跟 踪 评 级 公 告

联合〔2019〕1207 号

北控清洁能源集团有限公司：

联合信用评级有限公司通过对贵公司主体长期信用状况和贵公司公开发行的绿色可续期公司债券进行跟踪评级，确定：

北控清洁能源集团有限公司主体长期信用等级为 AA+，评级展望为“稳定”

北控清洁能源集团有限公司公开发行的“18 清 PGY1”债券信用等级为 AA+

特此公告

联合信用评级有限公司

评级总监：

二〇一九年六月十八日

地址：北京市朝阳区建国门外大街 2 号 PICC 大厦 12 层（100022）
电话：010-85172818
传真：010-85171273
http:// www.unitedratings.com.cn

北控清洁能源集团有限公司
绿色可续期公司债券2019年跟踪评级报告

主体信用等级

跟踪评级结果：AA+ 评级展望：稳定

上次评级结果：AA+ 评级展望：稳定

债项信用等级

债券简称	债券余额	发行期限	上次评级结果	跟踪评级结果	上次评级时间
18清PGY1	10亿元	（3+N）年	AA+	AA+	2018.11.21

跟踪评级时间：2019年6月18日

主要财务数据

项目	2016年	2017年	2018年
资产总额（亿港元）	175.79	359.96	434.08
所有者权益（亿港元）	44.85	90.04	108.75
长期债务（亿港元）	59.08	149.69	192.84
全部债务（亿港元）	76.50	184.21	225.74
营业收入（亿港元）	28.90	100.40	69.80
净利润（亿港元）	5.29	15.76	13.78
EBITDA（亿港元）	8.89	28.48	34.76
经营性净现金流（亿港元）	2.80	11.90	14.51
净资产收益率（%）	16.03	23.37	13.86
资产负债率（%）	74.49	74.99	74.95
全部债务资本化比率（%）	63.04	67.17	67.49
流动比率（倍）	0.82	1.25	1.16
EBITDA全部债务比（倍）	0.12	0.15	0.15
EBITDA利息倍数（倍）	8.56	5.49	3.31
EBITDA/待偿本金合计（倍）	0.78	2.50	3.05

注：1、本报告财务数据及指标计算均是合并口径，部分指标因不具有可比性未列示；2、本报告中部分合计数与各加总数直接相加之和在尾数上可能略有差异，主要系四舍五入造成；3、短期债务=计息银行借款和其他借款（流动负债部分）+融资租赁应付款项（流动负债部分）+贸易应付款项及应付票据中的应付票据，长期债务=计息银行借款和其他借款（非流动负债部分）+融资租赁应付款（非流动负债部分）；4、EBITDA=除税前溢利+利息开支总额-资本化利息+折旧+预付土地摊销+特许经营权摊销+经营权摊销+无形资产摊销；5、EBITDA/待偿本金合计=EBITDA/本报告所跟踪债项合计待偿本金。

评级观点

跟踪期内，北控清洁能源集团有限公司（以下简称“公司”或“北控清洁能源集团”）作为国内较大的清洁能源发电投资、建设以及运营企业，在电站装机容量、区域分布以及外部支持等方面具有较强的综合竞争优势。同时，联合信用评级有限公司（以下简称“联合评级”）也关注到相关政策变动对公司光伏发电业务经营业绩的影响明显；公司未来资本支出规模较大、债务规模增长较快、债务负担较重、受限资产占比较高、对外担保规模较大等因素对公司信用水平带来的不利影响。

未来随着公司业务结构优化、以及业务范围和电站并网规模的逐步扩大，公司整体业务规模将进一步扩大，有利于公司经营业绩的进一步提升。

综上，联合评级维持公司主体长期信用等级为AA+，评级展望为“稳定”；同时维持“18清PGY1”的债项信用等级为AA+。

优势

1．近年来，我国政府不断推出鼓励光伏、风电的行业支持政策和财政补助措施，公司发展政策环境良好。

2．跟踪期内，公司所持有、管理或联合开发的集中式光伏电站和分布式光伏电站总并网装机容量规模较大，具备明显的规模优势。

3．公司股东实力强，在电站建设、发电运维等方面对公司支持力度强。

关注

1．公司对政府的税收优惠以及上网电价补贴依赖较大，相关行业政策的调整，易对公司经营业绩产生不利影响。截至2018年底，公司尚未进入国家财政部《可再生能源补贴资金目录》的装机容量较大，未来申报进度及审批结

果对公司的资产质量及收入实现质量等影响明显。

2．公司对光伏电站项目的投入力度大，融资规模和资金支出规模较大，债务负担重，受限资产比重较高。

3．公司对外担保规模较大，存在一定或有负债风险。

分析师

王　越

电话：010-85172818

邮箱：wangyue@unitedratings.com.cn

王晓鹏

电话：010-85172818

邮箱：wangxp@unitedratings.com.cn

传真：010-85171273

地址：北京市朝阳区建国门外大街 2 号
PICC 大厦 12 层（100022）

Http：//www.unitedratings.com.cn

信用评级报告声明

除因本次跟踪评级事项联合信用评级有限公司（联合评级）与评级对象构成委托关系外，联合评级、评级人员与评级对象不存在任何影响评级行为独立、客观、公正的关联关系。

联合评级与评级人员履行了尽职调查和诚信义务，有充分理由保证所出具的跟踪评级报告遵循了真实、客观、公正的原则。

本跟踪评级报告的评级结论是联合评级依据合理的内部信用评级标准和程序做出的独立判断，未因评级对象和其他任何组织或个人的不当影响改变评级意见。本评级报告所依据的评级方法在公司网站公开披露。

本跟踪评级报告用于相关决策参考，并非是某种决策的结论、建议等。

本跟踪评级报告中引用的评级对象相关资料主要由评级对象提供，联合评级对所依据的文件资料内容的真实性、准确性、完整性进行了必要的核查和验证，但联合评级的核查和验证不能替代评级对象及其它机构对其提供的资料所应承担的相应法律责任。

本跟踪评级报告自出具之日起至本次（期）债券到期兑付日有效；本次（期）债券存续期间，联合评级将持续开展跟踪评级，根据跟踪评级的结论，在存续期内评级对象的信用等级有可能发生变化。

分析师：

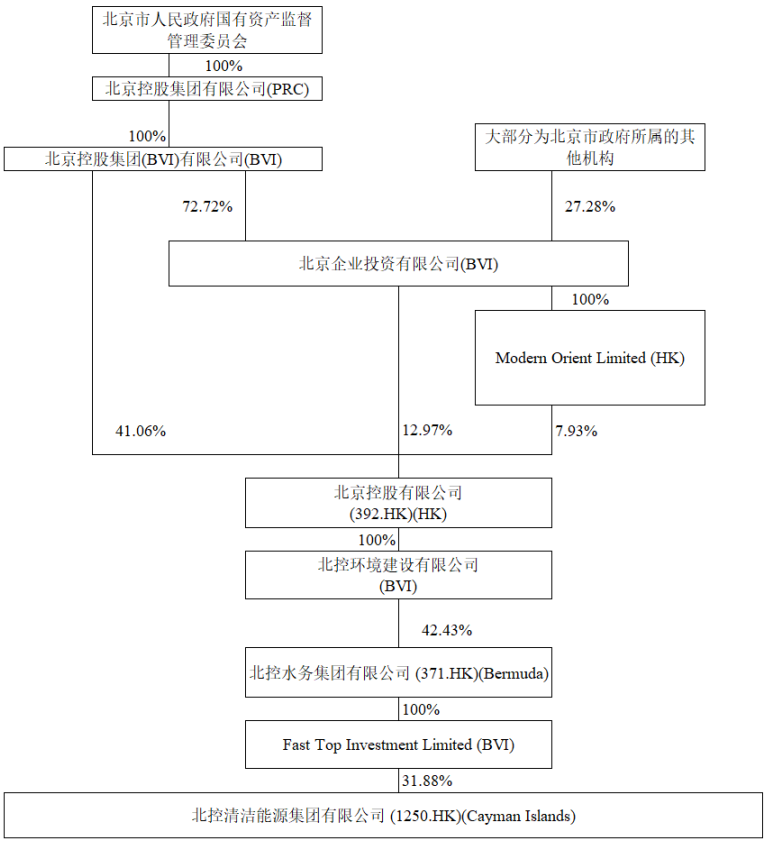
联合信用评级有限公司

一、主体概况

北控清洁能源集团有限公司（以下简称“公司”或“北控清洁能源集团”）原名为金彩控股有限公司（以下简称“金彩控股”），于 2012 年 11 月成立。2013 年 7 月 5 日，金彩控股于香港联交所主板上市，股票简称：金彩控股，股票代码：1250.HK。2015 年 5 月，金彩控股被北控水务集团有限公司（香港联交所主板上市公司、股票代码：0371.HK、以下简称“北控水务集团”）收购，并于 2015 年 7 月 23 日，更名为“北控清洁能源集团有限公司”，股票代码维持不变，股票简称变更为“北控清洁能源集团”。后经多次增资，截至 2018 年底，公司已发行股本 63,525 千港元。

截至 2018 年底，Fast Top Investment Limited 为公司控股股东，持股 31.88%；公司实际控股股东为北控水务集团。北京市国资委实际控制北控水务集团，为公司实际控制人。

图 1　截至 2018 年底公司股权结构图



资料来源：公司提供

公司经营范围：投资、开发、建造、营运及管理光伏发电业务、风电业务、清洁供暖、储能以及地热业务。

截至 2018 年底，公司本部下设投资开发中心、光储资产公司、风电资产公司、工程管理中心、运维事业部、西藏事业部、技术研发中心、供应链管理部、财金资源中心、风控法律部、监察审计部、战略部、总裁办公室、企业管理部和安全质量管理部共 15 个一级部门，在职员工 2,466 人。

截至 2018 年底，公司资产合计 434.08 亿港元，负债合计 325.33 亿港元，所有者权益（含非控股权益）合计 108.75 亿港元，其中归属于公司权益持有人的应占权益及储备 100.80 亿港元。2018 年，公司实现营业收入 69.80 亿港元，年内溢利（含非控股权益）13.78 亿港元，其中归属于公司权

益持有人的年内溢利 12.69 亿港元；经营活动所得的现金净额 14.51 亿港元，现金及现金等价物净增加额-14.32 亿港元。

公司注册地址 P.O. Box 1350, Clifton House, 75 Fort Street, Grand Cayman KY1-1108, Cayman Islands；实际经营地：香港湾仔港湾道 18 号中环广场 67 楼 6706-07 室（香港总部）、北京市朝阳区望京东园七区保利国际广场 T3 北控水务大厦 2 层（北京总部）；董事会主席：胡晓勇。

二、本期债券概况

2018 年 7 月 17 日，经中国证监会“证监许可[2018]1129 号”文核准，公司获准向合格投资者公开发行面值不超过 28 亿元人民币的绿色可续期公司债券，本次债券拟分期发行。其中，第一期 10 亿元已于 2018 年 11 月 27 日发行，债券全称为“北控清洁能源集团有限公司 2018 年面向合格投资者公开发行绿色可续期公司债券（第一期）”（以下简称“本期债券”）。本期债券期限为 3（3+N）年，基础期限为 3 年，以每 3 个计息年度为 1 个重定价周期，首个周期的票面利率为 6.5%；本期债券募集资金在扣除发行费用后拟用于偿还到期债务和补充流动资金。本期债券已于 2018 年 12 月 14 日于深交所上市交易，债券简称为“18 清 PGY1”，债券代码为“112804.SZ”。

2018 年 12 月 25 日和 2019 年 4 月 9 日，公司分别发布公告称，为更合理利用募集资金、减少资金沉淀，根据实际经营需要，本期债券将变更偿还银行债务明细；以上明细变更未对“18 清 PGY1”募集资金的使用情况造成重大影响。

截至本报告出具日，“18 清 PGY1”尚未到付息日。

三、行业分析

1．行业概况

光伏发电是一种利用光电伏打效应将太阳能转化为电能的发电方式，是目前比较成熟的一种新能源利用方式。2008 年以来，光伏行业的发展经历了大幅度的起伏，行业供求、经济发展周期和政策补贴的调整等均会对光伏行业发展造成影响。

光伏装机方面，2009 年，受金融危机的影响，全球新增光伏装机量增速下降显著。2010 年下半年起，全球经济危机压抑的需求逐渐释放，产能供不应求，至 2011 年上半年，全球光伏产业出现新一轮景气期，各大厂商大量扩产，全年新增光伏装机量约为 30.13GW，较上年的 17.15GW 增加 75.69%，但是到了 2011 年下半年，欧洲光伏补贴调整逐渐明朗，光伏行业产能过剩的问题逐渐暴露。欧洲光伏协会数据显示，2012 年装机增速大幅下滑，全球新增光伏装机容量 30.04GW，同比减少 0.33%。进入 2013 年，由于美国、日本和中国对光伏发电进行较高额度的补贴，光伏行业有所好转。欧洲光伏协会数据显示，截至 2013 年底，全球光伏装机容量 138.86GW，2013 年新增 38.35GW，同比增长 27.66%。我国光伏装机规模保持较快增速。2017 年，我国新增光伏装机容量 53.06GW，累计装机达到 130.25GW。2018 年，我国新增光伏装机容量 44.26GW，同比下降 18%。累计装机达 174.51GW，其中集中式电站新增装机 23.30GW，分布式新增装机 20.96GW。

总体看，光伏市场与宏观经济环境和政策环境相关性较强，近年来发展有所波动，但总体仍呈良性发展态势。

2．行业上游

太阳能级晶体硅片行业是光伏产业链条中最重要的环节，具有资金密集型和技术密集型双重特

征，因对多晶硅提纯技术具有垄断性、可控性及不可替代性，提高了生产成本，制约着中下游光伏产品生产的市场供给与需求。

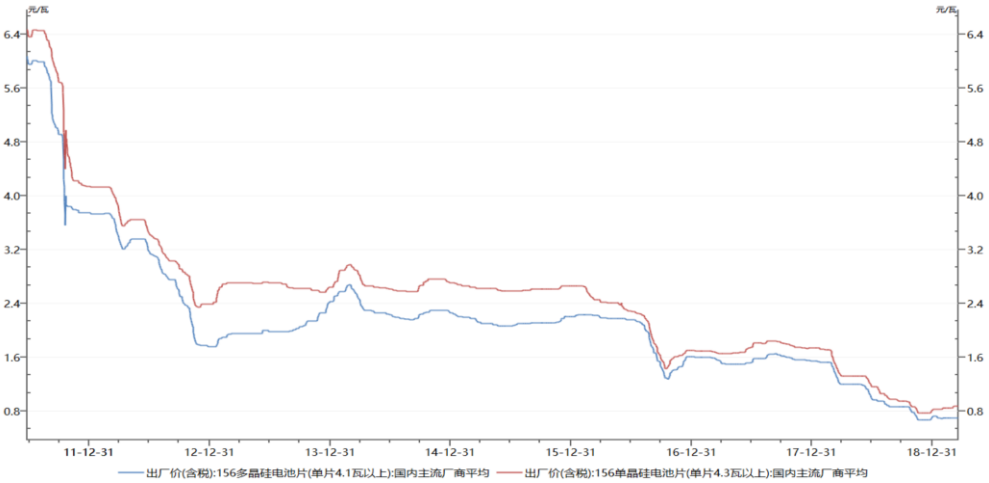
太阳能级晶体硅片行业的发展历程一直伴随着成本下降和技术水平提升的路径演进，驱动下游的太阳能发电综合成本下降，直至与传统能源发电成本趋同。太阳能级晶体硅片行业的技术发展分为两个路径：一种路径为初始介入技术要求较低的浇铸多晶硅片生产，继而逐步增加 CZ（直拉法）单晶硅片生产。该路径下的硅片生产技术包含在设备厂商提供的铸锭炉之内，企业自身不拥有或少量拥有生产技术，例如 2011 年第四季度以来多数产能过剩的多晶硅片生产企业；另一种路径为凭借以往在电子级半导体硅片制造领域的技术经验积累，进行技术平移和工艺优化改进，通过将自有技术与直拉炉设备供应商的技术相结合，以自有技术开展太阳能级晶体硅片的生产，如天津中环半导体股份有限公司、上海卡姆丹克太阳能科技有限公司等。

在产品产量方面，据光伏产业协会统计数据显示，2015 年我国多晶硅产量超过 16.9 万吨，同比增长 21%。硅片产量超过 100 亿片，产业集中度高。多晶市场需求旺盛，硅片产能扩张有限，价格先抑后扬；单晶硅片市场仍旧疲软，价格持续下滑。电池片产量超过 41GW，单晶及多晶电池产业化效率分别达到 19.5%和 18.3%。组件全年产量超过 43GW，同比增长 20.8%。进入 2016 年后，受“630 政策”影响，市场需求集中释放，全年多晶硅产量大幅增长，为 19.4 万吨，同比增长 17.6%。2017 年，多晶硅产量保持增长至 24.2 万吨，同比增长 24.7%；硅片产量 87GW，同比增长 34.3%；2018 年，多晶硅产量约为 25 万吨，同比增长 3.3%；硅片产量 109.2GW，同比增长 25.52%。

自 2011 年以来，全球及我国太阳能电池片产量逐年增长，我国产量占全球总产量的 60%以上，是电池片第一大生产国。2017 年，电池片产量保持高位，电池片产量 68GW，同比增长 33.3%。2018 年，电池片产量进一步增长，达到 87.2GW，同比增长 21.1%。

价格方面，2011 年以来随着电池片产能的逐渐释放，以及光伏发电主要市场需求减少，带动电池片价格一路下跌，并于 2012 年末下滑至最低点，之后价格有所波动但总体保持平稳。进入 2016 年，由于上半年抢装潮过热，光伏组件企业大规模扩产导致太阳能电池片严重供过于求，价格一路下跌，下跌至 1.5 元/瓦以下。2017 年上半年，电池片价格依然小幅下降；第三季度由于硅料供应紧张，以及抢装潮持续到“930”，电池片价格有所上升，进入第四季度价格再次回落。2018 年以来，电池片价格下降明显，156 多晶硅电池片(单片 4.1 瓦以上)由年初的 1.55 元/瓦下降到 0.70 元/瓦，156 单晶硅电池片(单片 4.3 瓦以上)由年初的 1.74 元/瓦下降到 0.88 元/瓦。此外，随着单晶硅片价格下降使单晶电池成本下降明显，目前单晶硅与多晶硅电池片差价正在逐步缩小。相较于多晶硅，单晶硅电池转换效率更高，稳定性更好，成本也更高，但随着价差的逐步缩小，光伏企业将更倾向于采用单晶硅生产电池片。

图 2　2011 年以来晶硅电池片价格走势（单位：元/瓦）



资料来源：Wind

总体看，近年来光伏行业上游技术不断进步，产业高速发展，产品价格不断下行，从而推动太阳能光伏发电成本的下降。此外，由于技术迭代速度较快，以及行业发展过热，行业内结构化产能过剩显现，落后产能面临被出清的风险。

3．光伏发电

光伏发电系统，包括独立光伏系统和并网光伏系统。独立光伏电站包括边远地区的村庄供电系统、太阳能户用电源系统、通信信号电源、阴极保护、太阳能路灯等各种带有蓄电池的可以独立运行的光伏发电系统。并网光伏发电系统是与电网相连并向电网输送电力的光伏发电系统，该类光伏发电系统所采用的发电模式一般包括集中式（电站式）发电模式和分布式发电模式两类。由于太阳能光伏发电成本要高于传统发电成本，当前的太阳能发电市场受产业政策影响较大，主要由政府通过政策配合财政补贴来培育市场，相关政策的变动对整体光伏发电行业的影响明显。

我国是太阳能资源相当丰富的国家，总辐射量大致在 930~2,330 千瓦小时/平方米/年之间。绝大多数地区年平均日辐射量在 4kWh/m^2 以上，西藏最高达 7kWh/m^2。大体上说，我国约有三分之二以上的地区太阳能资源较好，特别是青藏高原和新疆、甘肃、内蒙古一带，利用太阳能的条件尤其有利。2018 年，我国新增光伏装机容量 44.26GW，其中集中式电站新增装机 23.30GW，同比下降 31%，分布式新增装机 20.96GW，同比增长 5%。截至 2018 年底，我国光伏累计装机达 174.51GW，其中集中式电站 123.85GW，分布式 50.61GW。

从区域来看，Solarzoom 资料显示，过去我国的光伏装机主要集中于青海、甘肃和宁夏三省份，其次为新疆、江苏和内蒙古自治区，区域集中程度高。同时，随着近年来各地新能源建设步伐明显加快，但与之配套的输出电网、变电站等匹配性不佳的问题进一步凸显。输送配套滞后的情况，在风电、光伏发电领域表现较为突出，以致连续多年弃光、弃风限电严重。出现这一局面，主要由于新能源建设投资主体多元，与电网规划建设部门之间沟通协调能力有待提高，如新疆、甘肃等地区受电网变电容量限制，部分时段送出受限，导致西部地区弃光现象明显。我国新能源行业扩张与现有输出电网、变电站等配套设施输送能力之间的矛盾，逐渐成为光伏行业发展的主要阻力之一。为解决弃光问题，国家政策引导光伏发电装机的区域分布，并积极推进特高压输电工程的建设，新增装机由西北地区向华东地区和华中地区倾斜，截至 2018 年底，累计光伏装机容量前三的地区分别为山东、江苏和河北。得益于此，全国平均弃光率逐年下降，2016~2018 年，全国平均弃光率为 10.3%、

5.8%和 3.0%。具体来看，2018 年，全国光伏发电弃光电量 54.9 亿千瓦时，同比减少 18.0 亿千瓦时。弃光主要集中在新疆和甘肃，其中，新疆（不含兵团）弃光电量 21.4 亿千瓦时，弃光率 16%，同比下降 6 个百分点；甘肃弃光电量 10.3 亿千瓦时，弃光率 10%，同比下降 10 个百分点。虽然近年来平均弃光率持续下降，但部分地区弃光率仍较为严重。

在分布式发电模式发展方面，我国分布式光伏发电项目所选用的并网类型分为全额上网和自发自用、余电上网两类，其中全额上网类多采用地面分布式，即在荒山荒坡、鱼塘水系等处建设；自发自用、余电上网类型一般主要在用电单位屋顶安装，就近满足用电需求。在上网电价方面，全额上网型分布式发电项目电价与集中式发电项目相同，主要依照所属资源区情况设定光伏标杆上网电价；自发自用、余电上网类分布式发电项目，自发自用部分电价为用户电价和补贴，余电上网部分电价为当地脱硫煤电价和补贴。由于并网难度以及业务自身用电规模等因素制约，我国早期分布式光伏发电项目装机容量一直保持较小规模。2018 年，我国分布式光伏发展迅速，新增装机 20.96GW，期末总装机达 50.61GW，同比增长 71%，占总新增装机的比重为 47.36%，较 2017 年提升 10.72 个百分点。

由于光伏发电成本高于火力发电，政府对进入补贴名单内的光伏发电企业给予一定的电价补贴。各地政府根据当地火力发电成本的不同，分地区确定了不同的脱硫燃煤标杆价格；光伏电站每度电成本超过当地脱硫燃煤标杆价格部分，由政府进行补贴。具体流程方面，光伏电站企业成功并网后，其实际发送电网的每一度电均按当地脱硫燃煤标杆电价收取电费，此外国家可再生能源基金对并网的每度光伏电量发放一定的补贴以弥补其成本，该补贴需要光伏发电企业申请，补贴周期一般约为 20 年。随着光伏电站建设成本、发电成本的逐渐降低，政府对于后续光伏电站并网电量的补贴也逐渐减少。

总体看，我国光伏发电行业区域集中度高，电网接纳能力、高压电线输送能力的不足的问题导致前期较为严重的弃光限电现象，制约了光伏发电行业的稳定发展；随着装机区域的转移，弃光限电现象有所好转。此外，2018 年以来，我国光伏新增装机逐渐向分布式光伏倾斜，且光伏发电补贴亦将随着发电成本的下降而逐渐退坡。

4．行业政策

2015 年 1 月，国家发改委、国家能源局等八部门联合下发《能效领跑者制度实施方案》，国家发改委将同有关部门制定激励政策，鼓励能效“领跑者”产品的技术研发、宣传和推广。“领跑者”项目将着力于解决无电人口用电、偏远地区缺电问题和光伏扶贫等问题，我国政府将在关键设备、技术上给予光伏领跑者市场支持，地方政府可使用财政资金对项目予以资金支持。

2016 年 5 月，国家发改委、国家能源总局共同《下发关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》，通知对可再生能源全额保障收购相关事宜进行了要求，并公布了重点地区风电、光伏保障性收购年小时数细则，对存在弃风、弃光问题地区的将依照区域实际情况，进行风电、光伏发电最低保障性收购利用小时数的收购，其中风电保障性利用小时数将在 1,800~2,000 小时之间，光伏发电保障性利用小时数将保持 1,300~1,500 小时之间。随着该政策的落实，将有效保障发电企业的合理回报，将有效提高对我国北方地区风力发电、光伏发电企业的设备利用程度。

2016 年 11 月，国家能源局正式发布《电力发展“十三五”规划》，计划指出在“十三五”期间，我国将进一步扩大风电、光伏发电等清洁能源的装机规模。计划于 2020 年，将我国太阳能发电总装机容量提高至 1.1 亿万千瓦，其中计划新增太阳能发电设施装机容量 0.68 亿千瓦，且以分布式光伏发电项目为主。

近两年，国家将推进光伏在农村和农业上的发展以及扶贫相结合，规范光伏扶贫电站项目的管理。陆续发布了《中共中央国务院关于深入推进农业供给侧结构性改革、加快培育农业农村发展新动能的若干意见》、《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》和《光伏扶贫电站管理办法》等文件，提出实施农村新能源行动，推进光伏发电，合理布局光伏发电建设项目。

2018 年 5 月 31 日，国家发改委、财政部、国家能源局联合发布了《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》（发改能源〔2018〕823 号，以下简称“531 新政”）中提出“暂停普通地面电站指标发放”、“分布式光伏规模受限”、“调低上网电价”等内容。按照新政，地面电站、分布式电站和扶贫电站均由国家层面直接安排和管理。其中暂不安排 2018 年普通光伏电站建设规模，仅安排 1000 万千瓦左右的分布式光伏建设规模，进一步下调光伏标杆上网电价，降低补贴强度。

2019 年 3 月 5 日，李克强总理在政府工作报告中提出，要持续推进污染防治。持续开展京津冀及周边、长三角、汾渭平原大气污染治理攻坚，加强工业、燃煤、机动车三大污染源治理。壮大绿色环保产业。加快火电、钢铁行业超低排放改造，实施重污染行业达标排放改造。推进煤炭清洁化利用，加快解决风、光、水电消纳问题。加大城市污水管网和处理设施建设力度。此外，李克强总理还指出，2019 年将实施更大规模的减税，制造业 16%的税率降至 13%，交通运输业、建筑业等行业现行 10%的税率降至 9%。根据上述内容，弃光限电问题将在 2019 年进一步改善，且随着减税的推行，光伏发电成本也将进一步下降。

2019 年 4 月 12 日，国家能源局发布《关于 2019 年风电、光伏发电建设管理有关要求的通知（征求意见稿）》，明确今年光伏风电要采取竞争方式配置需国家补贴的风电、光伏发电项目。根据文件附件内容显示：今年光伏补贴总额 30 亿元，明确对户用光伏项目进行单独管理。30 亿中的 7.5 亿元用于户用光伏（折合 350 万千瓦）、补贴竞价项目按 22.5 亿元补贴。征求意见稿指出：优先建设平价上网风电、光伏发电项目，且除光伏扶贫、平价项目、户用光伏之外，均需要参加竞价。可申请补贴的光伏项目如下：（1）光伏扶贫项目，包括已列入国家光伏扶贫目录和国家下达计划的光伏扶贫项目；（2）户用光伏：业主自建的户用自然人分布式光伏项目；（3）普通光伏电站：装机容量 6 兆瓦及以上的光伏电站；（4）工商业分布式光伏发电项目：就地开发、就近利用且单点并网装机容量小于 6 兆瓦的户用光伏以外的各类分布式光伏发电项目；（5）国家组织实施的专项工程或示范项目，包括国家明确建设规模的示范省、示范区、示范城市内的光伏发电项目，以及跨省跨区输电通道配套光伏发电项目等。竞价定价机制方面，普通光伏电站和全额上网工商业分布式光伏发电项目：II 类资源区修正后的电价=申报电价-0.05 元/千瓦时，III 类资源区修正后的电价=申报电价-0.15 元/千瓦时。自发自用、余电上网工商业分布式光伏发电项目：修正后的电价=申报电价-所在省份燃煤标杆电价+0.3 元/千瓦时，其中燃煤标杆电价不足 0.3 元/千瓦时地区的项目，申报电价不进行修正。申报电价以 0.1 厘/千瓦时为最小报价单位。

2019 年 4 月 28 日，国家发改委发布《国家发展改革委关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》（以下简称“本通知”）。集中式光伏电站方面，将纳入国家财政补贴范围的 I~III 类资源区新增集中式光伏电站指导价分别确定为每千瓦时 0.40 元（含税，下同）、0.45 元、0.55 元。新增集中式光伏电站上网电价原则上通过市场竞争方式确定，不得超过所在资源区指导价。国家能源主管部门已经批复的纳入财政补贴规模且已经确定项目业主，但尚未确定上网电价的集中式光伏电站（项目指标作废的除外），2019 年 6 月 30 日（含）前并网的，上网电价按照《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》（发改能源〔2018〕823 号）规定执行；7 月 1 日（含）后并网的，上网电价按照本通知规定的指导价执行。扶贫电站方面，纳入国家可再生能源电价附加资金补助目录的村级光伏扶贫电站（含联村电站），对应的 I~III 类资源区上网电价保持不变，仍分别按照每千瓦时 0.65

元、0.75 元、0.85 元执行。分布式电站方面，纳入 2019 年财政补贴规模，采用“自发自用、余量上网”模式的工商业分布式（即除户用以外的分布式）光伏发电项目，全发电量补贴标准调整为每千瓦时 0.10 元；采用“全额上网”模式的工商业分布式光伏发电项目，按所在资源区集中式光伏电站指导价执行。能源主管部门统一实行市场竞争方式配置的工商业分布式项目，市场竞争形成的价格不得超过所在资源区指导价，且补贴标准不得超过每千瓦时 0.10 元；纳入 2019 年财政补贴规模，采用“自发自用、余量上网”模式和“全额上网”模式的户用分布式光伏全发电量补贴标准调整为每千瓦时 0.18 元。

2019 年 5 月，国家发改委、国家能源局联合印发《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》，对各省级行政区域设定可再生能源电力消纳责任权重，包括总量消纳责任权重和非水电消纳责任权重，售电企业和电力用户协同承担消纳责任。《通知》要求，各省级能源主管部门对照 2018 年消纳责任权重开展自我核查，2019 年模拟运行并对市场主体进行试考核，自 2020 年 1 月 1 日起，全面进行监测评价和正式考核。

总体看，我国政府近年来陆续出台多项政策，扶持光伏行业的发展，前期通过较大幅度的电价补贴促使行业投资增长，但随着光伏成本的下降，光伏电价补贴逐年下降。此外，弃光限电现象的改善以及税收政策的支持也将加速光伏发电平价上网的实现。

5．行业关注

（1）补贴力度的下降对业内企业的成本控制提出较高要求

自 2015 年起，我国政府已着手通过对光伏发电补贴电价进行向下调整，以保证行业的良性、有序发展，未来我国光伏发电补贴电价仍存在进一步下调的空间。由于光伏发电项目成本高于传统发电模式，虽近年来光伏发电设备价格持续下降，但具体光伏电站的投资、运营企业仍需进一步提高成本的控制能力，以减少电价补贴力度下降带来的不利影响，维持业务利润水平的稳定。

（2）光伏发电在与传统发电模式在市场竞争中仍处劣势

电力系统的运行状态是维系国家稳定发展的命脉，电力的供需稳定属我国政府对于电力行业的基础性要求，如风力发电、光伏发电等模式的清洁能源，均由于自身的特性所致，不具备独立稳定的保障供电负荷稳定的条件，因此电网系统对光伏发电模式的认可程度仍存一定的不确定性。

（3）部分技术瓶颈限制了光伏产业的大规模发展

目前光伏产业仍存在一定的技术瓶颈，如发电功率密度低、光电转换效率低、大规模存储技术尚未解决、大规模应用没有自身调节能力、小规模应用依赖于蓄电池（昂贵且寿命短）等，上述技术瓶颈限制了产业的大规模应用发展，有待不断改进提升。

（4）部分区域输电配套不匹配对企业盈利带来不利影响

在新能源建设步伐明显加快的背景下，与之配套的输出电网、变电站等匹配情况不佳，输送配套滞后的情况，在风电、光伏发电领域表现较为突出。主要由于新能源建设投资主体多元，与电网规划建设部门之间沟通协调能力有待提高。比如，新疆、甘肃等地区受电网变电容量限制，部分时段送出受限，导致产能利用不足，对企业盈利规模带来不利影响。

（5）光伏补贴下发延迟对企业现金流的影响

光伏电站收入主要来自上网电量取得的标杆电价电费收入以及政府对光伏发电企业的补贴，其成本主要为光伏发电站的运营成本。其中，政府对光伏发电企业的补贴主要为国家光伏补贴。由于近年来光伏电站装机规模增长较快，进入补贴名录的电站快速增长，因此政府的光伏补贴支出压力不断加大，导致补贴下发时间延迟，从而影响光伏电站运营企业的收入实现质量。

6．未来发展

从我国未来社会经济发展战略路径看，发展太阳能光伏产业是我国保障能源供应、建设低碳社会、推动经济结构调整、培育战略性新兴产业的重要方向。“十三五”规划中，光伏行业将继续保持较快发展，尤其要扩大分布式规模，并重点提高转换效率、降低成本，提高全产业链竞争力，到2020 年，累计分布式光伏发电装机规模 7,000 万千瓦，分布式光伏发电站将成为未来的发展重心，也将成为各光伏企业竞争的核心板块。

在具体发展措施方面，为解决弃光限电问题，国家推进东、西、中部光伏电站统筹合理布局；持续完善光伏发电并网条件，配套电网建设，通过建设跨区输电通道，将电力过剩地区的能源有效转移；提升储能能力，利用储能系统，解决光伏发电不连续、不稳定、不可控等问题；通过科学安排调峰、调频、储能配套能力，使电力系统的运行机制、资源配置、运行区域为满足比例目标而进行强制性调整，确保可再生能源电力的市场消纳，为可再生能源的持续性发展提供制度性保障。为促进我国光伏发电行业的良性发展，我国政府在政策导向上由之前的经济扶持转变为光伏发电消纳市场的建立，大规模进行跨区域提高电路输送通道的建设。2017 年 6 月，“酒泉-湖南”±800 千伏，特高压输电工程建成，是世界上在建的电压等级最高、送电距离最长、输送容量最大的特高压直流输电工程，重点服务风电、太阳能发电等新能源送出的跨区输电通道，该通道途径甘肃、陕西、重庆、湖北、湖南 5 省（市），构建西电东送大动脉，实现甘肃风电、煤电的大规模开发、打捆外送和大范围优化配置，缓解华中地区用电紧张局面。2018 年 7 月，国家发改委、能源局发布《积极推进电力市场化交易、进一步完善交易机制的通知》。明确提出：各地要取消市场主体参与跨省跨区电力市场化交易的限制，鼓励电网企业根据供需状况、清洁能源配额完成情况参与跨省跨区电力交易。通知要求，为促进清洁能源消纳，支持电力用户与水电、风电、太阳能发电、核电等清洁能源发电企业开展市场化交易。2018 年放开煤炭、钢铁、有色、建材等 4 个行业电力用户发用电计划，全电量参与交易，并承担清洁能源配额。

此外，鉴于光伏发电的自身物理特性，发电持续性受光照条件影响明显，未来“风光同场”模式发电，以及光伏、火力配合发电等提高光伏发电稳定性的发电模式将得到规模化推广，加之我国西北部地区具备在役风力发电、光伏发电机组容量大、火力发电设施毗邻煤炭资源区等条件，我国西北地区实现光伏发电、风力发电等不同类型发电企业进行合并或大规模的容量转让的基础条件好，行业集中度提高的可能性大。

总体看，未来，光伏发电仍是我国支持发展的行业，但支持方式已从前期的经济性扶持转向配套业务市场辅助开发转变。目前，我国存在能源供应和能源需求不平衡的情况，整体电力供需市场尚未饱和，就此我国政府已加大在长距离特高压输电通道的建设力度，随着相关输电通道的建成，我国西北地区光伏发电弃光限电现象以及华中地区供应不足等情况将得以好转。

四、管理分析

公司间接控股股东北控水务集团为北京控股有限公司（香港联交所上市公司、证券代码：0392.HK、以下简称“北京控股”）下属企业。北控水务集团是集产业投资、设计、建设、运营技术服务与资本运作为一体的综合性、全产业链、专业化水务环境综合服务商。北京控股间接控股股东北京控股集团有限公司，作为北京市国资委控股企业，是首都基础设施和公用事业重要的投融资平台，旗下拥有 9 家香港上市公司和 2 家 A 股上市公司，是中国最大的公用事业类企业。公司第三大股东启迪控股股份有限公司为清华大学设立的综合性大型企业，其在清洁供暖、储能等综合清洁能

源服务方面可为公司提供一定技术支持。总体看，跟踪期内，公司股东实力强，仍可为公司未来业务发展以及资金注入等方面给予公司一定支持。

跟踪期内，公司未发生重大管理变更事项。公司高管团队人员基本稳定，相关管理制度延续以往模式，公司经营状况稳定，管理运作正常。

五、经营分析

1．经营概况

公司的主营业务仍为光伏发电、风力发电及清洁供暖相关业务；公司光伏发电相关业务规模较大，但近年来公司不断布局于风电、储能、城市清洁能源供暖等业务领域，已经形成涵盖大型地面光伏电站、分布式光伏电站、风电、储能、清洁能源供暖为主的清洁能源平台。2018 年，由于公司调整业务结构，控制建造服务业务规模，大力发展电力销售及清洁供暖等毛利率较高业务，光伏发电业务收入比重有所下降，但占营业收入比重仍在 75%以上。公司光伏发电相关业务主要以建造服务业务和电力销售业务为主，2018 年 1 月卷烟包装业务已出售剥离。

表 1　2016~2018 年公司营业收入与毛利率构成（单位：亿港元、%）

项目		2016 年			2017 年			2018 年		
		收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率
光伏发电业务	电力销售	2.15	7.43	57.49	14.67	14.60	69.45	26.36	37.77	66.29
	建造服务	22.34	77.30	17.63	72.22	71.93	15.40	22.90	32.80	12.09
	技术咨询服务	1.10	3.79	93.04	2.06	2.05	89.96	1.53	2.19	73.64
	委托经营服务	1.14	3.96	93.97	1.37	1.36	90.01	1.86	2.66	88.76
	贸易代理收入	0.28	0.97	100.00	--	--	--	--	--	--
小计		**27.01**	**93.44**	**27.95**	**90.30**	**89.95**	**27.01**	**52.65**	**75.42**	**43.72**
风电业务	电力销售	0.21	0.73	53.93	0.66	0.65	60.11	1.13	1.62	61.03
	建造服务	--	--	--	7.44	7.41	10.62	6.15	8.81	14.41
	技术咨询服务	--	--	--	--	--	--	0.69	0.99	100.00
	委托经营服务	--	--	--	--	--	--	1.05	1.50	88.33
小计		**0.21**	**0.73**	**53.93**	**8.09**	**8.06**	**14.64**	**9.02**	**12.92**	**35.40**
清洁能源供暖业务		--	--	--	0.20	0.20	31.49	8.13	11.65	37.03
烟卷包装业务		1.69	5.83	30.20	1.79	1.78	34.12	--	--	--
合计		**28.90**	**100.00**	**28.27**	**100.40**	**100.00**	**26.15**	**69.80**	**100.00**	**41.86**

资料来源：公司提供

2018 年，公司营业收入为 69.80 亿港元，较上年大幅减少 30.47%，主要系“531”新政出台以及公司为顺应宏观环境和产业政策的变化调整业务结构，重点发展电力销售及清洁供暖等毛利率较高、持续性较强的业务，减少毛利率较低的建造服务所致。

收入结构方面，光伏发电业务板块为公司最主要的收入来源，2018 年公司光伏发电业务收入为 52.65 亿港元，较上年大幅减少 41.70%，主要系公司调整业务结构，建造服务收入减少所致。2018 年风电业务收入为 9.02 亿港元，较上年增长 11.50%，主要系风电业务扩张所致。清洁供暖业务为公司 2017 年新增业务，该业务发展速度快，2018 年，清洁供暖业务收入为 8.13 亿港元，较上年大幅增加 7.93 亿港元，主要系公司调整业务结构，大力发展该业务所致。公司其他业务主要为卷烟包装业务，收入规模较小，且公司已于 2018 年剥离该业务。

毛利率方面，2017~2018 年，公司光伏发电相关业务毛利率分别为 27.01%和 43.72%，其中 2018 年较上年提高 16.71 个百分点；2017~2018 年，风电业务毛利率分别为 14.64%和 35.40%，其中 2018 年较上年提高 20.76 个百分点，光伏和风电业务毛利率提高，主要系毛利率较低的建造服务规模收缩所致。2017 年公司新增清洁供暖服务业务，2017~2018 年毛利率分别为 31.49%和 37.03%，毛利率较高。2017 年，公司卷烟包装业务毛利率为 34.12%。综上影响，2017~2018 年，公司综合毛利率分别为 26.15%和 41.86%；其中 2018 年综合毛利率较上年大幅提高 15.71 个百分点。

总体看，公司以光伏发电、风力发电及清洁供暖为主营业务，进入 2018 年后，公司积极对业务结构进行调整，使得营业收入同比大幅下降，但整体毛利率水平显著提高。

2．电力销售

清洁能源发电业务收入是公司营业收入的重要来源，电力相关业务主要包括光伏发电和风力发电两大板块。公司主要通过自主开发并购、联合开发和并购等方式，投资、开发、建造、营运及管理光伏发电和风电项目，实现了电力装机规模的快速增长。

公司自 2016 年开始进行大规模的光伏电站投资以及承接外部 EPC 项目，以“自主投资开发电站+承接外部 EPC 项目”并行的方式进行，其中自主投资光伏电站的主要模式为自主开发项目；承接外部 EPC 项目主要由公司通过公开渠道获取项目信息，通过投标等形式获取 EPC 订单，再由下属工程公司进行实际建设。另外，公司采取联合开发模式扩大光伏电站装机规模。

（1）光伏电站

在光伏电站类型方面，公司下属各光伏发电项目大部分采用集中式光伏发电模式，少部分采用分布式光伏发电模式。在装机容量方面，截至 2018 年底，公司在国内外持有或管理的集中式光伏发电站项目超过 50 个，总装机容量超过 2,074MWp；公司所持有及/或管理且已营运的分布式光伏电站总装机容量超过 600MWp，公司部分分布式光伏项目位于北控水务集团若干水厂所处地区，并向水厂出售电力。

电站运营

公司持有的电站，主要通过自建和并购 2 种方式获得。2017~2018 年底，公司已投入运营的集中式光伏电站装机容量合计分别为 1,784MWp 和 2,074MWp，2018 年底较上年底增长 16.26%。

跟踪期内，公司自建电站项目建设流程及并购电站项目审批流程等均未发生重大变化，2017~2018 年，公司并购电站装机容量分别为 467MWp 和 206MWp，其中 2018 年，公司并购电站规模大幅减少，主要系受“531”光伏政策影响，公司保持审慎态度选择投资项目所致，公司并购电站规模虽有所缩小，但整体仍较大，带来的资本性支出仍较大。

公司国内已投入运营的集中式光伏电站装机容量具体情况如下：

表2　公司集中式光伏发电站装机规模情况表（单位：MWp、个）

地区分布	光伏资源区	2016 年底		2017 年底		2018 年底	
		电站数目	并网装机容量	电站数目	并网装机容量	电站数目	并网装机容量
下属子公司							
河北省	II/III	9	252	12	324	16	409
河南省	III	2	154	3	264	3	264
安徽省	III	5	175	7	249	6	191
山东省	III	2	59	5	235	5	247
陕西省	II	2	160	2	160	2	160
贵州省	III	--	--	3	155	4	211
江西省	III	2	47	3	125	3	125

江苏省	III	--	--	--	--	3	129
宁夏回族自治区	I	-	--	1	100	1	100
湖北省	III	1	27	2	43	2	43
吉林省	II	-	-	1	30	1	30
西藏自治区	III	1	30	1	30	1	30
云南省	II	1	22	1	22	1	22
山西省	III	1	20	1	20	1	20
小计	**--**	**26**	**946**	**42**	**1,757**	**49**	**1,981**
合营企业							
湖北省	III	--	--	1	27	1	27
安徽省	III	--	--	--	--	1	60
小计	**--**	**--**	**--**	**1**	**27**	**51**	**87**
海外子公司							
澳大利亚	--	--	--	--	--	1	6
合计	**--**	**26**	**946**	**43**	**1,784**	**52**	**2,074**

资料来源：公司提供

在项目区域分布方面，光伏电站大部分位于国家发改委划分的 II 类及 III 类光伏资源区，覆盖中国 12 个省、1 个直辖市及 3 个自治区，截至 2018 年底，公司在河北、河南、安徽、山东、贵州及江苏六省的并网装机容量占比分别为 19.72%、12.73%、12.10%、11.91%、10.17%和 6.22%。，由于上述地区用电需求较大，有利于区域内公司光伏电站发电利用小时数的稳定保持，同时部分 III 类地区补贴电价较高，有利于公司的盈利水平的提升。此外，公司在位于澳大利亚南澳怀阿拉（Whyalla）营运规模为 6 兆瓦的光伏项目，该项目于 2017 年第四季度开始建设，于 2018 年 7 月投入营运，该项目为中国可再生能源企业在南澳大利亚开发的首个集中式光伏发电站。

在并网电站的电价补贴方面，截至 2018 年底，公司持有的已投入运营的集中式光伏电站共 52 个，其中 13 个已进入国家财政部的《可再生能源电价附加资金补助目录》的集中式光伏电站装机容量共 434MWp，剩余未列入或未申报的装机容量为 1,634MWp，其中部分申报《可再生能源电价附加资金补助目录（第七批）》，其余正在等待国家能源局与财政部后续相关政策安排。公司尚未进入补贴目录的集中式电站装机容量规模较大，未来随着剩余装机容量逐渐申报进入补贴目录，将有利于资产质量和收入实现质量。

在发电设备利用程度方面，2017~2018 年，公司全年已投运集中式地面光伏机组平均利用小时数分别为 1,293 小时和 1,278 小时，2018 年较上年小幅下降。2017~2018 年，公司限电率分别为 7.24%和 2.76%，低于全国平均水平（2018 年全国光伏平均弃光率约为 3%）；其中 2018 年较上年下降 4.48 个百分点，发电设备有效利用程度大幅提升，主要系位于陕西的光伏项目限电情况大幅改善所致。

表3　公司光伏电站发电利用小时数及限电情况（单位：小时、%）

项目	2017 年	2018 年
全年已投运集中式地面光伏机组加权平均利用小时数	1,293	1,278
限电率	7.24	2.76

资料来源：公司提供，联合评级整理。
注：表中限电率即为弃光限电率。

运营管理方面，由公司运维事业部制定相关管理政策，对各区域发电项目进行统一管理，并由各区域公司负责相关制度的落实。在具体光伏电站的日常运行管理方面，由具体光伏发电项目的运维人员进行实际操作。公司一般依据具体发电项目的规模进行人员的配置，在人员数量方面，一般为每百兆瓦为 15 人左右。此外，公司运营过程中的成本费用主要包括项目贷款或融资租赁所形成的

财务费用、设备折旧和备件更换以及人力成本等，其中公司所购买的发电设备一般折旧年限为 25 年，电站建成后除融资成本和折旧支出外，其他运维成本支出压力小。

电力产品销售

售电量方面，受装机容量规模扩大带动，2017~2018 年，公司集中式光伏并网发电规模分别为 1,400,934 兆瓦时和 2,390,208 兆瓦时，2018 年大幅增长。未来公司发电布局区域的消纳能力以及具体项目周边对外输电通道配置情况，可能对公司整体发电规模的稳定性产生一定影响。

表 4　公司集中式光伏发电电力销售情况（单位：MWp、MWh）

地区分布	光伏资源区	2016 年		2017 年		2018 年	
		期末并网装机容量	电力销售量	期末并网装机容量	电力销售量	期末并网装机容量	电力销售量
下属子公司：							
河北省	II/III	252	67,046	324	352,828	409	469,416
河南省	III	154	68,128	264	283,193	264	343,367
安徽省	III	175	23,848	249	220,645	191	191,760
山东省	III	59	25,054	235	121,622	274	303,513
陕西省	II	160	6,012	160	210,088	160	235,501
贵州省	III	--	--	155	--	211	173,750
江西省	III	47	5,654	125	51,627	125	136,890
江苏省	III	--	--	--	--	129	106,171
宁夏回族自治区	I	--	--	100	--	100	136,138
湖北省	III	27	13,240	43	20,901	43	45,753
吉林省	II	--	--	30	14,320	30	47,693
西藏自治区	III	30	4,470	30	35,472	30	26,280
云南省	II	22	--	22	32,005	22	32,639
山西省	III	20	8,524	20	29,960	20	29,557
小计	--	**946**	**221,976**	**1,757**	**1,372,661**	**1,981**	**2,278,428**
合营企业：							
湖北省	III	--	-	27	28,273	27	29,299
安徽省	III	--	--	--	--	60	78,139
小计	--	--	--	**27**	**28,273**	**87**	**107,438**
海外子公司							
澳大利亚	--	--	--	--	--	6	4,342
合计	--	**946**	**221,976**	**1,784**	**1,400,934**	**2,074**	**2,390,208**

资料来源：公司提供

上网电价方面，公司光伏发电上网电价主要由脱硫煤电价、国家补贴和地方补贴构成，由于每个省份的脱硫煤价格不一样，导致差距较大，但由于公司光伏电站主要布局在脱硫煤价格价高的河北、河南、山东、江西和安徽等地区，同时国家补贴较高，加之公司大部分地区光伏电站项目享受地方补贴（最高为安徽省 0.25 元/千瓦时），使得公司光伏发电上网电价较高。近年来公司集中式地面光伏平均上网电价约为 0.84 元/千瓦时（经扣除增值税），但近年来国家连续下调光伏标杆电价，预计未来公司新建光伏项目机组平均电价或将有所下降。

跟踪期内，公司电力能源的销售流程和结算方式未发生重大变化。

总体看，2018 年，公司光伏电站装机容量快速增长，并网发电量随之增长，其中自建电站规模有所扩大，并购电站规模有所收缩。公司部分电站进入国家补贴目录，占总体规模比例较小，不利于公司收入实现质量的提高，并可能加大公司的外部资金需求。

（2）风力发电

截至 2018 年底，公司通过自主开发、联合开发及收购等形式实现并网，获批待建及在建风电项

目规模约 1,300 兆瓦，项目主要位于山东省、内蒙古自治区、河北省和河南省，属 IV 类风力资源区。截至 2018 年底，公司持有并已投运风电项目共 4 个，较 2017 年底新增 3 个内蒙古自治区项目，总并网容量 117 兆瓦，较 2017 年底增加 69 兆瓦；其中 88 兆瓦已纳入《可再生能源电价附加资金补助目录》。

表5　公司风力发电项目装机规模情况表（单位：MWp、个）

地区分布	风力资源区	2016 年底		2017 年底		2018 年底	
		电站数目	并网装机容量	电站数目	并网装机容量	电站数目	并网装机容量
内蒙古自治区	I	--	--	--	--	3	69
山东省	IV	1	48	1	48	1	48
合计	--	--	**48**	--	**48**	**4**	**117**

资料来源：公司提供

2017~2018 年，公司实现风电项目销售电量分别为 1.08 亿千瓦时和 1.98 亿千瓦时，全年投入运营的项目的平均利用小时数分别为 2,255 小时和 2,308 小时。2017~2018 年，公司实现风力发电收入 0.66 亿港元和 1.13 亿港元，2018 年有所增长。

总体看，跟踪期内，随着公司风力发电装机容量的提升，公司发电量随之增长，但目前公司风电相关业务规模较小。

3．建造服务

公司建造服务主要为光伏及其他电力相关项目的设计、工程及建造业务。业务类型包括集中式光伏、分布式光伏、风电及供暖等设备销售及电站建设，其中以集中式光伏电站建设为主。业务模式以“自主投资开发电站+承接外部 EPC 项目”并行的方式进行，其中自主投资光伏电站的主要模式为自主开发；承接外部 EPC 项目主要由公司通过公开渠道获取项目信息，通过投标等形式获取 EPC 订单，再由下属工程公司进行实际建设。

公司 EPC 项目开发方面主要由公司下属工程公司承担。订单获取方式方面，公司主要通过总部承接和项目公司承接两种模式获取订单，同时通过业务人员开拓新客户以及维护老客户方式，逐步开拓市场以及扩大公司承接规模。

2017~2018 年，公司电站对外 EPC 当期完工合同金额分别为 79.65 亿港元和 29.04 亿港元，其中 2018 年电站 EPC 当期完工合同金额较上年大幅下降 63.54%，主要系国家相关政策导致 EPC 需求下降，公司随之调整业务结构所致。

跟踪期内，公司建造服务在订单获取方式、成本构成及结算、工程施工和设备采购方面，均未发生重大变化。2018 年公司前五大光伏组件供应商采购金额均占光伏组件总采购金额的 70%左右，采购集中度高。

总体看，受“531”新政出台，公司为顺应宏观环境和产业政策的变化调整业务结构影响，2018 年，公司电站 EPC 完工合同金额大幅减少。公司采购集中度高，存在受单一客户变动影响风险。

4．清洁供暖

公司自 2017 年开始开展清洁供暖业务。清洁供暖业务主要通过利用天然气、电力、地热能、生物质能、光伏发电、工业余热能源、清洁化燃煤（超低排放）能源、江水源等清洁能源生产低排放热力，并向终端用户供应该等热力的业务。2018 年，公司通过自建及收并购等模式大力发展清洁供暖业务，供热面积快速扩大，2017~2018 年，公司清洁供暖业务收入分别为 0.20 亿港元和 8.13 亿港

元，2018 年供暖收入快速增长，已成为公司营业收入的重要组成部分之一。截至 2018 年底，通过开发及业务收购，公司持有及/或管理 14 个项目，主要位于河南、河北、山西、陕西、宁夏、辽宁、山东及其他省份的已营运项目，实际清洁供暖面积合计超过 2,300 万平方米。

2017 年，中国北部 83%的供暖地区采用燃煤作为供暖来源，提高清洁供暖使用比例将改善中国的空气污染问题。随着各种政府扶持政策（包括但不限于十个政府机关于 2017 年 12 月联合颁布的《关于印发北方地区冬季清洁取暖规划(2017~2021 年）的通知》）的颁布，清洁供暖业务具有较好的发展前景。

总体看，跟踪期内，清洁供暖业务快速发展，已成为公司营业收入的重要组成部分之一；国家相关政策对清洁供暖业务未来发展提供了较好的保障。

5．其他业务

公司其他业务包括烟卷包装、储能、地热、多能互补、微电网技术和配售电等围绕清洁能源开展的业务。公司烟卷包装业务已于 2018 年 1 月出售剥离。

储能业务方面，储能为能源结构改革及清洁能源发电替代的关键组成部分之一，可提高光伏及风电等清洁能源消纳水平、提升电力系统及电网的灵活性、成本效益及安全性，及支持微电网及多能互补的发展；可用于各种与电力相关的服务，包括电力系统的调峰及调频。公司于 2018 年完成位于北京、西藏、江苏、山西，总容量合计约 69MWh 的示范性及营运项目的建造；其中西藏自治区 20MWh 光伏储能示范性项目为世界最高海拔储能项目。

地热业务方面，地热能是一种绿色低碳、可循环利用的可再生能源，具有储量大、分布广、清洁环保、稳定可靠等特点。中国地热资源丰富，2017 年 1 月 23 日，国家发改委、国家能源局及国土资源部制定的《地热能开发利用十三五规划》，为未来地热市场提供了较大的发展空间。公司于 2018 年取得西藏占地范围约 105 平方公里的新立探矿权。

总体看，公司其他业务主要围绕清洁能源业务开展，整体规模较小；烟卷包装业务已于 2018 年出售剥离。

6．在建及拟建项目

截至 2018 年底，公司主要在建工程预计总投资 13.56 亿元，已投资 4.05 亿元，尚需投资 9.51 亿元、

表 6　截至 2018 年底公司主要在建工程情况（单位：万元）

项目名称	项目类型	预计总投资	已投资金额	预计后续投资金额	项目开工时间	预计完工时间
措美项目	风电	57,198	3,686	53,512	2018 年 4 月	2019 年 12 月
林西项目	风电	39,024	5,519	33,505	2018 年 5 月	2019 年 10 月
阿拉善项目	风电	39,401	31,262	8,139	2018 年 6 月	2019 年 7 月
合计	--	**135,623**	**40,467**	**95,156**	--	--

资料来源：公司提供

截至 2018 年底，公司主要拟建工程计划投资合计 9.80 亿元，全部计划集中在 2019 建设完工，公司 2019 年资本支出压力有所加重。综上，公司在建及拟建项目尚需投入合计 19.31 亿元，公司未来尚需投资规模较大。

表 7　截至 2018 年底公司主要拟建工程情况（单位：万元）

项目名称	项目类型	2019 年预计总投资	预计开工时间	预计完工时间
新蔡项目	热力	12,000	2019 年 4 月	2019 年 9 月前
获嘉项目	热力	25,000	2019 年 4 月	2019 年 9 月前
凌源项目	热力	60,970	2019 年初	2019 年 9 月前
合计	--	**97,970**	--	--

资料来源：公司提供

总体看，公司项目储备丰富，为未来发展奠定了坚实基础；公司在建及拟建项目规模大，面临一定外部融资压力。

7．经营效率

2017~2018 年，公司应收账款周转次数分别为 2.40 次和 0.97 次；2018 年大幅下降，主要系公司调整业务结构，控制建造服务业务规模，营业收入减少所致。2017~2018 年，存货周转次数 273.41 次和 45.36 次；2018 年大幅下降，主要系随着建造服务业务收缩公司销售成本减少，同时存货大幅增加所致。2017~2018 年，公司总资产周转次数分别为 0.37 次和 0.18 次，随着营业收入的减少而下降。综上，2018 年，随着公司业务机构调整，公司营业收入和营业成本均有所下降，应收账款周转效率、存货周转效率和总资产周转效率均有所下降。

总体看，2018 年，随着公司业务结构调整，公司各类经营效率指标下降明显，公司整体经营效率有待提升。

8．经营关注

（1）政策风险

公司光伏发电业务对政府的税收优惠、财政补贴以及上网电价补贴依赖较大；若未来政府对光伏发电的战略定位、财政支持力度以及上网电价补贴政策发生变化，可能对公司的经营产生很大的影响。

（2）行业电力需求不足及发电上网风险

随着我国经济增速的逐渐放缓，国民经济各部门对电力的需求也逐渐放缓；但电力企业具有投资固定、持续发电的特点，因此不可避免的形成了电力产能相对过剩的局面。光伏发电主要依靠政府补助。公司所发电能需依靠当地电网公司进行并网、电力传输及调度，电网的上网电量分配决定了公司发电量规模，是制约公司电力销售收入规模的绝对因素。如当地电网没有足够的消纳能力，加之高压外送通道配置的滞后，则容易产生限电的情况。电力产能的相对过剩使公司在电力并网时面临更大的竞争并且有存在政策调整的风险。

（3）经营管理风险

目前，公司光伏电站数量多、分布广，电站之间自然环境、日照时长、所在地电力需求均有差异，需要差异管理，而公司成立时间较短，在人员、管理等方面面临较大的挑战。

（4）拟建及并购项目规模较大，资金支出规模较大

公司主要采用外部融资的形式，进行发电规模的扩张。公司在建规模项目较多，融资规模较大，使得公司短期内所面临的资金支出规模较大。同时，公司通过并购方式扩张装机容量，使得公司对外资本支出规模较大，对外融资压力较大。

（5）待进入《可再生能源补贴资金目录》的发电容量规模较大

截至 2018 年底，公司尚未进入国家财政部《可再生能源补贴资金目录》的装机容量占总装机容

量的超过 70%，规模较大，相关容量的补贴目录申报进度及审批结果对公司的资产质量及收入实现质量等影响明显。

9．未来发展

公司以清洁能源开发和能源清洁利用为主线，提供“清洁能源+”解决方案，构建多能互联、多业协同、多点盈利的清洁能源生态系统，大力发展太阳能、风能、地热能等可再生能源；围绕需求侧深耕用户市场，积极开拓供热、供冷等业务；围绕供需关系抓住改革机遇，稳健布局配售电等领域，拓展能源服务产业。

2019 年是公司构建成为领先的清洁能源综合服务商的关键之年。公司将在董事会的战略指导思想下持续巩固现有经营成果，继续落实降本增效，以智慧型组织建设为依托，按照高质量发展的根本精神，推进清洁能源事业踏上新台阶。公司将坚持构建长效机制、筑牢风控防线、实施创新驱动、加强企业文化建设，为“奉献清洁能量，创享绿色未来”而努力。

总体看，未来公司将持续多元化发展路线，构建清洁能源生态系统，若未来公司多元化产业逐步落地并实现收入，将进一步增强公司整体竞争力。

六、财务分析

1．财务概况

公司提供的 2017~2018 年年度财务报告经安永会计师事务所审计，均出具了无保留意见的审计报告。公司执行香港会计师公会颁布的《香港财务报告准则》、《香港会计准则》及诠释和香港《公司条例》的披露规定。公司根据《香港财务报告准则第 2 号之修订》、《香港财务报告准则第 4 号之修订》、《香港财务报告准则第 9 号》、《香港财务报告准则第 15 号》、《香港财务报告准则第 15 号之修订》、《香港会计准则第 40 号之修订》及《香港（国际财务报告诠释委员会）诠释第 22 号》的要求编制 2018 年度财务报表，对 2018 年度的相关数据进行调整。

从合并范围看，截至 2018 年底，公司合并范围内共 19 家一级子公司；较年初新增主体为 3 家，分别为耀富控股有限公司、联发控股有限公司和北控清洁能源资本管理有限公司，均为新设公司；较年初减少主体 1 家，为负责卷烟包装业务的星河有限公司。

2018 年，公司新纳入合并范围的主体资产规模和利润规模较小，对财务数据可比性影响较小，财务可比性较强。

截至 2018 年底，公司资产合计 434.08 亿港元，负债合计 325.33 亿港元，所有者权益（含非控股权益）合计 108.75 亿港元，其中归属于公司持有人的应占权益及储备 100.80 亿港元。2018 年，公司实现营业收入 69.80 亿港元，年内溢利（含非控股权益）13.78 亿港元，其中归属于公司权益持有人的年内溢利 12.69 亿港元；经营活动所得的现金净额 14.51 亿港元，现金及现金等价物净减少额 20.04 亿港元。

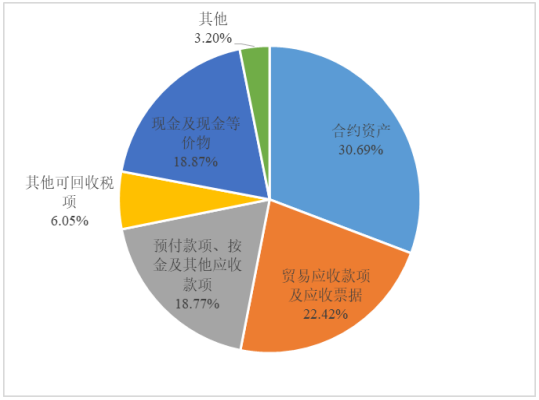
2．资产质量

截至 2018 年底，公司合并资产总额 434.08 亿港元，较年初大幅增长 20.59%，主要系非流动资产大幅增加所致；公司资产总额中流动资产占 33.79%，非流动资产占 66.21%，资产结构以非流动资产为主。

流动资产

截至 2018 年底，公司流动资产 146.69 亿港元，较年初小幅增长 0.26%，较为稳定。截至 2018 年底，公司流动资产主要由合约资产（占 30.69%）、贸易应收款项及应收票据（占 22.42%）、预付款项、按金及其他应收款项（流动资产部分）（占 18.77%）、其他可回收税项（占 6.05%）和现金及现金等价物（占 18.87%）构成。

图3　截至2018年底公司流动资产构成情况



资料来源：公司年报

2018 年度，根据香港财务报告准则第 15 号，公司将应收合约客户款项及未进入补贴名录的应收电费重新分类为合约资产。截至 2018 年底，公司合约资产账面价值为 45.02 亿港元，合约资产余额由应收电价补贴（尚未进入补贴名录电站的应收电价补贴）24.92 亿港元、建造合约（尚未开票的合约工程款）16.94 亿港元和保留款项 3.40 亿港元组成，已计提减值减值准备 0.24 亿港元。

截至 2018 年底，公司贸易应收款项及应收票据账面价值 32.90 亿港元，较年初减少 26.92%，主要系根据香港财务报告准则第 15 号，公司合约客户款项及未进入补贴名录的应收电费重新分类为合约资产所致。截至 2018 年底，公司贸易应收款项及应收票据（除应收电价补贴）为 25.78 亿港元，主要为已开票的合约工程款，按照账龄分析，3 个月内占 58.49%、4~6 个月占 2.81%、7~12 个月占 16.42%、1 年以上占 22.28%；公司电价应收补贴（已进入补贴名录电站的应收电价补贴）7.12 亿港元，占贸易应收款项及应收票据的 21.64%。电价补贴主要为公司光伏及风力发电电站经营收入，由国家电网接收财政部及能源局发放的可再生能源中央财政补助并向公司支付。截至 2018 年底，公司对贸易应收款项及应收票据计提坏账准备 0.19 亿港元。

截至 2018 年底，公司预付款项、按金及其他应收款项（流动资产部分）账面价值 27.54 亿港元，较年初增长 56.79%，主要系应收融资款以及预付工程款大幅增长所致。截至 2018 年底，公司预付款项、按金及其他应收款项余额共计 57.96 亿港元，其中预付款项 18.66 亿港元，主要为购买光伏及风力发电站项目设备及清洁供暖设施款项，其中购买自建厂房设备及设施的预付款项共计 10.04 亿港元已划分至非流动资产；按金及其他应收款项 33.57 亿港元，主要包括：①向国内的独立第三方支付的投资/中标按金共 12.72 亿港元，以用于潜在收购清洁能源项目（划分至非流动资产）；②用作从事开发与经营清洁能源业务向独立第三方提供的垫款 5.73 亿港元（有抵押、利率在 4.35%~10%之间、一年内偿还）；③融资租赁保证金 3.63 亿港元。

公司其他可收回税项主要为公司建造光伏及风力发电站及清洁供暖设施（以下简称“清洁能源项目”）支付的增值税净额，清洁能源项目投入营运后，该款项可抵扣应付增值税。截至 2018 年底，公司其他可回收税项为 8.87 亿港元，较年初增长 25.29%，随着公司新能源项目建设规模的扩大而快

速增长。

截至 2018 年底，公司现金及现金等价物为 27.68 亿港元，较年初减少 42.00%，主要系公司发展、收购以及营运新能源项目资本支出较大所致。截至 2018 年底，公司受限货币资金为 2.93 亿港元，占受限制现金及已抵押银行存款及现金及现金等价物之和的 9.57%，受限规模一般。

非流动资产

截至 2018 年底，公司非流动资产合计 287.39 亿港元，较年初增长 34.52%，主要系受光伏发电、风力发电装机规模扩大，以及新增清洁供暖服务业务的带动，公司物业、厂房及设备增加所致。截至 2018 年底，公司非流动资产主要由物业、厂房及设备（占 67.31%）和预付款项、按金及其他应收款项（占 10.54%）构成。

截至 2018 年底，公司物业、厂房及设备账面价值 193.44 亿港元，较年初增长 24.26%。截至 2018 年底，公司物业、厂房及设备原值主要由光伏及风力发电设备（占 84.21%）和在建工程（占 11.77%）构成；公司已累计对物业、厂房及设备计提累计折旧 14.84 亿港元，公司物业、厂房及设备成新率为 92.88%，成新率高。

截至 2018 年底，公司预付款项、按金及其他应收款项（非流动资产部分）30.28 亿港元，较年初大幅增长 108.58%，主要系购买自建厂房设备及设施的预付款项，以及向国内的独立第三方支付的投资/中标按金大幅增长所致。

截至 2018 年底，公司受限资产合计 105.28 亿港元，占资产总额的 24.25%，主要为用于银行借款、其他借款及融资租赁安排抵押的物业、厂房及设备。

表8　截至2018年底公司资产受限情况（单位：亿港元）

受限资产名称	受限金额	受限原因
现金及银行存款	2.93	用于应付票据的抵押担保
物业、厂房及设备	90.15	用于银行借款、其他借款及融资租赁安排的抵押担保
特许经营权	10.27	用于融资租赁安排的质押担保
贸易应收款项	1.93	0.31 亿港元用于获得银行借款及其他借款的质押担保、1.63 亿港元用于融资租赁安排的抵押担保
合计	**105.28**	--

资料来源：公司提供

总体看，跟踪期内，随着公司电站规模扩大，资产规模快速增长；公司物业、厂房及设备规模较大，且成新率高；但公司融资租赁抵押的物业、厂房及设备规模较大，受限资产占比重较大，公司整体资产质量一般。此外，公司合约资产规模较大，未来随着相关电价补贴款及建造款的回收，可对公司经营性现金流形成一定补充。

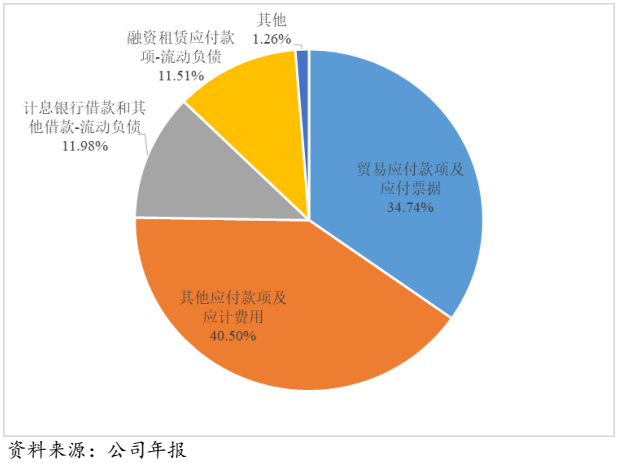
3．负债及所有者权益

截至 2018 年底，公司负债总额 325.33 亿港元，较年初增长 20.53%，主要系非流动负债大幅增加所致。公司负债总额中流动负债占 38.71%，非流动负债占 61.29%，负债结构以非流动负债为主。

流动负债

截至 2018 年底，公司流动负债 125.94 亿港元，较年初增长 7.21%。公司流动负债主要由贸易应付款项及应付票据（占 34.74%）、其他应付款项及应计费用（占 40.50%）、计息银行借款和其他借款（流动负债部分）（占 11.98%）和融资租赁应付款项（流动负债部分）（占 11.51%）构成。

图4　截至2018年底公司流动负债构成情况



资料来源：公司年报

截至 2018 年底，公司贸易应付款项及应付票据为 43.76 亿港元，较年初小幅减少 5.52%。贸易应付款项及应付票据按照账龄分析划分，账龄主要由 3 个月内（占 59.29%）和 1~2 年（占 22.79%）构成。

截至 2018 年底，公司其他应付款项及应计费用为 51.01 亿港元，较年初增长 26.16%，主要系经营规模及采购规模扩大所致。公司其他应付款项及应计费用中，已收按金占 0.90%、应计费用占 2.30%、其他应付款项占 89.83%、合约负债 6.96%，其他应付款项主要为因建设光伏发电站以及购买光伏发电站设备而产生的应付款项以及收购附属公司后承担的应付款项。

截至 2018 年底，公司计息银行借款和其他借款（流动负债部分）为 15.09 亿港元，较年初增长 11.83%，主要系公司加大业务拓展速度，融资需求增长所致。

截至 2018 年底，公司融资租赁应付款项（流动负债部分）14.50 亿港元，较年初小幅增长 4.26%。

非流动负债

截至 2018 年底，公司非流动负债为 199.38 亿港元，较年初增长 30.80%，主要系融资租赁应付款项（非流动负债部分）增加所致。公司非流动负债主要由计息银行借款和其他借款（非流动负债部分）（占 30.30%）和融资租赁应付款项（非流动负债部分）（占 66.42%）构成。

截至 2018 年底，公司计息银行借款和其他借款（非流动负债部分）为 60.41 亿港元，较年初增长 16.61%，主要系公司受业务规模扩大影响，融资需求大幅增长所致。

截至 2018 年底，公司融资租赁应付款项（非流动负债部分）132.42 亿港元，较年初增长 35.29%，主要系采取融资租赁方式进行项目融资所致。

截至 2018 年底，公司计息银行借款和其他借款合计 75.50 亿港元；其中，1 年以内或按要求偿还 15.09 亿港元，第 2 年应偿还 26.36 亿港元，第 3~5 年应偿还 25.91 亿港元，5 年以上应偿还 8.14 亿港元。截至 2018 年底，公司融资租赁应付款项现值合计 146.92 亿港元，1 年以内应偿还 23.12 亿港元，第 2 年应偿还 35.91 亿港元，第 3~5 年应偿还 70.56 亿港元，5 年以上应偿还 52.93 亿港元。公司 1 年以内应偿还的计息银行借款和其他借款，以及融资租赁应付款项分别占其各自总额的比重适中，短期集中偿付压力尚可。整体看，公司债务负担较重。

截至 2018 年底，公司全部债务为 225.74 亿港元，较年初增长 22.55%。截至 2018 年底，公司短期债务 32.90 亿港元（占 14.57%）、长期债务 192.84 亿港元（占 85.43%），公司债务结构以长期债务为主。2016~2018 年，公司资产负债率分别为 74.49%、74.99%和 74.95%，整体变动幅度不大；全部债务资本化比率分别为 63.04%、67.17%和 67.49%，逐年增长；长期债务资本化比率 56.85%、62.44%

和 63.94%，逐年提高；其中 2017 年，全部债务资本化比率和长期债务资本化比率增幅较大，主要系公司业务规模扩张，公司融资需求大幅增长所致。

由于公司 2018 年所有者权益中新增永续债 11.38 亿港元，若把永续债视为长期债务，则截至 2018 年底，公司全部债务为 237.11 亿港元，较年初增长 28.72%。截至 2018 年底，公司短期债务 32.90 亿港元（占 13.87%）、长期债务 204.22 亿港元（占 86.13%），公司债务结构以长期债务为主。2018 年，公司资产负债率为 77.57%，全部债务资本化比率为 70.89%，长期债务资本化比率为 67.71%，较上年分别提高 2.58 个百分点、3.72 个百分点和 5.27 个百分点。

总体看，2018 年，随着公司电站规模的扩大，公司计息银行借款和其他借款，以及融资租赁应付款项均有所增长，致使负债总额和债务规模增长。公司负债水平高、债务负担重，存在持续的债务偿付压力，但债务结构合理。

所有者权益

截至 2018 年底，公司所有者权益合计 108.75 亿港元，较年初增长 20.78%，主要系增加永续资本工具所致，2018 年底股份溢价与 2017 年底相同。截至 2018 年底，归属于公司权益持有人的权益及储备 100.80 亿港元（占 92.68%）；其中，永续资本工具为公司于 2018 年 11 月发行的人民币 10.00 亿元永续债“18 清 PGY1”，储备主要由股份溢价（占 66.74%）、购股权储备（占 0.34%）、特别储备（占 0.14%）、法定盈余储备（占 3.54%）、汇兑波动储备（占-6.82%）和保留盈利（占 36.06%）构成，所有者权益稳定性尚可。

总体看，2018 年，公司发行可续期债券，带动公司所有者权益大幅增长。所有者权益中股份溢价占比较高，所有者权益结构稳定性尚可。

4．盈利能力

2018 年，公司实现营业收入 69.80 亿港元，较上年大幅减少 30.47%，主要系由于公司顺应产业政策调整业务结构，促进电力销售及清洁供暖等毛利率较高、持续性较强业务发展并优化现有项目质量，降低对毛利率较低的建造服务业务的发展。2018 年，公司销售成本为 40.58 亿港元，较年初减少 45.27%。2018 年，公司除所得税费用前利润 15.38 亿港元，较上年下降 17.43%。2018 年，公司年内溢利 13.78 亿港元，较上年下降 12.58%，其中归属于公司权益持有人的年内溢利为 12.69 亿港元。

期间费用方面，2018 年，公司费用总额 17.07 亿港元，较上年增长 77.51%；其中，销售费用（销售及分销开支）占 1.27%，管理费用（行政开支、其他经营开支净额）占 41.59%，财务费用占 57.14%。2017~2018 年，公司销售费用分别 0.04 亿港元和 0.22 亿港元，整体规模较小。2018 年，公司管理费用为 7.10 亿港元，较上年增加 2.22 亿港元，主要系公司大量收购及成立附属公司，子公司数量大幅增加所致。公司财务费用为 9.75 亿港元，较上年增加 5.05 亿港元，主要系公司债务规模大幅增加所致。2017~2018 年，公司费用收入比分别为 9.58%和 24.45%，其中 2018 年，受当年实现收入规模减小，同时收并购子公司导致期间费用大幅增加影响，公司费用收入比较上年大幅上升 14.87 个百分点。

非经常性损益方面，2018 年，公司其他收入及收益为 3.34 亿港元，大幅增长，主要系政府补助及其他利息收入增加所致。2018 年公司其他收入及收益占除所得税费用前利润的比重为 21.73%，公司利润对政府补助有一定依赖。

从盈利指标来看，2017~2018 年，总资本收益率分别为 10.35%和 7.73%，总资产报酬率分别为 8.71%和 6.33%，净资产收益率分别为 23.37%和 13.86%，2018 年均有所下降，主要系公司调整业务

结构，利润有所减少，同时财务费用增加所致。公司盈利指标整体仍处于良好水平。

总体看，2018 年，公司营业收入和利润均有所下降；主要系公司调整产业结构，控制建造服务业务规模，公司收入和利润均大幅减少所致；随着收入和利润的减少，以及公司大量收购及成立附属公司导致管理费用大幅增加，公司盈利能力和费用控制能力均有所减弱；此外非经常性损益对公司盈利的贡献程度有所提高。

5．现金流

经营活动方面，2018 年，公司经营活动现金净额为 14.51 亿港元，同比大幅增长。其中 2018 年，其他应付款项及应计费用大幅增加，主要系向承包商及供应商清偿项目的建造及设备款，同时公司收购、在建项目产生的建造及设备款项增加，导致应付而未付款大幅增加所致。

投资活动方面，2018 年，公司投资活动现金净额为-62.92 亿港元，净流出额较上年减少 23.47%，主要系公司发展发电业务减少导致添置特许经营权、于联营公司之投资和开发清洁能源项目之预付款项减少的流入现金大幅减少，同时出售附属公司的流入大幅增加所致。

融资活动方面，2018 年，公司融资活动现金净额为 34.09 亿港元，较上年大幅减少 62.60%，主要系新增外部融资规模缩小，以及未发行新普通股及优先股所致。

总体看，2018 年，随着公司自建清洁能源项目规模的扩大，公司营运活动现金净流入额继续增长；由于收并购电厂减少，投资活动净流出规模有所缩小；公司融资活动现金净额有所减少。

6．偿债能力

从短期偿债能力指标看，2017~2018 年，公司流动比率分别为 1.25 倍和 1.16 倍，速动比率分别为 1.24 倍和 1.15 倍；2018 年，公司流动比率和速动比率均小幅下降，主要系流动负债中的其他应付款项及应计费用增幅较大所致，流动资产和速动资产虽有所下降，但对公司流动负债的覆盖程度尚可。2017~2018 年，公司经营现金流动负债比率分别为 10.13%和 11.52%，2018 年有所提高，经营现金净流量覆盖公司流动负债程度尚可。2017~2018 年，公司现金短期债务比分别为 1.64 倍和 1.20 倍，公司现金类资产对短期债务的覆盖程度较强。整体看，公司短期偿债能力较强。

从长期偿债能力指标看，2018 年，公司 EBITDA 为 34.76 亿港元，同比大幅增长，主要来自折旧和计入财务费用的利息支出的增长；2018 年 EBITDA 由折旧（占 24.05%）、摊销（占 3.66%）、计入财务费用的利息支出（占 28.06%）和除所得税费用前利润（占 44.24%）构成。2017~2018 年，公司 EBITDA 利息保障倍数分别 5.49 倍和 3.31 倍，2018 年有所下降，但 EBITDA 对利息的覆盖程度整体较高；EBITDA 全部债务比分别为 0.15 倍和 0.15 倍，EBITDA 对公司全部债务的覆盖程度一般。总体看，公司长期偿债能力指标体现一般。

截至 2018 年底，公司在多家商业银行（不含融资租赁等其他金融机构）获得的综合授信余额为 1 亿美元、55.80 亿港元及 46.58 亿元人民币，其中尚未使用的授信余额为 3.28 亿港元及 19.67 亿元人民币，公司间接融资渠道有待拓宽；同时，公司为港股上市公司，具有资本市场直接融资能力。

由于公司注册地址在开曼群岛，不适用境内征信报告等相关事项。

截至 2018 年底，公司无金额重大未决诉讼。

截至 2018 年底，公司对外担保额合计人民币 88.18 亿元，主要对外担保包括：①2017 年 6 月 29 日，公司的子公司青岛富欢资产管理有限公司与其他 6 家合伙人共同成立投资于光伏发电项目的华润北控（汕头）新能源产业基金合伙企业（有限合伙）（以下简称“华润北控基金”），并于 2017 年 7 月 28 日做了补充修订。如华润北控基金未能向担保合伙人履行对其任何注资或分派的支付责任，

则公司按照 65%：35%的分摊比例或者另行约定的分摊比例与其中 1 家合伙人承担共同及连带担保责任，担保期限 3 年，最高担保金额为人民币 16.56 亿元。②2017 年 8 月 9 日，公司作为劣后级合伙人与其他 3 家合伙人共同成立主要投资于清洁能源项目的北京北控苏银股权投资管理中心（有限合伙）（以下简称“北京北控投资”），如北京北控投资在存续期内未能向合伙人江苏省国际信托有限责任公司支付任何优先级出资及优先级回报，则公司按照 65%：35%的分摊比例与其中 1 家合伙人承担共同及连带担保责任，担保期限 5 年，最高担保金额为人民币 9.03 亿元。③2017 年 8 月 10 日，公司的子公司北控清洁能源电力有限公司为华融•北控清洁能源电力项目投资集合资金信托计划提供 15 年的最高担保金额为人民币 12.42 亿元的担保。④2017 年 11 月 21 日，公司的子公司北京北控光伏科技发展有限公司（以下简称“北京北控光伏”）作为劣后级合伙人与其他 3 家合伙人共同成立主要投资于光伏发电项目的铜陵徽银北控新能源投资合伙企业（有限合伙）（以下简称“铜陵北控投资”），如铜陵北控投资无法按协议约定支付优先级出资及优先级回报，则北京北控光伏及其中 1 家合伙人按个别基准及 50%：50%的分摊比例承担担保责任，担保期限 10 年，最高担保金额为人民币 5.93 亿元。⑤2017 年 11 月 28 日，公司的子公司北清清洁能源投资有限公司以光大金融租赁股份有限公司为受益人，为临西县润广新能源科技有限公司履行主要合约项下的付款责任提供担保，包括但不限于租赁付款、管理费用及咨询顾问服务费用，担保金额为人民币 17.65 亿元，担保期间自担保生效日期起至主要合约项下最后一笔担保责任获履行后起计满两年当日止。⑥2017 年 12 月 15 日，公司的子公司河南平煤北控清洁能源有限公司（以下简称“平煤北控”）与其他 4 家合伙人共同成立投资于清洁能源项目的鹰潭平煤北控清洁能源产业投资合伙企业（有限合伙），平煤北控及其中 1 家合伙人按个别基准及 64%：36%的分摊比例向该有限合伙企业的优先级权益及优先级回报提供最高不超过人民币 12.96 亿元担保，担保期限 5 年。⑦2018 年 3 月 1 日，公司以中电投融和融资租赁有限公司为受益人，为山东腾飞新能源有限公司履行主要合约项下有关租赁付款及行政费用合计人民币 7.08 亿元提供担保，担保期间为自担保生效日期起至融资租赁协议项下最后一笔担保责任获履行后起计满两年当日止。⑧2018 年 11 月 1 日，公司的子公司北控电力清洁能源有限公司（以下简称“北控电力”）作为担保人，订立以中航纽赫融资租赁（上海）有限公司（以下简称“中航纽赫融资租赁”）为受益人的担保，据此，北控电力同意以中航纽赫融资租赁为受益人担保借款人履行其于主要合同项下的支付责任，包括但不限于发电站融资租赁的租赁付款、咨询和行政费用，最高总额为人民币 6.55 亿元。担保期限将在主要合同项下所有支付责任履行完成日期起计第三年结束。公司对外担保规模较大，存在一定或有负债风险。

总体看，公司偿债指标一般，但考虑到公司光伏装机容量领先、股东实力较强，公司经营规模不断扩大等因素，公司整体偿债能力很强。

七、本期公司债偿债能力分析

从资产情况来看，截至 2018 年底，公司现金类资产达 39.50 亿港元，约为“18 清 PGY1”本金（人民币 10 亿元、11.39 亿港元[1]）的 3.47 倍，公司现金类资产对债券本金的覆盖程度高；净资产达 108.75 亿港元，约为“18 清 PGY1”本金（人民币 10 亿元、11.39 亿港元）的 9.55 倍，公司净资产能够对“18 清 PGY1”的按期偿付起到很强的保障作用。

从盈利情况来看，2018 年，公司 EBITDA 为 34.76 亿港元，约为“18 清 PGY1”本金（人民币 10 亿元、11.39 亿港元）的 3.05 倍，公司 EBITDA 对债券本金的覆盖程度高。

[1] 2018 年 12 月 31 日，1 人民币=1.1393 港元，1 港元=0.8777 人民币。

从现金流情况来看，公司 2018 年营运活动（所用）/所得的现金净额为 14.51 亿港元，约为“18 清 PGY1”本金（人民币 10 亿元、11.39 亿港元）的 1.27 倍，公司营运活动（所用）/所得的现金净额对债券本金的覆盖程度尚可。

综合以上分析，并考虑到公司在装机容量、区域行业地位和股东支持等方面所具备的综合竞争优势；以及未来随着公司电站并网规模的逐步扩大，可为公司收入及盈利增长带来的积极影响，联合评级认为，公司对“18 清 PGY1”的偿还能力很强。

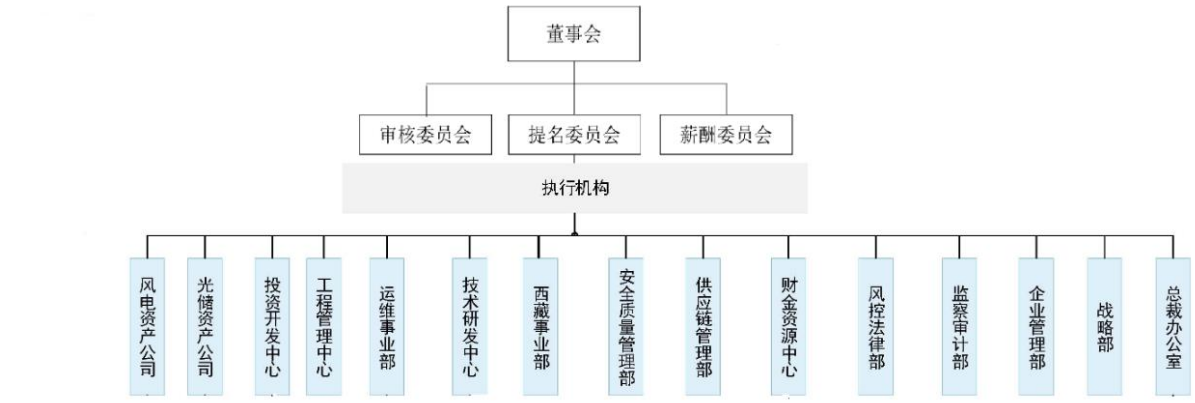
八、综合评价

跟踪期内，北控清洁能源集团作为国内较大的清洁能源发电投资、建设以及运营企业，在电站装机容量、区域分布以及外部支持等方面具有较强的综合竞争优势。同时，联合评级也关注到相关政策变动对公司光伏发电业务经营业绩的影响明显；公司未来资本支出规模较大、债务规模增长较快、债务负担较重、受限资产占比较高、对外担保规模较大等因素对公司信用水平带来的不利影响。

未来随着公司业务结构优化、以及业务范围和电站并网规模的逐步扩大，公司整体业务规模将进一步扩大，有利于公司经营业绩的进一步提升。

综上，联合评级维持公司主体长期信用等级为 AA+，评级展望为“稳定”；同时维持“18 清 PGY1”的债项信用等级为 AA+。

附件 1　北控清洁能源集团有限公司
组织结构图



附件 2　北控清洁能源集团有限公司
主要财务指标

项目	2016 年	2017 年	2018 年
资产总额（亿港元）	175.79	359.96	434.08
所有者权益（亿港元）	44.85	90.04	108.75
短期债务（亿港元）	17.42	34.52	32.90
长期债务（亿港元）	59.08	149.69	192.84
全部债务（亿港元）	76.50	184.21	225.74
营业收入（亿港元）	28.90	100.40	69.80
净利润（亿港元）	5.29	15.76	13.78
EBITDA（亿港元）	8.89	28.48	34.76
经营性净现金流（亿港元）	2.80	11.90	14.51
应收账款周转次数（次）	2.57	2.40	0.97
存货周转次数（次）	66.16	273.41	45.36
总资产周转次数（次）	0.28	0.37	0.18
总资本收益率（%）	8.64	10.35	7.73
总资产报酬率（%）	7.57	8.71	6.33
净资产收益率（%）	16.03	23.37	13.86
费用收入比（%）	11.34	9.58	24.45
资产负债率（%）	74.49	74.99	74.95
全部债务资本化比率（%）	63.04	67.17	67.49
长期债务资本化比率（%）	56.85	62.44	63.94
EBITDA 全部债务比（倍）	0.12	0.15	0.15
EBITDA 利息倍数（倍）	8.56	5.49	3.31
流动比率（倍）	0.82	1.25	1.16
速动比率（倍）	0.81	1.24	1.15
现金短期债务比（倍）	1.29	1.64	1.20
经营现金流动负债比率（%）	4.11	10.13	11.52
EBITDA/待偿本金合计（倍）	0.78	2.50	3.05

注：1、本报告财务数据及指标计算均是合并口径相关指标未年化，部分指标因不具有可比性未列示；2、本报告中部分计数与各加总数直接相加之和在尾数上可能略有差异，主要系四舍五入造成的；3、短期债务=计息银行借款和其他借款（流动负债部分）+融资租赁应付款项（流动负债部分）+贸易应付款项及应付票据中的应付票据，长期债务=计息银行借款和其他借款（非流动负债部分）+融资租赁应付款（非流动负债部分）；4 应收账款周转次数中，应收账款净额=合约资产+应收合约客户款+贸易应收款以及应收票据；5、EBITDA=除税前溢利+利息开支总额-资本化利息+折旧+预付土地摊销+特许经营权摊销+经营权摊销+无形资产摊销；6 现金短期债务债务比中，现金类资产=按公平计价计入损益的金融资产+受限制现金及已抵押银行存款+现金及现金等价物+应收票据；7、EBITDA/待偿本金合计=EBITDA/本报告所跟踪债项合计待偿本金。

附件 3　有关计算指标的计算公式

指标名称	计算公式
增长指标	
年均增长率	（1）2 年数据：增长率=（本次-上期）/上期×100% （2）n 年数据：增长率=[(本次/前 n 年)^（1/(n-1)）-1]×100%
经营效率指标	
应收账款周转率	营业收入/[(期初应收账款余额+期末应收账款余额)/2]
存货周转率	营业成本/[(期初存货余额+期末存货余额)/2]
总资产周转率	营业收入/[(期初总资产+期末总资产)/2]
现金收入比率	销售商品、提供劳务收到的现金/营业收入×100%
盈利指标	
总资本收益率	（净利润+计入财务费用的利息支出）/[（期初所有者权益+期初全部债务+期末所有者权益+期末全部债务）/2]×100%
总资产报酬率	（利润总额+计入财务费用的利息支出）/[（期初总资产+期末总资产）/2]×100%
净资产收益率	净利润/[（期初所有者权益+期末所有者权益）/2]×100%
主营业务毛利率	（主营业务收入-主营业务成本）/主营业务收入×100%
营业利润率	（营业收入-营业成本-营业税金及附加）/营业收入×100%
费用收入比	（管理费用+营业费用+财务费用）/营业收入×100%
财务构成指标	
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/（资本化利息+计入财务费用的利息支出）
EBITDA 全部债务比	EBITDA/全部债务
经营现金债务保护倍数	经营活动现金流量净额/全部债务
筹资活动前现金流量净额债务保护倍数	筹资活动前现金流量净额/全部债务
短期偿债能力指标	
流动比率	流动资产合计/流动负债合计
速动比率	（流动资产合计-存货）/流动负债合计
现金短期债务比	现金类资产/短期债务
经营现金流动负债比率	经营活动现金流量净额/流动负债合计×100%
经营现金利息偿还能力	经营活动现金流量净额/（资本化利息+计入财务费用的利息支出）
筹资活动前现金流量净额利息偿还能力	筹资活动前现金流量净额/（资本化利息+计入财务费用的利息支出）
本期公司债券偿债能力	
EBITDA 偿债倍数	EBITDA/本期公司债券到期偿还额
经营活动现金流入量偿债倍数	经营活动产生的现金流入量/本期公司债券到期偿还额
经营活动现金流量净额偿债倍数	经营活动现金流量净额/本期公司债券到期偿还额

注：现金类资产=货币资金+以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产+应收票据

长期债务=长期借款+应付债券

短期债务=短期借款+以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债+应付票据+应付短期债券+一年内到期的非流动负债

全部债务=长期债务+短期债务

EBITDA=利润总额+计入财务费用的利息支出+固定资产折旧+摊销

所有者权益=归属于母公司所有者权益+少数股东权益

附件 4　公司主体长期信用等级设置及其含义

公司主体长期信用等级划分成 9 级，分别用 AAA、AA、A、BBB、BB、B、CCC、CC 和 C 表示，其中，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。

AAA 级：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 级：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 级：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 级：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 级：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 级：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 级：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 级：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 级：不能偿还债务。

长期债券（含公司债券）信用等级符号及定义同公司主体长期信用等级。