

信用评级公告

联合〔2020〕4591号

联合资信评估股份有限公司通过对龙源电力集团股份有限公司及其拟公开发行的 2020 年绿色可续期公司债券（面向专业投资者）（第三期）的信用状况进行综合分析和评估，确定龙源电力集团股份有限公司主体长期信用等级为 AAA，龙源电力集团股份有限公司 2020 年公开发行绿色可续期公司债券（面向专业投资者）（第三期）信用等级为 AAA，评级展望为稳定。

特此公告

联合资信评估股份有限公司

评级总监：

二〇二〇年十一月二十五日

龙源电力集团股份有限公司2020年公开发行绿色可续期公司债券（面向专业投资者）（第三期）信用评级报告

评级结果：

主体长期信用等级：AAA

本期公司债券信用等级：AAA

评级展望：稳定

债项概况：

本期债券发行规模：不超过 10 亿元

本期债券期限：1+N 年

还本付息方式：单利按年计息，不计复利。在公司不行使递延支付利息权的情况下，每年付息一次，到期一次还本

偿付顺序：本期债券在破产清算时的清偿顺序劣后于公司普通债务

募集资金用途：本期债券募集资金扣除发行费用后拟全部用于补充流动资金，支持公司绿色产业领域的业务发展

评级观点

龙源电力集团股份有限公司（以下简称“公司”或“龙源电力”）是中国最早开发风电的专业化公司，主要从事风电场的设计、开发、管理及运营等业务。联合资信评估股份有限公司（以下简称“联合资信”）对公司的评级反映了公司在股东实力、风电行业地位、装机规模及风电场布局等方面具备很强的竞争优势。近年来，受益于装机规模及布局等方面的明显优势，公司风电业务收入稳步增长，盈利能力很强，且经营性净现金流规模大。同时，联合资信也关注到清洁能源发电上网政策波动、电价补贴款到位滞后等因素可能对公司信用水平带来的不利影响。

未来，随着公司风电装机规模进一步提升，布局持续优化，公司整体竞争力有望进一步增强。联合资信对公司的评级展望为“稳定”。

基于对公司主体长期信用状况及本期债券偿还能力的综合评估，联合资信认为，本期债券到期不能偿还的风险极低。

优势

1. 公司作为中国最早开发风电的专业化公司，风电装机规模优势显著，风电场布局广泛，机组运营效率高，行业地位突出。公司在全国拥有 300 多个风电场，业务分布于中国 28 个省份和加拿大、南非等国家。截至 2019 年底，公司控股装机容量 2215.70 万千瓦，其中，风电控股装机容量增长至 2003.20 万千瓦；2019 年，公司实现发电量 507.36 亿千瓦时。

2. 随着装机规模的增长以及弃风限电问题的改善，公司上网电量逐年提升，风电业务收入逐年增长，该板块盈利能力很强，并使公司保持大规模的经营性净现金流。2017—2019 年，公司风电业务分别实现营业收入 159.77 亿元、178.20 亿元和 189.69 亿元；同期，该业务毛利率保持在高水平，2019 年达 47.60%。2017—2019 年，公司经营活动现金净额分别为 126.82 亿元、142.55 亿元和 125.09 亿元。

3. 公司股东综合竞争力极强，对公司支持力度大。公司控股股东国家能源投资集团有限责任公司（以下简称“国家能源集团”）是中央直管国有重要骨干企业、国有资本投资公司改革试点企业，2019 年世界 500 强排名第 107 位，公司

评级时间：2020 年 11 月 25 日

本次评级使用的评级方法、模型：

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

注：上述评级方法和评级模型均已在联合资信官网公开披露

本次评级模型打分表及结果：

指示评级	aaa	评级结果		AAA
评价内容	评价结果	风险因素	评价要素	评价结果
经营风险	A	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	1
			企业管理	1
			经营分析	2
财务风险	F1	现金流	资产质量	1
			盈利能力	2
			现金流量	2
		资本结构		1
			偿债能力	2
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

分析师：于彤昆 王 越

定位为国家能源集团新能源板块的核心运营主体。

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

关注

1. 上网电价波动对公司收入及利润水平有一定影响。公司业务以风力发电为主，装机扩张及电站运行受国家政策波动影响大。伴随电力体制改革推进，市场交易电量占比逐步提升，上网电价逐年下调，将对公司主营业务收入和利润水平造成不利影响。

2. 受新能源电价补贴款到位滞后影响，公司应收账款快速增长，一定程度占用资金。近年来，公司应收账款快速增长。截至2019年底，公司应收账款规模达158.13亿元。

主要财务数据：

合并口径				
项 目	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年 6 月
现金类资产（亿元）	59.63	41.18	42.31	56.61
资产总额（亿元）	1447.63	1458.18	1558.47	1654.18
所有者权益（亿元）	534.17	567.69	607.71	643.83
短期债务（亿元）	362.82	284.49	317.19	435.98
长期债务（亿元）	430.53	483.41	493.16	435.63
全部债务（亿元）	793.34	767.90	810.35	871.62
营业收入（亿元）	245.90	264.55	274.61	140.52
利润总额（亿元）	54.33	58.34	65.09	46.58
EBITDA（亿元）	150.11	167.54	177.62	--
经营性净现金流（亿元）	126.82	142.55	125.09	51.68
营业利润率（%）	32.93	35.44	34.92	43.66
净资产收益率（%）	8.57	8.83	8.83	--
资产负债率（%）	63.10	61.07	61.01	61.08
全部债务资本化比率（%）	59.76	57.49	57.15	57.52
流动比率（%）	35.12	45.60	52.53	55.05
经营现金流动负债比（%）	26.49	35.46	27.75	--
现金短期债务比（倍）	0.16	0.14	0.13	0.13
EBITDA 利息倍数（倍）	4.88	4.53	4.80	--
全部债务/EBITDA（倍）	5.29	4.58	4.56	--
公司本部（母公司）				
项 目	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年 6 月
资产总额（亿元）	1007.83	1048.54	1099.79	1097.88
所有者权益（亿元）	409.99	426.60	447.70	446.79
全部债务（亿元）	411.88	410.69	436.00	538.76
营业收入（亿元）	0.37	0.32	0.44	0.13
利润总额（亿元）	21.96	25.67	30.02	-0.87
资产负债率（%）	59.32	59.31	59.29	59.30
全部债务资本化比率（%）	50.12	49.05	49.34	54.67
流动比率（%）	189.35	192.24	181.87	170.32
经营现金流动负债比（%）	1.70	5.08	2.83	--

注：1. 公司2020年半年度财务报表未经审计；2. 本报告中，部分合计数与各相加数直接相加之和在尾数上存在差异，系四舍五入造成，除特别说明外，均指人民币；3. 本报告已将其他流动负债调整至短期债务，融资租赁款调整至长期债务

资料来源：联合资信根据公司年报及公司提供资料整理

主体评级历史：

信用等级	评级展望	评级时间	项目小组	评级方法/模型	评级报告
AAA	稳定	2020/10/21	王越 于彤昆	原联合信用评级有限公司电力行业企业信用评级方法/评级模型	阅读原文
AAA	稳定	2020/4/20	黄露 刘莉婕	电力企业信用评级方法/电力企业信用评级模型（打分表）	阅读原文
AAA	稳定	2019/11/20	黄露 刘莉婕	电力企业信用评级方法/电力企业信用评级模型（打分表）	阅读原文

注：上述历史评级项目的评级报告通过报告链接可查阅

声 明

一、本报告引用的资料主要由龙源电力集团股份有限公司（以下简称“该公司”）提供，联合资信评估股份有限公司（以下简称“联合资信”）对这些资料的真实性、准确性和完整性不作任何保证。

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

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

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

五、本报告用于相关决策参考，并非是某种决策的结论、建议。

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

分析师：

于晓昆

联合资信评估股份有限公司



龙源电力集团股份有限公司

2020年公开发行绿色可续期公司债券（面向专业投资者） （第三期）信用评级报告

一、主体概况

龙源电力集团股份有限公司（以下简称“公司”或“龙源电力”）龙源电力前身为龙源电力技术开发公司，成立于1993年1月，系由原能源部直接管理，在国家工商行政管理总局注册登记的全民所有制企业，主要从事电力技术研发和常规电力项目的投资。2002年12月国家电力体制改革之后，公司划归中国国电集团有限公司（原中国国电集团公司，以下简称“国电集团”），成为其全资企业，并接收了原国家电力公司系统的全部风电资产。2009年7月，经国务院国有资产监督管理委员会（以下简称“国务院国资委”）以国资改革〔2009〕468号《关于设立龙源电力集团股份有限公司的批复》同意，国电集团联合国电东北电力有限公司（以下简称“国电东北公司”）作为共同发起人，国电集团以所持公司全部净资产作为出资，国电东北公司以现金出资，将公司整体改制并变更设立为“龙源电力集团股份有限公司”。2009年12月，公司发行24.64亿股H股（行使超额配售权后），在香港联交所上市（证券代码“00916.HK”）。2018年，国电集团与国家能源投资集团有限责任公司（以下简称“国家能源集团”）签署《国家能源投资集团有限责任公司与中国国电集团有限公司之合并协议》，并逐步实施集中合并，2019年7月30日，公司收到中国证券登记结算有限责任公司出具的《过户登记确认书》，国电集团持有的全部公司股份已过户至国家能源集团名下。截至2020年6月底，国家能源集团直接及间接持有公司469,636万股内资股，公司发行总股本的58.44%，为公司控股股东，国务院国资委为公

司实际控制人。

公司经营范围：电力系统及电气设备的技术改造、技术服务和生产维修；与电力相关的新技术、新设备、新材料、新工艺的研制、开发、生产、成果转让；电站污染物治理；风力发电、节能技术及其他新能源的技术开发、项目投资管理；进出口业务；电气设备的租赁；与主营业务相关的咨询服务；承办展览会、展销会；机电产品、化工原料及制品（危险化学品除外）、建筑材料、五金交电、日用百货、汽车配件、电力系统专用车辆的销售；出租写字间。（市场主体依法自主选择经营项目，开展经营活动；依法须经批准的项目，经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动；不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。）

截至2020年6月底，公司内设安全监察部、计划发展部、财务管理部、生产运营部、工程建设部、财务共享中心和审计部等18个职能部门（详见附件1-1）。

截至2019年底，公司纳入合并范围子公司165家（详见附件1-3）。

截至2019年底，公司合并资产总额1558.47亿元，所有者权益607.71亿元（含少数股东权益74.65亿元）；2019年，公司实现营业收入274.61亿元，利润总额65.09亿元。

截至2020年6月底，公司合并资产总额1654.18亿元，所有者权益643.83亿元（含少数股东权益78.30亿元）；2020年1—6月，公司实现营业收入140.52亿元，利润总额46.58亿元。

公司注册地址：北京市西城区阜成门北大街6号（C幢）20层2006室；法定代表人：贾彦兵。

二、本期债券概况及债券募集资金用途

1. 本期债券概况

本期债券名称为“龙源电力集团股份有限公司2020年公开发行绿色可续期公司债券（面向专业投资者）（第三期）”（以下简称“本期债券”）。本期债券发行规模为不超过人民币10亿元（含）。

本期债券基础期限为1年，以每1个计息年度为1个周期，在每个周期末，公司有权选择将本品种债券期限延长1个周期（即延长1年），或选择在该周期末到期全额兑付本品种债券。本期债券票面金额为100元，按面值平价发行。

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。首个周期的票面利率将由公司与主承销商根据网下向专业投资者的簿记建档结果在预设区间范围内协商确定，在首个周期内固定不变，其后每个周期重置一次。

首个周期的票面利率为初始基准利率加上初始利差，后续周期的票面利率调整为当期基准利率加上初始利差再加300个基点。初始利差为首个周期的票面利率减去初始基准利率。如果未来因宏观经济及政策变化等因素影响导致当期基准利率在利率重置日不可得，当期基准利率沿用利率重置日之前一期基准利率。

本期债券的初始基准利率为簿记建档日前250个工作日中国债券信息网（www.chinabond.com.cn）（或中央国债登记结算有限责任公司认可的其他网站）公布的中债银行间固定利率国债收益率曲线中，待偿期为1年的国债收益率算术平均值（四舍五入计算到0.01%）；后续周期的当期基准利率为票面利率重置日前250个工作日中国债券信息网（www.chinabond.com.cn）（或中央国债登记结算有限责任公司认可的其他网站）公布的中债银行间固定利率国债收益率曲线中，待偿期为1年的国债收益率算术平均值（四舍五入计算到0.01%）。

递延支付利息权：本期债券附设公司递延

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，公司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，且不受到任何递延支付利息次数的限制；前述利息递延不属于公司未能按照约定足额支付利息的行为。如公司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，若公司继续选择延后支付，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。

强制付息事件：付息日前12个月内，发生以下事件的，公司不得递延当期利息以及按照约定已经递延的所有利息及其孳息：（1）向股东进行利润分配（按规定上缴国有资本收益除外）；（2）减少注册资本。

利息递延下的限制事项：若公司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，公司不得有下列行为：（1）向股东进行利润分配（按规定上缴国有资本收益除外）；（2）减少注册资本。

偿付顺序：本期债券在破产清算时的清偿顺序劣后于公司普通债务。

本期债券设有赎回选择权：（1）公司由于法律法规改变或修正，相关法律法规司法解释的改变或修正而不得不为本期债券的存续支付额外税费，且公司在采取合理的审计方式后仍然不能避免该税款缴纳或补缴责任的时候，公司有权对本期债券进行赎回。（2）根据现行企业会计准则及相关规定，公司将本期债券计入权益。若未来因企业会计准则变更或其他法律法规改变或修正，影响公司在合并财务报表中将本期债券计入权益时，公司有权对本期债券进行赎回。

公司有权在该会计政策变更正式实施日的年度末行使赎回权。如果进行赎回，公司必须在该可以赎回之日前20个工作日公告（会计政策变更正式实施日距年度末少于20个工作日的情况除外，但公司应及时进行公告）。赎回方

案一旦公告不可撤销。

公司将以票面面值加当期利息及递延支付的利息及其孳息（如有）向投资者赎回全部本期债券。赎回的支付方式与本期债券到期本息支付相同，将按照本期债券登记机构的有关规定统计债券持有人名单，按照债券登记机构的相关规定办理。若公司不行使赎回选择权，则本期债券将继续存续。

除了以上两种情况以外，公司没有权利也没有义务赎回本期债券。

本期债券无担保。

2. 本期债券募集资金用途

本期债券募集资金扣除发行费用后拟全部用于补充流动资金，支持公司绿色产业领域的业务发展。

三、宏观政策和经济环境

1. 宏观经济运行

2020 年上半年，突如其来的新冠肺炎疫情全球大流行，对各国经济和贸易造成严重冲击，全球经济陷入深度衰退。虽然 5—6 月份数据有触底反弹的明显迹象，但是依然处于萎缩低迷中，全球经济增长动能依然缺乏。中国经济增速尽管于二季度转正，超预期增长 3.2%，但上半年同比依然下降 1.6%，疫情的负面影响尚未消除，经济增长还未恢复到正常水平。当前全球疫情依然在蔓延扩散，疫情对世界经济的冲击将继续发展演变，外部风险挑战明显增多，国内经济恢复仍面临压力。

经济运行受疫情严重冲击。由于疫情对生产、流通、消费的限制，经济活动受到严重冲击，2020 年上半年中国经济出现负增长，GDP 累计同比下降 1.6%，其中一季度同比下降 6.8%、二季度同比增长 3.2%。二季度经济复苏较为强劲，对上半年经济恢复发挥了重要作用。

表 1 2017—2020 年上半年中国主要经济数据

项目	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年一季度	2020 年上半年
GDP（万亿元）	83.2	91.9	99.1	20.7	45.7
GDP 增速（%）	6.9	6.7	6.1	-6.8	-1.6
规模以上工业增加值增速（%）	6.6	6.2	5.7	-8.4	-1.3
固定资产投资增速（%）	7.2	5.9	5.4	-16.1	-3.1
社会消费品零售总额增速（%）	10.2	9.0	8.0	-19.0	-11.4
出口增速（%）	10.8	7.1	5.0	-11.4	-3.0
进口增速（%）	18.7	12.9	1.6	-0.8	-3.3
CPI 增幅（%）	1.6	2.1	2.9	4.9	3.8
PPI 增幅（%）	6.3	3.5	-0.3	-0.6	-1.9
城镇失业率（%）	3.9	4.9	5.2	5.9	5.7
城镇居民人均可支配收入增速（%）	6.5	5.6	5.0	-3.9	-2.0
公共财政收入增速（%）	7.4	6.2	3.8	-14.3	-10.8
公共财政支出增速（%）	7.7	8.7	8.1	-5.7	-5.8

注：1. GDP 总额按现价计算；2. 出口增速、进口增速均以人民币计价统计；3. 增速及增幅均为累计同比增长数，GDP 增速、城镇居民人均可支配收入增速为实际增长率，规模以上工业增加值增速、固定资产投资增速、社会消费品零售总额增速为名义增长率；4. 城镇失业率统计中，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

三大需求全面收缩。2020 年上半年，社会消费品零售总额累计同比增长-11.4%，降幅较一季度（-19.0%）有所收窄，但仍处于深度萎缩状态；全国网络零售额达 5.15 万亿元，同比增长 7.3%，为支撑消费的重要力量；全国固定资产投资（不含农户）累计同比增长-3.1%，比上季度（-16.1%）

明显收窄，同样仍处于负增长区间。从主要投资领域看，制造业投资增速为-11.7%，降幅比一季度（-25.2%）有所收窄，处于历史同期最低水平；基础设施建设（不含电力）投资增速为-2.7%，较上季度（-19.7%）降幅大幅收窄，仍处下降状态；房地产投资增速为 1.9%，较一

季度(-7.7%)转负为正,成为投资增长的主要支撑。民间投资增速为-7.3%,比上年低13个百分点;国有投资增速为-5.8%,比上年低2.7个百分点。2020年1—6月,货物进出口总额14.24万亿元人民币,同比增长-3.2%,增速较一季度(-6.5%)收窄。其中,出口额7.71万亿元,累计同比增长-3.0%;进口额6.52万亿元,累计同比增长-3.3%。进出口顺差1.19万亿元,较一季度(993.0亿元)大幅增加,较上年同期(1.21万亿元)略有减少。2020年上半年,中国对欧盟累计进出口额为1.99万亿元(同比增长-1.8%),对东盟累计进出口额为2.09万亿元(同比增长5.6%),对美国累计进出口额为1.64万亿元(同比增长-6.6%),对日本累计进出口额为1.03万亿元(同比增长0.4%),东盟成为中国进出口金额最大和增长速度最快的地区。2020年二季度,资本形成总额拉动GDP增长5个百分点,最终消费支出向下拉动GDP 2.3个百分点,货物和服务净出口拉动GDP增长0.5个百分点,可见二季度经济恢复超预期,主要源于投资和外贸的强劲复苏。

工业生产及经济效益恢复较快,服务业收缩明显。2020年上半年工业和服务业同步下降。全国规模以上工业增加值同比增长-1.3%,其中一季度增长-8.4%、二季度降幅有所收窄。上半年工业企业利润总额同比增长-12.8%,其中一季度下降36.7%、二季度增长4.8%;尤其是5、6月份,利润总额分别增长6.0%和11.5%,增速逐月加快。1—5月全国规模以上服务业企业营业收入累计同比增长-6.4%,较1—3月增速(-11.5%)明显回升,但下降幅度依然较大。2020年上半年,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0.9%、-1.9%和-1.6%,均较一季度大幅回升,但第二产业、第三产业仍处于收缩状态。

居民消费价格涨幅扩大,生产者价格同比降幅扩大。2020年上半年,居民消费价格指数(CPI)累计同比上涨3.8%,涨幅比上年同期扩大1.6个百分点。其中食品价格上涨16.2%,涨幅比上年同期提升11.5个百分点;非食品价格上涨0.7%,涨幅比上年回落0.9个百分点。不包括食品和能

源的核心CPI温和上涨1.2%,涨幅比上年回落0.6个百分点。2020年上半年,工业生产者出厂价格指数(PPI)累计同比下降1.9%,比上季度(-0.6%)降幅继续扩大,较上年同期(0.3%)转升为降。工业生产者购进价格指数(PPIRM)累计同比下降2.6%,降幅比一季度(-0.8%)继续扩大。

社会融资规模大幅增长,企业融资成本有所下降。2020年6月末,社会融资规模存量271.8万亿元,同比增长12.8%,较上年末增幅(10.7%)显著提高,为实体经济提供了有力的金融支持。从增量上看,上半年新增社会融资规模20.83万亿元,比上年同期多增6.22万亿元。其中人民币贷款新增12.33万亿元,较上年同期多增2.31万亿元;新增企业债券融资规模3.33万亿,较上年同期多增1.76万亿;新增地方政府债3.79万亿元,较上年同期多增1.33万亿元;新增非金融企业境内股票融资2461亿元,较上年多增1256亿元。在社会融资规模大幅增加的同时,融资成本也显著降低。金融机构人民币贷款加权平均利率5.06%,较上年同期下降86个基点。企业信用债发行利率也呈下降趋势。2020年6月公司债、企业债、中期票据加权平均发行利率分别为4.1609%、5.1087%和4.0410%,较上年同期(分别为4.5173%、5.2572%和4.5264%)均明显下降。社会融资规模的快速增长和融资成本的显著下降,为上半年对冲疫情负面影响、经济快速复苏提供了资金保障。

财政收入大幅下降、收支缺口更趋扩大。2020年上半年,全国一般公共预算收入9.62万亿元,同比增长-10.8%,降幅较一季度(-14.3%)有所收窄,但依然较大。其中税收收入8.20万亿元,同比增长-11.3%;非税收入1.42万亿元,同比增长-8.0%。一般公共预算收入总体大幅下降。同期全国政府性基金收入3.15万亿元,同比增长-1.0%,较一季度(-12.0%)降幅大幅收窄。2020年上半年全国一般公共预算支出11.64万亿元,同比增长-5.8%,降幅比一季度(-5.7%)略有扩大。从支出结构看,社会保障与就业支

出同比增长 1.7%，虽较上年同期（6.7%）相比增幅下滑较大，但为本期唯一正增长的支出（除债务利息支出之外），其中降幅较为明显的是城乡社区事务支出（下降 30.0%）、节能环保支出（下降 15.4%）、交通运输支出（下降 13.3%）、科学技术支出（下降 12.2%）、教育支出（下降 7.6%）。2020 年上半年财政收支缺口 2.02 万亿元，较一季度缺口（0.93 万亿元）大幅扩大，在疫情冲击的特殊时期，财政收支形势比较严峻。

就业压力较大，形势逐月改善。2020 年上半年，在疫情冲击下，服务业和制造业均呈收缩态势，中小微企业持续经营困难局面延续。6 月调查失业率 5.7%，较 3 月（5.9%）略有回落，但较上年同期（5.1%）仍属高位。虽然就业形势较疫情初期有所好转，但国内外环境复杂严峻，企业用工需求偏弱，失业率高位运行，总体就业压力仍然较大。疫情以来保就业、保民生成为宏观政策的首要任务，财政、货币方面出台系列稳企业、保就业的针对性政策措施，重点支持帮助中小微企业复工复产，城镇调查失业率从最高 2 月份的 6.2% 持续微降，就业形势逐月改善。

2. 宏观政策环境

2020 年上半年中国宏观政策全力对冲疫情负面影响，以“六稳”“六保”为中心，保证经济运行在合理区间。

积极的财政政策大规模减税降费，增加有效投资。为应对经济下行压力，帮助企业渡过难关，财政部会同有关部门及时出台了一系列阶段性、有针对性的减税降费政策措施；实施规模性财政政策，大幅扩大地方政府专项债券规模至 3.75 万亿元（较上年增加 1.6 万亿元，增幅 74.4%），并加快发行使用进度和使用范围，支持“两新一重”领域基建，增加有效投资，同时增加用作项目资本金的范围及比例，允许地方法人银行使用专项债补充资本金；发行抗疫特别国债 1 万亿元，增加赤字预算 1 万亿元至 3.76 万亿元，赤字率 3.60% 以上；同时建立特殊转移支付机制，新增财政资金直达市县基层、加大对地方“三保”的财力支持和“两新一重”及补短板项目的资金支持。

稳健的货币政策引导利率下行，加大对中小微企业金融支持。注重全面性政策和结构性政策相结合，实施三次降准，为市场注入了适度充裕的流动性；三次下调 LPR 报价利率，引导贷款利率下行；创设货币政策工具支持小微企业信用贷款和存量贷款延期还本付息（总额 400 亿元的“小微企业贷款延期支持工具”和总额 4000 亿元的“小微企业信用贷款支持计划”），为小微企业信贷融资创造了良好环境，不仅有利于小微企业信贷融资的可得性、降低成本，而且总体上具有扩大信用规模、降低信用风险的作用。6 月国务院要求推动金融机构向企业让利 1.5 万亿元，中国人民银行决定下调再贷款、再贴现利率 0.25 个百分点，调整后，3 个月、6 个月和 1 年期支农再贷款、支小再贷款利率分别为 1.95%、2.15% 和 2.25%，再贴现利率为 2%，进一步降低了中小企业的融资成本。

3. 宏观经济前瞻

牢牢把握扩大内需这个战略基点，加快形成以内循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局。2020 年 7 月 30 日召开的中央政治局会议认为，当前我国经济形势仍然复杂严峻，不稳定性不确定性较大，遇到的很多问题是中长期的，必须从持久战的角度加以认识，加快形成以国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局。会议强调，下半年要更好地统筹疫情防控和经济社会发展工作，坚持以供给侧结构性改革为主线，坚持深化改革开放，牢牢把握扩大内需这个战略基点，大力保护和激发市场主体活力，扎实做好“六稳”工作，全面落实“六保”任务，推动经济高质量发展。为此，下半年财政政策要更加积极有为、注重实效，要保障重大项目建设资金，注重质量和效益。中央政治局会议对货币政策新的定位是要更加灵活适度、精准导向。具体要求一是要保持货币供应量和社会融资规模合理增长，推动综合融资成本明显下降；二是要确保新增融资重点流向制造业、中小微企业。

在以上政策引导和支持下，下半年我国以

投资和消费为主的内需将实现较快的恢复性增长。投资方面，制造业投资上半年下降幅度较大（-11.7%），下半年有望在货币信贷政策支持、最终需求恢复和 PPI 回升的支撑下逐步修复；基建投资在“两新一重”及补短板重大项目推进和财政资金支持下将会延续二季度的增长势头；房地产开发投资也将在老旧小区改造及新型城镇化等建设规模扩大的背景下保持稳定增长。上述三大投资的恢复和持续增长，将支撑固定投资增速继续好转。消费方面，在疫情防控 and 保就业促消费相关政策措施的作用下，下半年随着疫情影响的进一步弱化、居民收入的恢复性提高和消费需求的释放，以及政府消费支出的适当增加，商品和服务消费或将较快恢复，消费对经济增长的拉动有望由负转正。外需方面，未来主要经济体陆续重启经济及实施更大规模的刺激政策，对我国外需具有较大提振作用；同时我国防疫物资、远程办公用品以及高新技术产品的出口一直保持稳定增长，有理由相信下半年我国货物和服务净出口对 GDP 的拉动作用会在二季度转正的基础上继续提高；但由于全球疫情形势的复杂性和反复性，以及中美关系的不确定性等因素影响，外需对我国下半年经济的拉动作用不宜高估。

四、行业经济概况

1. 行业概况

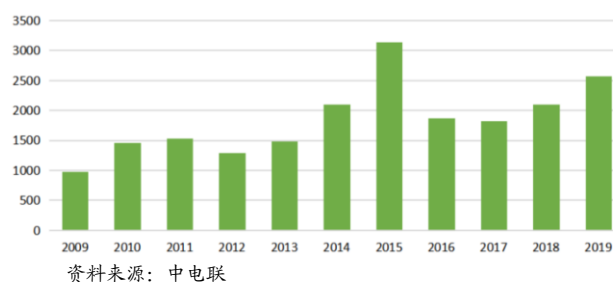
国内风电发展空间大，近年来风电装机及发电规模快速增长，成为继火电和水电之后的第三大主力电源。

我国陆地风能资源丰富，根据第四次全国风能资源详查和评价工作的有关成果，在适度剔除一些不适合风电开发的区域后，我国陆上70米高度风功率密度 ≥ 300 瓦/平方米的区域风能资源技术可开发量约为26亿千瓦。海上风能方面，根据中国气象局详查初步成果，在我国5到25米水深的海域内、50米高度风电可装机容量约2亿千瓦，5到50米水深、70米高度风电可装机容量约5亿千瓦。截至2019年底，全国发电装机容量20.11亿千

瓦，较上年底增长5.8%。其中，火电装机11.91亿千瓦，占总装机容量的59.2%；水电（3.56亿千瓦）、核电（4.87亿千瓦）、风电（2.10亿千瓦）、太阳能发电（2.05亿千瓦）等清洁能源装机总容量已达8.20亿千瓦，占总装机容量的40.8%。截至2019年底，中国风电累计并网装机容量较2018年底增长约14%；占全部发电装机容量的10.44%。2019年，全国基建新增发电装机容量10173万千瓦，其中，水电417万千瓦、火电4092万千瓦、核电409万千瓦、风电2574万千瓦、太阳能发电2681万千瓦。

2006年以来，国家大力鼓励风机制造业的发展，在政策支持鼓励下，中国风力发电产业迅速发展，带动了风电装机规模显著扩张，我国成为世界范围内风电产能最大、增速最快的国家之一；但受制于电网建设以及技术水平，弃风现象凸显，2015年以后，我国风电建设速度有所放缓。

图 1 2009 - 2019 年我国风电新增装机情况（万千瓦）



2. 行业供需

近年来我国电力装机规模及发电量持续增长，我国多数省份风力发电量实现正增长，且利用小时数有所增加，弃风情况有所缓解。此外，随着宏观经济的好转，近年来我国电力消费稳健增长，且主要以第二产业用电为主。

风电行业作为电力行业的一部分，一方面受到传统火电以及水电、光伏等清洁能源的供给影响；另一方面与传统火电一样，都受到下游用电需求的影响。

电力生产方面，2017—2019 年，我国全口径发电量分别为 64171 亿千瓦时、69940 亿千瓦时和 71422 亿千瓦时，持续增长，其中，2019

年,我国实现全口径发电量同比增长 3.5%。2019 年,全国规模以上风电电厂发电量 3,577.4 亿千瓦时,同比增长 7.0%。2019 年,全国风电发电量排行前十的省份分别是:内蒙古 612.8 亿千瓦时、新疆 391.4 亿千瓦时、河北 277.3 亿千瓦时、云南 245.3 亿千瓦时、甘肃 226.9 亿千瓦时、山西 188.1 亿千瓦时、宁夏 173 亿千瓦时、山东 162.4 亿千瓦时、江苏 158.6 亿千瓦时、辽宁 153.1 亿千瓦时。从风电发电量同比增长情况看,除江苏、宁夏、山西、山东、海南、安徽、上海、北京和西藏外,全国各省份风电发电量均实现正增长。其中,风电发电量同比增长超过全国平均水平(7.0%)的省份有 16 个,依次为:青海(79.6%)、广西(40.1%)、天津(40.0%)、四川(36.2%)、湖南(17.0%)、新疆(14.1%)、福建(13.9%)、广东(13.3%)、贵州(13.2%)、重庆(12.4%)、江西(12.3%)、云南(11.7%)、吉林(11.6%)、陕西(10.1%)、湖北(8.1%)和黑龙江(7.6%)。

利用小时数方面,2018 年,我国风力发电设备平均利用小时数为 2095 小时,较上年同比增加 147 小时;2019 年,我国风力发电设备平均利用小时数为 2082 小时,较上年同比减少 13 小时。从弃风电量来看,2018 年,我国风电全年弃风电量为 277 亿千瓦时,同比减少 142 亿千瓦时;2019 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%,同比下降 3 个百分点,弃风限电状况进一步得到缓解。

电力消费方面,2017—2019 年,随着宏观经济的好转,以及 2018 年“煤改电”政策的实施,全国全社会用电量分别为 63094 亿千瓦时、69144 亿千瓦时和 72255 亿千瓦时,逐年增长。其中,2019 年全社会累计用电量同比增长 4.5%,增速同比下降约 5 个百分点。分产业看,第一产业累计用电量 780 亿千瓦时,同比增加 4.5%,第二产业累计用电量 49362 亿千瓦时,同比增长 3.1%,占全部用电量的 68.32% (上年为 69%) ; 第三产业用电量和城乡居民生活用电量分别为 11863 亿千瓦时和 10,250 亿千瓦时,分别同比增长 9.5% 和 5.7%。

3. 行业政策

近年来随着中国用电需求的持续增长以及环保问题的频现,风电作为较为成熟的清洁能源行业受到政策扶持的力度很大,相关政策可确保风电的消纳,有效减少弃风限电问题。但随着补贴缺口的增加,我国逐渐降低对风电的电价补贴,预计 2021 年可实现全面平价上网。

《风电发展“十三五”规划》提出,到 2020 年,风电并网装机容量达 2.1 亿千瓦以上,风电年发电量达 4200 亿千瓦时以上,约占全国总发电量的 6%。此外,为促进风电行业的持续发展,我国陆续发布了系列支持政策,从电价,电量,费用分摊机制、税收政策等方面进行了规范,为包括风电在内的可再生能源发电行业的发展创造了良好的政策环境。

(1) 风电消纳

根据《中华人民共和国可再生能源法》(以下简称“《可再生能源法》”)的规定,电网企业应当与依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议,全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量,并为可再生能源发电提供上网服务。2019 年 1 月 29 日,国家发改委、国家能源局联合发布《关于规范优先发电优先购电计划管理的通知》,强调优先风电、太阳能等清洁能源保障性收购,确保核电、大型水电等清洁能源按基荷满发和安全运行,促进调峰调频等调节性电源稳定运行。

(2) 上网电价

2014 年 6 月,国家发改委发布《关于海上风电上网电价的通知》,2017 年以前(不含 2017 年)投运的近海风电项目上网电价为每千瓦时 0.85 元,潮间带风电项目上网电价为每千瓦时 0.75 元。第 I 类、II 类、III 类和 IV 类资源区分别实施每度电 0.51 元、0.54 元、0.58 元和 0.61 元(含税价)的电价政策。2014 年 12 月,国家发展改革委发布《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》(发改价格〔2014〕3008 号),对陆上风电继续实行分资源区标杆上网电价政策,将第 I 类、II 类和 III 类资源区风电

标杆上网电价每千瓦时降低 2 分钱，调整后的标杆上网电价分别为每千瓦时 0.49 元、0.52 元和 0.56 元；第 IV 类资源区风电标杆上网电价维持现行每千瓦时 0.61 元不变。2016 年 12 月 26 日，发改委发布了《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》，提出根据当前新能源产业技术进步和成本降低情况，降低 2018 年 1 月 1 日之后新核准建设的陆上风电标杆上网电价，届时四类风电资源区上网电价将分别为每度电 0.40 元、0.45 元、0.49 元和 0.57 元。2019 年 5 月 30 日，国家发改委发布《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882 号），2019 年四类资源区符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准陆上风电指导价分别调整为每度电 0.34 元、0.39 元、0.43 元、0.52 元；2020 年指导价分别调整为每千瓦时 0.29 元、0.34 元、0.38 元、0.47 元。指导价低于当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘电价）的地区，以燃煤机组标杆上网电价作为指导价。此外，该通知明确了 2018 年底之前核准的陆上风电项目，2020 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准的陆上风电项目，2021 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴。自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。

风电上网电价按上述政策执行，其对全国风电领域资源的开发和利用起到了重要的引导作用，进一步规范了风电价格管理，有利于引导投资方向，改变了过去盲目投资的现象，减少了投资的不确定性。

（3）可再生能源补贴

根据《可再生能源法》，电网公司按相关规定确定的上网电价收购可再生能源发电量所发生的费用，高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生的费用之间的差额，在全国范围对销售电量征收可再生能源电价附加补偿并由国家财政设立可再生能源发展基金，其资金来源包括国家财政年度安排的专项资金和依法征收的可再生能源电价附加收入等，可再生能源电价随电费收取。因此，风电与火电之间的电价差额，连

同风电的并网费用，实际上是由电力用户承担。成本分摊机制让电网企业将可再生能源电力收购及并网中的额外费用予以转嫁，以鼓励发展可再生能源。

但是随着装机规模的不断增长，补贴资金缺口持续扩大。2018 年 6 月 15 日，财政部、国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第七批）的通知》，根据统计，已经进入前七批补贴名录的光伏及风电项目每年所需补贴约为 880 亿元，其中光伏 400 亿元，风电 480 亿元。此外，电力企业需先进入可再生能源补贴名录后，才能获得相应电量补贴，由于补贴名录审批流程复杂、时间长，导致补贴落实周期长，一定程度上影响电力企业现金流。根据财政部、国家发改委、国家能源局 2020 年 2 月联合发布的《可再生能源电价附加资金管理办法》，按流程经电网企业审核后纳入补助项目清单并进行补贴，不再实行目录管理。符合可再生能源发电补助条件的项目，相关补助电费由公司向国家电网申报后，再由国家电网向财政部申报并下发。

一方面补贴缺口持续扩张将给国家带来严重负担，另一方面清洁能源电站建设成本伴随技术水平提升而快速下降，受此影响，可再生能源补贴退坡趋势逐步明确化。如上文所述，近年来我国风力发电电价多次下调，且 2021 年起可实现平价上网，届时我国风电补贴缺口压力将得到一定缓解。

（4）享受税收优惠

根据财政部和国家税务总局《关于资源综合利用及其他产品整治水政策的通知》，风电企业销售风电而产生的增值税享受即征即退 50% 的优惠政策；根据财政部和国家税务总局《关于执行公共基础设施项目企业所得税优惠目录有关问题的通知》，2008 年 1 月 1 日后批准的风力发电新建项目的投资经营所得，自项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。

4. 行业关注

目前行业面临一定的供需区域分布错位，发电上网效率存在局限性等情况，且由于风力发电价格不断下行，或影响相关企业的利润水平。

(1) 风电能源储备区与能源需求区分布错位

全国年平均风功率密度大值区主要分布在我国的“三北”地区、东部沿海地区以及青藏高原、云贵高原和华南山脊地，其中年平均风功率密度超过 300 瓦/平方米的区域主要分布在“三北”地区、青藏高原和云南的山脊地区。然而，从我国电力需求区域结构来看，华东、华南、华北是电力需求较高的地区，西北、东北、西南的电力消纳能力有限，导致风力发电仍存在弃风限电现象。

(2) 风力发电具有不稳定等特性，电网规划、承载、输送、调度能力有限，配套设施不完善，风电并网及外送仍是制约风电行业发展的瓶颈。

风电不同于常规电源，其发电出力由风况决定，具有间歇性、波动性、随机性等特点，导致其上网效率面临着一定的局限性，机组负荷也显著弱于火电。

风电项目规划周期短、核准快、建设周期短，而电网规划周期长、核准程序复杂、建设周期也长。因此，电网的建设往往滞后于风电项目的建设，形成风电场建成后，不能及时并网发电的现象。近年来，随着风电产业的快速发展，行业的主要矛盾已经由如何争取和建设风电装机容量转向为如何吸收消纳风电产能，风电并网及外送仍是制约风电行业发展的主要瓶颈。

(3) 平价上网对风电企业利润水平造成影响

上文已经提到，近年来我国风力发电上网电价已多次下调，且 2021 年将全面实现平价上网，电价的持续下降可能会对风电公司利润水平造成一定影响。

5. 未来发展

国家鼓励风电项目有规划的稳健施行，且政

策对风电行业的扶持力度较大；目前中国风能可开发空间很大，国家也为风电在电力中的整体地位做出规划，并为行业发展制定了详细的战略目标，行业未来发展前景良好。

国家发改委发布的《中国风电发展路线图 2050》提出了中国风电发展的战略目标：

2020 年前，考虑到电网基础条件和可能存在的约束，每年风电新增装机达到 1500 万千瓦左右，到 2020 年，力争风电累计装机达到 2 亿千瓦，且在不考虑跨省区输电成本的条件下，使风电的技术成本达到与常规能源发电（煤电）技术相持平的水平，风电在电源结构中具有一定的显现度，占电力总装机的 11%，风电电量满足 5% 的电力需求。

2020—2030 年，不考虑跨省区输电成本的条件下，风电的成本低于煤电，风电在电力市场中的经济性优势开始显现；如果考虑跨省区输电成本以及煤电的资源环境成本，风电的全成本将低于煤电的全成本。风电市场规模进一步扩大，陆海并重发展，每年新增装机在 2000 万千瓦左右，全国新增装机中，30% 左右来自风电。到 2030 年，风电的累计装机超过 4 亿千瓦，在全国发电量中的比例达到 8.4%，在电源结构中的比例扩大至 15% 左右，在满足电力需求、改善能源结构、支持国民经济和社会发展中的作用日益加强。

2030—2050 年，风电规模进一步扩大，陆地、近海、远海风电均有不同程度的发展，每年新增装机约 3000 万千瓦，占全国新增装机的一半左右，到 2050 年，风电可以为全国提供 17% 左右的电量，风电装机达到 10 亿千瓦，在电源结构中约占 26%，风电成为中国主力电源之一，并在工业等其他领域有广泛应用。

面对风电并网装机的快速发展，国家电网将通过加快电网建设、加强风电优先调度等措施，来积极促进风电消纳。目前中国东南沿海地区已有较强的高压输电网，风电机组并网在上述地区不会有很多技术问题；另一方面，西部地区虽然目前电网较弱，当地电力消纳能力较弱、外送能力不强，但国家电网正在按规划

加快远距离、高电压输电线路的建设。

五、基础素质分析

1. 产权状况

截至2020年6月底，国家能源集团直接及间接持有公司469636万股内资股，占公司发行总股本的58.44%，为公司控股股东，国务院国资委为公司实际控制人。

2. 企业规模及竞争优势

公司作为中国最早开发风电的专业化公司，风电装机规模优势显著，风电场布局广泛，行业地位突出。

公司是国内最早开发风能的专业化公司，目前已发展成为一家以新能源业务为主的大型综合性发电集团，在全国拥有300多个风电场，以及光伏、生物质、潮汐、地热和火电等发电项目，业务分布于中国28个省份和加拿大、南非等国家，是全球最大的风电运营商。截至2019年底，公司控股装机容量2215.70万千瓦，其中，风电控股装机容量2003.20万千瓦，火电控股装机容量187.50万千瓦，其他可再生能源控股装机容量为25.00万千瓦；2019年，公司实现发电量507.36亿千瓦时。公司火电和其他可再生能源控股装机容量较为稳定，风电装机容量小幅增长。

3. 股东实力

公司为国家能源集团旗下风电板块的主要运营主体，未来将整合国家能源集团内部资源，成为集团内新能源板块的核心运营主体。公司股东综合竞争力极强。

公司控股股东国家能源集团于2017年11月由原国电集团和原神华集团有限责任公司重组成立，拥有煤炭、火电、新能源、水电、运输、化工、科技环保、金融8个产业板块，是全球最大的煤炭生产公司、火力发电公司、风力发电公司和煤制油煤化工公司，是中央直管国有重要骨干企业、国有资本投资公司改革试点企业，2019年世界500强排名第107位。

截至2019年底，国家能源集团（合并）资

产总额17793.12亿元，所有者权益合计7181.24亿元；2019年，国家能源集团实现营业收入5561.16亿元，利润总额781.26亿元。

4. 人员素质

公司高管人员行业经验及管理经验丰富；公司学历构成符合公司所处行业的特征，能够满足现阶段日常经营管理需要。

公司现有董事8人¹（含董事长）、监事3人、总经理1人、副总经理若干，公司现有高级管理人员从业时间较长，并具有丰富的管理经验。

公司董事长贾彦兵先生，1967年出生，研究生学历，高级工程师；历任河北省电力建设第一工程公司副总经理、总经理，国电集团工程建设部副主任、主任，国家能源集团党组巡视组组长；现任公司董事长及董事会提名委员会主任。

公司总经理孙劲飙先生，1971年出生，研究生学历，高级经济师；历任国电集团人力资源部劳资保险处处长、人力资源部副主任，安徽省淮北市市委常委、副市长（挂职），国家能源集团组织人事部（人力资源部）书记、副主任；现任公司总经理、执行董事。

5. 企业信用记录

根据中国人民银行企业基本信用信息报告，截至2020年10月27日，公司无未结清和已结清的不良信贷信息记录。总体看公司过往债务履约情况良好。

六、管理分析

1. 治理结构

公司建立了规范的法人治理结构，实际运行情况较好。

公司依据《公司法》和《公司章程》等相关规定，建立了健全的法人治理结构和管理体

¹ 2019年9月，公司原董事长乔保平先生（非执行董事）离任，原执行董事贾彦兵先生接任公司董事长，公司董事会缺位一人

系。

公司设股东大会，是公司的最高权力机构，行使决定公司的经营方针和投资计划、选举和更换非由职工代表担任的董事和监事、批准董事会和监事会的报告等职权。

公司设董事会，由 9 名董事组成（现有董事 8 人），设董事长 1 人，副董事长 2 人，其中独立非执行董事 3 人。董事由股东大会选举产生，任期三年。董事任期届满，可以连选连任。董事长、副董事长由全体董事的过半数选举和罢免，董事长、副董事长任期三年，可以连选连任。董事无须持有公司股份。公司董事会行使执行股东大会的决议、决定公司经营计划和投资方案、制订公司年度财务预算和决算方案、制订公司利润分配和弥补亏损方案等职权。

公司设监事会，由 3 名监事组成，每届任期 3 年，可以连选连任，董事、高管不得兼任监事；公司监事会设主席 1 名，其任免应当经三分之二以上（含三分之二）的监事会成员表决通过。公司监事会行使检查公司财务、对董事、高级管理人员执行公司职务的行为进行监督检查等职权。

公司设总经理 1 人，副总经理若干，总会计师 1 人。总理由董事会决定聘任或解聘，总经理对董事会负责；副总经理、总会计师对总经理负责。

2. 管理体制

公司各类管理制度完善，管理运作情况良好。

公司根据《公司法》及《公司章程》等有关法律、法规的要求建立了一套较为规范的内部控制管理体系。公司内部控制体系包括：财务管理制度、预算管理制度、投资管理制度、融资管理制度、人力资源管理制度、担保管理制度、子公司管理制度、关联交易制度、金融衍生品管理制度、信息披露制度、安全生产制度等。

财务管理方面，公司建立了财务内控制度，对企业会计核算、会计档案管理、预算管理和财务报告的编报等进行了规范；公司对资金进行集中管理，统一结算、筹措、管理、规划、调控资

金。

投资管理方面，公司制定了《计划投资管理制度》，规范和明确了计划投资中的综合计划、非资本市场投资、综合统计、经济活动分析和 CDM 项目管理等工作。

融资管理方面，公司制定了相应的融资管理规定，对融资活动实行预算管理，各下属公司在编制年度预算时，将本年度资金使用和筹措计划纳入预算；实际执行中，通过月度资金计划和资金周报跟踪反映，对计划与实际的偏差进行综合平衡调剂。临时发生融资事项，单项报公司批准。

对外担保管理方面，公司制定了《担保管理办法》，明确规定担保人必须具备企业法人资格，分公司、内部核算单位一律不得提供担保；同时也规定了不对非公司所属企业提供担保、严禁为自然人担保等具体担保的原则及审批程序和担保事项的管理等内容。

安全生产方面，公司制定了《安全生产管理制度》《安全工作规定》《安全生产工作奖惩规定》《生产安全事故调查规程》《风电生产运行管理办法》《风电设备检修管理办法》《风力发电设备可靠性管理办法》《光伏发电生产运行管理办法》《生物质发电生产运行管理办法》等。

七、经营分析

1. 经营概况

公司收入构成中风电收入占比最高，近年来受益于风电装机容量规模及发电量增长，风电收入逐年增长；火电方面，受上网电价及发电量下降影响，火电收入逐年小幅减少；燃料销售和其他板块收入基本保持稳定。同期，公司毛利率波动上升。

公司为以新能源业务为主的大型综合性发电集团，目前主营业务构成包括风电业务、火电业务和燃料销售业务，其中燃料销售为火电业务的配套业务。

2017—2019 年，公司分别实现主营业务收

入 243.91 亿元、261.50 亿元和 271.12 亿元。从收入构成看，风电板块收入占比最高，伴随风电装机容量规模及上网电量的增长，2019 年，风电业务收入同比增长 6.45%至 189.69 亿元。2017—2019 年，公司火电板块收入有所减少，主要系市

场需求波动、外来电量和新能源发电冲击加剧，火电发电量小幅下降及上网电价下滑共同影响所致；燃料销售和其他板块收入保持稳定，2019 年为 45.67 亿元。

表 2 公司主营业务收入及毛利率情况（单位：亿元、%）

板块	2017 年			2018 年			2019 年		
	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率
风电板块	159.77	65.50	47.80	178.20	68.15	48.84	189.69	69.97	47.60
火电板块	37.75	15.48	8.79	36.81	14.08	6.49	35.76	13.19	8.59
燃料销售和其他板块	46.39	19.02	6.81	46.49	17.78	10.95	45.67	16.84	7.49
合计	243.91	100.00	33.97	261.50	100.00	36.15	271.12	100.00	35.70

资料来源：公司提供

毛利率方面，风电业务毛利率较为稳定，且保持较高水平；同期，火电板块毛利率有所波动，主要系煤炭价格波动所致；燃料销售和其他板块以煤炭贸易为主，该板块业务毛利率亦受煤炭价格波动影响而有所波动。受上述因素影响，近三年公司主营业务毛利率波动上升。

2020 年 1—6 月，公司实现营业收入 140.52 亿元，较上年同期增长 0.10%，较上年同期变化不大；实现净利润 38.37 亿元，较上年同期增长 3.73%，较上年同期变化不大。

2. 风电板块

作为我国最早进行风电开发的专业化公司，公司风力发电机组装机规模大，装机区域风资源优势明显。近年来公司风电机组运行效率高且上网电价保持稳定。

公司是中国最早开发风电的专业化公司，近年来公司加快抢占优质资源，风电业务规模不断扩张；同时，受补贴退坡政策推进影响，风电全行业 2019 年以来“抢装潮”趋势明显，公司风电装机增幅同比小幅增长。截至 2019 年底，公司已在全国拥有超过 300 家风电场，布局于 30 个区域（中国 28 个省份及加拿大和南非），控股风电装机容量增长至 2,003.20 万千瓦，其中，内蒙古、江苏（含海上风电）、新疆、甘肃和黑龙江等风资源良好的区域内装机容量占比较高，约为 7%~14%，一定程度降低单一区域来风情况

不佳以及区域性消纳不足等问题的影响。受益于风电技术的进步以及海域内良好的风资源情况，海上风电项目利用小时数高，平均收益水平高。公司积极布局海上风电，截至 2020 年 3 月底，已投运海上风电项目 135.23 万千瓦，其中，江苏地区投产 118.03 万千瓦，福建地区投产 17.20 万千瓦。

机组效率方面，随着公司装机规模的逐年增加以及国家政策对清洁能源发电项目的支持，公司风电发电量及上网电量逐年增加，利用小时数保持在较高水平，且上网电价波动较小。

表 3 公司风电业务经营情况

项目	2017 年	2018 年	2019 年
权益装机容量（万千瓦）	1699.00	1738.10	1825.30
控股装机容量（万千瓦）	1839.50	1891.90	2003.20
发电量（亿千瓦时）	344.48	395.42	407.32
上网电量（亿千瓦时）	330.13	381.88	392.70
平均利用小时数（小时）	2,035	2,209	2,189
平均上网电价（元/千瓦时）	0.484	0.482	0.482

资料来源：公司提供

表 4 截至 2019 年底公司风电项目分布情况

地区	控股装机容量（万千瓦）	地区	控股装机容量（万千瓦）
黑龙江	123.47	山西	93.90
吉林	54.74	宁夏	77.47
辽宁	100.32	贵州	69.15
内蒙古	263.58	陕西	43.92
江苏陆上	133.85	西藏	0.75
江苏海上	118.03	重庆	20.95
浙江	22.79	上海	4.75

福建	101.71	广东	10.17
海南	9.90	湖南	14.80
甘肃	128.98	广西	19.23
新疆	154.13	江西	14.84
河北	147.01	湖北	4.80
云南	81.95	青海	5.00
安徽	77.91	加拿大	9.91
山东	46.34	南非	24.45
天津	24.40	合计	2,003.20

资料来源：公司提供

3. 火电板块

公司火电装机容量稳定，受益于江苏地区电力市场需求较高，公司机组整体运行效率高。但煤炭成本波动对公司火电业务盈利能力影响较大。

公司火电业务全部布局于江苏省内，由江阴苏龙热电有限公司（以下简称“苏龙热电”，公司持有其 27.00%股权，74.00%表决权）和南通天生港发电有限公司（以下简称“天生港发电”，公司持有其 31.94%股权，63.02%表决权）负责运营²。苏龙热电和天生港发电的火电机组均为热电联产机组，合计控股装机容量 187.50 万千瓦，其发电量并网优先于区域电网内普通火电机组，因此整体发电效率高。

机组运行效率方面，受外来电量增加及新能源发电增加，挤占火电电量的影响，公司火电机组发电量及上网电量逐年下降，但机组利用小时数仍远高于全国火电平均利用小时数（2019 年为 4293 小时）。受煤炭价格波动影响，公司火电机组入炉综合标煤单价波动较大，但供电标准煤耗逐年下降。上网电价方面，近三年公司火电机组平均上网电价有所波动，其中 2019 年较上年有所下降，主要系市场交易电量占比提升所致。

表 5 公司火电业务经营情况

项目	2017 年	2018 年	2019 年
权益装机容量（万千瓦）	53.89	53.89	53.89
控股装机容量（万千瓦）	187.50	187.50	187.50
发电量（亿千瓦时）	105.15	99.20	95.31
上网电量（亿千瓦时）	97.68	92.25	88.55
平均利用小时数（小时）	5608.00	5291.00	5083.00

² 因股东为一致行动人，公司直接拥有苏龙热电和天生港发电的表决权不足半数，但能对其形成控制，故将其纳入合并范围

平均上网电价（元/千瓦时）	0.384	0.395	0.380
入炉综合标煤单价（元/吨）	682.40	703.90	663.17
供电标准煤耗（克/千瓦时）	353.01	319.58	312.95

资料来源：公司提供

4. 燃料销售板块

燃料销售业务为公司火电业务的配套业务，近年来收入和利润水平较为稳定，逐步成为公司主业的有利补充。

公司燃料销售板块由子公司苏龙热电负责经营。公司采购煤炭后，以低热值煤供应自有火电厂发电，对低热值煤进行精洗加工，再将热值较高的加工煤销售，赚取差价。公司燃料销售业务主要上游企业为神华销售集团华东能源有限公司、伊泰能源投资（上海）有限公司、中煤能源山东公司、江苏省能源投资有限公司和内蒙古蒙泰煤电集团有限公司；下游企业主要为江苏淮阴发电有限责任公司、江苏金玉泉能源有限公司、江苏新街南方水泥有限公司和江阴新源热电有限公司。

近三年，公司燃料销售板块收入分别为 46.39 亿元、46.49 亿元和 45.67 亿元，占公司主营业务收入比重分别为 19.02%、17.78%和 16.84%，该板块逐步成为公司主业的有利补充。受煤价波动影响，近三年该板块毛利率分别为 6.81%、10.95%和 7.49%，有所波动。

5. 经营效率

与同行业比较，公司整体经营效率较高。

从经营效率来看，2017—2019 年，公司销售债权周转次数逐年下降，分别为 3.82 次、2.96 次和 2.02 次；存货周转次数逐年增长，分别为 15.85 次、18.10 次和 19.59 次；总资产周转次数基本保持稳定，分别为 0.17 次、0.18 次和 0.18 次。

从与同行业公司其他公司的经营效率比较情况来看，公司整体经营效率较高。

表 6 2019 年国内同行业企业经营效率比较（单位：次）

公司名称	应收账款周转率	总资产周转率
华能新能源股份有限公司	1.13	0.14

中国大唐集团新能源股份有限公司	1.01	0.11
中广核风电有限公司	1.21	0.12
龙源电力	2.12	0.18

注：Wind 与联合资信在上述指标计算上存在公式差异，为便于与同行业公司上市公司进行比较，本表相关指标统一采用 Wind 数据
资料来源：Wind

6. 在建工程

公司未来投资主要集中在风电项目，投资规模较大，但考虑到公司经营现金净流入规模大及已完成投资额，投资压力不大。

截至 2019 年底，公司主要在建项目 5 个，全部为风电项目，合计装机容量 84.95 万千瓦，预计总投资 112.72 亿元，截至 2019 年底已完成投资 78.43 亿元。

表 7 公司在建项目投资情况（单位：亿元、%）

项目名称	项目总投资	截至 2019 年底完成投资	投资测算工程进度
福建莆田南日岛 400MW 海上风电项目	78.03	53.43	68.47
河北龙源中保棋新 300MW 风电项目	21.39	20.97	98.04
岚县界河口 49.5MW 风电项目	4.20	3.50	83.33
安化芙蓉山 50MW 风电项目	4.50	0.49	10.89
通榆新发 A 50MW 风电项目	4.60	0.04	0.87
合计	112.72	78.43	69.58

资料来源：公司提供

7. 经营关注

（1）输电限制的风险

受局部地区电网网架结构以及用电负荷地区分布不均等因素影响，公司甘肃、宁夏、黑龙江及内蒙地区部分项目的发电送出受到一定限制。但公司已针对此情况采取了相应措施，合理布局新项目，优化风电场运行，加强管理，不断提升公司的运营能力和抗风险能力。

（2）突发事件风险

公司如遇突发事件，例如事故灾难、生产安全事件、社会安全事件、公司高级管理人员因故无法履行职责等，可能造成公司社会形象受到影响，人员生命及财产安全受到危害，公司决策机制及内外部融资渠道受到影响，可能对公司的生产经营造成一定影响。

（3）燃料价格变化的风险

煤炭价格变化将对公司所属火电厂的业绩产生一定影响，煤炭价格受供求关系、季节及区域不同等多种因素影响而产生变化。

8. 未来发展

公司发展战略明确，符合自身发展需要。

2020 年，公司将坚持稳中求进工作总基调，认真贯彻集团公司“一个目标、三型五化、七个一流”的总体战略，围绕建设具有全球竞争力的世界一流新能源公司总目标，突出高质量发展可持续发展与价值创造导向，夯实新能源党建和安全生产基础，加快信息化智能化建设，做强国内国际两大市场，建强高素质管理干部和专业人才两支队伍。

八、财务分析

1. 财务质量及财务状况

公司提供了 2017—2019 年合并财务报告，瑞华会计师事务所（特殊普通合伙）对 2017 年财务报告进行了审计，天职国际会计师事务所（特殊普通合伙）对 2018 及 2019 年年财务报告进行了审计，均出具了标准无保留意见审计结论。公司提供的 2020 年半年度财务数据未经审计。公司财务报表按照财政部最新颁布的《企业会计准则》及其应用指南的有关规定编制。

从合并范围看，截至 2017 年底，公司纳入合并范围全资及控股二级子公司 168 家；截至 2018 年底，公司合并范围内子公司共计 164 家；截至 2019 年底，公司纳入合并范围子公司 165 家。公司合并范围变化不大且公司主营业务未发生变化，财务数据可比性较强。

截至 2019 年底，公司合并资产总额 1558.47 亿元，所有者权益 607.71 亿元（含少数股东权益 74.65 亿元）；2019 年，公司实现营业收入 274.61 亿元，利润总额 65.09 亿元。

截至 2020 年 6 月底，公司合并资产总额 1654.18 亿元，所有者权益 643.83 亿元（含少数股东权益 78.30 亿元）；2020 年 1—6 月，公

司实现营业收入 140.52 亿元，利润总额 46.58 亿元。

2. 资产质量

公司非流动资产占比高，以固定资产及在建工程为主，符合电力行业特征；公司流动资产中应收账款占比高，主要为与电网公司未结算的电费及新能源电价补贴款，回收风险小，但补贴款到位滞后，对资金形成占用。公司整体资产质量较好。

2017—2019 年，公司合并资产总额连续增长，年均复合增长 3.76%。截至 2019 年末，公司合并资产总额 1558.47 亿元，较年初增长 6.88%。其中，流动资产占 15.20%，非流动资产占 84.80%。公司资产以非流动资产为主。

(1) 流动资产

2017—2019 年，公司流动资产连续增长，年均复合增长 18.68%。截至 2019 年末，公司流动资产 236.82 亿元，较年初增长 29.19%，主要系应收账款增加所致。公司流动资产主要由货币资金（占 14.49%）、应收账款（占 66.77%）和其他流动资产（占 5.94%）构成。

2017—2019 年，公司货币资金波动下降，年均复合下降 18.04%。截至 2019 年末，公司货币资金 34.32 亿元，较年初增长 10.19%，主要系公司偿债规模下降，资金留存较高所致。截至 2019 年末，公司货币资金主要由银行存款（占 95.82%）构成。截至 2019 年末，公司使用权受到限制的货币资金 5.23 亿元，占全部货币资金的 15.25%，受限比例一般，全部为履约保证金。

2017—2019 年，公司应收账款连续增长，年均复合增长 58.77%，主要系受公司上网电量增长及新能源电价补贴款到位滞后影响，应收电网公司电费及应收新能源电价补贴款增长所致。截至 2019 年末，公司应收账款 158.13 亿元，较年初增长 57.46%。公司应收账款主要为按组合计提坏账准备的应收账款（99.91%）和单项金额虽不重大并单项计提坏账准备的应收账款（占 0.09%）；计提坏账准备 0.13 亿元，计提比例为 0.09%。公司按组合计提坏账准备的应收账款主要为应收

电网公司电费及新能源电价补贴款（占 99.27%），回收风险较小。从欠款方看，前五名欠款方合计欠款金额为 51.97 亿元，占应收账款比例为 32.83%，应收账款集中度较高。总体看，公司应收账款主要为与电网公司结算的电费款及新能源电价补贴款，回收风险较小，但补贴款到位滞后，对资金形成占用。

2017—2019 年，公司其他流动资产连续下降，年均复合下降 7.39%。截至 2019 年末，公司其他流动资产 14.07 亿元，较年初下降 11.35%，主要系待抵扣增值税进项税减少所致。

(2) 非流动资产

2017—2019 年，公司非流动资产波动增长，年均复合增长 1.63%。截至 2019 年末，公司非流动资产 1321.65 亿元，较年初增长 3.67%，公司非流动资产主要由固定资产（占 79.18%）和在建工程（占 6.86%）构成。

2017—2019 年，公司固定资产波动增长，年均复合增长 0.08%。截至 2019 年末，公司固定资产 1046.53 亿元，较年初下降 1.19%，较年初变化不大。固定资产主要由机器设备（占 90.63%）构成，累计计提折旧 555.19 亿元；固定资产成新率 66.99%，成新率较高。

2017—2019 年，公司在建工程波动下降，年均复合下降 9.03%。截至 2019 年末，公司在建工程 90.66 亿元，较年初增长 15.61%，主要系新增对河北龙源中保棋新项目投资所致。

截至 2019 年末，公司使用受限的资产规模 50.63 亿元，占资产总额的 3.25%，受限比率低，主要为电费收费权质押及借款抵押。

截至 2020 年 6 月末，公司合并资产总额 1654.18 亿元，较上年底增长 6.14%。其中，流动资产占 18.90%，非流动资产占 81.10%。公司资产仍以非流动资产为主，资产结构较上年底变化不大。

3. 负债和所有者权益

(1) 所有者权益

公司所有者权益中未分配利润和少数股东权益占比较高，权益稳定性一般。

2017—2019 年，公司所有者权益连续增长，年均复合增长 6.66%。截至 2019 年末，公司所有者权益合计 607.71 亿元，较年初增长 7.05%。其中，归属于母公司所有者权益占比为 87.72%，少数股东权益占比为 12.28%。归属于母公司所有者权益 533.06 亿元，实收资本、资本公积、其他权益工具、盈余公积和未分配利润分别占 15.08%、27.27%、9.36%、3.83%和 45.19%。所有者权益结构稳定性一般。

截至 2020 年 6 月末，公司所有者权益合计 643.83 亿元，较上年底增长 5.94%。其中，归属于母公司所有者权益占比为 87.84%，少数股东权益占比为 12.16%。归属于母公司所有者权益 565.53 亿元，实收资本、资本公积、其他权益工具、盈余公积和未分配利润分别占 14.21%、25.70%、8.83%、3.61%和 48.64%。

（2）负债

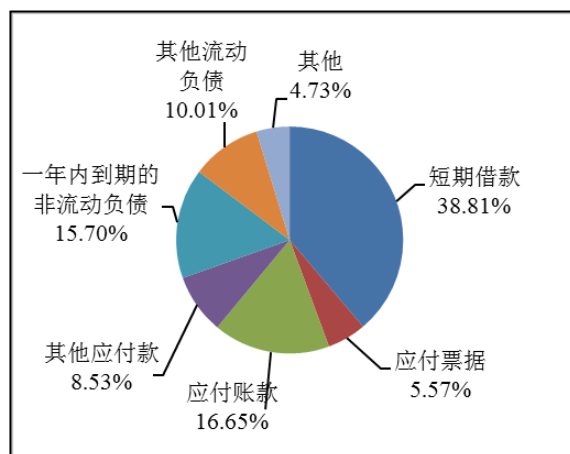
公司负债以非流动负债为主，长期债务占比高，债务期限结构较好，且债务负担尚可。

2017—2019 年，公司负债总额波动增长，年均复合增长 2.02%。截至 2019 年末，公司负债总额 950.76 亿元，较年初增长 6.77%。其中，流动负债占 47.42%，非流动负债占 52.58%。公司负债结构相对均衡。

流动负债

2017—2019 年，公司流动负债波动下降，年均复合下降 2.96%。截至 2019 年末，公司流动负债 450.80 亿元，较年初增长 12.15%，主要系一年内到期的非流动负债增加所致。公司流动负债主要由短期借款（占 38.81%）、应付票据（占 5.57%）、应付账款（占 16.65%）、其他应付款（占 8.53%）、一年内到期的非流动负债（占 15.70%）和其他流动负债（占 10.01%）构成。

图 2 截至 2019 年底公司流动负债构成



资料来源：公司审计报告，联合资信整理

2017—2019 年，公司短期借款连续下降，年均复合下降 22.63%。截至 2019 年末，公司短期借款 174.96 亿元，较年初下降 3.39%；短期借款主要由信用借款（占 96.06%）构成。

2017—2019 年，公司应付票据波动增长，年均复合增长 35.55%。截至 2019 年末，公司应付票据 25.11 亿元，较年初增长 91.69%，主要系银行承兑汇票大幅增长所致。

2017—2019 年，公司应付账款波动下降，年均复合下降 1.35%。截至 2019 年末，公司应付账款 75.08 亿元，较年初增长 2.44%，较年初变化不大。

2017—2019 年，公司其他应付款连续增长，年均复合增长 34.32%。截至 2019 年末，公司其他应付款 38.44 亿元，较年初增长 39.95%，主要系关联方往来款和代收代付款增加所致；公司其他应付款主要为保证金（占 26.53%）和单位间往来款和代收代付款（占 73.47%）。

2017—2019 年，公司一年内到期的非流动负债连续增长，年均复合增长 249.88%。截至 2019 年末，公司一年内到期的非流动负债 70.77 亿元，较年初增长 105.31%，主要系一年内到期长期借款、19.98 亿元“10 龙源 02”及 22.49 亿元“15 龙源 01”临近到期，调整至此科目所致。

公司其他流动负债主要为短期融资券及超短期融资券。2017—2019 年，公司其他流动负

债波动下降，年均复合下降 5.02%。截至 2019 年末，公司其他流动负债 45.11 亿元，较年初下降 18.13%。

非流动负债

2017—2019 年，公司非流动负债连续增长，年均复合增长 7.24%。截至 2019 年末，公司非流动负债 499.96 亿元，较年初增长 2.34%，较年初变化不大。公司非流动负债主要由长期借款（占 53.75%）和应付债券（占 44.02%）构成。

2017—2019 年，公司长期借款连续增长，年均复合增长 6.72%。截至 2019 年末，公司长期借款 268.73 亿元，较年初增长 0.46%，较年初变化不大；长期借款主要由质押借款（占 21.93%）和信用借款（占 75.27%）构成。

2017—2019 年，公司应付债券连续增长，年均复合增长 7.51%。截至 2019 年末，公司应付债券 220.06 亿元，较年初增长 3.67%，变化不大。

2017—2019 年，公司全部债务波动增长，年均复合增长 1.07%。截至 2019 年末，公司全部债务 810.35 亿元，较年初增长 5.53%。其中，短期债务占 39.14%，长期债务占 60.86%，以长期债务为主。短期债务 317.19 亿元，较年初增长 11.49%。长期债务 493.16 亿元，较年初增长 2.02%，较年初变化不大。2017—2019 年，公司资产负债率分别为 63.10%、61.07%和 61.01%，连续下降。全部债务资本化比率分别为 59.76%、57.49%和 57.15%，连续下降。长期债务资本化比率分别为 44.63%、45.99%和 44.80%，波动上升。公司债务负担较尚可。

如将永续债调入长期债务，截至 2019 年末，公司全部债务增至 860.26 亿元。其中，短期债务 317.19 亿元（占 36.87%），长期债务 543.07 亿元（占 63.13%）。截至 2019 年末，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 64.21%、60.66%和 49.33%，较调整前分别上升 3.20 个百分点、3.52 个百分点和 4.53 个百分点。

截至 2020 年 6 月末，公司负债总额 1,010.35 亿元，较上年底增长 6.27%。其中，流动负债占 56.20%，非流动负债占 43.80%。

截至 2020 年 6 月末，公司全部债务 871.62 亿元，较上年底增长 7.56。其中，短期债务 435.98 亿元（占 50.02%），较年初增长 37.45%。长期债务 435.63 亿元（占 49.98%），较年初下降 11.66%。截至 2020 年 6 月末，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 61.08%、57.52%和 40.36%，较年初分别上升 0.07 个百分点、上升 0.37 个百分点和下降 4.44 个百分点。

如将永续债调入长期债务，截至 2020 年 6 月末，公司全部债务增至 921.53 亿元；其中，短期债务 435.98 亿元（占 47.31%），长期债务 485.54 亿元（占 52.69%）。截至 2020 年 6 月末，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 64.10%、60.81%和 44.98%，较调整前分别上升 3.02 个百分点、3.29 个百分点和 4.62 个百分点。

4. 盈利能力

近年来，受益于风电装机规模及上网电量的增长，公司营业收入逐年提升，整体盈利能力很强。

2017—2019 年，受益于风电装机规模及上网电量的增长，公司营业收入不断增长，公司营业收入连续增长，年均复合增长 5.68%；公司营业成本连续增长，年均复合增长 4.10%。2019 年公司实现营业收入 274.61 亿元，较 2018 年增长 3.81%；营业成本为 176.12 亿元，较 2018 年增长 4.75%。2017—2019 年，公司净利润分别为 45.79 亿元、50.12 亿元、53.67 亿元，连续增长，年均复合增长 8.26%。

从期间费用看，2017—2019 年，公司费用总额波动增长，年均复合增长 13.81%。2019 年，公司期间费用总额为 38.99 亿元，较上年下降 2.04%，较上年变化不大。从构成看，公司销售费用、管理费用、研发费用和财务费用占比分别为 0.08%、9.07%、1.64%和 89.21%，以财务费用为主。其中，销售费用为 0.03 亿元，较上年增长 118.04%；管理费用为 3.54 亿元，较上年下降 1.67%，较上年变化不大；研发费

用为 0.64 亿元，较上年增长 652.05%；财务费用为 34.78 亿元，较上年下降 3.67%。2017—2019 年，公司期间费用率分别为 12.24%、15.05% 和 14.20%，公司费用控制能力一般。

从盈利指标看，2017—2019 年，公司营业利润率分别为 32.93%、35.44% 和 34.92%，波动上升；总资本收益率分别为 5.59%、6.42% 和 6.17%，波动上升；总资产报酬率分别为 5.85%、6.47% 和 6.56%，连续上升。公司净资产收益率分别为 8.57%、8.83% 和 8.83%。与同行业公司相比，公司各盈利指标尚可。

表 8 2019 年国内同行业企业盈利指标情况（单位：%）

公司名称	毛利率	总资产报酬率	净资产收益率
华能新能源股份有限公司	54.80	6.34	10.40
中国大唐集团新能源股份有限公司	47.72	4.63	8.02
中广核风电有限公司	53.37	5.85	10.66
龙源电力	35.87	6.48	8.98

注：Wind 与联合资信在上述指标计算上存在公式差异，为便于与同行业公司上市公司进行比较，本表相关指标统一采用 Wind 数据

资料来源：Wind

2020 年 1—6 月，公司实现营业收入 140.52 亿元，较上年同期增长 0.10%，较上年同期变化不大；实现净利润 38.37 亿元，较上年同期增长 3.73%，较上年同期变化不大。

5. 现金流分析

公司经营现金净流入规模大，对投资的资金需求覆盖程度好，筹资活动现金流呈净流出状态。

从经营活动来看，2017—2019 年，公司经营活动现金流入分别为 330.95 亿元、341.67 亿元和 350.01 亿元，连续增长，年均复合增长 2.84%。2017—2019 年，公司经营活动现金流出分别为 204.12 亿元、199.12 亿元和 224.91 亿元，波动增长，年均复合增长 4.97%。2017—2019 年，公司经营活动现金净额分别为 126.82 亿元、142.55 亿元和 125.09 亿元，波动下降，年均复合下降 0.69%，公司经营现金流呈大规模净流入态势。2017—2019 年，公司现金收入比分别为 109.98%、102.45% 和 93.60%，连续下降。

从投资活动来看，2017—2019 年，公司投资活动现金流入分别为 11.21 亿元、5.59 亿元和 7.22 亿元，波动下降，年均复合下降 19.73%。2017—2019 年，公司投资活动现金流出分别为 96.62 亿元、91.86 亿元和 111.39 亿元，波动增长，年均复合增长 7.37%。2017—2019 年，公司投资活动现金净额分别为 -85.41 亿元、-86.27 亿元和 -104.17 亿元，净流出规模连续增长，年均复合增长 10.44%。

2017—2019 年，公司筹资活动前现金流量净额分别为 41.41 亿元、56.29 亿元和 20.92 亿元，波动下降，年均复合下降 28.92%。

从筹资活动来看，2017—2019 年，公司筹资活动现金流入分别为 697.78 亿元、716.40 亿元和 493.78 亿元，波动下降，年均复合下降 15.88%。2017—2019 年，公司筹资活动现金流出分别为 706.94 亿元、794.42 亿元和 514.35 亿元，波动下降，年均复合下降 14.70%。2017—2019 年，公司筹资活动现金净额分别为 -9.16 亿元、-78.02 亿元和 -20.57 亿元，净流出规模波动增长，年均复合增长 49.85%。

2020 年 1—6 月，公司实现经营活动现金净流入 51.68 亿元；实现投资活动现金净流出 52.32 亿元；实现筹资活动现金净流入 9.42 亿元。

6. 偿债能力

公司短期偿债能力指标表现一般，但考虑到公司现金类资产规模较大，受限比率低，公司短期偿债能力强。公司长期偿债指标较好。考虑到公司经营现金净流入规模较大，收入和利润稳步提升，整体偿债能力极强。

从短期偿债能力指标看，2017—2019 年，公司流动比率分别为 35.12%、45.60% 和 52.53%，连续上升。2017—2019 年，公司速动比率分别为 33.14%、43.35% 和 50.56%，连续上升；公司经营现金流动负债比率分别为 26.49%、35.46% 和 27.75%，波动增长；公司现金短期债务比分别为 0.16 倍、0.14 倍和 0.13 倍，连续下降。整体看，公司短期偿债能力弱，但

考虑到公司现金类资产规模较大，受限比率低，公司短期偿付能力强。

从长期偿债能力指标看，2017—2019年，公司EBITDA分别为150.11亿元、167.54亿元和177.62亿元，连续增长。从构成看，2019年，公司EBITDA主要由折旧（占42.42%）、计入财务费用的利息支出（占19.05%）和利润总额（占36.64%）构成。

2017—2019年，公司EBITDA利息倍数分别为4.88倍、4.53倍和4.80倍，波动下降。2017—2019年，公司全部债务/EBITDA分别为5.29倍、4.58倍和4.56倍，连续上升。整体看，公司长期债务偿债能力较强。

截至2020年3月底，公司对外担保余额合计1.17亿元，占公司净资产的0.19%，被担保方均为公司关联方，被担保方经营状况基本稳定，公司或有负债风险小。

截至2020年3月底，公司无重大未决诉讼。

公司与多家金融机构建立了良好的合作关系，截至2019年底，公司共获得银行及其他金融机构综合授信3239.92亿元，尚余2532.38亿元未使用，公司间接融资渠道畅通。同时，公司为香港上市公司，具备直接融资渠道。

7. 母公司财务概况

公司本部履行管理职能，收入规模小，盈利主要依靠下属子公司，负债水平合理。

截至2019年末，母公司资产总额1099.79亿元，较年初增长4.89%。其中，流动资产670.01亿元（占60.92%），非流动资产429.79亿元（占39.08%）。从构成看，流动资产主要由其他应收款（占64.16%）、一年内到期的非流动资产（占5.63%）和其他流动资产（占17.44%）构成；

非流动资产主要由债权投资（占7.45%）和长期股权投资（占88.81%）构成。截至2019年末，母公司货币资金为27.36亿元。

截至2019年末，母公司所有者权益为447.70亿元，较年初增长4.94%。其中，实收资本为80.36亿元（占17.95%）、资本公积合计175.40亿元（占39.18%）、未分配利润合计119.12亿元（占26.61%）、

盈余公积合计20.44亿元（占4.56%）。

截至2019年末，母公司负债总额652.10亿元，较年初增长4.85%。其中，流动负债368.39亿元（占比56.49%），非流动负债283.71亿元（占比43.51%）。从构成看，流动负债主要由短期借款（占20.98%）、其他应付款（合计）（占46.00%）、一年内到期的非流动负债（占17.92%）和其他流动负债（占12.24%）构成，非流动负债主要由长期借款（占25.03%）和应付债券（占74.65%）构成。截至2019年末，母公司资产负债率为59.29%。

2019年，母公司营业收入为0.44亿元，净利润为30.02亿元。

2019年，母公司经营活动现金流入量和流出量分别为592.77亿元、582.36亿元，经营活动产生的现金流量净额10.41亿元；投资活动产生的现金流量净额17.21亿元；筹资活动产生的现金流量净额-26.75亿元。

九、本期债券偿还能力分析

本期债券计划发行额度相对于目前公司总体债务规模不大，并考虑到公司在行业地位以及股东背景等方面的显著优势，联合资信认为，公司对本期债券的偿还能力极强。

1. 本期债券对公司现有债务的影响

本期债券发行规模为10亿元，分别占公司2020年6月底全部债务和长期债务的1.15%和2.30%，本期债券的发行对公司现有债务影响不大。

以2020年6月末财务数据为基础，本期债券发行后，在其他因素不变的情况下，公司的资产负债率、全部债务资本化比率和长期债务资本化比率分别由61.08%、57.52%和40.36%上升至61.31%、58.07%和41.44%，公司负债水平有所上升，债务负担有所加重，但仍属可控水平。

若将公司存续的永续债券划入债务，截至2020年6月底，公司债务总额为921.53亿元，本期债券发行额度对公司债务规模增长影响不大。本期债券发行后，在其它因素不变的情况

下，若将永续债计入长期债务，其他因素保持不变的情况下，公司资产负债率、全部资本化比率和长期债务资本化比率分别为 64.52%、61.32% 和 45.98%。

2. 本期债券偿还能力分析

2017—2019 年，公司经营活动产生的现金流入分别为 330.95 亿元、341.67 亿元和 350.01 亿元，分别为本期债券发行额度（10.00 亿元）的 33.09 倍、34.17 倍和 35.00 倍；同期公司经营活动现金流量净额分别为 126.82 亿元、142.55 亿元和 125.09 亿元，分别为本期债券发行额度（10.00 亿元）的 12.68 倍、14.26 倍和 12.51 倍；公司 EBITDA 分别为 150.11 亿元、167.54 亿元和 177.62 亿元，分别为本期债券发行额度（10.00 亿元）的 15.01 倍、16.75 倍和 17.76 倍。

强。联合资信对公司的评级展望为“稳定”。

基于对公司主体长期信用状况及本期债券偿还能力的综合评估，联合资信认为，本期债券到期不能偿还的风险极低。

表 9 本期债券保障能力测算

指标	2017 年	2018 年	2019 年
经营活动现金流入量（亿元）	330.95	341.67	350.01
经营活动现金流入量保障倍数（倍）	33.09	34.17	35.00
经营活动现金流量净额（亿元）	126.82	142.55	125.09
经营活动现金流量净额保障倍数（倍）	12.68	14.26	12.51
EBITDA（亿元）	150.11	167.54	177.62
EBITDA 保障倍数（倍）	15.01	16.75	17.76

注：数据略有差异系四舍五入造成

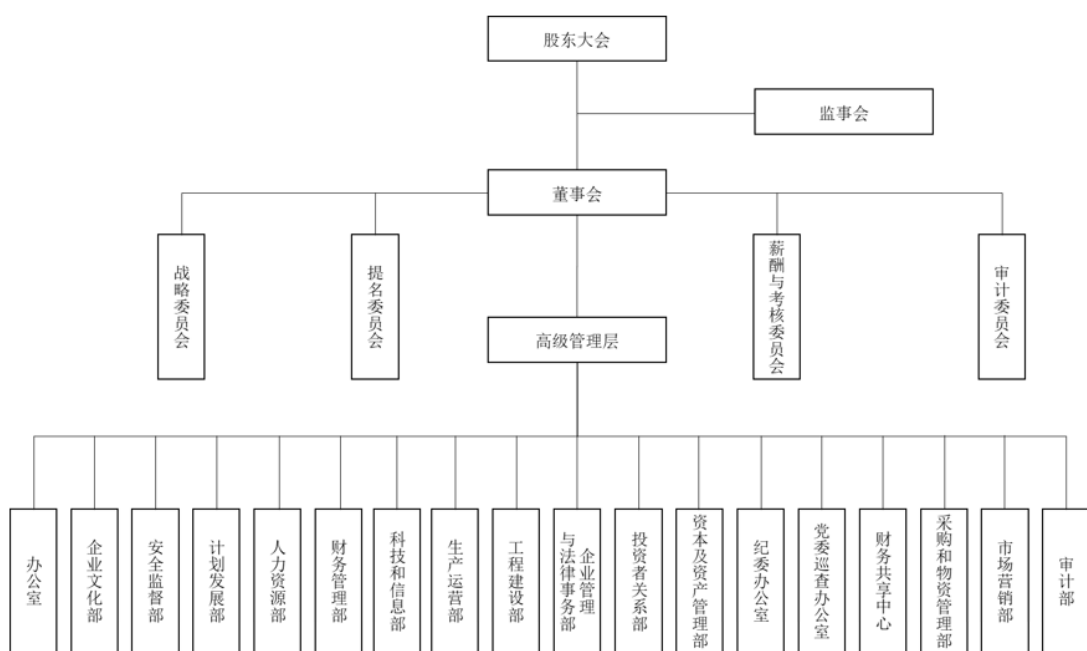
资料来源：联合资信根据公司财务报告整理

十、结论

龙源电力是中国最早开发风电的专业化公司，主要从事风电场的设计、开发、管理及运营等业务。联合资信对公司的评级反映了公司在股东实力、风电行业地位、装机规模及风电场布局等方面具备很强的竞争优势。近年来，受益于装机规模及布局等方面的明显优势，公司风电业务收入稳步增长，盈利能力很强，且经营性净现金流规模大。同时，联合资信也关注到清洁能源发电上网政策波动、电价补贴款到位滞后等因素可能对公司信用水平带来的不利影响。

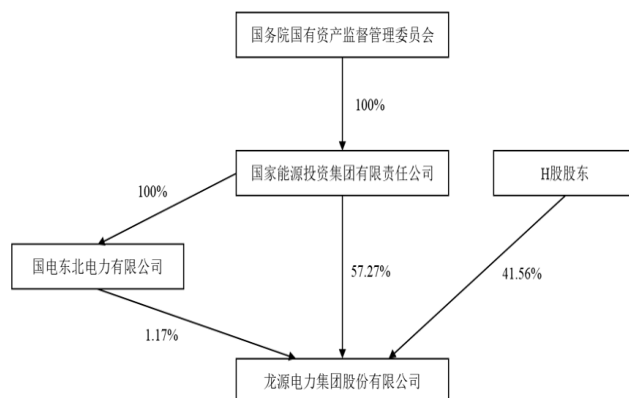
未来，随着公司风电装机规模进一步提升，布局持续优化，公司整体竞争力有望进一步增

附件 1-1 截至 2020 年 6 月底公司组织结构图



资料来源：公司提供

附件 1-2 截至 2020 年 6 月底公司股权结构图



资料来源：公司提供

附件 1-3 截至 2019 年底公司子公司列表

序号	企业名称	注册地	业务性质	实收资本（元）	持股比例（%）
1	安徽龙源风力发电有限公司	安徽	风电	320140000.00	100.00
2	布尔津县天润风电有限公司	新疆	风电	57500000.00	60.00
3	赤峰龙源风力发电有限公司	内蒙古	风电	468570000.04	97.01
4	赤峰龙源松州风力发电有限公司	内蒙古	风电	1619384840.00	100.00
5	赤峰新胜风力发电有限公司	内蒙古	风电	273426200.00	34.00
6	东海龙源生物质发电有限公司	江苏	生物质发电	49000000.00	95.00
7	福建风力发电有限公司	福建	风电	40000000.00	90.00
8	福建龙源风力发电有限责任公司	福建	风电	274665200.00	100.00
9	福建龙源海上风力发电有限公司	福建	风电	1420000000.00	100.00
10	福建省东山澳仔山风电开发有限公司	福建	风电	256000000.00	91.15
11	福建省平潭长江澳风电开发有限公司	福建	风电	14260000.00	60.00
12	抚远龙源风力发电有限公司	黑龙江	风电	87828000.00	100.00
13	甘肃洁源风电有限责任公司	甘肃	风电	505020000.00	77.11
14	甘肃龙源风力发电有限公司	甘肃	风电	624530000.00	100.00
15	甘肃新安风力发电有限公司	甘肃	风电	169810000.00	54.54
16	广东国电龙源风力发电有限公司	广东	风电	170493839.24	51.00
17	广西龙源风力发电有限公司	广西	风电	164308760.00	100.00
18	国电联合动力技术（长春）有限公司	吉林	其他	442772300.00	100.00
19	国电龙源安化风力发电有限公司	湖南	风电	107000000.00	50.00
20	国电龙源都匀风力发电有限公司	贵州	风电	84000000.00	50.00
21	国电龙源江永风力发电有限公司	湖南	风电	80000000.00	50.00
22	国电龙源神池风力发电有限公司	山西	风电	85385000.00	51.00
23	国电龙源松桃风力发电有限公司	贵州	风电	24600000.00	50.00
24	国电龙源吴起新能源有限公司	陕西	风电	154400000.00	51.00
25	国电山东济南龙源风力发电有限公司	山东	风电	163953000.00	50.00
26	国电山东龙源临朐风力发电有限公司	山东	风电	70000000.00	50.00
27	国电山西洁能右玉风电有限公司	山西	风电	202000000.00	100.00
28	国电武川红山风电有限公司	内蒙古	风电	85000000.00	100.00
29	国电新疆阿拉山口风电开发有限公司	新疆	风电	176000000.00	70.00
30	国电友谊生物质发电有限公司	黑龙江	生物质发电	40000000.00	100.00
31	国电重庆风电开发有限公司	重庆	风电	433198000.00	51.00
32	哈尔滨龙源风力发电有限公司	黑龙江	风电	23980500.00	100.00
33	海安龙源海上风力发电有限公司	江苏	风电	840000000.00	100.00
34	海林晨光风力发电有限公司	黑龙江	风电	3000000.00	70.00
35	海林龙源风力发电有限公司	黑龙江	风电	81431970.07	51.00
36	海南龙源风力发电有限公司	海南	风电	299088800.00	100.00
37	含山龙源梅山风力发电有限公司	安徽	风电	72878600.00	70.00
38	河北龙源风力发电有限公司	河北	风电	899672600.00	100.00
39	河北围场龙源建投风力发电有限公司	河北	风电	209300000.00	50.00
40	河南龙源新能源发展有限公司	河南	风电	88600000.00	100.00
41	鹤岗龙源风力发电有限公司	黑龙江	风电	165547279.71	95.00
42	黑龙江龙源新能源发展有限公司	黑龙江	风电	976844000.00	100.00
43	湖北龙源新能源有限公司	湖北	风电	55200000.00	100.00
44	湖南龙源风力发电有限公司	湖南	风电	88000000.00	100.00
45	桦南龙源风力发电有限公司	黑龙江	风电	414036016.18	39.96
46	吉林东丰龙新发电有限公司	吉林	风电	1000000.00	88.00
47	吉林龙源风力发电有限公司	吉林	风电	438200000.00	66.23
48	江苏海上龙源风力发电有限公司	江苏	风电	768000000.00	100.00
49	江苏龙源风力发电有限公司	江苏	风电	333320000.00	75.00
50	江西龙源风力发电有限公司	江西	风电	90314000.00	100.00
51	江阴苏龙热电有限公司	江苏	火电	1185750728.94	27.00
52	辽宁龙源新能源发展有限公司	辽宁	风电	1069833100.00	100.00

53	龙源(巴彦淖尔)风力发电有限责任公司	内蒙古	风电	672550000.00	100.00
54	龙源(包头)风力发电有限责任公司	内蒙古	风电	394940000.00	100.00
55	龙源(北京)风电工程技术有限公司	北京	科技服务	30000000.00	100.00
56	龙源(北京)风电工程设计咨询有限公司	北京	设计咨询	20000000.00	100.00
57	龙源(北京)太阳能技术有限公司	北京	设计咨询	50000000.00	100.00
58	龙源(北京)碳资产管理技术有限公司	北京	咨询	10000000.00	100.00
59	龙源(北京)新能源有限公司	北京	光伏	10000000.00	100.00
60	龙源(德州)风力发电有限公司	山东	风电	99000000.00	100.00
61	龙源(酒泉)风力发电有限公司	甘肃	风电	910334000.00	100.00
62	龙源(科右前旗)风力发电有限公司	内蒙古	风电	84440000.00	100.00
63	龙源(农安)风力发电有限公司	黑龙江	风电	153638900.00	100.00
64	龙源(莆田)风力发电有限责任公司	福建	风电	421954000.00	100.00
65	龙源(如东)风力发电有限公司	江苏	风电	666350000.00	100.00
66	龙源(四子王)风力发电有限责任公司	内蒙古	风电	149000000.00	100.00
67	龙源(天津滨海新区)风力发电有限公司	天津	风电	144290000.00	100.00
68	龙源(乌拉特后旗)风力发电有限责任公司	内蒙古	风电	238250000.00	100.00
69	龙源(兴安盟)风力发电有限公司	内蒙古	风电	220330000.00	100.00
70	龙源(伊春)风电技术服务有限公司	黑龙江	服务	100000000.00	100.00
71	龙源(张北)风力发电有限公司	河北	风电	168670000.00	100.00
72	龙源(张家口)风力发电有限公司	河北	风电	1169677900.00	100.00
73	龙源(长岭)风力发电有限公司	辽宁	风电	303016700.00	100.00
74	龙源阿拉山口风力发电有限公司	新疆	风电	308610000.00	100.00
75	龙源巴里坤风力发电有限公司	新疆	风电	563442800.00	100.00
76	龙源保康风力发电有限公司	湖北	风电	67510000.00	100.00
77	龙源布尔津风力发电有限公司	新疆	风电	61459500.00	100.00
78	龙源达茂风力发电有限公司	内蒙古	风电	420898700.00	100.00
79	龙源大柴旦新能源开发有限公司	青海	风电	121280000.00	100.00
80	龙源大丰风力发电有限公司	江苏	风电	520614000.00	100.00
81	龙源大理风力发电有限公司	云南	风电	331985000.00	80.00
82	龙源电力集团(上海)风力发电有限公司	江苏	风电	74500000.00	100.00
83	龙源电力集团安徽新能源发展有限公司	安徽	风电	360366000.00	100.00
84	龙源电力集团能源销售有限公司	北京	销售	21000000.00	100.00
85	龙源定边风力发电有限公司	陕西	风电	69330000.00	100.00
86	龙源定远风力发电有限公司	安徽	风电	161398854.73	100.00
87	龙源东海风力发电有限公司	江苏	风电	180757143.00	70.00
88	龙源凤阳风力发电有限公司	安徽	风电	87418545.39	100.00
89	龙源阜新风力发电有限公司	辽宁	风电	62900000.00	100.00
90	龙源(青海)新能源开发有限公司	青海	光伏	265372638.79	100.00
91	龙源冠县风力发电有限公司	山东	风电	5000000.00	100.00
92	龙源贵州风力发电有限公司	贵州	风电	1006133800.00	100.00
93	龙源哈密新能源有限公司	新疆	风电	259630000.00	100.00
94	龙源和顺风力发电有限公司	山西	风电	76500000.00	100.00
95	龙源横山新能源有限公司	陕西	风电	69650000.00	100.00
96	龙源黄海如东海上风力发电有限公司	江苏	风电	500000000.00	80.00
97	龙源汇泰(滨州)风力发电有限公司	山东	风电	96350000.00	51.00
98	龙源建投(承德)风力发电有限公司	河北	风电	446170000.00	55.00
99	龙源靖边风力发电有限公司	陕西	风电	165202637.00	100.00
100	龙源静乐风力发电有限公司	山西	风电	216246908.42	100.00
101	龙源岢岚风力发电有限公司	山西	风电	75150205.58	100.00
102	龙源岚县风力发电有限公司	山西	风电	89900000.00	100.00
103	龙源乐安风力发电有限公司	江西	风电	107002000.00	100.00
104	龙源丽江新能源有限公司	云南	风电	61700000.00	100.00
105	龙源利通风力发电有限公司	宁夏	风电	126000000.00	100.00
106	龙源临沂风力发电有限公司	山东	风电	142270000.00	100.00
107	龙源宁武风力发电有限公司	山西	风电	109800000.00	100.00
108	龙源宁夏风力发电有限公司	宁夏	风电	575530000.00	100.00
109	龙源磐安风力发电有限公司	浙江	风电	56934000.00	100.00
110	龙源偏关风力发电有限公司	山西	风电	68200000.00	100.00
111	龙源平潭风力发电有限公司	福建	风电	170000000.00	90.00

112	龙源启东风力发电有限公司	江苏	风电	245760000.00	100.00
113	龙源全椒风力发电有限公司	内蒙古	风电	148534300.00	100.00
114	龙源陕西风力发电有限公司	陕西	风电	243656079.00	100.00
115	龙源石林风力发电有限公司	云南	风电	148430000.00	100.00
116	龙源吐鲁番新能源有限公司	新疆	光伏	45740000.00	90.00
117	龙源托里风力发电有限公司	新疆	风电	69372000.00	100.00
118	龙源巍山风力发电有限公司	云南	风电	50000000.00	100.00
119	龙源吴忠风力发电有限公司	宁夏	风电	256000000.00	100.00
120	龙源西藏那曲新能源有限公司	新疆	风电	25000000.00	100.00
121	龙源西藏日喀则新能源有限公司	西藏	风电	57704000.00	100.00
122	龙源西藏新能源有限公司	西藏	地热能	182466000.00	100.00
123	龙源仙居风力发电有限公司	浙江	风电	47128000.00	100.00
124	龙源兴和风力发电有限公司	内蒙古	风电	148164800.00	100.00
125	龙源雄亚（福清）风力发电有限公司	福建	风电	198129668.38	100.00
126	龙源宿州风力发电有限公司	安徽	风电	86400000.00	70.00
127	龙源盱眙风力发电有限公司	江苏	风电	684488300.00	100.00
128	龙源盐城大丰海上风力发电有限公司	江苏	风电	1507142900.00	100.00
129	龙源宜春风力发电有限公司	江西	风电	68930000.00	100.00
130	龙源玉林风力发电有限公司	广西	风电	161500000.00	100.00
131	南通天生港发电有限公司	江苏	火电	448248084.00	31.94
132	内蒙古龙源新能源发展有限公司	内蒙古	风电	321987500.00	100.00
133	宁夏天净风力发电股份有限公司	宁夏	风电	97680500.00	100.00
134	山东龙源风力发电有限公司	山东	风电	234430000.00	100.00
135	山东龙源恒信风力发电有限公司	山东	风电	5000000.00	70.00
136	山西龙源风力发电有限公司	山西	风电	465118629.62	100.00
137	沈阳龙源风力发电有限公司	辽宁	风电	432270000.00	98.60
138	沈阳龙源雄亚风力发电有限公司	辽宁	风电	449519998.68	100.00
139	双鸭山龙源风力发电有限公司	黑龙江	风电	163570000.00	100.00
140	江苏龙源风电技术培训有限公司	江苏	培训	10000000.00	100.00
141	天津龙源风力发电有限公司	天津	风电	245656020.00	100.00
142	铁岭龙源风力发电有限公司	辽宁	风电	281690000.00	100.00
143	通河龙源风力发电有限公司	黑龙江	风电	89880000.00	80.00
144	通榆新发风力发电有限公司	吉林	风电	411828900.00	100.00
145	新疆风电工程设计咨询有限责任公司	北京	设计咨询	10000000.00	100.00
146	新疆龙源风力发电有限公司	新疆	风电	345003500.00	100.00
147	新疆天风发电股份有限公司	新疆	风电	511016909.00	59.53
148	雄亚（宁阳）风力发电有限公司	山东	风电	5000000.00	100.00
149	雄亚投资有限公司	香港	投资	10700.00	100.00
150	延边龙源风力发电有限公司	吉林	风电	84000000.00	100.00
151	伊春龙源风力发电有限公司	黑龙江	风电	135250000.00	40.00
152	伊春龙源雄亚风力发电有限公司	黑龙江	风电	320139995.00	100.00
153	伊春兴安岭风力发电有限公司	黑龙江	风电	272413680.00	55.00
154	依兰龙源汇能风力发电有限公司	黑龙江	风电	175120000.16	92.00
155	云南龙源风力发电有限公司	云南	风电	777426000.00	100.00
156	浙江龙源风力发电有限公司	浙江	风电	133874000.00	100.00
157	浙江温岭东海塘风力发电有限公司	浙江	风电	140020000.00	76.29
158	浙江舟山岑港风力发电有限公司	浙江	风电	139310000.00	89.69
159	中国福霖风能工程有限公司	北京	科技服务	6000000.00	100.00
160	中能电力科技开发有限公司	北京	科技服务	70000000.00	100.00
161	射阳龙源风力发电有限公司	江苏	风电	371000000.00	60.00
162	国电云南龙源罗平风力发电有限公司	云南	风电	59400000.00	51.00
163	龙源盐城新能源发展有限公司	江苏	风电	0.00	100.00
164	雄亚（长岛）风力发电有限公司	山东	风电	2518130.00	100.00
165	龙源电力集团（上海）投资有限公司	上海	风电	61457000.00	100.00

资料来源：联合资信根据公司年报及公司提供资料整理

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 6 月
财务数据				
现金类资产（亿元）	59.63	41.18	42.31	56.61
资产总额（亿元）	1447.63	1458.18	1558.47	1654.18
所有者权益（亿元）	534.17	567.69	607.71	643.83
短期债务（亿元）	362.82	284.49	317.19	435.98
长期债务（亿元）	430.53	483.41	493.16	435.63
全部债务（亿元）	793.34	767.90	810.35	871.62
营业收入（亿元）	245.90	264.55	274.61	140.52
利润总额（亿元）	54.33	58.34	65.09	46.58
EBITDA（亿元）	150.11	167.54	177.62	--
经营性净现金流（亿元）	126.82	142.55	125.09	51.68
财务指标				
销售债权周转次数（次）	3.82	2.96	2.02	--
存货周转次数（次）	15.85	18.10	19.59	--
总资产周转次数（次）	0.17	0.18	0.18	--
现金收入比（%）	109.98	102.45	93.60	78.90
营业利润率（%）	32.93	35.44	34.92	43.66
总资本收益率（%）	5.59	6.42	6.17	--
净资产收益率（%）	8.57	8.83	8.83	--
长期债务资本化比率（%）	44.63	45.99	44.80	40.36
全部债务资本化比率（%）	59.76	57.49	57.15	57.52
资产负债率（%）	63.10	61.07	61.01	61.08
流动比率（%）	35.12	45.60	52.53	55.05
速动比率（%）	33.14	43.35	50.56	53.34
经营现金流动负债比（%）	26.49	35.46	27.75	--
现金短期债务比（倍）	0.16	0.14	0.13	0.13
EBITDA 利息倍数（倍）	4.88	4.53	4.80	--
全部债务/EBITDA（倍）	5.29	4.58	4.56	--

注：1. 公司 2020 年半年度财务报表未经审计；2. 本报告中，部分合计数与各相加数直接相加之和在尾数上存在差异，系四舍五入造成，除特别说明外，均指人民币；3. 本报告已将其其他流动负债调整至短期债务，融资租赁款调整至长期债务

资料来源：联合资信根据公司年报及公司提供资料整理

附件 2-2 主要财务数据及指标（公司本部/母公司口径）

项 目	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年 6 月
财务数据				
现金类资产（亿元）	43.64	24.01	27.36	31.19
资产总额（亿元）	1007.83	1048.54	1099.79	1097.88
所有者权益（亿元）	409.99	426.60	447.70	446.79
短期债务（亿元）	155.64	119.18	153.19	194.89
长期债务（亿元）	256.24	291.51	282.80	343.87
全部债务（亿元）	411.88	410.69	436.00	538.76
营业收入（亿元）	0.37	0.32	0.44	0.13
利润总额（亿元）	21.96	25.67	30.02	-0.87
EBITDA（亿元）	22.57	26.22	30.54	--
经营性净现金流（亿元）	5.80	16.77	10.41	5.68
财务指标				
销售债权周转次数（次）	2.64	1.83	5.57	--
存货周转次数（次）	8.78	9.18	8.74	--
总资产周转次数（次）	0.00	0.00	0.00	--
现金收入比（%）	135.59	129.52	103.57	61.72
营业利润率（%）	29.84	-6.12	24.11	40.04
总资本收益率（%）	2.67	3.07	3.40	--
净资产收益率（%）	5.36	6.02	6.70	--
长期债务资本化比率（%）	38.46	40.59	38.71	43.49
全部债务资本化比率（%）	50.12	49.05	49.34	54.67
资产负债率（%）	59.32	59.31	59.29	59.30
流动比率（%）	189.35	192.24	181.87	170.32
速动比率（%）	189.35	192.24	181.87	170.31
经营现金流动负债比（%）	1.70	5.08	2.83	--
现金短期债务比（倍）	0.28	0.20	0.18	0.16
EBITDA 利息倍数（倍）	--	--	--	--
全部债务/EBITDA（倍）	18.25	15.66	14.27	--

注：公司 2020 年半年度财务报表未经审计

资料来源：联合资信根据公司年报及公司提供资料整理

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	(1) 2 年数据: 增长率= (本期-上期) / 上期×100% (2) n 年数据: 增长率=[(本期/前 n 年) ^ (1/ (n-1)) -1]×100%
净资产年复合增长率	
营业收入年复合增长率	
利润总额年复合增长率	
经营效率指标	
销售债权周转次数	营业收入/ (平均应收账款净额+平均应收票据)
存货周转次数	营业成本/平均存货净额
总资产周转次数	营业收入/平均资产总额
现金收入比	销售商品、提供劳务收到的现金/营业收入×100%
盈利指标	
总资产收益率	(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。联合资信评级展望设置及含义如下：

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

联合资信评估股份有限公司关于 龙源电力集团股份有限公司 2020 年公开发行绿色可续期公司债券（面向专业投资者） （第三期）的跟踪评级安排

根据监管部门和联合资信对跟踪评级的有关要求，联合资信将在本次（期）债券存续期内，在每年龙源电力集团股份有限公司年报公告后的两个月内进行一次定期跟踪评级，且不晚于每一会计年度结束之日起六个月内进行一次定期跟踪评级，并在本次（期）债券存续期内根据有关情况进行不定期跟踪评级。

龙源电力集团股份有限公司应按联合资信跟踪评级资料清单的要求，提供有关财务报告以及其他相关资料。龙源电力集团股份有限公司或本期债项如发生重大变化，或发生可能对龙源电力集团股份有限公司或本期债项信用等级产生较大影响的重大事项，龙源电力集团股份有限公司应及时通知联合资信并提供有关资料。

联合资信将密切关注龙源电力集团股份有限公司的经营管理状况、外部经营环境及本期债项相关信息，如发现龙源电力集团股份有限公司出现重大变化，或发现存在或出现可能对龙源电力集团股份有限公司或本期债项信用等级产生较大影响的事项时，联合资信将就该项进行必要调查，及时对该项进行分析，据实确认或调整信用评级结果。

如龙源电力集团股份有限公司不能及时提供跟踪评级资料，导致联合资信无法对龙源电力集团股份有限公司或本期债项信用等级变化情况做出判断，联合资信可以终止评级。

联合资信对本次（期）债券的跟踪评级报告将在本公司网站和交易所网站公告，且在交易所网站公告的时间不晚于在本公司网站、其他交易场所、媒体或者其他场合公开披露的时间；同时，跟踪评级报告将报送龙源电力集团股份有限公司、监管部门等。