00 亿元，2016 年新增 12 亿元主要系当年公司新发行的公司债券；长期应付款分别为 31.44 亿元、22.97 亿元和 8.48 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，2015~2017 年末，公司流动负债分别为 352.88 亿元、368.13 亿元和 340.56 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。2015~2017 年末，公司一年内到期的非流动负债分别为 110.81 亿元、86.77 亿元和 139.82 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 69.65 亿元、69.58 亿元和 63.66 亿元，主要为待支付工程款及保证金等；应付账款为 33.53 亿元、55.61 亿元和 48.35 亿元，2016 年同比增加 56.51%主要系涓洲湾二期、北疆二期及国投新能源投资有限公司应付未付工程设备款增加所致。

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。2015~2017 年末，公司总债务分别为 1,202.22 亿元、1,305.58 亿元和 1,329.88 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，2015~2017 年末，公司长期债务分别为 960.89 亿元、1,083.12 亿元和 1,122.45 亿元；长短期债务比（短期债务/长期债务）分别为 0.25、0.21 和 0.18，公司债务期限结构较为合理。

图 8：2015~2017 年末公司债务结构



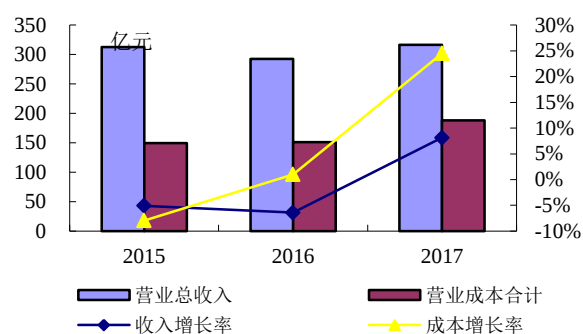
资料来源：公司定期报告，中诚信证评整理

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，2015~2017 年，营业总收入分别为 312.80 亿元、292.71 亿元和 316.45 亿元。2015 年，受全国电力需求下降以及电价下调的影响，公司火电业务收入水平明显下降，当年实现火电业务营业收入 120.47 亿元，同比下降 13.22%；同期受益于雅砻江公司新投产机组产能的释放以及锦西水库的调节补偿作用，公司水电业务营业收入同比增长 5.12%至 183.69 亿元。另外，公司 2015 年出售下属煤炭运销公司，导致煤炭销售、化工品销售收入减少。2016 年，继续受发电利用小时和上网电价下降的影响，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%。

图 9：2015~2017 年公司收入成本结构分析



资料来源：公司定期报告，中诚信证评整理

营业毛利率方面，2015~2017 年，公司营业毛利率分别为 52.21%、48.41%和 40.58%，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，2016 年公司营业毛利率有所下滑。2017 年全年燃煤价格高企，水电上网电价继续下降，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。

期间费用方面，2015~2017 年，公司三费合计分别为 67.64 亿元、59.84 亿元和 58.84 亿元，三费占收入比分别为 21.62%、20.44%和 18.59%，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。2015~2017 年，公司财务费用分别为 58.90 亿元、50.42 亿元和 48.78 亿元，2015 年由于贷款利率下调、债务置换等原因使得公司资金成本较上年有所降低，财务费用小幅下降，2016 年由于贷款利率下调使公司资金成本降低，财务费用同比减少 14.40%，2017 年公司加大还款力度，费用化债务规模减少，财务费用相应有所减少。同期，公司管理费用分别为 8.67 亿元、9.36 亿元和 9.99 亿元，2016 年公司拓展海外业务，相关咨询费用增加，管理费用同比增加 7.96%；2017 年湄洲湾二期投产，公司管理费用有所增加。

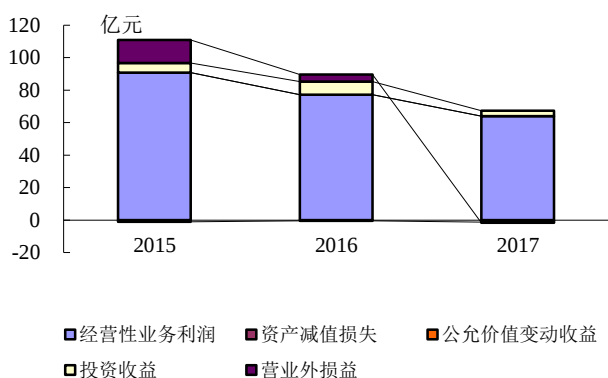
表 15：2015~2017 年公司期间费用构成

单位：亿元、%			
	2015	2016	2017
销售费用	0.07	0.06	0.08
管理费用	8.67	9.36	9.99
财务费用	58.90	50.42	48.78
三费合计	67.64	59.84	58.84
营业总收入	312.80	292.71	316.45
三费占收入比	21.62	20.44	18.59

资料来源：公司定期报告，中诚信证评整理

利润总额方面，2015~2017 年公司利润总额分别为 109.81 亿元、89.17 亿元和 75.14 亿元。细分来看，经营性业务利润为公司的主要利润来源，2015~2017 年分别为 90.88 亿元、77.29 亿元和 63.94 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 5.79 亿元、8.08 亿元和 3.46 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收购，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%；营业外损益分别为 14.16 亿元、4.30 亿元和 -0.40 亿元，主要由政府补助收入和固定资产处置损失构成，2015 年金额较大主要系雅砻江、大朝山等的增值税返还，2017 年大幅减少主要系当年固定资产处置损失上升所致。另外，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。

图 10：2015~2017 年公司利润总额构成



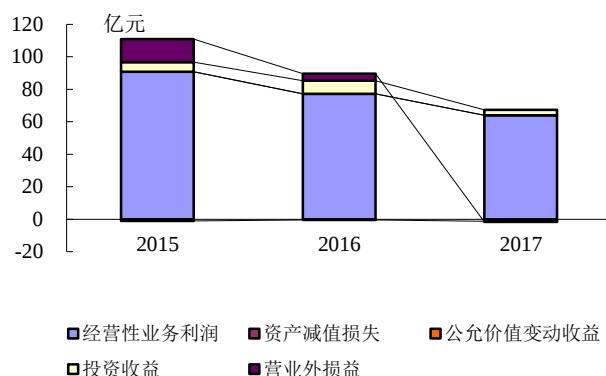
资料来源：公司定期报告，中诚信证评整理

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等因素影响，2016 年及 2017 年公司利润规模同比有所减少，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，2015~2017 年，公司 EBITDA 分别为 229.96 亿元、200.00 亿元和 190.08 亿元。同期，公司利润总额分别为 109.81 亿元、89.17 亿元和 75.14 亿元；折旧分别为 57.68 亿元、57.46 亿元和 62.36 亿元；利息支出分别为 59.01 亿元、50.00 亿元和 49.03 亿元。

图 11：2015~2017 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，近年来公司经营活动净现金流有所减少但依然处于较好水平，2015~2017 年经营活动净现金流分别为 228.97 亿元、190.67 亿元和 181.41 亿元。

从偿债指标看，2015~2017 年公司总债务/EBITDA 分别为 5.23 倍、6.53 倍和 7.00 倍，EBITDA 利息倍数分别为 3.49 倍、3.42 倍和 3.21 倍，EBITDA 对债务本息的保障程度很好。2015~2017 年，公司经营性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 0.19 倍、0.15 倍和 0.14 倍，经营活动净现金/利息支出分别为 3.47 倍、3.26 倍和 3.06 倍。

表 16：2015~2017 年公司偿债能力分析

财务指标	2015	2016	2017
总债务（亿元）	1,202.22	1,305.58	1,329.88
EBITDA（亿元）	229.96	200.00	190.08
资产负债率（%）	72.00	72.10	70.85
总资本化比率（%）	70.05	69.71	68.66
经营活动净现金流（亿元）	228.97	190.67	181.41
EBITDA 利息倍数（X）	3.49	3.42	3.21
总债务/EBITDA（X）	5.23	6.53	7.00
经营净现金流/总债务（X）	0.19	0.15	0.14
经营净现金利息倍数（X）	3.47	3.26	3.06

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 2017 年末，公司拥有多家银行共计 2,740.27 亿元的授信额度，其中未使用授信额度为 1,507.04 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 2017 年末，公司对外担保余额为 16.86 亿元，占 2017 年末净资产的 2.78%，包括对 PT.Lesteri Banten Energi（以下简称“PTLBE”）的担保 7.92 亿元、对 LLPL 的担保 6.07 亿元和对东源曲靖融资租赁款的担保 2.83 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 Rock100%股权的收购，从而间接持有 Red Rock 下属公司 BOWL25%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，2014 年公司与云南东源煤业集团有限公司（以下简称“东源煤业”）签订产权交易合同转让东源曲靖 55.4%股权，同时约定东源煤业于股权受让工商变更登记后 180 日内（2014 年 12 月 21 日前）解除国投电力的担保责任，截至 2018 年 3 月 21 日，公司担保责任解除仍未完成。另外，公司基于上述担保而可能于未来取得的对标的企业的追偿权，东源煤业及云南煤化工集团有限公司（以下简称“云煤化集团”）已提供连带责任反担保。截至 2016 年 3 月 18 日，东源曲靖已按期足额支付《融资租赁合同》前 9 期租金，但因其无力全额偿付第 10~17 期租金，截至 2018 年 3 月 21 日，公司为其代偿融资租赁款项共计 25,153.91 万元。同时，云南省昆明市人民法院于 2016 年 8 月 23 日受理了对云煤化集团的重整申请，2017 年 7 月 3 日，云煤化

集团重整计划经债权人会议表决通过并获得昆明中院裁定批准。根据重整计划，云煤化集团拟以现金、持有的云南云维股份有限公司（以下简称“云维股份”）股票及云煤化集团自身股权作为偿债资源实现对普通债权人名义 100%清偿。截至 2018 年 3 月 21 日，公司共计收到 1,695,123 股云维股份股票、0.31%的云煤化集团股权，598.28 万元现金。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 2017 年末，公司无重大未决诉讼、仲裁事项。

总体来看，近年来随着新建电力机组的陆续投运，公司装机容量进一步扩大，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。

递延支付利息条款及偿付顺序

本期债券附设发行人递延支付利息权，除非发生强制付息事件，本期债券的每个付息日，发行人可自行选择将当期利息以及按照本条款已经递延的所有利息及其孳息推迟至下一个付息日支付，且不受任何递延支付利息次数的限制；前述利息递延不属于发行人未能按照约定足额支付利息的行为。如发行人决定递延支付利息的，应在付息日前 5 个工作日披露《递延支付利息公告》。递延支付的金额将按照当期执行的利率计算复息。在下个利息支付日，若发行人继续选择延后支付，则上述递延支付的金额产生的复息将加入已经递延的所有利息及其孳息中继续计算利息。

付息日前 12 个月，发生以下事件的，发行人不得递延当期利息以及按照本条款已经递延的所有利息及其孳息：（1）向普通股股东分红；（2）减少注册资本。若发行人选择行使延期支付利息权，则在延期支付利息及其孳息未偿付完毕之前，发行人不得有下列行为：（1）向普通股股东分红；（2）减少注册资本。

偿付顺序方面，本期债券在破产清算时的清偿

顺序等同于发行人普通债务。

中诚信证评注意到，根据递延支付利息条款，利息递延不属于发行主体未能按照约定足额支付利息的行为；同时，考虑到在偿付顺序上，本期债券在破产清算时的清偿顺序等同于发行人普通债务，该项债券条款的设定保证了本期债券信用质量，未对债项级别构成影响。

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 2018 年面向合格投资者公开发行可续期公司债券（第二期）”信用等级为 **AAA**。

关于国投电力控股股份有限公司2018年面向合格投资者 公开发行永续期公司债券（第二期）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。

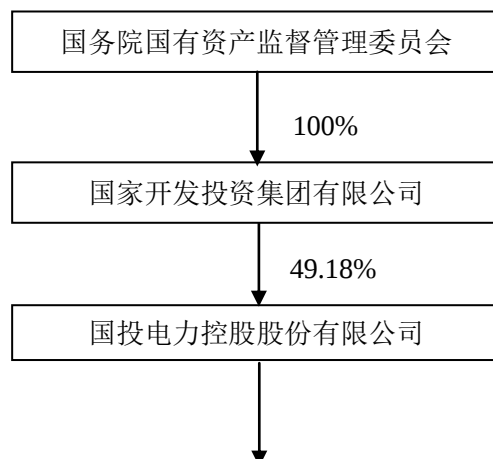
本评级机构将根据监管要求或约定关注发行人永续期公司债券的特殊发行事项，包括但不限于发行人是否行使续期选择权，发行人是否触发强制付息事件，并及时在跟踪信用评级报告中披露。

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，并发布定期跟踪评级结果及报告。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。

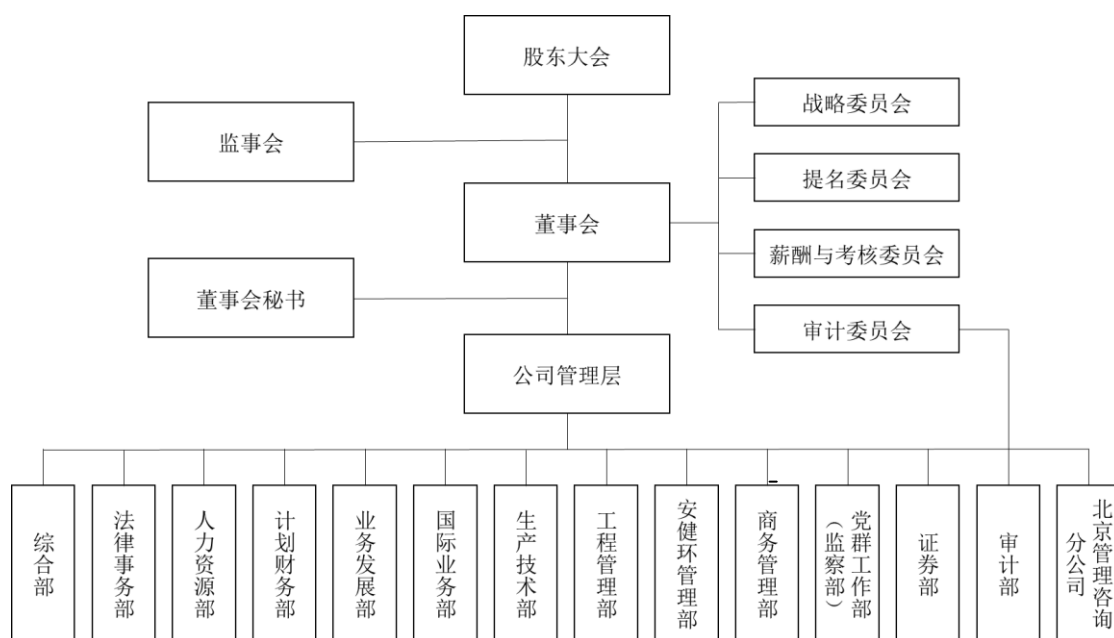
如发行主体、担保主体（如有）未能及时或拒绝提供相关信息，本公司将根据有关情况进行分析，据此确认或调整主体、债券信用级别或公告信用级别暂时失效。

附一：国投电力控股股份有限公司股权结构图（截至 2017 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

附二：国投电力控股股份有限公司组织结构图（截至 2017 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）	2015	2016	2017
货币资金	632,675.34	434,063.21	513,067.58
应收账款净额	240,631.63	257,773.10	355,160.27
存货净额	84,537.22	106,806.18	118,317.34
流动资产	1,155,887.95	1,062,017.04	1,227,512.75
长期投资	292,802.49	893,682.49	882,486.77
固定资产合计	12,457,287.35	12,688,356.28	13,449,069.14
总资产	18,354,478.12	20,329,103.03	20,828,800.26
短期债务	2,413,268.74	2,224,524.94	2,074,379.75
长期债务	9,608,914.31	10,831,244.61	11,224,457.27
总债务	12,022,183.05	13,055,769.55	13,298,837.02
总负债	13,215,513.87	14,657,325.20	14,758,044.27
所有者权益（含少数股东权益）	5,138,964.25	5,671,777.83	6,070,755.99
营业总收入	3,127,969.98	2,927,080.30	3,164,528.42
三费前利润	1,585,192.99	1,371,262.21	1,227,883.85
投资收益	57,933.95	80,777.73	34,554.07
净利润	1,010,258.28	785,960.98	655,949.07
息税折旧摊销前盈余 EBITDA	2,299,642.80	1,999,988.78	1,900,751.64
经营活动产生现金净流量	2,289,677.16	1,906,653.78	1,814,103.98
投资活动产生现金净流量	-1,569,367.95	-2,348,180.82	-1,117,644.32
筹资活动产生现金净流量	-845,665.33	244,178.27	-613,831.77
现金及现金等价物净增加额	-125,356.12	-196,902.09	81,800.96
财务指标	2015	2016	2017
营业毛利率（%）	52.21	48.41	40.58
所有者权益收益率（%）	19.66	13.86	10.81
EBITDA/营业总收入（%）	73.52	68.33	60.06
速动比率（X）	0.30	0.26	0.33
经营活动净现金/总债务（X）	0.19	0.15	0.14
经营活动净现金/短期债务（X）	0.95	0.86	0.87
经营活动净现金/利息支出（X）	3.47	3.26	3.06
EBITDA 利息倍数（X）	3.49	3.42	3.21
总债务/EBITDA（X）	5.23	6.53	7.00
资产负债率（%）	72.00	72.10	70.85
总资本化比率（%）	70.05	69.71	68.66
长期资本化比率（%）	65.15	65.63	64.90

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”、“应付融资租赁款”分别计入“其他流动负债”和“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

货币资金等价物=货币资金+交易性金融资产+应收票据

长期投资=可供出售金融资产+持有至到期投资+长期股权投资

固定资产合计=投资性房地产+固定资产+在建工程+工程物资+固定资产清理+生产性生物资产+油气资产

短期债务=短期借款+交易性金融负债+应付票据+一年内到期的非流动负债

长期债务=长期借款+应付债券

总债务=长期债务+短期债务

净债务=总债务-货币资金

三费前利润=营业总收入-营业成本-利息支出-手续费及佣金收入-退保金-赔付支出净额-提取保险合同准备金净额-保单红利支出-分保费用-营业税金及附加

EBIT（息税前盈余）=利润总额+计入财务费用的利息支出

EBITDA（息税折旧摊销前盈余）=EBIT+折旧+无形资产摊销+长期待摊费用摊销

资本支出=购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金+取得子公司及其他营业单位支付的现金净额

营业毛利率=（营业收入-营业成本）/营业收入

EBIT 率=EBIT/营业总收入

三费收入比=（财务费用+管理费用+销售费用）/营业总收入

所有者权益收益率=净利润/所有者权益

流动比率=流动资产/流动负债

速动比率=（流动资产-存货）/流动负债

存货周转率=主营业务成本（营业成本）/存货平均余额

应收账款周转率=主营业务收入净额（营业总收入净额）/应收账款平均余额

资产负债率=负债总额/资产总额

总资本化比率=总债务/（总债务+所有者权益（含少数股东权益））

长期资本化比率=长期债务/（长期债务+所有者权益（含少数股东权益））

EBITDA 利息倍数=EBITDA/（计入财务费用的利息支出+资本化利息支出）

附五：信用等级的符号及定义

债券信用评级等级符号及定义

等级符号	含义
AAA	债券信用质量极高，信用风险极低
AA	债券信用质量很高，信用风险很低
A	债券信用质量较高，信用风险较低
BBB	债券具有中等信用质量，信用风险一般
BB	债券信用质量较低，投机成分较大，信用风险较高
B	债券信用质量低，为投机性债务，信用风险高
CCC	债券信用质量很低，投机性很强，信用风险很高
CC	债券信用质量极低，投机性极强，信用风险极高
C	债券信用质量最低，通常会发生违约，基本不能收回本金及利息

注：除 AAA 级和 CCC 级以下（不含 CCC 级）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。

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 级和 CCC 级以下（不含 CCC 级）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

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，中诚信证评会考虑中至长期内可能发生的经济或商业基本因素的变动。