

2018年第一期龙源电力集团股份有限公司

绿色债券

募集说明书



龙源电力集团股份有限公司

联席主承销商/簿记管理人



联席主承销商

联席主承销商



签署日期：2018年4月11日

声明及提示

一、发行人声明

发行人已批准本期债券募集说明书，发行人领导成员承诺其中不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对其真实性、准确性、完整性承担个别和连带的法律责任。

二、发行人的负责人和主管会计工作的负责人、会计部门负责人声明

发行人的负责人和主管会计工作的负责人、会计部门负责人保证本期债券募集说明书中财务报告真实、完整。

三、联席主承销商勤勉尽职声明

联席主承销商按照中国相关法律、法规的规定及行业惯例，已对本期债券募集说明书的真实性、准确性、完整性进行了充分核查，履行了勤勉尽职的义务。

四、投资提示

凡欲认购本期债券的投资者，请认真阅读本期债券募集说明书及其有关的信息披露文件，并进行独立投资判断。主管部门对本期债券发行所作出的任何决定，均不表明其对债券风险做出实质性判断。

凡认购、受让并持有本期债券的投资者，均视同自愿接受募集说明书对本期债券各项权利义务的约定。

凡认购、受让并持有本期债券的投资者，均视为同意本期债券《债权代理协议》、《债券持有人会议规则》、《账户及资金监管协议》、《综合融资服务协议》中的安排。

债券依法发行后，发行人经营变化引致的投资风险，投资者自行负责。投资者在评价本期债券时，应认真考虑本期债券募集说明书中列明的各种风险。

五、其他重大事项或风险提示

除发行人和联席主承销商外，发行人未委托或授权任何其他人或实体提供未在本期债券募集说明书中列明的信息和对本期债券募集说明书作任何说明。

投资者若对本期债券募集说明书存在任何疑问，应咨询自己的证券经纪人、律师、专业会计师或其他专业顾问。

本期债券的发行人龙源电力集团股份有限公司、联席主承销商华泰联合证券有限责任公司、招商证券股份有限公司与中国工商银行股份有限公司、审计机构瑞华会计师事务所(特殊普通合伙)、北京大成律师事务所及信用评级机构大公国际资信评估有限公司均已出具综合信用承诺书，明确了诚信自律要求和违规惩戒措施。

六、本期债券基本要素

(一) 发行人：龙源电力集团股份有限公司

(二) 债券名称：2018年第一期龙源电力集团股份有限公司绿色债券（简称“18龙源绿色债01”）。

(三) 本期发行总额：人民币30亿元整。

(四) 债券期限：本期债券为7年期固定利率债券，在债券存续期的第5年末附发行人调整票面利率选择权及投资者回售选择权，投资者有权选择在本期债券的第5年末是否将持有的本期债券按面值全部

或部分回售给发行人。

(五) 债券利率：本期债券的发行票面利率为Shibor基准利率加上基本利差确定，Shibor基准利率为申购和配售办法说明公告日前5个工作日全国银行间同业拆借中心在上海银行间同业拆放利率网（www.shibor.org）上公布的一年期Shibor（1Y）利率的算术平均数（四舍五入保留两位小数），在债券存续期内前5年固定不变。

(六) 还本付息方式：每年付息一次，到期一次还本，最后一期利息随本金的兑付一起支付。

(七) 发行方式：本期债券以簿记建档、集中配售的方式，通过承销团成员设置的发行网点向中国境内机构投资者（国家法律、法规另有规定除外）公开发行人和通过上海证券交易所向机构投资者公开发行人。

(八) 发行范围及对象：在承销团成员设置的发行网点的发行对象为在中央国债登记结算有限责任公司开户的中国境内合格机构投资者（国家法律、法规另有规定除外）；在上海证券交易所的发行对象为在中国证券登记结算有限责任公司上海分公司开立合格基金证券账户或A股证券账户的机构投资者（国家法律、法规禁止购买者除外）。

(九) 簿记建档日：本期债券的簿记建档日为2018年4月19日。

(十) 发行期限：2个工作日，自2018年4月20日起至2018年4月23日止。

(十一) 发行价格：本期债券面值100元，平价发行。以1,000元

为一个认购单位，认购金额必须是1,000元的整数倍且不少于1,000元。

(十二) 债券形式及托管方式：本期债券为实名制记账式企业债券，在中央国债登记公司及中国证券登记公司上海分公司登记托管。

(十三) 债券担保：本期债券无担保。

(十四) 信用评级：经大公国际资信评估有限公司综合评定，发行人主体信用等级为AAA，本期债券信用等级为AAA。

(十五) 流动性安排：本期债券发行结束后，公司将就本期债券向有关证券交易场所或国家有关主管部门提出上市或交易流通申请。

目 录

声明及提示	1
目 录	5
释义	6
第一条 债券发行依据	12
第二条 本期债券发行的有关机构	13
第三条 发行概要	19
第四条 认购与托管	23
第五条 债券发行网点	25
第六条 认购人承诺	26
第七条 债券本息兑付办法	28
第八条 发行人基本情况	30
第九条 发行人业务情况	70
第十条 发行人财务情况	91
第十一条 已发行尚未兑付的债券	138
第十二条 募集资金用途	140
第十三条 偿债保障措施	174
第十四条 风险揭示	181
第十五条 信用评级	192
第十六条 法律意见	196
第十七条 其他应说明的事项	197
第十八条 备查文件	199

释 义

在本募集说明书中,除非文中另有规定,下列词语具有以下含义:

公司、本公司、发行人 或龙源电力	指龙源电力集团股份有限公司
本次债券	指发行总额为人民币陆拾亿元 (6,000,000,000.00元)的“2017年龙源电力 集团股份有限公司绿色债券”
本期债券	指发行总额为人民币叁拾亿元 (3,000,000,000.00元)的“2018年第一期龙 源电力集团股份有限公司绿色债券”
募集说明书	指发行人根据有关法律法规为发行本期债 券而制作的《2018年第一期龙源电力集团 股份有限公司绿色债券募集说明书》
募集说明书摘要	指发行人根据有关法律法规为发行本期债 券而制作的《2018年第一期龙源电力集团 股份有限公司绿色债券募集说明书摘要》
国家发改委	指国家发展和改革委员会
中央国债登记公司/簿 记建档场所	指中央国债登记结算有限责任公司
中国证券登记公司上海 分公司	指中国证券登记结算有限责任公司上海分 公司
债券登记托管机构	指中央国债登记结算有限责任公司和中国

	证券登记结算有限责任公司上海分公司
簿记建档	指企业债券发行人与簿记管理人协商确定本期债券的票面利率（价格）簿记建档区间后，申购人发出申购意向函，由簿记管理人记录申购人申购债券利率（价格）和数量意愿，按约定的定价和配售方式确定发行利率（价格）并进行配售的行为
企业会计准则	财政部于 2006 年 2 月 15 日颁布的《企业会计准则—基本准则》和 38 项具体会计准则、其后颁布的企业会计准则应用指南、企业会计准则解释以及其他相关规定
《公司法》	《中华人民共和国公司法》
《证券法》	《中华人民共和国证券法》
《债券条例》	指《企业债券管理条例》
《债券管理通知》	指《国家发展改革委关于进一步改进和加强企业债券管理工作的通知》（发改财金[2004]1134 号）
《债券有关事项通知》	指《国家发展改革委关于推进企业债券市场发展、简化发行核准程序有关事项的通知》（发改财金[2008]7 号）
《进一步强化企业债券风险防范的通知》	指《国家发展改革委办公厅关于进一步强化企业债券风险防范管理有关问题的通知》

	(发改办财金[2012]3451号)
《进一步改进企业债券发行审核工作的通知》	指《国家发展改革委办公厅关于进一步改进企业债券发行审核工作的通知》(发改办财金[2013]957号)
《简化企业债券申报程序的意见》	指《国家发展改革委办公厅关于简化企业债券申报程序加强风险防范和改革监管方式的意见》(发改办财金[2015]3127号)
《绿色债券发行指引》	指《国家发展改革委办公厅关于印发<绿色债券发行指引>的通知》(发改办财金[2015]3504号)及其附件
公司章程	指《龙源电力集团股份有限公司章程》
《债券持有人会议规则》	指本期债券债券持有人会议规则
《账户及资金监管协议》	指本期债券账户及资金监管协议
《综合融资服务协议》	指发行人与工商银行签署的《2016年龙源电力集团股份有限公司绿色债券债贷组合综合融资服务协议》 ¹
承销协议	指发行人与华泰联合证券、招商证券、工商银行签署的本期债券承销协议

¹由于年份变更,“2016年龙源电力集团股份有限公司绿色债券”名称变更为“2018年龙源电力集团股份有限公司绿色债券”,名称变更不会对原名称下的本次债券各申报文件法律效力产生影响,2018年龙源电力集团股份有限公司绿色债券有关文件与2016年龙源电力集团股份有限公司绿色债券有关文件等效

承销团	指联席主承销商为本次发行组织的，由联席主承销商、分销商组成的承销团组织
承销团协议	指联席主承销商与承销团其他成员签署的本期债券承销团协议
债权代理协议	指本期债券债权代理协议
余额包销	指联席主承销商按照承销协议所规定的各自承销本期债券的份额承担债券发行的风险，在发行期限结束后，将各自未售出的本期债券全部自行购入的承销方式
牵头主承销商/簿记管理人/华泰联合证券/债权代理人	指华泰联合证券有限责任公司
联席主承销商	指华泰联合证券有限责任公司、招商证券股份有限公司和中国工商银行股份有限公司
工商银行/综合融资协调人	指中国工商银行股份有限公司
信用评级机构、大公国际	指大公国际资信评估有限公司
瑞华会计师事务所	指瑞华会计师事务所（特殊普通合伙）
账户及资金监管银行	指中国工商银行股份有限公司北京广安门支行
债券持有人	指通过合法方式取得本期债券之投资者

国务院	指中华人民共和国国务院
国务院国资委	指国务院国有资产监督管理委员会
香港联交所	指香港联合交易所有限公司
财政部	指中华人民共和国财政部
全国社保基金	指全国社会保障基金理事会
国家能源集团	国家能源投资集团有限责任公司
国电集团	中国国电集团公司、中国国电集团有限公司
国电东北公司	国电东北电力有限公司
福霖公司	原中国福霖风能开发公司, 现已更名为中国福霖风能工程有限公司
中能公司	原中能电力科技开发公司
H 股	发行人股本中每股面值人民币1.00元的在香港联交所上市的外资股, 以港币认购及交易
元	如无特别说明, 指人民币元
最近三年、报告期	2014 年度、2015 年度和 2016 年度
法定节假日或休息日	指中华人民共和国的法定节假日或休息日 (不包括香港特别行政区、澳门特别行政区和台湾省的法定节假日和/或休息日)。
工作日	北京市的商业银行的对公营业日 (不包括法定节假日或休息日)。
CDM	清洁发展机制 (Clean Development

	Mechanism), 是《京都议定书》中引入的灵活履约机制之一
CER	核证减排量, (Certified Emission Reduction), 是清洁发展机制(CDM)中的特定术语
CCER	中国核证减排量, 是经有资质的核证机构核定, 并由国家发展改革委备案的项目减排量

第一条 债券发行依据

本次债券业经国家发展和改革委员会“发改企业债券〔2017〕194号”文件批准公开发行。

发行人于2016年3月22日召开董事会，审议通过《关于龙源电力集团股份有限公司在境内申请注册及发行债务融资工具一般性授权的议案》，并同意将该议案提请股东大会同意董事会在授权范围转授权公司管理层处理相关事宜。

2016年5月31日，龙源电力集团股份有限公司召开2015年度股东大会，审议及通过《关于龙源电力集团股份有限公司在境内申请注册及发行债务融资工具一般性授权的议案》。

第二条 本期债券发行的有关机构

一、发行人：龙源电力集团股份有限公司

住所：北京市海淀区白石桥路7号理工科技大厦12层1206室

法定代表人：乔保平

经办人：卢鹏

办公地址：北京市西城区阜成门北大街6-9号国际投资大厦C座16层

联系电话：010-66579988

传真：010-66091661

邮政编码：100053

二、承销团：

（一）联席主承销商：

1、华泰联合证券有限责任公司

住所：深圳市福田区中心区中心广场香港中旅大厦第五层（01A、02、03、04）、17A、18A、24A、25A、26A

法定代表人：刘晓丹

经办人：刘林嘉、杨帆、杨铠维、李昕蔚、汤伟毅、李想、张璞玉

办公地址：北京市西城区丰盛胡同28号太平洋保险大厦A座3层

联系电话：010-56839300

传真：010-56839500

邮政编码：100032

2、招商证券股份有限公司

住所：北京市西城区金融大街甲9号金融街中心7层

法定代表人：霍达

经办人：杨栋、胡玥、王渤、徐巍、周慧敏

办公地址：北京市西城区金融街甲9号金融街中心南楼7层

联系电话：010-60840929

传真：010-57601990

邮政编码：100033

3、中国工商银行股份有限公司

住所：北京市西城区复兴门内大街55号

法定代表人：易会满

经办人：李宇翔

办公地址：北京市西城区复兴门内大街55号

联系电话：010-66108037

传真：010-66107567

邮政编码：100140

（二）分销商：

1、广发证券股份有限公司

住所：广州市天河区天河北路183-187号大都会广场43楼（4301-4316房）

法定代表人（或合法授权代表）：孙树明

办公地址：广州市天河区天河北路183号大都会广场38层

联系电话：010-59136712

传真电话：020-87553574

联系人：周天宁

邮政编码：510075

2、东海证券股份有限公司

住所：江苏常州延陵西路23号投资广场18层

法定代表人（或合法授权代表）：赵俊

办公地址：上海市浦东新区东方路1928号东海大厦3楼债券发行部

联系电话：021-20333395

传真：021-50498839、021-50810150

联系人：高芳

邮政编码：200125

3、安信证券股份有限公司

住所：广东省深圳市福田区金田路4018号安联大厦35层、28层A02单元

法定代表人：王连志

办公地址：北京市西城区阜成门北大街2号楼国投金融大厦15层-安信证券

联系电话：010-83321146

传真：010-83321563

联系人：续毅敏

邮政编码：100034

三、托管机构：

（一）中央国债登记结算有限责任公司

住所：北京市西城区金融大街10号

法定代表人：水汝庆

经办人：李皓、毕远哲

办公地址：北京市西城区金融大街10号

联系电话：010-88170745、010-88170731

传真：010-66061875

邮政编码：100032

（二）中国证券登记结算有限责任公司上海分公司

营业场所：上海市浦东新区陆家嘴东路166号中国保险大厦

负责人：聂燕

经办人：王博

办公地址：上海市浦东新区陆家嘴东路166号中国保险大厦

联系电话：021-68870172

传真：021-38874800

邮政编码：200120

四、审计机构

（一）瑞华会计师事务所(特殊普通合伙)

住所：北京市东城区永定门西滨河路8号中海地产广场西塔5-11层

执行事务合伙人：顾仁荣

经办人：孙国强

办公地址：北京市东城区永定门西滨河路8号中海地产广场西塔5-11

层

联系电话：010-88094163

传真：010-88091190

邮政编码：100077

五、信用评级机构：大公国际资信评估有限公司

住所：北京市朝阳区霄云路26号鹏润大厦A座29层

法定代表人：关建中

办公地址：北京市朝阳区霄云路26号鹏润大厦A座29层

经办人：黄晓玲、杨绪良、王文静

电话：010-51087768

传真：010-84583355

邮政编码：100125

六、发行人律师：北京大成律师事务所

住所：北京市朝阳区东大桥路9号侨福芳草地D座7层

负责人：徐广兵

联系人：王博媛

联系地址：北京市朝阳区东大桥路9号侨福芳草地D座7层

电话：010-57590667

传真：010-58137799

七、债权代理人：华泰联合证券有限责任公司

住所：深圳市福田区中心区中心广场香港中旅大厦第五层(01A、02、03、04)、17A、18A、24A、25A、26A

法定代表人：刘晓丹

经办人：刘林嘉、杨帆、杨铠维、李昕蔚

办公地址：北京市西城区丰盛胡同22号丰铭国际大厦A座6层

联系电话：010-56839300

传真：010-56839500

邮政编码：100032

八、账户及资金监管人：中国工商银行股份有限公司北京广安门支行

营业场所：北京市西城区广外南滨河路3号

负责人：尹家赫

经办人：王之润

办公地址：北京市西城区广外南滨河路3号

联系电话：010-63274892

传真：010-69457694

邮政编码：100055

九、综合融资协调人：中国工商银行股份有限公司

住所：北京市西城区复兴门内大街55号

法定代表人：易会满

经办人：高新辉

办公地址：北京市西城区复兴门内大街55号

联系电话：010-66106660

传真：010-66108457

邮政编码：100140

第三条 发行概要

一、发行人：龙源电力集团股份有限公司

二、债券名称：2018年第一期龙源电力集团股份有限公司绿色债券。

三、发行总额：本期发行规模为人民币30亿元。

四、债券期限：本期债券为7年期固定利率债券，在债券存续期的第5年末附发行人调整票面利率选择权及投资者回售选择权，投资者有权选择在本期债券的第5年末是否将持有的本期债券按面值全部或部分回售给发行人。

五、债券利率：本期债券的发行票面利率为Shibor基准利率加上基本利差确定，Shibor基准利率为申购和配售办法说明公告日前5个工作日全国银行间同业拆借中心在上海银行间同业拆放利率网（www.shibor.org）上公布的一年期Shibor（1Y）利率的算术平均数（四舍五入保留两位小数），在债券存续期内前5年固定不变。

六、发行人调整票面利率选择权：发行人有权在本期债券存续期第5年末调整本期债券后2年的票面利率，调整幅度为在原债券票面年利率的基础上上调或者下调0-300个基点。发行人将于本期债券第5个计息年度付息日前的35个工作日披露关于是否调整本期债券票面利率以及调整幅度的公告。若发行人未行使调整票面利率选择权，则本期债券后续期限票面利率仍维持原有票面利率不变。

七、投资者回售选择权：发行人发出关于是否调整本期债券票面利率及调整幅度的公告后，债券持有人有权选择在公告的投资者回售

登记期内进行登记，将持有的本期债券按面值全部或部分回售给发行人；若债券持有人未做登记，则视为继续持有本期债券并接受上述调整。

八、回售登记期：投资者选择将持有的本期债券全部或部分按面值回售给发行人的，须于发行人发出关于是否调整本期债券票面利率以及调整幅度的公告之日起3个工作日内进行登记。

九、发行方式：本期债券以簿记建档、集中配售的方式，通过承销团成员设置的发行网点向中国境内机构投资者（国家法律、法规另有规定除外）公开发行人和通过上海证券交易所向机构投资者公开发行人。

十、发行范围及对象：在承销团成员设置的发行网点的发行对象为在中央国债登记结算有限责任公司开户的中国境内合格机构投资者（国家法律、法规另有规定除外）；在上海证券交易所的发行对象为在中国证券登记结算有限责任公司上海分公司开立合格基金证券账户或A股证券账户的机构投资者（国家法律、法规禁止购买者除外）。

十一、还本付息方式：每年付息一次，到期一次还本，最后一期利息随本金的兑付一起支付。年度付息款项自付息日起不另计利息，本金自其兑付日起不另计利息。

十二、发行价格：本期债券面值100元，平价发行。以1,000元为一个认购单位，认购金额必须是1,000元的整数倍且不少于1,000元。

十三、债券形式及托管方式：本期债券为实名制记账式企业债券，在中央国债登记公司及中国证券登记公司上海分公司登记托管。

十四、簿记建档日：本期债券的簿记建档日为2018年4月19日。

十五、发行期限：2个工作日，自发行首日至2018年4月23日止。

十六、发行首日：本期债券的发行首日为2018年4月20日。

十七、起息日：自缴款日开始计息，本期债券存续期内每年的4月23日为该计息年度的起息日。

十八、付息日：本期债券存续期内每年的4月23日为上一个计息年度的付息日（如遇法定节假日或休息日，则付息日顺延至其后的第1个工作日）。若投资者在本期债券存续期第5年末行使回售权，则其回售部分债券的付息日为2019年至2023年每年的4月23日（如遇法定节假日或休息日，则顺延至其后的第1个工作日）。

十九、兑付日：2025年4月23日（如遇法定节假日或休息日，则顺延至其后的第1个工作日）。若投资者在本期债券存续期第5年末行使回售选择权，则其回售部分债券的兑付日为2023年4月23日（如遇国家法定节假日顺延至其后的第1个工作日）。

二十、承销方式：承销团余额包销。

二十一、承销团成员：联席主承销商为华泰联合证券有限责任公司、招商证券股份有限公司和中国工商银行股份有限公司。分销商指广发证券股份有限公司、东海证券股份有限公司、安信证券股份有限公司

二十二、债券担保：本期债券无担保。

二十三、债权代理人：华泰联合证券有限责任公司。

二十四、账户及资金监管人：中国工商银行股份有限公司北京广安门支行。

二十五、综合融资协调人：中国工商银行股份有限公司。

二十六、信用评级：经大公国际资信评估有限公司综合评定，发行人主体信用等级为AAA，本期债券信用等级为AAA。

二十七、流动性安排：本期债券发行结束后，发行人将尽快向有关证券交易场所或其他主管部门提出上市或交易流通申请。

二十八、税务提示：根据国家税收法律、法规，投资者投资本期债券应缴纳的有关税金由投资者自行承担。

第四条 认购与托管

一、本期债券为实名制记账式债券，采用簿记建档、集中配售的方式，通过承销团成员设置的发行网点向中国境内机构投资者公开发行人和通过上海证券交易所向机构投资者公开发行相结合的方式发行。投资者参与本期债券的簿记、配售的具体办法和要求请参见《2018年第一期龙源电力集团股份有限公司绿色债券申购和配售方法说明》中的规定。

二、在中央国债登记公司开户的境内法人机构须凭加盖其公章的营业执照（副本）或其他法人资格证明复印件、经办人身份证及授权委托书认购本期债券；在中央国债登记公司开户的境内非法人机构须凭加盖其公章的有效证明复印件、经办人身份证及授权委托书认购本期债券。如法律法规对本条所述另有规定，按照相关规定执行。

持有中国证券登记公司上海分公司基金证券账户或A股证券账户的上海证券交易所市场机构投资者，在发行期间与本期债券承销团成员联系，并须凭加盖其公章的营业执照（副本）或其他法人资格证明复印件、经办人身份证及授权委托书、证券账户卡复印件认购本期债券。

三、本期债券由中央国债登记公司登记托管的具体手续，按中央国债登记公司的《实名制记账式企业债券登记和托管业务规则》的要求办理，该规则可在中国债券信息网（www.chinabond.com.cn）查阅或在本期债券承销团成员设置的发行网点索取。

本期债券由中国证券登记公司上海分公司登记托管的具体手续，按中国证券登记结算有限责任公司的《中国证券登记结算有限责任公

司债券登记、托管与结算业务细则》的要求办理。该规则可在中国证券登记结算有限责任公司网站（www.chinaclear.cn）查阅或在本期债券承销团设置的发行网点索取。

四、投资者办理认购手续时，不需缴纳任何附加费用；在办理登记和托管手续时，须遵循债券托管机构的有关规定。

五、本期债券发行结束后，投资者可按照国家有关法律、法规进行债券的转让和质押。

第五条 债券发行网点

本期债券采用簿记建档、集中配售的方式发行。

一、本期债券通过承销团成员设置的发行网点向机构投资者（国家法律、法规另有规定者除外）公开发行的部分，具体发行网点见附表一。

二、本期债券通过上海证券交易所发行部分，具体发行网点见附表一中标注“▲”的发行网点。

第六条 认购人承诺

购买本期债券的投资者（包括本期债券的初始购买人和二级市场的购买人，下同）被视为作出以下承诺：

一、本期债券的投资者接受本期债券《募集说明书》各项权利义务的安插并受其约束。

二、投资者同意华泰联合证券有限责任公司作为债权代理人代表本期债券持有人与发行人签订《债权代理协议》，制定《债券持有人会议规则》；同意中国工商银行股份有限公司北京广安门支行作为账户及资金监管人与发行人签订《账户及资金监管协议》，接受该等文件对本期债券项下权利义务的所有规定并受其约束。投资者购买本期债券即被视为接受上述协议之权利及义务安插。

三、本期债券的发行人依据有关法律、法规的规定发生合法变更，在经有关主管部门批准后并依法就该等变更进行信息披露时，投资者同意并接受这种变更。

四、本期债券的债权代理人及/或账户及资金监管人依据有关法律、法规的规定发生合法变更并依法就该等变更进行信息披露时，投资者同意并接受这种变更。

五、本期债券发行结束后，发行人将申请本期债券在经批准的证券交易场所上市和交易流通，并由簿记管理人代为办理相关手续，投资者同意并接受这种安插。

六、在本期债券的存续期限内，若发行人依据有关法律法规将其在本期债券项下的债务转让给新债务人承继时，则在下列各项条件全

部满足的前提下，投资者在此不可撤销地事先同意并接受这种债务转让：

（一）本期债券发行与上市交易（如已上市交易）的批准部门对本期债券项下的债务变更无异议；

（二）债务转让承继事宜已经债券持有人会议投票通过；

（三）就新债务人承继本期债券项下的债务，有资格的评级机构对本期债券出具不次于原债券信用级别的评级报告；

（四）原债务人与新债务人取得必要的内部授权后正式签署债务转让承继协议，新债务人承诺将按照本期债券原定条款和条件履行债务；

（五）原债务人与新债务人按照有关主管部门的要求就债务转让承继进行充分的信息披露。

第七条 债券本息兑付办法

一、利息的支付

(一) 本期债券在存续期限内每年付息1次，最后一期利息随本金的兑付一起支付。本期债券每年的付息日为2019年至2025年每年的4月23日（如遇法定节假日或休息日，则顺延至其后的第1个工作日）；若投资者行使回售选择权，则其回售部分债券的付息日为2019年至2023年每年的4月23日（如遇法定节假日或休息日，则顺延至其后的第1个工作日）。

(二) 未上市债券利息的支付通过债券托管人办理；上市债券利息的支付通过登记机构和有关机构办理。利息支付的具体事项将按照国家有关规定，由发行人在相关媒体上发布的付息公告中加以说明。

(三) 根据国家税收法律法规，投资者投资本期债券应缴纳的有关税收由投资者自行承担。

二、本金的兑付

(一) 本期债券到期一次还本。本期债券兑付日为2025年4月23日（如遇法定节假日或休息日，则顺延至其后的第1个工作日）；如投资者行使回售选择权，则其回售部分债券的兑付日为2023年4月23日（如遇法定节假日或休息日，则顺延至其后的第1个工作日）。

(二) 未上市债券本金的兑付通过债券托管人办理；上市债券本金的兑付通过登记机构和有关机构办理。本金兑付的具体事项将按照国家有关规定，由发行人在相关媒体上发布的兑付公告中加以说明。

三、发行人调整票面利率和投资者回售选择权约定

(一) 发行人有权决定在本期债券存续期的第5年末调整本期债券后2年的票面利率。

(二) 发行人将于本期债券第5个计息年度付息日前第35个工作日在相关媒体上刊登关于是否调整本期债券票面利率以及调整幅度的公告和本期债券回售实施办法公告。

(三) 投资者在投资者回售登记期内有权按回售实施办法所公告的内容进行登记,将持有的本期债券按面值全部或部分回售给发行人,或放弃投资者回售选择权而继续持有本期债券。

(四) 投资者选择将持有的本期债券全部或部分回售给发行人的,须于发行人调整票面利率公告日期起3个工作日内按照本期债券回售实施办法的规定进行登记;若投资者未作登记或办理回售登记手续不符合相关规定的,则视为继续持有债券并接受发行人对利率的调整,同意继续持有本期债券。

(五) 投资者办理回售登记手续完成后,即视为投资者已经行使回售选择权,不得撤销。

(六) 投资者回售本期债券,回售金额必须是1,000元的整数倍且不少于1,000元。

(七) 发行人依照登记机构和有关机构的登记结果对本期债券回售部分进行兑付,并公告兑付数额。

(八) 投资者未选择回售的本期债券部分,债券票面利率以发行人关于是否调整本期债券票面利率以及调整幅度的公告内容为准。

第八条 发行人基本情况

一、 发行人概况

中文名称：龙源电力集团股份有限公司

英文名称：China Longyuan Power Group Corporation Limited

注册地址：北京市海淀区白石桥路7号理工科技大厦12层1206室

办公地址：北京市西城区阜成门北大街6-9号国际投资大厦C座20层

邮政编码：100034

法定代表人：乔保平

董事会秘书：贾楠松

电话：010-66579822

传真：010-66579899

成立日期：1993年1月27日

注册资本：人民币8,036,389,000元

实缴资本：人民币8,036,389,000元

企业法人营业执照注册号：100000000012769

组织机构代码：10001276-2

股票上市地、股票简称及代码：**H股**：香港联合证券交易所

股票简称：龙源电力

股票代码：0916

互联网网址：<http://www.clypg.com.cn>

经营范围：电力系统及电器设备的技术改造、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、电力系统专用车辆销售；出租写字间。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动。）。

截至2016年底，发行人经审计的资产总计1,382.71亿元，负债合计902.53亿元，净资产为480.18亿元，资产负债率为65.27%。2016年度发行人实现营业收入218.24亿元，净利润45.60亿元，归属于母公司的净利润36.22亿元。

二、 发行人历史沿革

（一）发行人设立情况

本公司系由龙源电力集团公司整体改制、变更设立而成。改制前，龙源电力集团公司的企业性质为全民所有制企业。

龙源电力集团公司的前身为龙源电力技术开发公司，成立于1993年1月，是经原国务院经济贸易办公室批准，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。成立之初，主要从事电力技术研发和常规电力项目的投资。1994年5月，龙源电力技术开发公司更名为“龙源电力集团公司”，改由原电力工业部管理。

1996 年 12 月，经国务院决定，龙源电力集团公司成为原国家电力公司的全资企业。1999 年 6 月，根据原国家电力公司决定，龙源电力集团公司与原国家电力公司的另外两家全资企业中国福霖风能开发公司（以下简称“福霖公司”）、中能电力科技开发公司（以下简称“中能公司”）进行合并重组，将福霖公司和中能公司的资产并入龙源电力集团公司。此后，龙源电力集团公司的主营业务开始转向风力发电。

2002 年 12 月国家电力体制改革之后，龙源电力集团公司划归中国国电集团公司（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，国电集团以所持龙源电力集团公司全部净资产作为出资，国电东北公司以现金出资，将龙源电力集团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 7 月 9 日，本公司经国家工商行政管理总局登记设立，依法持有注册号为 100000000012769 的《企业法人营业执照》，注册资本为人民币 500,000 万元。

2017 年 8 月 28 日，经报国务院批准，中国国电集团公司与神华集团有限责任公司（下称“神华集团”）合并重组为国家能源投资集团有限责任公司。

2017 年 11 月 28 日，国家能源投资集团有限责任公司正式成立。

发行人股东拟由国电集团变更为国家能源投资集团有限责任公司，截至本募集说明书签署之日正履行变更程序。

(二) 发行人历次股本变化情况

1、H股首次发行情况

2009年7月17日，本公司召开第一次临时股东大会，同意申请将龙源股份转为社会募集股份有限公司，在境外发行股票并上市。经国务院国资委《关于龙源电力集团股份有限公司转为境外募集公司的批复》（国资改革[2009]1581号）和中国证监会《关于核准龙源电力集团股份有限公司发行境外上市外资股的批复》证监许可[2009]1125号批准，本公司于2009年12月4日在香港发行24.64亿股H股（行使超额配售权后），每股面值人民币1.00元，发行价格为每股港币8.16元。2009年12月10日，本公司发行的H股股票在香港联交所上市，证券代码为00916。

表8-1 公司首次公开发行H股后股本结构

股东名称	持股总数（股）	持股比例
内资股股东	4,753,570,000	63.68%
全国社保基金理事会（H股）	246,430,000	3.30%
其他H股股东	2,464,289,000	33.02%
总计	7,464,289,000	100.00%

2、H股增发情况

2012年7月3日，本公司2012年度第一次内资股类别股东会、2012年第一次H股类别股东会及2012年第一次临时股东大会共同审议通过公司于香港新增发行配售股份事项。2012年11月13日，经中国证监会《关于核准龙源电力集团股份有限公司增发境外上市外资

股的批复》（证监许可[2012]1490号）批准，公司于2012年12月21日向不特定合格机构投资者公开增发共计572,100,000股新H股，配售价为5.08港元。

表8-2 本次H股增发后公司股本结构情况

股东名称	持股总数（股）	持股比例
内资股股东	4,696,360,600	58.44%
H股股东	3,340,029,000	41.56%
总计	8,036,389,000	100.00%

（三）公司股本情况

截至2016年12月31日，发行人股本总额为8,036,389,000股，发行人主要股东持股情况如下：

表8-3 截至2016年12月31日发行人主要股东持股表

股东名称	持股比例	持股总数（股）	股份性质
中国国电集团公司 ²	58.44%	4,696,360,000	内资股
BlackRock, Inc	3.84%	308,464,380	H股
Wellington Management Company, LLP.	3.32%	267,067,806	H股
全国社会保障基金理事会	2.91%	233,758,000	H股
JPMorgan Chase & Co	2.49%	200,359,259	H股
合计	71.00%	5,706,009,445	

三、 主要股东与实际控制人

截至本募集说明书出具之日，中国国电集团有限公司直接及间接合计持有本公司58.44%的股份，为本公司控股股东。国电集团是国务院国资委管理的中央企业，本公司实际控制人为国务院国资委。国电集团相关信息如下：

住所：北京市西城区阜成门北大街6-8号

² 含原国电集团子公司国电东北电力有限公司所持有93,927,200内资股股份

注册资本：1,200,000万元

法定代表人：乔保平

企业性质：全民所有制

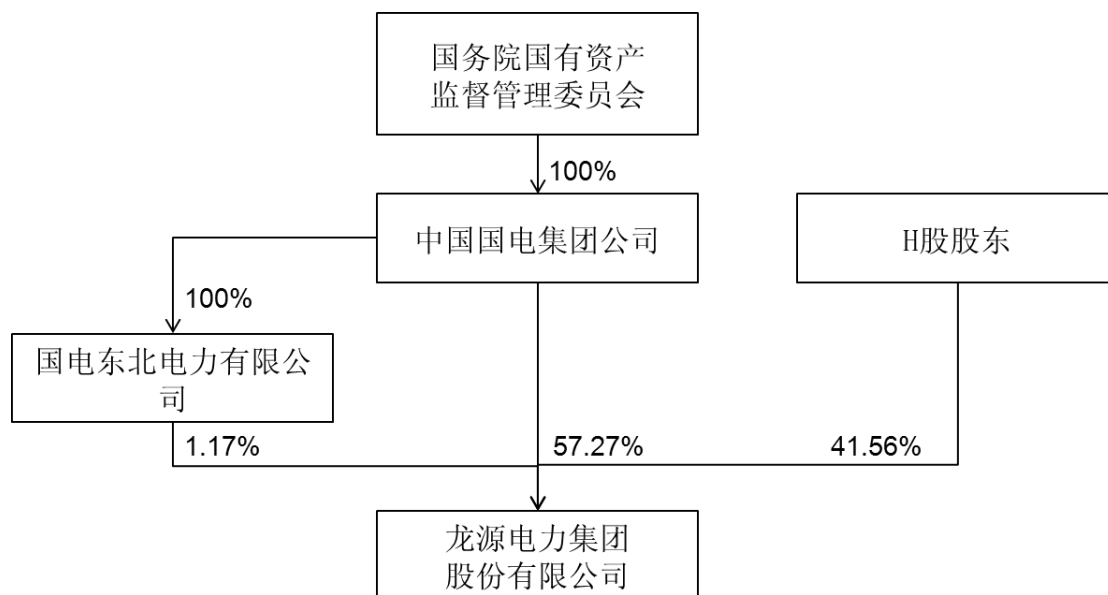
经营范围：与电力相关的煤炭能源投资；实业投资及经营管理；电源的开发、投资、建设、经营及管理；组织电力（热力）生产、销售；发电设施、新能源、交通、高新技术、环保产业的投资、建设、经营及管理；电力业务相关的技术服务、信息咨询；进出口业务；房屋租赁。

国电集团是经国务院批准，于2002年12月29日在原国家电力公司部分单位的基础上组建的全国五大发电集团之一。

根据中审众环会计师事务所为国电集团出具的2016年度标准无保留意见审计报告（众环审字（2017）021882号），截至2016年12月31日，国电集团资产总额7,964.88亿元，负债总额6,508.63亿元，所有者权益1,456.24亿元；2016年度，公司实现营业总收入1,814.64亿元，利润总额131.46亿元，净利润79.39亿元。

截至本募集说明书签署之日，国电集团所持有的本公司股票不存在被质押或其他有争议的情况。

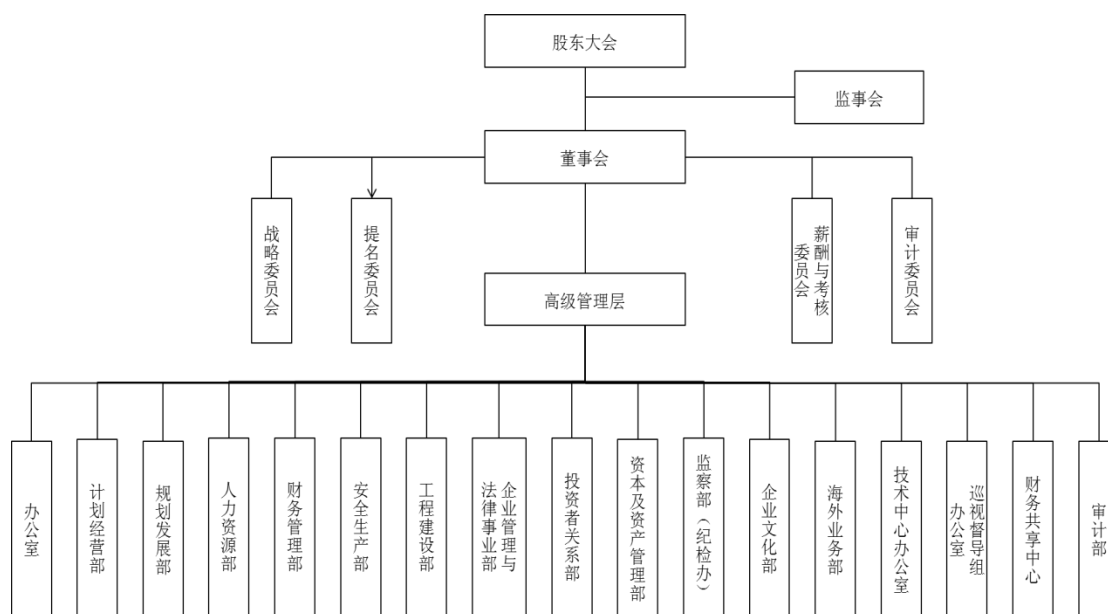
截至2016年12月31日，发行人股权结构图如下：



四、 公司治理和组织结构

(一) 公司组织架构

根据《公司法》等有关法律法规的规定，本公司建立了完善的法人治理结构及生产经营管理机构。本公司具体组织结构如下：



(二) 公司内部治理

为了促进公司长远、稳定发展，公司不断规范和改善公司治理结构，建立了股东大会、董事会、监事会及配套规章制度。

1、股东大会

股东大会是公司的权力机构，依法行使下列职权：

- (1) 决定公司的经营方针和投资计划；
- (2) 选举和更换非由职工代表担任的董事，决定有关董事的报酬事项；
- (3) 选举和更换非由职工代表担任的监事，决定有关监事的报酬事项；
- (4) 审议批准董事会的报告；
- (5) 审议批准监事会的报告；
- (6) 审议批准公司的年度财务预算方案、决算方案；
- (7) 审议批准公司的利润分配方案和弥补亏损方案；
- (8) 对公司增加或者减少注册资本作出决议；
- (9) 对公司合并、分立、解散、清算或者变更公司形式等事项作出决议；
- (10) 对公司发行债券或其他证券及上市方案作出决议；
- (11) 对公司聘用、解聘或者不再续聘会计师事务所作出决议；
- (12) 修改公司章程；
- (13) 审议批准法律法规规定的对外担保事项；
- (14) 审议批准公司在一年内购买、出售重大资产超过公司最近一期经审计总资产百分之十的事项；

(15) 审议批准股权激励计划；

(16) 审议代表公司有表决权的股份百分之三以上(含百分之三)的股东的提案；

(17) 法律、行政法规及公司章程规定应当由股东大会作出决议的其他事项。

2、董事会

董事会对股东大会负责，行使下列职权：

(1) 负责召集股东大会，并向股东大会报告工作；

(2) 执行股东大会的决议；

(3) 决定公司的经营计划和投资方案，年度具体经营目标、除发行公司债券或其他证券及上市以外的融资方案；

(4) 制定公司的年度财务预算方案、决算方案；

(5) 制定公司的利润分配方案和弥补亏损方案；

(6) 制定公司增加或者减少注册资本的方案以及发行公司债券或其他证券及上市的方案；

(7) 制定公司重大收购、回购本公司股票或合并、分立、解散或者变更公司形式的方案；

(8) 决定公司内部管理机构的设置，决定公司的分公司及其他分支机构的设立或者撤销；

(9) 选举公司董事长及副董事长；提名、聘任或者解聘公司总经理；

(10) 根据董事长的提名，聘任或者解聘公司董事会秘书，聘任

或者解聘董事会各专门委员会主任；

(11) 根据总经理的提名，聘任或者解聘公司副总经理、总会计师，决定其报酬和奖惩事项；

(12) 制定公司的基本管理制度；

(13) 拟定公司章程修改方案；

(14) 制订公司的股权激励计划方案；

(15) 管理公司信息披露事项；

(16) 决定专门委员会的设置；

(17) 决定公司的风险管理体系、包括风险评估、财务控制、内部审计、法律风险控制，并对其实施监控；

(18) 向股东大会提请聘请或更换为公司审计的会计师事务所；

(19) 听取公司总经理或受总经理委托的公司高级管理人员定期或不定期的工作汇报，批准总经理工作报告；

(20) 公司章程规定须经股东大会审议范围以外的公司对外担保事项；

(21) 决定预算外与公司主营业务相关的单项投资金额不超过人民币10亿元的项目；

(22) 授权公司经营层决定连续十二个月内累计不超过人民币5,000万元的预算外支出；

(23) 法律、法规、公司股票上市地的交易所的上市规则所规定的及股东大会和公司章程授予的其他职权。

公司设董事会，董事会由九名董事组成，设董事长一人。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。董事长由全体董事的过半数选举和罢免，董事长任期三年，可以连选连任。董事无须持有公司股份。

3、监事会

监事会对股东大会负责，依法行使下列职权：

- (1) 检查公司的财务；
- (2) 对董事、高级管理人员执行公司职务的行为进行监督，对违反法律、行政法规、公司章程或者股东会决议的董事、高级管理人员提出罢免的建议；
- (3) 当公司董事、总经理和其他高级管理人员的行为损坏公司利益时，要求前述人员予以纠正；
- (4) 核对董事会拟提交股东大会的财务报告、营业报告和利润分配方案等财务资料，发现疑问的，可以公司名义委托注册会计师、执业审计师帮助复核；
- (5) 提议召开临时股东大会会议，在董事会不履行召集和主持股东大会会议职责时召集和主持股东大会会议；
- (6) 向股东大会会议提出提案；
- (7) 代表公司与董事、高级管理人员交涉或者对董事、高级管理人员起诉；
- (8) 提议召开董事会临时会议；
- (9) 选举监事会主席；
- (10) 公司章程规定的其他职权。

监事会由三名监事组成，监事任期三年，可以连选连任。监事会设主席一名，监事会主席的任免，应当经三分之二以上(含三分之二)的监事会成员表决通过。非职工代表出任的监事由股东大会选举和罢免，职工代表出任的监事由公司职工民主选举和罢免。公司职工代表担任的监事不得少于监事人数的三分之一。公司董事、总经理和其他高级人员不得兼任监事。

(三) 发行人内部控制体系

1、财务管理制度

本公司根据《中华人民共和国公司法》、《中华人民共和国会计法》、《企业会计准则》等有关规定，结合公司实际情况，制定了《财务管理制度》，对预算管理、会计基础工作管理、资产管理、资金管理、成本费用管理、基建财务管理、税收管理等进行了规范。公司资金管理机构为财务产权部，按照资金“零余额”管理模式，统筹规划资金运作，整合资金资源，制定资金收支管理、结算管理、账户管理、融资管理等方面的制度。

2、预算管理制度

为适应建立现代企业制度的要求，建立科学、高效、有序的预算管理体系，提高公司经营管理水平，加强管理，规范运作，防范风险，提高效益，保障国有资产保值增值，根据《中国国电集团公司预算管理办法》及相关规定，本公司组织制定了《预算管理办法》，对预算编制基本任务，基本原则，预算管理的组织、编制依据、程序、预算执行、分析、监督、考核等事项做出了明确规定。

3、投资管理制度

为规范公司的投资管理工作，加强计划的指导性和适用性，提高投资的效益、防范投资的风险，推动公司可持续发展，依据国家有关政策、法律、法规和中国国电集团公司计划发展类规章制度，本公司制定了《计划投资管理制度》。其基本原则为：（1）根据国家发展规划和产业政策，在分析外部环境和内部条件的基础上制定公司的战略规划；（2）依据公司总体发展战略制定年度综合计划；（3）依据国家有关法律、法规和《龙源电力集团公司章程》制定公司投资管理办法。计划投资管理的主要工作包括综合计划、非资本市场和资本市场投资、计划投资统计和投资项目后评价管理。制度适用于公司本部，内部核算单位，分公司，各全资、控股公司，各项目筹建处，是公司计划投资管理的基础制度，相关的管理办法均按照制度制订。

4、担保管理制度

公司为规范担保行为，加强担保管理，降低担保风险，根据《中华人民共和国担保法》等有关法律、法规和《中国国电集团公司担保管理暂行办法》，制定了《担保管理办法》。办法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。

5、风险管理制度

为规范公司风险管理工作，增强市场竞争力，提高投资回报，促进企业持续、健康、稳定发展，依据国家有关政策、法律、法规，公

司制定了风险管理框架，约定风险管理的基本流程包括以下主要工作：

(1) 收集风险管理初始信息；(2) 进行风险评估；(3) 制定风险管理策略；(4) 提出和实施风险管理解决方案；(5) 风险管理的监督与改进。本公司风险管理组织体系主要包括公司法人治理结构、风险管理职能部门、内部审计部门、法律事务部以及其他有关职能部门、各单位。

6、关联交易制度

为规范公司治理结构、控制经营风险，保证公司关联交易的公允性，维护公司及公司全体股东的合法权益，公司制定了《关联交易管理办法》。办法规定关联交易活动应遵循公正、公平、公开的原则。公司按香港联交所上市规则的有关规定及其他监管规定对应予披露的关联交易予以及时、准确、充分披露，并严格履行关联交易应当履行的程序。

7、安全生产制度

为加强安全生产管理，落实企业安全生产责任，建立安全生产长效管理机制，防止和减少生产安全事故，本公司制订了相应的安全生产制度。主要包括《安全生产管理制度》、《安全工作规定》、《风电生产运行管理办法》、《风电技术监督管理办法》、《风力发电设备可靠性管理办法》、《重大突发性事件总体应急预案》等。

8、信息披露制度

本公司根据中华人民共和国国家相关法律和境外上市地的法律法规、监管要求以及《公司章程》的规定，制定了《信息披露事务管

理规定》，规范了信息披露的内容及要求、信息披露事务的管理、信息披露程序、信息披露媒体、保密措施及相应责任等内容。公司信息披露工作由董事会统一领导。公司董事会全体董事应勤勉尽责，保证信息披露内容真实、准确、完整，没有虚假、严重误导性陈述或重大遗漏，并就其保证承担个别和连带责任。董事会秘书负责公司信息披露事务的日常管理工作，根据使用法律、法规和要求，及时作出披露工作部署，审核相关文件，并监督信息披露程序的运行。

9、投资者管理制度

本公司根据《中华人民共和国公司法》、《中华人民共和国证券法》、《香港联合交易所有限公司证券上市规则》及其他使用法律、法规、规范性文件以及《公司章程》的规定，结合公司实际情况，制定了《投资者关系管理制度》，约定董事长是公司投资者关系管理工作第一责任人，董事会秘书负责公司投资者关系管理工作的全面统筹、协调与安排。本公司通过《投资者关系管理制度》规范了投资者关系管理的对象及内容、组织机构和职能、方式和工作流程、投资者关系管理部门工作人员行为准则等内容。

（四）发行人的独立性

本公司具有独立的企业法人资格，自主经营、独立核算、自负盈亏，可以完全自主做出业务经营、战略规划和投资等决策。

1、业务方面：公司拥有独立的业务，拥有完整的生产经营体系，在国家宏观调控和行业监管下，自主经营，自负盈亏，并自主做出战略规划、对外投资等经营决策。

2、人员方面：公司与出资人在劳动、人事及工资管理等方面相互独立，设立了独立的劳动人事职能部门，且公司高级管理人员并未在出资人单位兼职或领取报酬。

3、资产方面：公司拥有经营所需的独立的营运资产和配套设施，包括机器设备、房屋建筑物等固定资产以及土地使用权、专利技术 etc 无形资产均由公司拥有，资产产权清晰，管理有序。

4、机构方面：公司生产经营、财务、人事等均设立有自己的独立机构，与出资人完全独立。

5、财务方面：公司设立了独立的财务管理部门，建立了独立的财务核算体系，执行规范、独立的财务会计制度。公司在银行开设独立于出资人的账户，独立依法纳税。

五、 发行人子公司情况

(一) 全资及控股子公司

截至 2016 年 12 月 31 日，公司纳入合并报表范围的二级子公司基本情况如下：

表8-4 截至 2016 年末公司二级子公司情况

单位：万元、%

序号	企业名称	业务性质	注册资本	持股比例	享有的表决权	取得方式
1	江阴苏龙热电有限公司	火电	118,575.07	27.00	27.00	投资设立
2	龙源（张家口）风力发电有限公司	风电	89,192.59	100.00	100.00	投资设立
3	江苏海上龙源风力发电有限公司	风电	76,800.00	78.10	78.10	投资设立
4	龙源（巴彦淖尔）风力发电有限责任公司	风电	67,255.00	100.00	100.00	投资设立
5	龙源（如东）风力发电	风电	66,635.00	82.99	82.99	投资设立

	有限公司					
6	甘肃龙源风力发电有限公司	风电	62,463.13	100.00	100.00	投资设立
7	新疆天风发电股份有限公司	风电	51,101.69	59.52	59.52	投资设立
8	甘肃洁源风电有限责任公司	风电	50,502.00	77.11	77.11	投资设立
9	赤峰龙源风力发电有限公司	风电	46,857.00	97.01	97.01	投资设立
10	南通天生港发电有限公司	火电	31,175.82	31.94	31.94	投资设立
11	河北龙源风力发电有限公司	风电	54,622.70	100.00	100.00	投资设立
12	龙源沈阳风力发电有限公司	风电	44,146.70	100.00	100.00	投资设立
13	吉林龙源风力发电有限公司	风电	43,820.00	66.23	66.23	投资设立
14	沈阳龙源风力发电有限公司	风电	43,227.00	98.60	98.60	投资设立
15	沈阳龙源雄亚风力发电有限公司	风电	44,952.00	100.00	100.00	投资设立
16	云南龙源风力发电有限公司	风电	67,668.00	100.00	100.00	投资设立
17	桦南龙源风力发电有限公司	风电	41,403.60	40.00	40.00	投资设立
18	龙源康平风力发电有限公司	风电	40,979.30	100.00	100.00	投资设立
19	龙源（酒泉）风力发电有限公司	风电	64,810.70	100.00	100.00	投资设立
20	龙源（包头）风力发电有限责任公司	风电	39,494.00	100.00	100.00	投资设立
21	龙源贵州风力发电有限公司	风电	86,251.36	100.00	100.00	投资设立
22	龙源（如东）新能源技术开发有限公司	风电	65,000.00	100.00	100.00	投资设立
23	山西龙源风力发电有限公司	风电	45,433.65	100.00	100.00	投资设立
24	江苏龙源风力发电有限公司	风电	33,332.00	57.99	57.99	投资设立
25	龙源（翁牛特）新能源有限公司	风电	32,343.00	100.00	100.00	投资设立
26	安徽龙源风力发电有限公司	风电	32,014.00	100.00	100.00	投资设立

27	伊春龙源雄亚风力发电有限公司	风电	32,014.00	100.00	100.00	投资设立
28	龙源建投(承德)风力发电有限公司	风电	30,785.00	55.00	55.00	投资设立
29	龙源(长岭)风力发电有限公司	风电	30,301.67	100.00	100.00	投资设立
30	海南龙源风力发电有限公司	风电	29,908.88	100.00	100.00	投资设立
31	铁岭龙源风力发电有限公司	风电	28,169.00	100.00	100.00	投资设立
32	赤峰新胜风力发电有限公司	风电	27,342.62	34.00	34.00	投资设立
33	龙源大理风力发电有限公司	风电	33,198.50	80.00	80.00	投资设立
34	福建省东山澳仔山风电开发有限公司	风电	25,600.00	91.15	91.15	投资设立
35	龙源巴里坤风力发电有限公司	风电	53,074.80	100.00	100.00	投资设立
36	龙源启东风力发电有限公司	风电	24,576.00	69.37	69.37	投资设立
37	龙源阿拉山口风力发电有限公司	风电	30,861.00	100.00	100.00	投资设立
38	龙源格尔木新能源开发有限公司	光伏	26,537.26	100.00	100.00	投资设立
39	龙源(乌拉特后旗)风力发电有限责任公司	风电	23,825.00	100.00	100.00	投资设立
40	龙源(兴安盟)风力发电有限公司	风电	22,033.00	100.00	100.00	投资设立
41	龙源大丰风力发电有限公司	风电	52,061.40	100.00	100.00	投资设立
42	山东龙源风力发电有限公司	风电	23,443.00	100.00	100.00	投资设立
43	龙源(科左后旗)风力发电有限公司	风电	23,053.27	100.00	100.00	投资设立
44	伊春兴安岭风力发电有限公司	风电	26,712.85	63.00	55.00	投资设立
45	龙源静乐风力发电有限公司	风电	21,031.20	100.00	100.00	投资设立
46	河北围场龙源建投风力发电有限公司	风电	20,930.00	50.00	50.00	投资设立
47	龙源盱眙风力发电有限公司	风电	33,691.30	100.00	100.00	投资设立
48	国电山西洁能右玉风电有限公司	风电	20,200.00	100.00	100.00	同一控制下的企业

						合并
49	龙源雄亚（福清）风力发电有限公司	风电	19,812.97	97.50	97.50	投资设立
50	天津龙源风力发电有限公司	风电	22,165.60	100.00	100.00	投资设立
51	龙源（莆田）风力发电有限责任公司	风电	33,913.00	100.00	100.00	投资设立
52	伊春龙源金山风力发电有限公司	风电	20,024.00	100.00	100.00	投资设立
53	龙源（奈曼）风力发电有限公司	风电	18,318.00	100.00	100.00	投资设立
54	龙源西藏新能源有限公司	地热能	18,246.60	100.00	100.00	投资设立
55	赤峰龙源松州风电发电有限公司	风电	18,166.75	100.00	100.00	投资设立
56	福建风力发电有限公司	风电	4,000.00	90.00	90.00	投资设立
57	国电新疆阿拉山口风电开发有限公司	风电	17,600.00	70.00	70.00	同一控制下的企业合并
58	依兰龙源汇能风力发电有限公司	风电	17,512.00	92.00	92.00	投资设立
59	龙源平潭风力发电有限公司	风电	17,000.00	89.50	89.50	非同一控制下的企业合并
60	甘肃新安风力发电有限公司	风电	16,981.00	54.54	54.54	投资设立
61	龙源灵武风力发电有限公司	风电	16,909.00	100.00	100.00	投资设立
62	鹤岗龙源风力发电有限公司	风电	16,554.73	95.00	95.00	投资设立
63	双鸭山龙源风力发电有限公司	风电	16,357.00	100.00	100.00	投资设立
64	龙源（张北）风力发电有限公司	风电	15,369.00	100.00	100.00	投资设立
65	桦南龙源雄亚风力发电有限公司	风电	15,858.80	100.00	100.00	投资设立
66	龙源（四子王）风力发电有限责任公司	风电	14,900.00	100.00	100.00	投资设立
67	龙源石林风力发电有限公司	风电	14,843.00	100.00	100.00	投资设立
68	龙源（通榆）风力发电有限公司	风电	14,347.00	100.00	100.00	投资设立
69	龙源达茂风力发电有限	风电	37,638.08	100.00	100.00	投资设立

	公司					
70	龙源陕西风力发电有限公司	风电	20,976.80	100.00	100.00	投资设立
71	浙江温岭东海塘风力发电有限公司	风电	14,002.00	76.29	76.29	投资设立
72	浙江舟山岑港风力发电有限公司	风电	13,931.00	89.69	89.69	投资设立
73	黑河龙源风力发电有限公司	风电	16,818.00	100.00	100.00	投资设立
74	龙源内蒙古风力发电有限公司	风电	15,230.42	100.00	100.00	投资设立
75	龙源建投（承德围场）风力发电有限公司	风电	13,832.00	55.00	55.00	投资设立
76	内蒙古龙源蒙东风力发电有限公司	风电	13,648.00	100.00	100.00	投资设立
77	龙源明光风力发电有限公司	风电	13,540.60	100.00	100.00	投资设立
78	伊春龙源风力发电有限公司	风电	13,525.00	40.00	40.00	投资设立
79	龙源张掖新能源有限公司	光伏	19,388.70	100.00	100.00	投资设立
80	辽宁龙源风力发电有限公司	风电	13,143.36	100.00	100.00	投资设立
81	龙源利通风力发电有限公司	风电	12,600.00	100.00	100.00	投资设立
82	龙源哈巴河风力发电有限公司	风电	14,116.00	100.00	100.00	投资设立
83	龙源（农安）风力发电有限公司	风电	14,613.89	100.00	100.00	投资设立
84	龙源（通辽）风力发电有限公司	风电	10,009.00	100.00	100.00	投资设立
85	通榆新发风力发电有限公司	风电	10,000.00	100.00	100.00	投资设立
86	龙源（伊春）风电技术服务有限公司	服务	10,000.00	100.00	100.00	投资设立
87	龙源呼伦贝尔风力发电有限公司	风电	10,655.41	100.00	100.00	投资设立
88	龙源（科右中旗）风力发电有限公司	风电	9,623.00	100.00	100.00	投资设立
89	浙江龙源风力发电有限公司	风电	9,200.00	100.00	100.00	投资设立
90	抚远龙源风力发电有限公司	风电	8,782.80	100.00	100.00	投资设立

91	龙源(突泉)风力发电有限公司	风电	8,669.00	100.00	100.00	投资设立
92	国电武川红山风电有限公司	风电	8,500.00	100.00	100.00	同一控制下的企业合并
93	龙源(科右前旗)风力发电有限公司	风电	8,444.00	100.00	100.00	投资设立
94	福建龙源忠门风力发电有限公司	风电	8,282.40	100.00	100.00	投资设立
95	海林龙源风力发电有限公司	风电	8,143.20	51.00	51.00	投资设立
96	大庆龙源风力发电有限公司	风电	9,001.00	100.00	100.00	投资设立
97	克山龙源风力发电有限公司	风电	8,874.20	100.00	100.00	投资设立
98	克东龙源风力发电有限公司	风电	9,112.40	100.00	100.00	投资设立
99	通河龙源风力发电有限公司	风电	8,988.00	80.00	80.00	投资设立
100	龙源额尔古纳风力发电有限公司	风电	8,833.06	100.00	100.00	投资设立
101	龙源(满洲里)风力发电有限公司	风电	8,619.99	100.00	100.00	投资设立
102	龙源靖边风力发电有限公司	风电	14,313.60	100.00	100.00	投资设立
103	新疆龙源风力发电有限公司	风电	12,110.00	100.00	100.00	投资设立
104	黑龙江龙源风力发电有限公司	风电	16,696.00	100.00	100.00	投资设立
105	龙源定远风力发电有限公司	风电	15,634.54	100.00	100.00	投资设立
106	中能电力科技开发有限公司	科技服务	7,000.00	100.00	100.00	投资设立
107	龙源肃北风力发电有限公司	风电	6,834.00	100.00	100.00	投资设立
108	龙源惠州新能源有限公司	风电	6,776.00	100.00	100.00	投资设立
109	龙源兴和风力发电有限公司	风电	7,648.80	100.00	100.00	投资设立
110	龙源凤阳风力发电有限公司	风电	8,741.85	100.00	100.00	投资设立
111	龙源布尔津风力发电有限公司	风电	6,047.60	100.00	100.00	投资设立

112	龙源乌鲁木齐风力发电有限公司	风电	5,969.36	100.00	100.00	投资设立
113	龙源托里风力发电有限公司	风电	6,937.20	100.00	100.00	投资设立
114	龙源商都风力发电有限公司	风电	6,926.60	100.00	100.00	投资设立
115	布尔津县天润风电有限公司	风电	5,750.00	60.00	60.00	非同一控制下的企业合并
116	宁夏天净风力发电股份有限公司	风电	9,768.05	100.00	100.00	非同一控制下的企业合并
117	龙源永平风力发电有限公司	风电	5,000.00	100.00	100.00	投资设立
118	龙源巍山风力发电有限公司	风电	5,000.00	100.00	100.00	投资设立
119	东海龙源生物质发电有限公司	生物质发电	4,900.00	95.00	95.00	投资设立
120	龙源吐鲁番新能源有限公司	光伏	4,574.00	90.00	90.00	投资设立
121	龙源宣城风力发电有限公司	风电	9,226.00	100.00	100.00	投资设立
122	国电友谊生物质发电有限公司	生物质发电	4,000.00	100.00	100.00	同一控制下的企业合并
123	福建龙源风力发电有限公司	风电	27,466.52	100.00	100.00	投资设立
124	丹东海洋红风力发电有限责任公司	风电	3,351.00	100.00	100.00	投资设立
125	龙源(北京)风电工程技术有限公司	科技服务	3,000.00	100.00	100.00	投资设立
126	龙源(正蓝旗)新能源有限公司	风电	7,164.80	100.00	100.00	投资设立
127	龙源西藏那曲新能源有限公司	风电	2,500.00	100.00	100.00	投资设立
128	哈尔滨龙源风力发电有限公司	风电	2,398.05	100.00	100.00	投资设立
129	龙源哈密新能源有限公司	风电	25,963.00	100.00	100.00	投资设立
130	龙源(北京)风电工程设计咨询有限公司	设计咨询	2,000.00	100.00	100.00	投资设立
131	福建省平潭长江澳风电开发有限公司	风电	1,426.00	60.00	60.00	投资设立

132	龙源宁夏风力发电有限公司	风电	40,644.00	100.00	100.00	投资设立
133	龙源(北京)碳资产管理技术有限公司	咨询	1,000.00	100.00	100.00	投资设立
134	铁力龙源风力发电有限公司	风电	1,000.00	100.00	100.00	投资设立
135	福建龙源海上风力发电有限公司	风电	15,700.00	98.60	70.00	投资设立
136	龙源南涧风力发电有限公司	风电	1,000.00	100.00	100.00	投资设立
137	新疆风电工程设计咨询有限责任公司	设计 咨询	1,000.00	100.00	100.00	投资设立
138	龙源(北京)太阳能技术有限公司	光伏	5,000.00	100.00	100.00	投资设立
139	龙源(北京)新能源有限公司	光伏	1,000.00	100.00	100.00	投资设立
140	延边龙源风力发电有限公司	风电	7,000.00	100.00	100.00	投资设立
141	苏州龙源白鹭风电职业培训中心有限公司	培训	1,000.00	60.00	60.00	投资设立
142	龙源汇泰(滨州)风力发电有限公司	风电	3,619.00	51.00	51.00	投资设立
143	中国福霖风能工程有限公司	科技 服务	600.00	100.00	100.00	投资设立
144	龙源舟山风力发电有限公司	风电	4,187.40	100.00	100.00	投资设立
145	山东龙源恒信风力发电有限公司	风电	500.00	70.00	70.00	投资设立
146	龙源临沂风力发电有限公司	风电	10,045.50	100.00	100.00	投资设立
147	龙源公主岭风力发电有限公司	风电	300.00	100.00	100.00	投资设立
148	龙源通榆兴隆山风力发电有限公司	风电	300.00	100.00	100.00	投资设立
149	龙源(乌拉特中旗)风力发电有限公司	风电	300.00	100.00	100.00	投资设立
150	龙源(锡林浩特)风力发电有限公司	风电	300.00	100.00	100.00	投资设立
151	龙源盐城大丰海上风力发电有限公司	风电	18,300.00	100.00	100.00	投资设立
152	龙源宁武风力发电有限公司	风电	10,100.00	100.00	100.00	投资设立
153	龙源偏关风力发电有限公司	风电	6,700.00	100.00	100.00	投资设立

154	海林晨光风力发电有限公司	风电	300.00	70.00	70.00	投资设立
155	鹤岗龙源祥和风力发电有限公司	风电	300.00	100.00	100.00	投资设立
156	龙源丽江新能源有限公司	风电	150.00	100.00	100.00	投资设立
157	龙源电力集团（上海）风力发电有限公司	风电	7,450.00	100.00	100.00	投资设立
158	龙源阜新风力发电有限公司	风电	150.00	100.00	100.00	投资设立
159	龙源（含山）风力发电有限公司	风电	6,575.00	100.00	100.00	投资设立
160	龙源全椒风力发电有限公司	风电	12,555.00	100.00	100.00	投资设立
161	龙源岢岚风力发电有限公司	风电	4,863.00	100.00	100.00	投资设立
162	龙源仙居风力发电有限公司	风电	4,712.80	100.00	100.00	投资设立
163	龙源吉木乃风力发电有限公司	风电	150.00	100.00	100.00	投资设立
164	龙源磐安风力发电有限公司	风电	5,693.40	100.00	100.00	投资设立
165	龙源伊通风力发电有限公司	风电	150.00	100.00	100.00	投资设立
166	龙源（天津滨海新区）风力发电有限公司	风电	3,189.00	100.00	100.00	投资设立
167	龙源定边风力发电有限公司	风电	5,333.00	100.00	100.00	投资设立
168	吉林东丰龙新发电有限公司	风电	100.00	88.00	88.00	投资设立
169	雄亚投资有限公司	投资	1.07	100.00	100.00	投资设立
170	国电山东济南龙源风力发电有限公司	风电	8,700.00	50.00	50.00	投资设立
171	国电山东龙源临朐风力发电有限公司	风电	7,000.00	50.00	50.00	投资设立
172	广西龙源风力发电有限公司	风电	14,758.00	100.00	100.00	投资设立
173	龙源宿州风力发电有限公司	风电	45.00	70.00	70.00	投资设立
174	含山龙源梅山风力发电有限公司	风电	6,400.00	70.00	70.00	投资设立
175	龙源黄海如东海上风力发电有限公司	风电	50,000.00	68.47	68.47	投资设立

176	龙源保康风力发电有限公司	风电	6,751.00	100.00	100.00	投资设立
177	龙源宜春风力发电有限公司	风电	6,893.00	100.00	100.00	投资设立
178	龙源玉林风力发电有限公司	风电	150.00	100.00	100.00	投资设立
179	国电龙源吴起新能源有限公司	风电	8,179.00	51.00	51.00	投资设立
180	龙源横山新能源有限公司	风电	6,965.00	100.00	100.00	投资设立
181	国电龙源江永风力发电有限公司	风电	8,510.00	50.00	51.00	投资设立
182	国电重庆风电开发有限公司	风电	26,500.00	51.00	51.00	同一控制下的企业合并
183	龙源吴忠风力发电公司	风电	19,200.00	100.00	100.00	投资设立
184	龙源东海风力发电有限公司	风电	12,583.00	100.00	100.00	投资设立
185	广东国电龙源风力发电有限公司	风电	17,049.38	51.00	51.00	同一控制下的企业合并
186	湖北龙源新能源有限公司	风电	212.00	100.00	100.00	投资设立
187	龙源西藏日喀则新能源有限公司	风电	5,000.00	100.00	100.00	投资设立
188	雄亚（宁阳）风力发电有限公司	风电	500.00	100.00	100.00	投资设立
189	国电龙源神池风力发电有限公司	风电	4,422.50	100.00	100.00	投资设立
190	国电龙源都匀风力发电有限公司	风电	8,400.00	50.00	50.00	投资设立
191	龙源郎溪风力发电有限公司	风电	150.00	100.00	100.00	投资设立
192	龙源（尚义）风力发电有限公司	风电	12,516.00	100.00	100.00	投资成立
193	江西龙源风力发电有限公司	风电	200.00	100.00	100.00	投资成立
194	龙源乐安风力发电有限公司	风电	2,154.20	100.00	100.00	投资成立
195	海安龙源海上风力发电有限公司	风电	10,000.00	100.00	100.00	投资成立
196	国电龙源安化风力发电有限公司	风电	2,200.00	50.00	51.00	投资成立

197	国电龙源松桃风力发电有限公司	风电	660.00	50.00	51.00	投资成立
-----	----------------	----	--------	-------	-------	------

部分拥有被投资单位的表决权不足半数，但本公司能对被投资单位形成控制：

表8-5 表决权不足半数但纳入合并范围公司

单位：万元，%

序号	企业名称	注册资本	投资额	持股比例	享有的表决权
1	江阴苏龙发电有限公司	118,575.07	32,015.32	27.00	27.00
2	南通天生港发电有限公司	31,175.82	21,047.79	31.94	31.94
3	河北围场龙源建投风力发电有限公司	20,930.00	10,465.00	50.00	50.00
4	桦南龙源风力发电有限公司	41,403.60	16,545.31	40.00	40.00
5	伊春龙源风力发电有限公司	13,525.00	5,410.10	40.00	40.00
6	赤峰新胜风力发电有限公司	27,342.62	9,296.50	34.00	34.00
7	国电山东济南龙源风力发电有限公司	8,700.00	4,350.00	50.00	50.00
8	国电山东龙源临朐风力发电有限公司	7,000.00	3,500.00	50.00	50.00
9	国电龙源江永风力发电有限公司	8,510.00	4,000.00	50.00	51.00
10	国电龙源都匀风力发电有限公司	8,400.00	4,200.00	50.00	50.00
11	国电龙源安化风力发电有限公司	2,200.00	1,100.00	50.00	51.00
12	国电龙源松桃风力发电有限公司	660.00	330.00	50.00	51.00
13	福建省莆田南日风电有限公司	6,140.00	2,664.76	41.56	41.56
14	同心龙源合创电力有限责任公司	6,673.26	3,138.78	47.03	47.03

发行人主要子公司具体情况如下：

1、雄亚投资有限公司

雄亚投资有限公司是龙源电力集团股份有限公司为开拓业务发展渠道，探索外资办电，于1993年在香港出资设立的全资子公司。注册资本：港币10,000.00元。截至2016年12月末，公司总资产202.05亿元，总负债184.61亿元，所有者权益17.44亿元；2016年1-12月公司实现营业收入总收入2.33亿元，净利润3.83亿元。净利润大于营业收入主要是由

于公允价值变动收益以及对外投资收益的增加所致，2016年度两项分别为1.67亿元以及4.05亿元。

2、 江阴苏龙热电有限公司

江阴苏龙热电有限公司于1993年12月注册成立，公司总投资为46,114万美元，注册资本为14,432万美元。公司经营范围为：生产电力、热力及相关产品。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）

截至2016年末，公司资产总额为42.08亿元，负债总额为17.20亿元，所有者权益为24.88亿元；2016年，公司实现营业总收入46.69亿元，净利润6.65亿元。

3、 南通天生港发电有限公司

南通天生港发电有限公司系经江苏省人民政府批准，由六方出资合作经营的火力发电企业。注册资本为5,298万美元，其中，江苏交通控股有限公司出资1,646.504万美元，占注册资本的31.08%；雄亚（维尔京）有限公司出资1,657.602万美元，占注册资本的31.29%；南通新源投资发展有限公司出资1,588.524万美元，占注册资本的29.98%；龙源电力集团公司出资34.53万美元，占注册资本的0.65%；江苏宿淮盐高速公路管理有限公司出资185.42万美元，占注册资本的3.5%；江苏沿海高速公路管理有限公司出资185.42万美元，占注册资本的3.5%。公司经营范围为：从事生产销售电力、热力及相关产品；餐饮、住宿及配套服务；货物装卸、仓储的港口经营(集装箱、危险货物除外)；火电机组检修、维护。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可

可开展经营活动)

截至2016年末，公司资产总额为47.76亿元，负债总额为20.92亿元，所有者权益为26.84亿元；2016年，公司实现营业总收入26.24亿元，净利润3.25亿元。

4、江苏海上龙源风力发电有限公司

江苏海上龙源风力发电有限公司成立于2010年3月5日，注册资本为人民币76,800万元，负责江苏如东海上风电场的建设运营。公司2015年末设备容量25.7万千瓦。公司经营范围为：投资、建设及运营风力发电场；风电场勘测、设计、施工；风力发电机组成套安装、调试、维修及有关技术咨询、培训；房屋租赁、船舶租赁及车辆租赁；餐饮管理、住宿服务、会议服务。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）

截至2016年末，公司资产总额为26.98亿元，负债总额为17.13亿元，所有者权益为9.85亿元；2016年1-12月公司实现营业总收入3.85亿元，净利润1.43亿元。

5、安徽龙源风力发电有限公司

安徽龙源风力发电有限公司由龙源电力集团股份有限公司独资承建，公司成立于2010年3月12日。注册资本：人民币32,014.00万元；经营范围：投资、建设及经营风力发电场；风电场勘测、设计、施工；有关技术咨询、培训。

截至2016年末，公司资产总额为11.13亿元，负债总额为7.18亿元，所有者权益为3.95亿元；2016年1-12月公司实现营业总收入1.76亿元，

利润总额0.59亿元，净利润0.51亿元。

6、龙源（张家口）风力发电有限公司

龙源(张家口)风力发电有限公司是由龙源电力集团股份有限公司独资承建，成立于2007年5月18日，公司主要从事建设及经营风力发电场等业务。注册资本为89,192.59万元人民币，公司2015年装机容量32.55万千瓦。公司经营范围为：建设及经营风力发电场。

截至2016年末，公司资产总额为23.21亿元，负债总额为12.71亿元，所有者权益为10.50亿元；2016年1-12月公司实现营业总收入3.2亿元，净利润1.02亿元。

7、龙源贵州风力发电有限公司

龙源贵州风力发电有限公司成立于2011年5月11日，注册资本86,251.36万元，是龙源电力集团股份有限公司的全资子公司。公司2015年装机容量34.3万千瓦。公司经营范围为：法律、法规、国务院决定规定禁止的不得经营；法律、法规、国务院决定规定应当许可（审批）的，经审批机关批准后凭许可（审批）文件经营；法律、法规、国务院决定规定无需许可（审批）的，市场主体自主选择经营。（投资、建设及经营风力发电场；电场勘测、设计、施工；发电机组成套安装、调试、维修；有关技术咨询、培训。电力系统及电气设备的技术改造，技术服务和生产维修；风力发电、节能技术及其他新能源技术开发；项目投资。）

截至2016年末，公司资产总额为41.79亿元，负债总额为30.57亿元，所有者权益为11.22亿元；2016年1-12月公司实现营业总收入5.43亿元，

净利润2.22亿元。

8、河北龙源风力发电有限公司

河北龙源风力发电有限公司由龙源电力集团股份有限公司独资组建，注册资本54,142.70万元，公司2015年装机容量39.75万千瓦。公司经营范围为：投资、建设及经营风力发电场，风电场勘测、设计、施工，风力发电机组成套安装、调试、维修（在其行政许可范围内经营）；一般经营项目：风力发电有关技术咨询、培训。

截至2016年末，公司资产总额为25.31亿元，负债总额为17.73亿元，所有者权益为7.58亿元；2016年1-12月公司实现营业总收入4.23亿元，净利润1.52亿元。

9、龙源（如东）风力发电有限公司

龙源（如东）风力发电有限公司为龙源电力集团股份有限公司（50%）、南通天生港发电有限公司（25%）和雄亚维尔京有限公司（25%，外资）成立中外合资龙源（如东）风力发电有限公司。公司成立于2009年6月，注册资本66,635万元人民币，经营范围为：建设及经营风力发电场；风电场勘测、设计、施工；风力发电机组成套安装、调试、维修；有关技术咨询、培训。（依法须批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）

截至2016年末，公司资产总额为21.82亿元，负债总额为13.95亿元，所有者权益为7.87亿元；2016年1-12月公司实现营业总收入2.55亿元，净利润0.69亿元。

10、云南龙源风力发电有限公司

云南龙源风力发电有限公司成立于2009年5月26日，为龙源电力集团股份有限公司全资子公司，注册资本49,668万元，主要从事建设、经营风力发电场，公司2015年装机总容量达到28.95万千瓦。公司经营范围为：投资、建设及经营风力发电场；风电场勘测、设计、施工；风力发电机组成套安装、调试、维修；有关技术咨询、培训。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）

截至2016年12月末，公司总资产27.91亿元，总负债19.01亿元；2016年1-12月公司实现营业总收入3.20亿元，净利润1.41亿元。

（二）合营企业

截至2016年12月31日，本公司主要合营企业情况如下：

表8-6 主要合营公司

单位：万元，%

名称	持股比例	2016年末 资产总额	2016年末 净资产总额	2016年 营业收入总额	2016年 净利润
新疆达风变电运营有限责任公司	50.00	10,033.30	932.46	1,096.67	293.83
江苏南通发电有限公司	50.00	689,042.16	235,898.22	335,454.46	60,174.77

合营企业基本情况如下：

1、新疆达风变电运营有限责任公司

新疆达风变电运营有限责任公司成立于2005年6月21日，注册资本700.00万元，公司主要从事变电运营业务。截至2016年12月31日，公司总资产10,033.30万元，总负债9,100.84万元，所有者权益932.46万元；2016年，公司实现营业收入1,096.67万元，净利润293.83万元。

2、江苏南通发电有限公司

江苏南通发电有限公司成立于2011年6月29日，由南通天生港发电有限公司和华能南通发电有限责任公司出资组建，南通天生港占比50%。注册资本159,600.00万元，公司主要从事电厂的经营管理及相关工程的建设等一般经营项目。截至2016年末，公司资产总额为68.90亿元，负债总额为45.31亿元，所有者权益为23.59亿元；2016年，公司实现营业总收入33.55亿元，净利润6.02亿元。

(三) 联营企业

截至2016年12月31日，发行人主要联营企业情况如下：

表8-7 主要联营企业

单位：万元，%

名称	持股比例	2016年末 资产总额	2016年末 净资产总额	2016年 营业收入总额	2016年 净利润
依兰龙源风力发电有限公司	15.00	52,682.37	32,241.87	7,588.10	586.32
国电联合动力技术有限公司	30.00	1,344,755.36	330,826.05	762,767.82	8,031.24
内蒙古新锦风力发电有限公司	30.00	93,897.50	32,031.95	12,269.54	1,309.08
汕头福澳风力发电公司	50.00	991.75	983.24	248.75	2.80
中核甘肃风力发电有限公司	49.00	33,135.47	5,105.96	1,977.32	-1,255.43
湖北省九宫山风力发电有限责任公司	48.00	8,444.15	703.35	1,596.86	234.86
江苏龙源振华海洋工程有限公司	50.00	128,101.91	39,324.84	42,454.72	4,694.40
航天龙源(本溪)风力发电有限公司	45.00	11,925.94	10,117.60	2,137.94	208.76
河北龙源崇礼风能公司	50.00	31,849.85	10,000.02	4,744.03	699.17
烟台龙源电力技术有限公司	18.75	254,792.99	192,145.40	44,453.38	-16,448.47
国电融资租赁有限公司	49.00	1,062,315.02	320,866.05	46,026.94	16,527.37

上海银桦航运有限公司	49.00	38,517.01	21,429.16	14,504.39	415.55
------------	-------	-----------	-----------	-----------	--------

六、 发行人董事、监事、高管人员情况

根据公司章程，公司董事会由9名董事组成，设董事长1人。监事会由3名监事组成，其中非职工代表担任的监事2人，职工代表担任的监事1人。公司设总经理1人，副总经理若干名。发行人上述董事、监事和高级管理人员的设置符合《公司法》等法律法规的规定，合法合规，同时符合发行人公司章程等相关规定。

公司董事、监事及高级管理人员情况如下：

表8-8 董监高情况表

姓名	性别	年龄	职位	董事任期
乔保平	男	61	董事长、非执行董事	2015.7.9-2018.7.8
王宝乐	男	60	非执行董事	2015.7.9-2018.7.8
栾宝兴	男	50	非执行董事	2016.8.12-2018.7.8
杨向斌	男	51	非执行董事	2016.8.12-2018.7.8
李恩仪	男	53	执行董事	2015.7.9-2018.7.8
黄群	男	55	执行董事	2015.7.9-2018.7.8
张颂义	男	61	独立非执行董事	2015.7.9-2018.7.8
孟焰	男	61	独立非执行董事	2015.7.9-2018.7.8
韩德昌	男	61	独立非执行董事	2015.7.9-2018.7.8
谢长军	男	58	监事会主席	2015.7.9-2018.7.8
于永平	男	55	监事	2015.7.9-2018.7.8
何深	男	41	职工监事	2015.7.9-2018.7.8
李恩仪	男	52	执行董事、总经理	2015.7.9-2018.7.8
黄群	男	54	执行董事、副总经理	2015.7.9-2018.7.8
贾楠松	男	53	副总经理、董事会秘书	2015.7.9-2018.7.8
张宝全	男	55	副总经理	2015.7.9-2018.7.8
张滨泉	男	52	副总经理	2015.7.9-2018.7.8
常世宏	男	41	总会计师	2015.7.9-2018.7.8
金骥	男	46	副总经理、工会主席	2015.7.9-2018.7.8

公司董事简历如下：

乔保平, 61岁, 为本公司非执行董事兼董事长, 毕业于南开大学, 经济学学士, 高级经济师。于二零一三年七月至二零一五年七月担任公司第二届董事会非执行董事、董事长, 于二零一五年七月九日起担任公司第三届董事会非执行董事、董事长。历任全国学联副秘书长; 团中央直属机关党委专职副书记兼纪委书记、团中央统战部副部长; 团中央常委、维护青少年权益部部长; 团中央常委、组织部部长; 中央企业工委群工部部长、中央企业团工委书记; 国务院国有资产监督管理委员会群众工作局(党委群工部)局长(部长)、统战部部长; 中国电力投资集团公司党组成员、纪检组长; 中国国电集团公司党组书记、副总经理、国电电力发展股份有限公司(SSE: 600795)董事及本公司监事会主席。现任中国国电集团公司董事长及党组书记。

王宝乐, 60岁, 为本公司非执行董事, 毕业于厦门大学, 经济学学士, 统计学(投资决策分析)研究生课程结业, 高级统计师。于二零零九年七月至二零一二年七月担任公司第一届董事会非执行董事, 于二零一二年七月至二零一五年七月担任公司第二届董事会非执行董事, 并于二零一五年七月九日起担任公司第三届董事会非执行董事。历任水电部计划司统计处副处长; 能源部综合计划司统计处副处长、处长; 电力部计划司统计分析处处长、副司长; 国家电力公司计划投资部副主任、战略研究与规划部副主任。现任中国国电集团公司总经理助理及计划发展部主任。

李恩仪, 53岁, 为本公司执行董事兼总经理。毕业于华北电力大学, 硕士, 高级工程师。于二零一三年七月至二零一五年七月担任公

司第二届董事会执行董事，并于二零一五年七月九日起担任公司第三届董事会执行董事。自二零一三年起加入本集团。历任山东潍坊发电厂副厂长；山东菏泽发电厂厂长；山东鲁能拓展置业有限公司总经理；山东鲁能物矿开发有限公司总经理；中国国电集团公司华北分公司副总经理、总经理；国电华北电力有限公司执行董事、总经理。

黄群，55岁，为本公司执行董事兼副总经理。毕业于同济大学，工学学士，高级工程师。于二零一二年五月至二零一二年七月担任公司第一届董事会执行董事，于二零一三年七月至二零一五年七月担任公司第二届董事会执行董事，并于二零一五年七月九日起担任公司第三届董事会执行董事。自一九九三年起加入本集团。历任能源部电力司工程师；水电部政策研究室工程师；龙源电力集团公司（本公司前身）经理部副经理、经理、经营一部经理、总经济师兼经营部经理、总经理助理及副总经理。

栾宝兴，50岁，为本公司独立非执行董事，哈尔滨工业大学工商管理硕士，高级会计师，注册会计师。于二零零九年七月至二零一四年五月任本公司非执行董事。历任黑龙江省电力公司财务部财产资金处副处长、会计成本处处长；东北电力集团公司财务部会计成本处副处长、处长、财务部副主任；重庆电力公司副总会计师兼财务部主任；中国国电集团公司财务产权部副主任、资本运营与产权管理部副主任、资本运营与产权管理部主任；国电资本控股有限公司总经理，国电财务有限公司董事长、总经理。现任中国国电集团公司财务管理部主任。

杨向斌，51岁，为本公司独立非执行董事，香港公开大学工商管

理硕士，高级会计师，注册会计师。历任黑龙江省电力有限公司财务部预算处处长；中国国电集团公司财务产权部预算处副处长、处长，财务产权部副主任，财务管理部副主任；内蒙古平庄煤业（集团）有限责任公司董事、副总经理，内蒙古平庄能源股份有限公司（SZSE:000780）副董事长。现任中国国电集团公司资本与资产管理部主任。

张颂义，61岁，为本公司独立非执行董事，耶鲁大学法学博士。于二零零九年七月至二零一二年七月担任公司第一届董事会独立非执行董事，于二零一二年七月至二零一五年七月担任公司第二届董事会独立非执行董事，并于二零一五年七月九日起担任公司第三届董事会独立非执行董事。一九八五至一九九三年，于美国美邦律师事务所执业。张颂义先生曾任中国旭光新材料集团有限公司（前名称为旭光资源有限公司，于二零一零年十二月八日更改）(0067.HK)非执行董事、尚德电力控股有限公司(NYSE:STP)董事及中国再生能源投资有限公司（前名称为香港新能源（控股）有限公司，于二零一一年六月一日更改）(0987.HK)独立非执行董事。并历任摩根士丹利副总裁、执行董事、董事总经理、联合部门主管。现任新浪公司(NASDAQ:SINA)董事。

孟焰，61岁，为本公司独立非执行董事，财政部财政科学研究所经济学（会计学）博士，中国注册会计师。于二零零九年七月至二零一二年七月担任公司第一届董事会独立非执行董事，于二零一二年七月至二零一五年七月担任公司第二届董事会独立非执行董事，并于二

零一五年七月九日起担任公司第三届董事会独立非执行董事。孟焰先生于一九九七年获国务院政府特殊津贴。孟焰先生曾任财政部会计准则咨询专家、财政部企业效绩评价专家、北京巴士传媒股份有限公司(SSE: 600386)独立董事、河南辉煌科技股份有限公司(SZSE: 002296)独立董事及招商局地产控股股份有限公司(SZSE: 000024; 200024)(SGX: C03)独立董事。孟焰先生目前担任映美控股有限公司(2028.HK)独立董事、烟台万华聚氨酯股份有限公司(SSE: 600309)独立董事及中粮地产(集团)股份有限公司(SZSE: 000031)独立董事。现任中央财经大学会计学院院长、教授、博士研究生导师, 并任中国会计学会常务理事、中国金融会计学会常务理事、教育部全国会计硕士专业(MPAcc)教育指导委员会委员、教育部高等学校工商管理类学科专业教学指导委员会委员。

韩德昌, 61岁, 为本公司独立非执行董事, 博士研究生导师, 经济学博士。于二零一三年七月至二零一五年七月担任公司第二届董事会执行董事, 并于二零一五年七月九日起担任公司第三届董事会执行董事。1979年考入南开大学经济系政治经济学专业。1983年本科毕业后留系任教, 在职获取经济学硕士和经济学博士学位。1988年担任讲师; 1992年晋升副教授; 1997年晋升教授, 因学科调整从经济学院调入商学院, 任市场营销系主任。现任南开大学商学院副院长、EMBA中心主任、学位委员会委员、职称评聘委员会委员。主要社会兼职: 天津市市场营销学会副会长、中国市场学会常务理事、中国高校物价教学研究会副会长。

公司监事简历如下：

谢长军，58岁，为本公司监事会主席。毕业于东北电力大学，工学学士，教授级高级工程师。于2013年7月至2015年7月担任公司第二届监事会监事、监事会主席，并于2015年7月9日起担任公司第三届监事会监事、监事会主席。自1993年至2013年任职于本集团。历任水利电力部科技司工程师；中国电力企业联合会科技工作部计划处副处长；中能电力科技开发有限公司总经理助理、副总经理；龙源电力集团公司副总经理、总经理；中国国电集团公司总经理助理兼龙源电力集团股份有限公司总经理、执行董事。现任中国国电集团公司副总经理。

于永平，55岁，为本公司监事。毕业于辽宁财经学院，经济学学士，国民经济学研究生课程毕业，高级会计师。于2009年7月至2012年7月担任公司第一届监事会监事，于2012年7月至2015年7月担任公司第二届监事会监事，并于2015年7月9日起担任公司第三届监事会监事。历任水电部机械制造局财务处会计师；国务院三峡工程建设委员会移民开发局计划财务司财务处副处长、处长、规划司副司长、外迁协调司副司长、办公室助理巡视员；中国国电集团公司市场营销部市场开发处处长；国电财务有限公司副总经理；国电东北电力有限公司副总经理、总会计师；中国国电集团公司财务产权部副主任。现任中国国电集团公司审计部主任。

何深，41岁，为本公司职工监事。毕业于中国人民大学，管理学硕士，高级经济师。于2011年6月至2012年7月担任公司第一届监

事会职工监事，于2012年7月至2015年7月担任公司第二届监事会职工监事，并于2015年7月9日起担任公司第三届监事会职工监事。历任中国电工设备总公司工程成套部项目工程师、项目经理；龙源电力集团公司总经理工作部秘书、项目经理；国家电力公司人事与董事管理部干部一处二级职员；中国国电集团公司人力资源部领导人员管理处副处长（主持工作）；国电电力发展股份有限公司人力资源部副主任（主持工作）、主任。现任本公司纪检组组长及工会主席。

公司高级管理人员简历如下：

李恩仪，简历请参见董事部分。

黄群，简历请参见董事部分。

贾楠松，53岁，为本公司副总经理、董事会秘书及联席公司秘书。毕业于华北电力大学，工学学士，高级工程师。自1994年起加入本集团。曾任职于电力规划设计院、电力部信息中心。历任龙源电力集团公司技术开发部副经理、市场开发与技术发展部经理、项目开发部经理、技术发展部经理；龙源西热常务副总经理；龙源电力集团公司人力资源部兼审计监察部经理、副总经济师、总经理助理兼总经理办公室主任；龙源电力集团股份有限公司董事会秘书及联席公司秘书。

张宝全，55岁，为本公司副总经理。先后毕业于清华大学和水利电力部电力科学研究院，工学硕士，教授级高级工程师。自1993年起加入本集团。曾任职于电力科学研究院、中国电力企业联合会。历任中能电力科技开发公司工程项目部副经理；中能电技术贸易公司总经理；中能电力科技开发公司总经理助理、总经理；北京中能联创风

电技术有限公司总经理；龙源电力集团公司总经理助理、总经济师兼可再生能源研究发展中心常务副主任、主任。

张滨泉，52岁，为本公司副总经理，先后毕业于哈尔滨工业大学和燕山大学，公共管理硕士，高级工程师。自2014年起加入本集团。历任中国长城工业公司进口部项目经理，中信国际合作公司项目经理，国电龙源电力技术工程公司总经理助理、副总经理，国电科环集团公司计划部经理、运营发展部经理，国电宁夏太阳能有限公司总经理，国电科技环保集团有限公司副总经理，其间兼任国电联合动力有限公司总经理。

常世宏，41岁，为本公司总会计师。毕业于东北财经大学，会计学硕士，高级会计师。自2009年起加入本集团。历任国电大同第二发电厂党委委员、总会计师；中国国电集团公司财务产权部财会处副处长（主持工作）；中国国电集团公司财务管理部会计处副处长（主持工作）；龙源电力集团公司财务产权部主任；龙源电力集团股份有限公司财务产权部主任、副总会计师。

金骥，46岁，为本公司副总经理、工会主席。毕业于中央党校研究生院经济管理专业，研究生学历，高级经济师。自1994年起加入本集团。历任南通天生港发电有限公司总经部主任、基建部主任、党工部主任、总经理助理；江苏龙源风力发电有限公司副总经理、总经理；江苏龙源海上风电项目构建处主任（兼任）；龙源电力集团（上海）风力发电有限公司总经理（兼任）。

第九条 发行人业务情况

一、 发行人主营业务情况

公司是以风力发电等新能源及其附加产业开发为主的可再生能源发电企业，并通过各全资、控股及参股企业的运营实现集团化运作。在风电项目开发建设方面，目前已在全国28个省（自治区、直辖市）开发风电，基本奠定了新疆、甘肃、内蒙古、河北、东北、东南沿海六大风电基地为主体、内陆风电为补充的全国风电开发格局，实现全国性战略布局。

截至2016年12月31日，公司保持风电行业世界第一的领先地位。截至2016年12月31日，公司控股装机容量为1,949万千瓦，其中，风电装机容量1,737万千瓦，占比89.10%；火电装机容量188万千瓦，占比9.62%；其他可再生能源控股装机容量25万千瓦，占比1.28%。

公司主营业务分为电力产品板块和燃料销售及其他业务板块，其中电力业务板块包括风电业务、火电业务和其他电力业务，其他电力业务主要包括光伏发电、生物质发电、潮汐发电等。

2014年、2015年、2016年，本公司主营业务收入、主营业务成本以及主营业务毛利、毛利率情况如下：

表9-1 报告期内主营业务收入、成本、毛利及毛利率情况表

单位：亿元、%

主营业务收入	2016年		2015年		2014年	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
风电板块	138.58	64.37	113.26	59.69	110.43	62.03
火电板块	33.79	15.70	33.93	17.88	35.82	20.12

燃料销售板块	38.28	17.78	38.15	20.11	26.96	15.14
其他业务板块	4.63	2.15	4.40	2.32	4.82	2.71
合计	215.28	100.00	189.74	100.00	178.03	100.00
主营业务成本						
风电板块	76.02	53.13	56.32	47.53	56.60	49.83
火电板块	26.48	18.51	23.23	19.61	28.05	24.69
燃料销售板块	36.67	25.63	35.36	29.84	24.57	21.63
其他业务板块	3.91	2.73	3.58	3.02	4.37	3.85
合计	143.08	100.00	118.49	100.00	113.59	100.00
主营业务毛利						
风电板块	62.56	86.65	56.94	79.92	53.83	83.54
火电板块	7.31	10.12	10.70	15.02	7.77	12.06
燃料销售板块	1.61	2.24	2.79	3.92	2.39	3.71
其他业务板块	0.72	0.99	0.82	1.15	0.45	0.70
合计	72.20	100.00	71.25	100.00	64.44	100.00
主营业务毛利率						
风电板块		45.14		50.27		48.75
火电板块		21.62		31.54		21.69
燃料销售板块		4.22		7.31		8.86
其他业务板块		15.51		18.64		9.34
合计		33.54		37.55		36.20

2014年以来，公司主营业务收入主要来自风电和火电业务，燃料销售业务也形成一定的规模收入，但对毛利润贡献较小。2016年度，风电业务、火电业务、燃料销售业务毛利润占比分别为86.65%、10.12%和2.24%。可见，公司毛利润主要来源于风电业务，近三年的占比均在80%左右，且2016年度风电业务毛利润占比较过去两年又有所提高。

由于公司风电项目投产和售电量的增加，近年来风电业务收入持续增加。加之风电造价的有效控制，公司风电业务毛利率保持稳定，2015年和2016年风电业务毛利率分别为50.27%和45.14%。

公司火电业务由下属子公司江阴苏龙热电有限公司（以下简称“苏

龙热电”)和南通天生港发电有限公司(以下简称“天生港发电”)经营。近三年,公司火电装机容量保持在187.5万千瓦,该板块业务收入保持稳定,是公司营业收入和毛利润的重要补充。2016年,公司火电收入33.79亿元,较上年基本持平。

公司燃料销售主要是煤炭销售,近年来受煤炭价格影响,主营业务收入和毛利率均缺乏稳定性。其他业务包括水电、光伏、生物质发电等,2016年其他业务收入的上升主要是公司生物质发电有所上升所致。

二、 发行人主营业务经营模式

公司的主要业务为电力销售,即通过全资及控股经营的风电场及火电厂产生电力并销售给各地方电网公司取得收入。此外,也根据清洁发展机制通过销售风电场及其他可再生能源电厂产生的核证减排量及自愿减排量取得收入,其中绝大部分收入为核证减排量收入。

(一) 风电业务

发行人是以风力发电等新能源及其附加产业开发为主的可再生能源发电企业。根据《可再生能源法》,电网公司一般必须购买其覆盖地区内风电场的全部发电。本公司通过与各地电网公司签订购电协议销售电力(该协议通常包括上网电价,计量及付款等标准条款,一般期限为1-3年,并于届满时与电网公司续约)。

我国风电上网电价的确定,目前实行政府制定的固定电价。2009年7月24日国家发改委发布的《关于完善风力发电上网电价政策的通

知》，按照国内风能资源状况和工程建设条件，将全国分为四类风能资源区，相应制定风电标杆上网电价（包括增值税）。四类资源区的标杆电价分别为每千瓦时0.51元、0.54元、0.58元或0.61元。上述规定从2009年8月1日起生效，并适用于其后获批准的所有陆上风电项目。对于2009年8月1日之前核准的风电项目，上网电价仍按原有规定执行，即根据2006年1月国家发改委颁布的《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》，2005年12月31日后（2009年8月1日前）获国家发改委或省级发改委批准的风电项目，其上网电价为政府指导价，特许权项目的上网电价通过公开招标方式确定并须经政府批准，非特许权项目的上网电价乃经有关定价行政部门参考邻近地区特许权项目已获批电价确定。2014年12月31日，国家发改委发布了《国家发展改革委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），对于2015年1月1日以后核准的风电项目，以及2015年1月1日以前核准但于2016年1月1日以后投产发电的项目下调上网标杆电价，将第I类、第II类、第III类资源区风电标杆上网电价每千瓦时降低2分钱，第IV类资源区标杆上网电价不变。调整后的标杆上网电价分别为每千瓦时0.49元、0.52元、0.56元和0.61元。2016年12月，国家发改委发布《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2016]2729号），根据当前新能源产业技术进步和成本降低情况，降低2017年1月1日之后新建光伏发电和2018年1月1日之后新核准建设的陆上风电标杆上网电价。调整后的第I类、第II类、第III类以及第IV类标杆上网电价分别为每千瓦时0.40元、0.45元、0.49元和0.57元。同

时，通知明确了海上风电标杆上网电价，对非招标的海上风电项目，区分近海风电和潮间带风电两种类型确定上网电价。近海风电项目标杆上网电价为每千瓦时0.85元，潮间带风电项目标杆上网电价为每千瓦时0.75元。

(二) 火电业务

除风电外，发行人也在江苏控股经营两家火电站（即江阴苏龙热电有限公司与南通天生港发电有限公司）。主要通过向江苏电力公司并网售电产生收入。该两家火电厂与江苏电力公司订立购电协议（该协议通常包括上网电价，发电量及其调整，及付款等标准条款），由江苏电力公司购买两家火电厂的全部计划发电量。本公司火电业务售电收入大部分来自计划发电量收入。火电厂计划发电量的上网电价由相关定价当局确定，地方当局在确定该电价时所考虑的主要因素包括火电厂建设成本、煤炭成本及同一省份运营的可比火电厂的规模和规格。除计划发电量外，上述两家火电厂也通过“竞价电”及“替代电”方式销售计划以外的超额发电量。

两家火电厂于发电过程中同时供热。这两家火电厂是由于本公司经营历史原因及业务的自然发展所致，并在历史上为本公司风电业务发展提供了稳定的现金流。江苏省近年来经济发展强劲，电力需求迅速增长，使上述两家火电厂的火电业务得到了发展的机会。在本公司的控股下，两家火电厂的经营及管理方式更为标准化，盈利能力良好。本公司已承诺除上述两家火电厂外，未来将不会发展其他火电厂，努力提高两家火电厂的运营效率及盈利水平。

发行人火电业务板块中，煤炭等燃料的采购及运输是煤电的重要成本来源。因此煤炭价格、运输成本的变动将对发行人主营业务成本造成一定的影响。

虽然我国煤炭储量丰富，但煤炭行业阶段性生产能力不足、国家煤炭产业政策的调整或铁路煤炭运力不足，都可能影响电煤的有效供应，从而造成煤价波动。2013年前三季度，煤炭价格持续下挫，特别是6月份国际煤价的大幅下挫使得国内煤价出现较大下跌，环渤海地区5,500大卡动力煤价格跌破600元/吨。2014年末，环渤海动力煤价格指数报收于525元/吨，2015年末更是进一步下跌至372元/吨。2016年，动力煤价格企稳回升，全年保持增长势头。截至2016年12月末，环渤海动力煤价格指数报收593元/吨，较2015年末上涨222元，涨幅达59.84%。

近三年，公司火电装机容量保持在187.5万千瓦，该板块业务收入保持稳定，是公司营业收入和毛利润的重要补充。2016年度公司火电板块实现营业收入33.79亿元，占比18.51%，实现毛利7.31亿元，占比21.62%，报告期内火电板块对公司业绩贡献占比持续下降。本公司已承诺除上述两家火电厂外，未来将不会发展其他火电厂。因此在发行人火电业务占比持续下降，火电产业上游对发行人业务影响较小。

(三) 燃料销售业务

本公司的煤炭销售业务主要在两家火电厂开展，是在保证火力发电用煤的前提下，充分发挥码头接卸能力，利用现有场地优势，并根据市场需求情况进行加工配送，为火力发电主业的辅助经营业务。

煤炭销售业务上游采购主要与神华集团、中煤集团、伊泰集团等国内大型煤炭供应商进行合作，下游销售主要面向长三角区域的中小型钢铁、水泥、纺织、造纸等行业。针对不同客户的要求，通过对原煤的分选、筛分后，按颗粒度标准、热值等指标提供差别化的燃煤品种，通过燃煤品种的差别化供应，提高了煤炭的附加值。通过多年来的经营积累，煤炭销售业务在同区域内已形成了一定的品牌优势。

近年来，由于经济下行压力影响明显，煤炭销售业务随着市场的需求而波动，煤炭的下游销售价格、销售量及销售利润也受上游市场的波动及下游需求的变化而影响。

(四) 公司上下游产业链

电力工业是生产和输送电能的工业，可以分为发电、输电、配电和供电四个基本环节。公司主要从事发电环节的相关业务，上游主要为煤、天然气等一次能源供应商及电力设备供应商，下游主要为负责输电的电网公司。报告期内，公司的主要客户为国家电网公司和中国南方电网有限责任公司及其下属公司。公司的采购的产品主要为煤、发电设备及相关备件等，其主要的供应商为新疆金风科技股份有限公司、远景能源（江苏）有限公司、国电联合动力技术有限公司、上海电气风电设备有限公司及天顺风能股份有限公司，其中国电联合动力技术有限公司为本公司的关联企业。

三、 发行人所在行业情况

(一) 电力行业整体状况

电力工业是国民经济发展中基础能源产业，受经济整体运行的波动影响较大，且电力需求的波动幅度要大于 GDP 的波动幅度。2008~2009 年，受全球性金融危机对实体经济的影响，我国 GDP 增速放慢，电力需求增速明显下滑。2010 年全国对外贸易逐步恢复，国内工业生产快速增长，全社会用电量同比增长 14.56%。2011 年以来，欧债危机背景下的外需放缓及国内宏观经济增长乏力共同导致我国电力总需求增长放缓。2015 年，我国宏观经济增速放缓导致用电量增速的下跌，全年全社会用电量 8.88 万亿千瓦时，同比增长 0.5%，增速较 2014 年回落 3.3 个百分点。2016 年上半年，受国际经济环境变化和国内经济增速换挡、结构调整、动能转换等综合因素影响，电力市场进入降电价、降利用小时、低电量增长率、低负荷的“双降双低”通道。2016 年社会用电量 5.92 万亿千瓦时，同比增长 5.0%，增速较去年同期提高了 4.5%，主要是由于第三产业及居民用电的提升所致。

我国的电力消费以第二产业为主，其中又以重工业消费为主，冶金、化工、有色金属、建材四个行业为电力消耗的主要行业，四大高耗能产业电力的消费量约占整个电力消费量的 40%。近年来，国家对能源资源紧缺、气候变化、环境污染等问题给予了前所未有的关注，对于高耗能产业正在实施逐步的限制和改造政策，各项政策优惠措施正逐步取消，限制其产能和扩张，四大电力消耗行业皆在限制调整范围，其增长率也正逐步回落。

近年来我国电力生产能力持续增强。2013 年电源新增生产能力

（正式投产）9,400万千瓦，完成电源建设投资3,717亿元，其中火电为928亿元，水电投资额为1,246亿元。2014年电源新增生产能力（正式投产）11,280万千瓦，完成电源建设投资3,646亿元，其中火电为952亿元，水电投资额为960亿元，风电投资额为993亿元。2015年电源新增生产能力（正式投产）12,974万千瓦，其中火电为6,400万千瓦，水电为1,608万千瓦，风电为3,297万千瓦。2016年全国电源新增生产能力（正式投产）12,061万千瓦，比上年同期少投产1,123万千瓦，其中火电为4,836万千瓦，水电1,174万千瓦。

截至2016年底，全国6000千瓦及以上电厂装机容量16.5亿千瓦，同比增长8.2%。其中，水电3.3亿千瓦、火电10.5亿千瓦、并网风电1.5亿千瓦。从机组利用小时数来看，2016年全国6000千瓦及以上电厂发电设备累计平均利用小时3,785小时，同比降低203小时。火电设备平均利用小时4,165小时，同比降低199小时，全国水电设备平均利用小时3,621小时，同比增加31小时，风电设备平均利用小时1,742小时，同比增加18小时。

国家能源局发布《关于下达2016年全国风电开发建设方案的通知》（以下简称《方案通知》），在明确2016年全国风电开发建设总规模维持在30GW以上的同时，要求2015年弃风限电严重的吉林、黑龙江、内蒙古、甘肃、宁夏、新疆暂不安排新增项目建设规模。

为打破弃风限电发展瓶颈，2016年2月份国家能源局接连印发了《关于做好三北地区可再生能源消纳工作的通知》、《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》两个重要文件，明确了2020

年各省可再生能源电量比重指标，并将建立绿色证书交易机制和开发利用监测评价制度。3月和5月，又相继出台了《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》及配套文件，要求按照风资源区种类对部分限电地区核定最低保障年利用小时数。

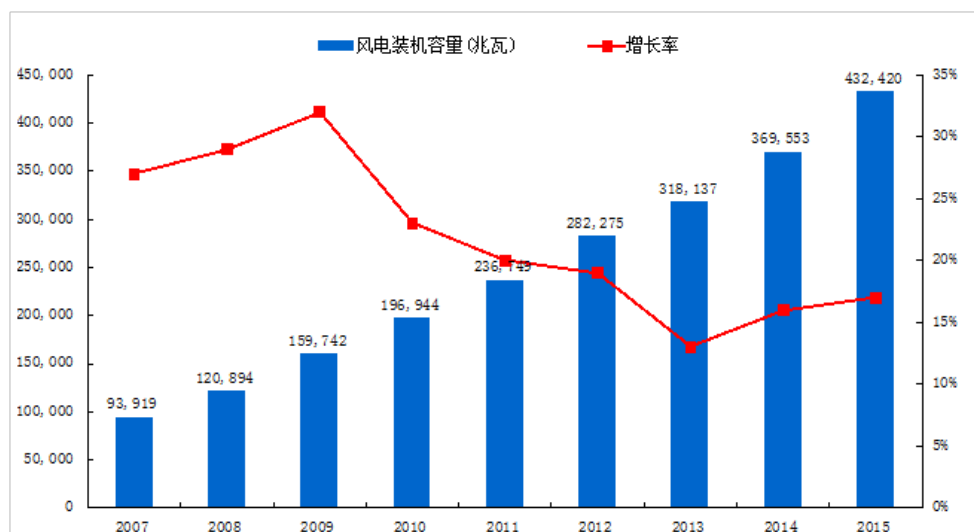
整体来看，我国电力行业在国民经济发展中处于基础地位，与经济整体的相关性较大，电力生产力能力持续增强，火电为主的发电结构未发生实质性变化但清洁能源在电源结构中的占比持续上升。近年来我国经济增速放缓，但经济增长的整体趋势不会改变，全社会用电量将随着经济的增长而保持增长趋势。

(二) 以风电为主的可再生能源发电行业概况

1、全球风电行业概览

随着全球煤炭、石油等不可再生能源日趋紧张、环境保护压力愈来愈大，世界各国不断寻找新的能源利用途径，其中风力发电行业由于其技术成熟性以及发电成本上的优势已成为世界增长最快的可再生能源发电行业之一。根据世界风能协会（World Wind Energy Association）统计数据，全球风电累计装机容量从2007年12月31日的93,919兆瓦增至2015年12月31日的432,420兆瓦，复合年增长率达到21.03%。2007-2015年全球风电市场装机容量及累计装机容量增长率如下图所示：

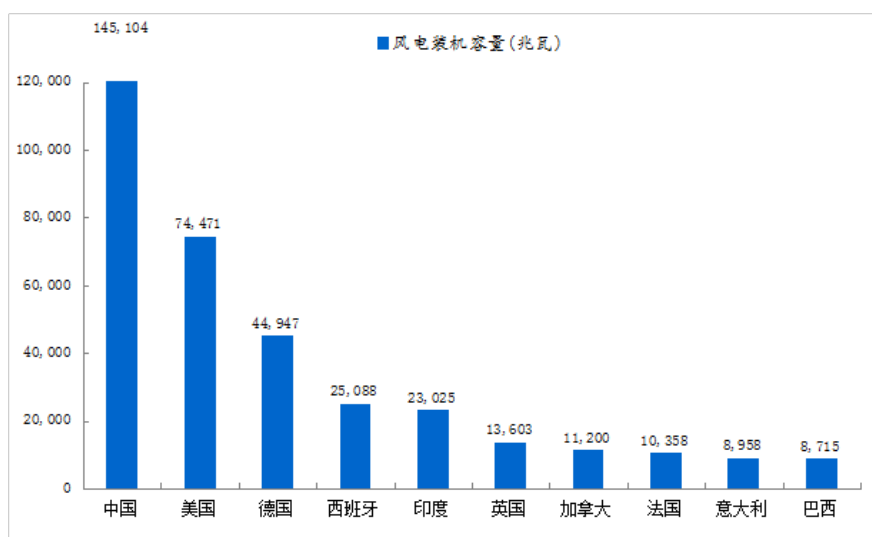
图9-1 2007-2015 年全球风电市场装机容量及累计装机容量



资料来源：世界风能协会 2015 年报告

根据世界风能协会统计，2015 年世界前十大风电市场分别是中国、美国、德国、西班牙、印度、英国、加拿大、法国、意大利和巴西。中国从 2008 年的世界第四跃升至 2012 年的世界第一，领先优势不断扩大。2015 年世界十大风电装机容量国家（按累计装机容量排名）如下图所示：

图9-2 2015 年世界十大风电装机容量国家



资料来源：世界风能协会 2015 年报告

由于国际社会对气候变化和节能减排的日益关注，转变经济增长

方式实现可持续发展成为国际社会的共识。相比其他可再生能源，未来风电在技术成熟、成本优势、以及建设期短、对需求反映较为灵活等方面的优势将继续存在，规模化发展的经济优势也将进一步显现；在世界各国对风电发展持续给与政策支持、大力推进节能减排的背景下，风电发展仍将面临广阔的发展前景。

2、中国风电行业概览

(1) 我国风资源的区域分布情况

我国幅员辽阔，海岸线长，风能资源比较丰富。根据全国 900 多个气象站将陆地上离地 10 米高度资料进行估算，全国平均风功率密度为 100 瓦/平方米，风能资源总储量约 32.26 亿千瓦，可开发和利用的陆地上风能储量有 2.53 亿千瓦，近海可开发和利用的风能储量有 7.5 亿千瓦，共计约 10 亿千瓦。如果陆上风电年上网电量按等效满负荷 2,000 小时计，每年可提供 5,000 亿千瓦时电量，海上风电年上网电量按等效满负荷 2,500 小时计，每年可提供 1.8 万亿千瓦时电量，合计 2.3 万亿千瓦时电量。

中国风能资源十分丰富。根据联合国环境规划署的预测，在叶片高度 50 米处中国风能资源可达 3,000 吉瓦。风资源开发潜力最大的地区为华北、华南及华东沿海地区。此外，一些内陆地区由于有湖泊或其他特殊地形条件影响，也拥有丰富的风资源。华北风资源最丰富的地区包括内蒙古、吉林、辽宁、黑龙江、甘肃、宁夏、新疆及河北等。沿海及海上风资源最丰富的地区包括山东、江苏、浙江、福建、广东、广西及海南。我国风能资源丰富，开发潜力巨大，必将成为未

来能源结构中一个重要的组成部分。我国风能资源分布如下图所示：

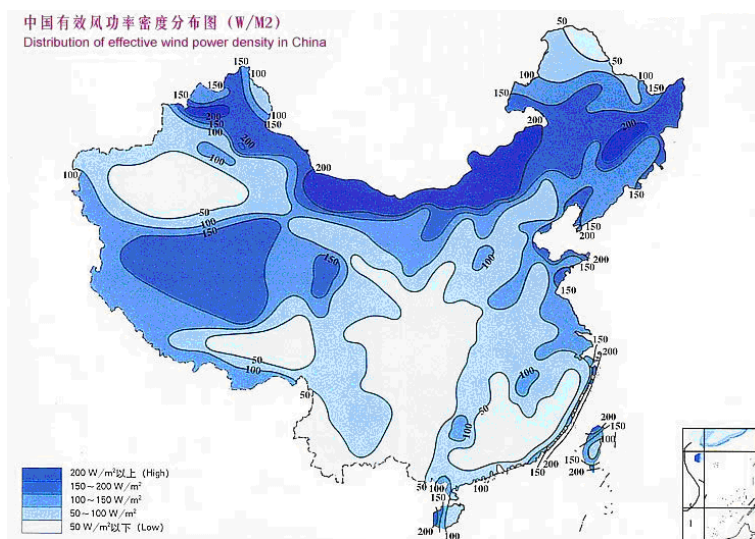


图9-3 我国能源分布图

资料来源：银行联合信息网

就区域分布来看，我国风能主要分布在以下四个区域：

①“三北”（东北、华北、西北）地区风能丰富带

包括东北三省、河北、内蒙古、甘肃、青海、西藏和新疆等省/自治区近 200 千米宽的地带，风功率密度在 200-300 瓦/平方米以上，有的可达 500 瓦/平方米以上，可开发利用的风能储量约 2 亿千瓦，约占全国可利用储量的 79%。该地区风电场地形平坦，交通方便，没有破坏性风速，是我国连成一片的最大风能资源区，有利于大规模的开发风电场。但是，建设风电场时应注意低温和沙尘暴的影响，有的地方联网条件差，应与电网统筹规划发展。

②东南沿海地区风能丰富带

东南沿海受台湾海峡的影响，每当冷空气南下到达海峡时，由于狭管效应使风速增大。冬春季的冷空气、夏秋台风，都能影响到沿

海及其岛屿，是我国风能最佳丰富区。我国有海岸线约 1,800 千米，岛屿 6,000 多个，这是风能大有开发利用前景的地区。沿海及其岛屿风能丰富带，年有效风功率密度在 200 瓦/平方米以上，风功率密度线平行于海岸线，沿海岛屿风功率密度在 500 瓦/平方米以上，如台山、平潭、东山、南鹿、大陈、嵎泗、南澳、马祖、马公、东沙等，可利用小时数约在 7,000-8,000 小时。这一地区特别是东南沿海，由海岸向内陆是丘陵连绵，风能丰富地区仅在距海岸 50 千米之内。

③内陆局部风能丰富地区

在两个风能丰富带之外，风功率密度一般在 100 瓦/平方米以下，可利用小时数 3,000 小时以下。但是在一些地区由于湖泊和特殊地形的影响，风能也较丰富，如鄱阳湖附近较周围地区风能就大，湖南衡山、湖北的九宫山、河南的嵩山、山西的五台山、安徽的黄山、云南太华山等也较平地风能为大。

④海上风能丰富区

我国海上风能资源丰富，10 米高度可利用的风能资源约 7 亿多千瓦。海上风速高，很少有静风期，可以有效利用风电机组发电容量。海水表面粗糙度低，风速随高度的变化小，可以降低塔架高度。海上风的湍流强度低，没有复杂地形对气流的影响，可减少风电机组的疲劳载荷，延长使用寿命。一般估计海上风速比平原沿岸高 20%，发电量增加 70%，在陆上设计寿命 20 年的风电机组在海上可达 25 年到 30 年，且距离电力负荷中心很近。随着海上风电场技术的发展成熟，经济上可行，将来必然会成为重要的可持续能源。

(2) 弃风限电是制约风电发展的主要瓶颈

我国风能资源丰富，开发潜力巨大，未来将成为能源结构中一个重要的组成部分。但我国风能资源的分布不均衡。“三北”地区（东北、西北和华北）风能资源丰富，多数地区风功率密度等级达到3级及以上，内蒙古巴彦淖尔乌拉特中旗、赤峰塞罕坝和新疆大坂城等地区风功率密度等级接近或超过5级，长期以来，“三北”地区是我国风电发展的主要地区。但这些地区对电力的需求往往相对不足，电力基础设施也较为落后，当地电网的消纳能力和输送能力成为制约风电产业大规模发展的瓶颈。2015年，虽然风电装机和发电量均保持增长，但“弃风限电”仍然困扰着我国风电发展。全年风电平均利用小时数为1728小时，较2014年的1,893小时减少了165小时。2015年弃风限电情况受经济增速放缓影响进一步加剧，全国平均弃风率为15%，较2014年增加7个百分点，弃风率达到近3年来最高值。局部地区弃风现象严重，甘肃、新疆、黑龙江、吉林、内蒙古、宁夏、辽宁限电问题最为突出，弃风率均超过10%。

针对部分地区电网消纳能力低造成的较严重弃风现象，2012年6月，国家能源局在《国家能源局关于加强风电并网和消纳工作有关要求的通知》中提出今后将风电并网情况作为新安排风电开发规模和项目布局的重要参考指标，风电利用小时数明显偏低的地区不得进一步扩大建设规模。2012年3月，国家能源局核准风电项目1,676万千瓦。从区域分布来看，第二批风电项目拟核准方案中“三北”地区拟核准规模得到较合理控制，蒙西、吉林、黑龙江、蒙东、甘肃和新疆这六大

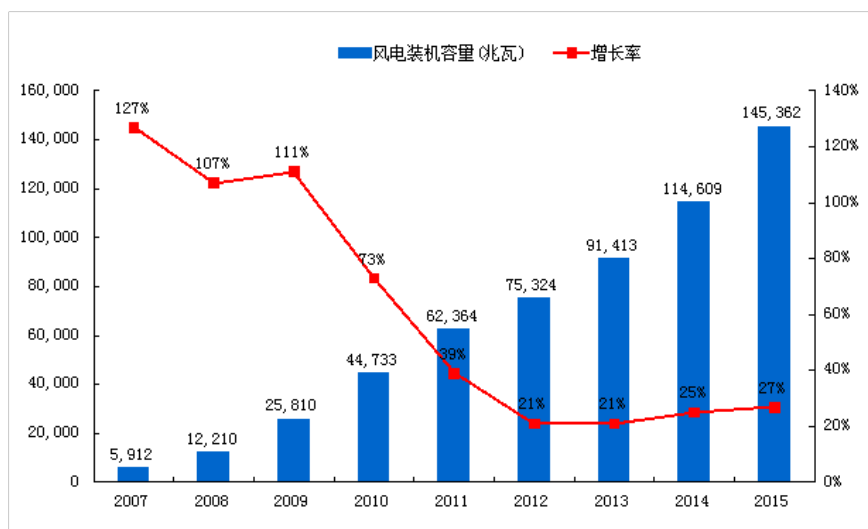
千万千瓦级基地的常规风电核准项目均为零。2013 年 2 月，国家能源局在《关于做好 2013 年风电并网和消纳工作相关工作的通知》中强调，在采取技术和政策措施促进风电市场消纳的同时，电网公司应加强风电配套电网建设，优化运行调度。以上监管政策的出台短期来看对风电的扩张有抑制作用，长期来看有利于风电产业的健康持续发展，资源储备充足的风电企业将更具优势。2016 年 3 月 24 日，国家发改委印发了《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》，办法要求电网企业按照国家标杆上网电价和保障性收购利用小时数，结合市场竞争机制，通过落实优先发电制度，全额收购规划范围内的可再生能源发电项目的上网电量。办法出台后，弃风限电现象有望得到缓解。

同时，伴随着弃风限电使得主要风电场的效益大打折扣，内陆省份风电场的优势日渐凸显。一方面，这些地区人口密集，电力负荷大，风电场接网条件好，基本不会限电；另一方面，风电机组不断提高的风能转换效率和对各种建设条件的适应性，使得在这些地区建设风电场不仅可行，而且还可以获得可观的经济效益。2011 年国家能源局提出了集中式开发和分散式开发并重的发展思路，并出台了相应的管理办法。内陆地区分散式开发的风电场占比将越来越大。

（3）风电行业运行情况分析

根据中国可再生能源风能专业委员会报告显示，2015 年中国风电新增装机容量达到了 30,753 兆瓦，累计容量增加至 145,362 兆瓦，同比增长 26.83%，继续保持世界第一大风电市场地位。2007-2015 年中国风电市场装机容量及累计装机容量增长率如下图所示：

图9-4 2007-2015 年中国风电市场装机容量及累计装机容量



资料来源：中国可再生能源风能专业委员会(CWEA)2015 年报告

3、中国风电行业相关支持政策

《“十三五”国家战略性新兴产业发展规划》及国家能源局《风电发展“十三五”规划》中指出，风电技术比较成熟，成本不断下降，是目前应用规模最大的新能源发电方式。发展风电已成为许多国家推进能源转型的核心内容和应对气候变化的重要途径，也是我国深入推进能源生产和消费革命、促进大气污染防治的重要手段。《风电发展“十三五”规划》明确了 2016 年至 2020 年我国风电发展的指导思想、基本原则、发展目标、建设布局、重点任务、创新发展方式及保障措施，其发展目标分为三个部分：

总量目标：到 2020 年底，风电累计并网装机容量确保达到 2.1 亿千瓦以上，其中海上风电并网装机容量达到 500 万千瓦以上；风电年发电量确保达到 4200 亿千瓦时，约占全国总发电量的 6%。

消纳利用目标：到 2020 年，有效解决弃风问题，“三北”地区全面达到最低保障性收购利用小时数的要求。

产业发展目标：风电设备制造水平和研发能力不断提高，3-5 家设备制造企业全面达到国际先进水平，市场份额明显提升。

为促进可再生能源行业的发展，我国政府相继制定和颁布了一系列优化能源结构的法律和规定。2005 年我国制定了《可再生能源法》，从法律制度上确立了优先发展可再生能源的战略。2006 年 1 月，《可再生能源法》正式实施，为风电行业的发展创造了良好的法律环境。为了贯彻落实《可再生能源法》，我国制定了可再生能源电价政策、上网收购制度、费用分摊制度、税收减免制度，基本形成了较为完整的支持可再生能源发展的法律政策体系。这些政策的延续和成熟保障了我国风电行业的快速健康发展。这些优惠政策主要包括：

(1) 强制性并网及全额收购：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。

(2) 优惠电价：目前我国风电上网电价实行的是政府制定的固定电价。一般而言，风电上网电价高于同地区火电的上网电价。2009 年国家发改委为规范风电价格管理，促进风力发电产业健康持续发展，颁布了《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格[2009]1906 号）。按风能资源状况和工程建设条件，将全国分为四类风能资源区，相应制定风电标杆上网电价。四类资源区风电标杆电价水平分别为每千瓦时 0.51 元、0.54 元、0.58 元和 0.61 元。今后新建陆上风电项目，统一执行所在风能资源区的风电标杆上网电价。海上

风电上网电价今后根据建设进程另行制定。

2011年11月30日，国家发改委宣布，自12月1日起，上调销售电价和上网电价，其中销售电价全国平均每千瓦时涨3分钱，上网电价对煤电企业上涨每千瓦时2分6，对居民实行阶梯电价制度。同时，本次调整还将可再生能源电价附加标准由现行每千瓦时0.4分钱提高至0.8分钱。我国风电行业进入了较为成熟的、规模化发展周期。

2014年12月31日，国家发改委发布了《国家发展改革委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)，对于2015年1月1日以后核准的风电项目，以及2015年1月1日以前核准但于2016年1月1日以后投产发电的项目下调上网标杆电价，将第I类、第II类、第III类资源区风电标杆上网电价每千瓦时降低2分钱，第IV类资源区标杆上网电价不变。调整后的标杆上网电价分别为每千瓦时0.49元、0.52元、0.56元和0.61元。该调整政策压缩了风电企业利润空间，但在风电运营商在发电成本逐渐降低、收入维持稳定情况下，上述电价调整政策对风电企业正常运营影响有限。

2016年12月，国家发改委发布《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》(发改价格[2016]2729号)，根据当前新能源产业技术进步和成本降低情况，降低2017年1月1日之后新建光伏发电和2018年1月1日之后新核准建设的陆上风电标杆上网电价。同时，通知明确了海上风电标杆上网电价，对非招标的海上风电项目，区分近海风电和潮间带风电两种类型确定上网电价。近海风电项目标杆上

网电价为每千瓦时 0.85 元，潮间带风电项目标杆上网电价为每千瓦时 0.75 元。四类陆上风能资源区具体情况如下：

表9-2 四类风能资源区及上网电价

资源区	标杆上网电价	各资源区所包括的地区
第一区	0.40	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区；新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市
第二区	0.45	河北省张家口市、承德市；内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市；甘肃省嘉峪关市、酒泉市；云南省
第三区	0.49	吉林省白城市、松原市；黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市，大兴安岭地区；甘肃省除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区；新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区；宁夏回族自治区
第四区	0.57	除一、二、三类资源区以外的其他地区。

资料来源：中华人民共和国国家发展和改革委员会

(3) 增值税优惠：根据财政部、国家税务总局《关于资源综合利用及其他产品增值税政策的通知》，中国风电企业因销售风电而产生的增值税能享受即征即退 50% 的优惠政策。

(4) 风力发电新建项目所得税优惠：根据财政部、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 日后经批准的风力发电新建项目的投资经营所得，可以申请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。

(三) 发行人的竞争优势

1、更为均衡的布局。本公司在全国范围内风电布局广泛，既在传统的北方风资源优越地区占有大量发电资源，同时在南方低风速地

区、高海拔地区及海上均有相当规模的风场营运，得益于资源分布，本公司在近年来北方限电严重的情况下保持了电量的稳定增长，风电平均利用小时高于行业平均且高于竞争对手。

2、境内风电市场的领导地位及规模优势。本公司的风电平均装机造价显著低于竞争对手，对公司的运营期带来了成本优势。

截至2016年末，本公司风电控股装机容量16,621兆瓦，是全球最大风电运营商。2016年，在国家能源局下达的“十三五”第一批风电项目开发方案中，本公司列入35个项目，合计容量1,891兆瓦，全部位于非限电地区，居于同类企业第一位。此外，得益于本公司在整个产业链中的影响力与地位，公司在风电的设计、施工领域具有强大实力，同设备厂商的议价能力较强。

3、海外业务形成开拓局面。本公司通过对不同国别市场调研分析，初步以北美（加拿大）、非洲（南非）、欧洲（波兰、捷克）、南美洲（巴西）为切入点，辐射外围国家和地区，海外业务形成开拓局面。三月三十日在习近平主席和捷克总统的共同见证下，本公司与捷克SWH集团签署了风电合作协议。

第十条 发行人财务情况

公司2014年度、2015年度、2016年度财务报表已按照企业会计准则（新企业会计准则，以下同）的规定进行编制。瑞华会计师事务所（特殊普通合伙）为发行人出具了2012-2014年度标准无保留意见的三年连审审计报告（瑞华审字[2015]第01410280号），2015年度标准无保留意见审计报告（瑞华审字[2016]第01410240号），2016年度标准无保留意见审计报告（瑞华审字[2017]01410220号）。瑞华会计师事务所是负责发行人境内审计的会计师事务所。

一、 发行人财务总体情况

（一）发行人 2014 年-2016 年主要财务数据

1、 资产负债表主要数据

表10-1 发行人2014-2016年末资产负债表主要数据

单位：万元

项目	2016年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日
流动资产合计	1,263,370.53	1,258,663.41	1,464,990.18
非流动资产合计	12,563,760.77	12,092,474.72	10,752,207.95
资产总计	13,827,131.30	13,351,138.13	12,217,198.13
流动负债合计	5,535,239.56	5,648,182.85	4,330,315.01
非流动负债合计	3,490,073.63	3,225,816.14	3,762,664.84
负债合计	9,025,313.19	8,873,998.99	8,092,979.85
归属于母公司所有者权益合计	4,125,247.09	3,843,245.82	3,350,107.46
所有者权益合计	4,801,818.11	4,477,139.14	4,124,218.28

2、 利润表主要数据

表10-2 发行人2014-2016年度利润表主要数据

单位：万元

项目	2016年度	2015年度	2014年度
营业收入	2,182,353.91	1,922,333.49	1,819,752.83
营业成本	1,452,274.41	1,201,216.68	1,164,451.77
营业利润	472,122.40	443,384.67	368,156.34
利润总额	520,019.67	474,663.05	396,861.92
净利润	456,047.77	413,827.51	343,942.03
归属于母公司所有者的净利润	362,222.62	289,169.05	240,186.38

3、现金流量表主要数据

表10-3 发行人2014-2016年度现金流量表主要数据

单位：万元

项目	2016年度	2015年度	2014年度
经营活动现金流入小计	2,944,135.44	2,857,701.32	2,540,088.39
经营活动现金流出小计	1,794,745.25	1,348,614.32	1,416,857.21
经营活动产生的现金流量净额	1,149,390.19	1,509,087.00	1,123,231.18
投资活动现金流入小计	675,836.27	573,846.75	143,784.71
投资活动现金流出小计	1,603,628.98	2,412,634.84	2,096,832.61
投资活动产生的现金流量净额	-927,792.70	-1,838,788.09	-1,953,047.90
筹资活动现金流入小计	9,772,294.83	9,496,468.24	6,728,924.96
筹资活动现金流出小计	10,093,627.19	9,132,208.53	5,957,999.88
筹资活动产生的现金流量净额	-321,332.36	364,259.70	770,925.08
现金及现金等价物净增加额	-93,316.33	8,102.66	-58,499.09
期末现金及现金等价物余额	192,584.51	285,833.00	277,035.84

(二) 发行人经审计的 2014 年、2015 年、2016 年的财务报表（见附表二、三、四）

(三) 发行人财务分析

表10-4 发行人2014年-2016年主要财务指标

财务指标	2016年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日
偿债能力指标			
流动比率	0.23	0.22	0.34
速动比率	0.21	0.20	0.31
资产负债率	65.27%	66.47%	66.24%
利息保障倍数	2.85	2.73	2.35

	2016年度	2015年度	2014年度
运营能力指标			
存货周转率（次/年）	13.70	11.59	12.80
应收账款周转率（次/年）	4.67	3.86	3.01
应付账款周转率（次/年）	1.87	1.72	1.98
盈利能力指标			
总资产报酬率	5.90%	5.86%	5.99%

- 1、流动比率=流动资产÷流动负债
- 2、速动比率=（流动资产-存货）÷流动负债
- 3、资产负债率=总负债÷总资产×100%
- 4、利息保障倍数=（利润总额+利息费用）/利息费用
- 5、存货周转率=营业成本÷存货平均余额
- 6、应收账款周转率=营业收入÷应收账款平均余额
- 7、应付账款周转率=营业成本÷应付账款平均余额
- 8、总资产报酬率=（利润总额+计入财务费用的利息支出）÷总资产平均余额

1、偿债能力分析

表10-5 发行人2014-2016年末偿债能力指标

项目	2016年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日
偿债能力指标			
流动比率	0.23	0.22	0.34
速动比率	0.21	0.20	0.31
资产负债率	65.27%	66.47%	66.24%
利息保障倍数	2.85	2.73	2.35

报告期内，受发行人加大固定资产投资规模所致，流动比率及速动比率呈下降趋势，近三年流动比率分别为0.34、0.22、0.23，速动比率分别为0.31、0.20、0.21；资产负债率相对稳定，分别为66.24%、66.47%、65.27%，未发生较大波动。利息保障倍数方面，报告期内受发行人盈利能力逐步增强影响，利息保障倍数有所增强，分别为2.35、2.73、2.85。

发行人主要控股电力企业盈利能力较强，现金流较好，对有息负债的覆盖能力强，随着在建项目的逐步投产，公司未来收入规模和盈

利能力将进一步提高。

2、营运能力分析

表10-6 发行人2014-2016年末运营能力指标

项目	2016 年度	2015 年度	2014 年度
存货周转率（次/年）	13.70	11.59	12.80
应收账款周转率（次/年）	4.67	3.86	3.01
应付账款周转率（次/年）	1.87	1.72	1.98

营运能力方面，2014-2016年度发行人存货周转率分别为12.80、11.59以及13.70，主要由于发行人存货中以煤炭为主的库存商品的波动所致；同期，发行人应收帐周转率分别为3.01、3.86以及4.67，呈上升趋势，主要由于应收账款余额逐年减少所致。2014-2016年度发行人应付账款周转率分别为1.98、1.72以及1.87，呈波动下降趋势，主要由于近年来公司新增项目较多，应付账款增长较快所致。

报告期内，公司整体营运能力有所加强，存货周转率的波动主要由于煤炭价格波动造成存货的变动所致，但由于煤炭销售比例占发行人主营业务较低，因此对公司营运影响不大。

3、盈利能力分析

表10-7 发行人2014-2016年末主要盈利数据

单位：万元

项目	2016 年度	2015 年度	2014 年度
营业收入	2,182,353.91	1,922,333.49	1,819,752.83
营业成本	1,452,274.41	1,201,216.68	1,164,451.77
其中：销售费用	295.96	473.90	509.72
管理费用	24,750.86	25,684.06	26,602.34
财务费用	293,039.69	310,069.11	290,387.95
其中：利息支出	281,245.49	274,315.03	294,781.14
营业利润	472,122.40	443,384.67	368,156.34
利润总额	520,019.67	474,663.05	396,861.92

净利润	456,047.77	413,827.51	343,942.03
-----	------------	------------	------------

公司主营业务收入主要包括：(i) 为风电、火电等多种售电收入；(ii) 2012年开始从事的煤炭销售收入；(iii) 火电厂的供热收入；(iv) 少量电力相关科研设计及技术服务收入等。主营业务收入占营业收入的比例最近三年一直保持在90%以上。

表10-8 报告期内公司主营业务情况

单位：亿元，%

项目	2016年度		2015年度		2014年度	
	金额	增幅	金额	增幅	金额	增幅
风电板块	138.58	22.36	113.26	2.56	110.43	8.88
火电板块	33.79	-0.41	33.93	-5.28	35.82	-14.29
燃料销售板块	38.28	0.35	38.15	41.51	26.96	-18.08
其他业务板块	4.63	5.19	4.40	-8.71	4.82	-0.62
合计	215.28	13.46	189.74	6.58	178.03	-1.62

总体上来看，本公司的主营业务收入在最近三年显示出持续稳健增长的态势，2014-2016年年均复合增长率达到20.92%。主营业务收入主要来自于电力产品中风电场及两家火电厂的售电收入，以及其他产品中的煤炭销售收入等。

表10-9 报告期内公司主营业务毛利及变动情况

单位：亿元，%

项目	2016年度		2015年度		2014年度
	金额	增幅	金额	增幅	金额
风电板块	62.56	9.87	56.94	5.78	53.83
火电板块	7.31	-31.68	10.7	37.71	7.77
燃料销售板块	1.61	-42.29	2.79	16.74	2.39
其他业务板块	0.72	-12.20	0.82	82.22	0.45
合计	72.20	1.33	71.25	10.57	64.44

总体上来看，本公司的主营业务毛利在最近三年显示出快速增长

的态势，2014-2016年的年均复合增长率达到5.85%。主营业务毛利的增长主要得益于高毛利率的风电业务的发展。

表10-10 报告期内公司主营业务毛利率情况

单位：%

项目	2016年度	2015年度	2014年度
风电板块	45.14	50.27	48.75
火电板块	21.62	31.54	21.69
燃料销售板块	4.22	7.31	8.86
其他业务板块	15.51	18.64	9.34
合计	33.54	37.55	36.20

风电业务毛利率在最近三年保持在较稳定的水平，显著高于火电业务，其主要原因包括（i）风电电价高于火电电价；（ii）风电业务的主要成本为折旧与摊销，还包括少量员工成本和维修成本，基本没有原材料成本，不受煤炭价格波动的影响。

随着风电业务比重的逐年增加，公司整体主营业务毛利率也得到了提高。

表10-11 报告期内公司三费情况

单位：万元，%

项目	2016年		2015年		2014年	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
销售费用	295.96	0.01	473.90	0.02	509.72	0.03
管理费用	24,750.86	1.13	25,684.06	1.34	26,602.34	1.46
财务费用	293,039.69	13.43	310,069.11	16.13	290,387.95	15.96
三费合计	318,086.51	14.58	336,227.07	17.49	317,500.01	17.45
营业收入	2,182,353.91	100.00	1,922,333.49	100.00	1,819,752.83	100.00

报告期内，公司的销售费用、管理费用和财务费用占营业收入的比重总体上较为稳定。

表10-12 报告期内公司净利润变化情况

单位：万元，%

项目	2016年		2015年		2014年
	金额	增长率	金额	增长率	金额
归属于母公司所有者的净利润	362,222.62	25.26	289,169.05	20.39	240,186.38

2014年-2016年度，归属于母公司所有者的净利润分别为240,186.38万元、289,169.05万元、362,222.62万元。2015年较2014年增长20.39%，主要是由于营业收入增长的同时营业成本保持在较低水平增长，营业毛利率有所增加。2016年较2015年增长25.26%，主要是由于风电板块的利润增加以及财务费用的降低所致。

表10-13 报告期内公司净利润率变化情况

单位：%

项目	2016年		2015年		2014年
	数值	增长百分点	数值	增长百分点	数值
净利润率	16.60	1.56	15.04	1.84	13.20

注：净利润率=归属于母公司股东的净利润/营业收入

2014年-2016年度，公司合并净利润率分别为13.20%、15.04%、16.60%。2015年、2016年净利润率同比上升，主要是因为风力发电的主要成本构成为固定成本的情况下，其营业收入取得了较大幅度的增长。

4、现金流量分析

表10-14 公司最近三年现金流量主要情况

单位：万元

项目	2016年	2015年	2014年度
经营活动产生的现金流量净额	1,149,390.19	1,509,087.00	1,123,231.18

项目	2016 年	2015 年	2014 年度
投资活动产生的现金流量净额	-927,792.70	-1,838,788.09	-1,953,047.90
筹资活动产生的现金流量净额	-321,332.36	364,259.70	770,925.08
汇率变动对现金的影响额	6,418.54	-26,455.95	392.55
现金及现金等价物净增加额	-93,316.33	8,102.66	-58,499.09

(1) 经营活动现金流量分析

发行人主要通过销售上网发电量并取得电网公司的支付而获得经营活动现金流入，经营活动现金流出主要用于煤炭消耗成本、员工成本、购买风电场所用物料及其他，以及其他经营活动及行政开支。

2014 年-2016 年度，公司经营活动产生的现金流量净额分别为 1,123,231.18 万元、1,509,087.00 万元、1,149,390.19 万元。2015 年较 2014 年增加 35.59 亿元，增幅为 34.35%，2015 年经营性净现金流增加主要是由于随着公司风电项目投产增多，电费收入有所增加所致。2016 年较 2015 年减少 35.97 亿元，降幅为 23.84%，主要由于 2016 年购买商品支付的现金增加所致。

总体上看，发行人近三年以来经营活动产生的现金流量净额充沛，特别是由于风电售电收入的增加以及供煤业务带来的现金流入。随着公司大规模建设的风电场投入运营，经营活动现金流入将保持稳定增长。公司经营性现金流量净额持续维持在较高水平，表明公司经营情况良好，经营现金流入在满足经营性开支后仍有较多剩余，可以用于投资活动或者偿还债务。

(2) 投资活动现金流量分析

本公司投资活动的现金流入主要包括收到的政府补贴、收回借款

及垫款、出售下属公司股权所得收益等，投资活动的现金流出主要包括风电场建设所需购买厂房设备及为土地物业支付的成本、特许权项目建造成本、股权投资等。

2014年-2016年度，公司投资活动现金流量净额分别为-1,953,047.90万元、-1,838,788.09万元、-927,792.70万元，投资净现金流为负的主要原因为：公司近三年进行了大规模的固定资产投资，投资活动现金流出额远大于现金流入额，主要投向公司新建风电等经营项目的基建工程建设。

(3) 筹资活动现金流量分析

公司筹资活动的现金流入主要包括借款所得资金及股权融资等，筹资活动的现金流出主要包括偿还借款、支付利息及向股东派息等。2014年-2016年度，筹资活动产生的现金流量净额分别为770,925.08万元、364,259.70万元、-321,332.36万元，2016年为负的原因是由于公司部分债务集中到期所致。公司2014、2015年筹资活动现金流量表现为较大的净流入额，主要是公司为了满足投资需求而增加各项融资所导致，间接反映了公司具有较强的外部融资能力。2014年公司新增部分贷款，导致2014年筹资活动产生的现金流量大幅上升。2015年公司经营活动获得现金大幅增加，使公司对筹资活动的现金需求出现下降。2016年公司筹资活动现金流净额为负，主要是由于筹资活动现金流出较2015年上升10.53%，其中偿还债务支付的现金、分配股利、利润或偿付利息支付的现金较2015年分别上升10.54%、9.97%。

(四) 资产结构分析

表10-15 报告期内公司资产结构情况

单位：万元，%

项目	2016 年		2015 年		2014 年	
	余额	比例	余额	比例	余额	比例
资产总计	13,827,131	100.00	13,351,138	100.00	12,217,198	100.00
流动资产合计	1,263,371	9.14	1,258,663	9.43	1,464,990	11.99
其中:货币资金	194,521	1.41	327,086	2.45	277,036	2.27
非流动资产合计	12,563,761	90.86	12,092,475	90.57	10,752,208	88.01
负债合计	9,025,313	100.00	8,873,999	100.00	8,092,980	100.00
流动负债合计	5,535,240	61.33	5,648,183	63.65	4,330,315	53.51
其中:短期借款	1,822,856	20.20	1,389,695	15.66	1,391,210	17.19
非流动负债合计	3,490,074	38.67	3,225,816	36.35	3,762,665	46.49
其中:长期借款	1,991,999	22.07	1,989,388	22.42	2,343,511	28.96

公司资产规模不断扩大：截至 2014 年-2016 年末，公司资产总额分别为 12,217,198.13 万元、13,351,138.13 万元、13,827,131.30 万元，2014-2016 年年均复合增长率为 6.38%。主要原因为：公司近年来风电业务进一步发展，风电在建及投产装机容量持续增加。

公司流动资产主要由货币资金、应收票据、应收账款、预付账款、其他应收款、存货和其他流动资产构成，其他项目占流动资产比例较低。2014 年-2016 年末，流动资产占总资产比重分别为 11.99%、9.43%、9.14%，流动性水平近三年呈下降趋势，其中 2015 年底流动资产占总资产比重较 2014 年末下降较多。2016 年度流动资产占总资产与 2015 年度基本持平。

发行人总资产中固定资产及所占比重较大，符合电力行业资本密集型的特点。截至2016年末，固定资产净额为1,030.54亿元，较年初增长105.24亿元，增长率为11.37%；在建工程金额为79.76亿元，较年初减少59.76亿元，降幅为42.83%；固定资产净额及在建工程在总资产中的占比达到80.30%。固定资产主要为开发建设风电场而购买的相关机器设备等相关资产；在建工程主要为开发风电场所产生的成本；除以上外，占比较大的还有以投资合营及联营企业为主的长期股权投资以及以待抵扣增值税为主的其他非流动资产。

截至2014年-2016年末，流动资产分别为146.50亿元、125.87亿元、126.34亿元，占总资产的比例分别为11.99%、9.43%、9.14%。

(五) 主要资产情况分析

表10-16 报告期内主要资产情况

单位：万元，%

项目	2016年		2015年		2014年	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
货币资金	194,521	1.41	327,086	2.45	277,036	2.27
应收票据	40,079	0.29	38,904	0.29	31,086	0.25
应收账款净额	543,626	3.93	390,797	2.93	604,732	4.95
预付款项	37,729	0.27	33,523	0.25	79,410	0.65
其他应收账款净额	99,254	0.72	124,399	0.93	171,982	1.41
存货	109,928	0.80	102,027	0.76	105,260	0.86
交易性金融资产	47,858	0.35	24,718	0.19	23,131	0.19
流动资产合计	1,263,371	9.14	1,258,663	9.43	1,464,990	11.99
长期股权投资	529,468	3.83	493,020	3.69	376,828	3.08
固定资产净额	10,305,409	74.53	9,253,000	69.30	8,112,141	66.40
在建工程	797,589	5.77	1,395,196	10.45	1,395,204	11.42
无形资产	116,704	0.84	96,451	0.72	85,979	0.70
非流动资产合计	12,563,761	90.86	12,092,475	90.57	10,752,208	88.01
资产总计	13,827,131	100.00	13,351,138	100.00	12,217,198	100.00

1、货币资金

截至2014年-2016年末，公司货币资金余额占当期总资产的比重分别为2.27%、2.45%、1.41%。

关于货币资金的进一步分析请见本节“现金流量分析”部分。

2、应收账款

截至2014年-2016年末，本公司应收账款占资产总额的比重分别为4.95%、2.93%、3.93%。应收账款主要为公司的风电上网售电产生的应收各地电网公司的付款。

2015年末应收账款净额较2014年末减少了21.39亿元，降幅35.38%，主要是公司加强应收账款的催收和管理，导致应收账款下降较快。2016年末应收账款净额较2015年末增加了15.28亿元，增幅为39.11%，主要是公司的风电上网售电产生的应收各地电网公司的付款。

本公司对应收账款划分为三类分别计提坏账准备，即单项金额重大并单项计提坏账准备的应收账款、按组合计提坏账准备的应收账款、单项金额虽不重大但单项计提坏账准备的应收账款。

表10-17 公司最近三年应收账款类别情况

单位：万元、%

种类	2016年				2015年				2014年			
	账面余额		坏账准备		账面余额		坏账准备		账面余额		坏账准备	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例
按组合计提坏账准备（账	1,625.03	0.30	471.08	28.99	1,373.68	0.35	371.25	27.03	1,272.21	0.21	315.43	24.79

种类	2016年				2015年				2014年			
	账面余额		坏账准备		账面余额		坏账准备		账面余额		坏账准备	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例
龄分析法)												
按组合计提坏账准备(关联方组合)	2,886.46	0.53	0.00	-	5,515.37	1.40	-	-	20,692.42	3.42	-	-
按组合计提坏账准备(单项测试未发生减值的应收账款)	539,585.29	99.05	0.00	-	384,279.63	98.16	-	-	583,083.09	96.31	-	-
单项金额虽不重大但单项计提坏账准备的应收账款	677.03	0.12	677.03	100.00	333.96	0.09	333.96	100.00	333.96	0.06	333.96	100.00
合计	544,773.80	100.00	1,148.11	0.21	391,502.64	100.00	705.20	0.18	605,381.68	100.00	649.39	0.11

对于采用账龄分析法计提坏账准备的应收账款，账龄情况为：

表10-18 应收账款账龄情况表

单位：万元、%

账龄	2016年			2015年			2014年		
	账面余额		坏账准备	账面余额		坏账准备	账面余额		坏账准备
	金额	比例		金额	比例		金额	比例	
1年以内(含1年)	692.51	42.62	41.55	385.57	28.07	23.13	297.17	23.36	17.83
1-2年(含2年)	247.26	15.22	24.73	261.18	19.01	26.12	679.20	53.39	67.92
2-3年(含3年)	186.26	11.46	37.25	447.46	32.57	89.49	56.03	4.40	11.21
3年以上	498.99	30.71	367.55	279.47	20.34	232.51	239.80	18.85	218.48
合计	1,625.03	100.00	471.08	1,373.68	100.00	371.25	1,272.21	100.00	315.43

3、其他应收款

截至2014年-2016年末，公司其他应收款分别为171,982.30万元、124,398.85万元、99,253.93万元，占资产总额的比重分别为1.41%、0.72%及0.67%。公司其他应收款的坏账准备计提方式与应收账款相

同。

其他应收款主要为公司 CDM 业务产生的应收国外买家的付款、项目前期费用、应收税收返还、投标保证金、履约保证金、业务往来款等。随着 CDM 业务收入逐渐实现回款，公司其他应收款规模呈减少趋势。2014 年末其他应收款金额较当年年初上涨 4.20 亿元，增幅为 32.34%，主要是营业收入上升导致的增值税返还的金额上升。2015 年末较 2014 年末减少 4.76 亿元，降幅为 27.67%，主要原因为项目公司成立后原暂计其他应收款科目的资金年末转为了资本金。2016 年末较年初较少了 2.51 亿元，降幅为 20.21%，降幅较大，主要由于公司收到国电聊城生物质发电有限公司、依兰龙源风力发电有限公司以及子公司江阴苏龙收到江阴市人民政府国有资产监督管理委员会有关应收账款所致。

表10-19 公司最近三年其他应收账款类别情况

单位：万元

种类	2016 年				2015 年				2014 年			
	账面余额		坏账准备		账面余额		坏账准备		账面余额		坏账准备	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例
单项金额重大并单项计提坏账准备的其他应收款	3,551.95	3.21	3,551.95	100.00	6,451.95	4.68	5,581.10	86.50	5,151.95	2.77	5,151.95	100.00
按组合计提坏账准备（账龄分析法）	866.45	0.78	524.38	60.52	937.10	0.68	520.66	55.56	1,061.89	0.57	528.61	49.78
按组合计提坏账准备（关联方组合）	37,020.96	33.42	-	-	35,637.51	26.73	-	-	36,456.44	19.62	-	-
按组合计提坏账准备（单项测试未发生减值的其他应收款项）	61,240.31	55.3	-	-	87,172.54	62.58	-	-	134,992.58	72.67	-	-
单项金额虽不	8,079.63	7.29	7,429.03	91.95	7,598.07	5.33	7,296.57	99.31	8,125.72	4.37	8,125.72	100.00

种类	2016年				2015年				2014年			
	账面余额		坏账准备		账面余额		坏账准备		账面余额		坏账准备	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例
重大但单项计提坏账准备												
合计	110,759.29	100.00	11,505.35	10.39	137,797.17	100.00	13,398.33	9.72	185,788.58	100.00	13,806.28	7.43

对于采用账龄分析法计提坏账准备的其他应收账款，账龄情况为：

表10-20 其他应收款账龄情况表

单位：万元

账龄	2016年			2015年			2014年		
	账面余额		坏账准备	账面余额		坏账准备	账面余额		坏账准备
	金额	比例		金额	比例		金额	比例	
1年以内(含1年)	184.45	21.29	11.07	412.88	44.06	24.77	504.38	47.49	30.26
1-2年(含2年)	174.75	20.17	17.47	25.46	2.72	2.55	62.59	5.89	6.26
2-3年(含3年)	12.71	1.47	2.54	6.06	0.65	1.21	0.59	0.06	0.12
3年以上	494.55	57.07	493.30	492.70	52.57	492.13	494.34	46.56	491.97
合计	866.45	100.00	524.38	937.10	100.00	520.66	1,061.89	100.00	528.61

4、以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产

截至2014年-2016年末，公司以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产分别为23,130.60万元、24,718.22万元、47,858.02万元，占资产总额的比重分别为0.19%、0.19%、0.35%。由于公司看好新能源行业的长期发展，近年来通过子公司香港雄亚投资有限公司购买了大唐集团新能源股份有限公司、华能新能源股份有限公司、北京京能清洁能源电力股份有限公司在香港发行的股票；另外，2016年集团境外子公司雄亚投资有限公司为规避汇率和利率风险，降低筹资成本，雄亚投资有限公司与高盛集团、摩根士丹利分别签订交叉货币利率互换协议，本年确认交易性金融资产415,010,256.57元。

5、 固定资产

截至 2014 年-2016 年末，公司固定资产占当期资产总额的比重分别为 66.40%、69.30%、74.53%。公司各年新增固定资产主要为拓展风电业务而购买的相关机器设备等相关资产所致，各年间固定资产占总资产的比重稳健增长。主要原因是风电场大规模开发建设购置机器设备和在建工程转入等所致。2014 年末较年初增加 57.36 亿元，增幅为 7.61%。2015 年末较 2014 年末增加 114.09 亿元，增幅为 14.06%。2015 年固定资产净额占总资产的比重为 69.30%，主要为房屋建筑物、机器设备、运输工具构成，2015 年增加的部分主要是由在建工程转入。2016 年度，公司继续加快风电项目建设，部分在建工程陆续转固，固定资产账面价值进一步上升。2016 年末较年初增加了 105.24 亿元，增幅为 11.37%。

表10-21 2015-2016年发行人固定资产明细表

单位：万元

项目	2016 年初余额	2016 年末余额
一、账面原值合计	12,231,965.54	13,824,194.67
其中：房屋及建筑物	1,044,838.37	1,188,338.83
机器设备	11,016,861.08	12,476,445.81
运输工具	53,750.08	53,540.66
电子设备	44,150.48	51,420.86
办公设备	11,085.09	11,046.56
其他	61,280.44	43,401.96
二、累计折旧合计	2,887,235.10	3,512,334.61
其中：房屋及建筑物	282,269.00	337,875.51
机器设备	2,524,671.54	3,085,176.35
运输工具	27,535.36	30,059.78
电子设备	32,322.37	36,318.03
办公设备	6,877.14	8,049.53
其他	13,559.69	14,855.42

三、账面净值合计	9,344,730.44	10,311,860.06
其中：房屋及建筑物	762,569.37	850,463.32
机器设备	8,492,189.54	9,391,278.31
运输工具	26,214.72	23,480.88
电子设备	11,828.10	15,093.98
办公设备	4,207.95	2,997.03
其他	47,720.75	28,546.54
四、减值准备合计	52,996.23	6,451.08
其中：房屋及建筑物	9,388.60	874.02
机器设备	14,397.07	68.70
运输工具	338.20	0
电子设备	47.73	0
办公设备	12.75	0
其他	28,811.88	5,508.37
五、账面价值合计	9,291,734.21	10,305,408.98
其中：房屋及建筑物	753,180.78	849,589.30
机器设备	8,477,792.48	9,391,200.76
运输工具	25,876.52	23,480.88
电子设备	11,780.37	15,102.83
办公设备	4,195.20	2,997.03
其他	18,908.86	23,038.17

截至 2016 年末，发行人固定资产账面价值合计 1,030.54 亿元，主要系机器设备 939.12 亿元以及房屋及建筑物 84.96 亿元。2016 年末固定资产累计折旧 351.23 亿元，较上年新增 62.51 亿元，2016 年末计提资产减值准备余额 0.65 亿元，较上年末减少 4.65 亿元。

固定资产从达到预定可使用状态的次月起，在使用寿命内计提折旧。各类固定资产的使用寿命、预计净残值和年折旧率、折旧方法如下：

表10-22 发行人固定资产折旧方法

固定资产分类	折旧年限	净残值(%)	年折旧率(%)
一、生产经营用固定资产			
(一) 发电及供热设备	12—20	0—3	4.85—8.33
(二) 输电线路	30—35	0—3	2.77—3.33
(三) 变电设备	18—22	0—5	4.32—5.56

固定资产分类	折旧年限	净残值(%)	年折旧率(%)
(四) 配电线路及设备	14—22	0—5	4.32—6.93
(五) 用电计量设备	7—12	0	8.33—14.29
(六) 通讯线路及设备	5—14	0—3	6.93—20.00
(七) 自动化控制及仪器仪表	4—12	0—5	7.92—25.00
(八) 水工机械设备	10—20	3	4.85—9.70
(九) 检修及维护设备	10—20	0—3	4.85—10.00
(十) 生产管理用工器具	5—14	0—5	6.79—20.00
(十一) 运输设备	6—12	0—3	8.08—16.67
(十二) 生产及管理用房屋	8—40	0—5	2.38—12.50
(十三) 生产用建筑物	8—55	0—5	1.73—12.50
二、非生产用固定资产			
(一) 非生产用设备及器具	5—22	0—5	4.32—20.00
(二) 非生产用房屋	8—45	0—5	2.11—12.50
(三) 非生产用建筑物	30—40	0—3	2.43—3.33

6、在建工程

由于公司近年来风电业务发展迅速，大规模风电开发导致在建工程在总资产中占比较高。截至2014年-2016年末，公司在建工程占总资产的比重分别为11.42%、10.45%、5.77%。近年来由于公司持续的资本性支出，在建工程余额一直稳定在较高水平。2014年末较2013年末增加35.42亿元，增幅为34.02%，主要为公司新建电源项目增加所致。2015年末较2014年末持平。2016年末较年初减少了59.76亿元，降幅为42.83%，主要由于工程建成，达到预定可使用状态后结转为固定资产所致。公司在建工程以电源类项目为主。

表10-23 2015-2016年末公司在建工程构成情况

单位：万元

项 目	2016 年末余额			2016 年初余额		
	账面余额	减值准备	账面价值	账面余额	减值准备	账面价值
电源项目	775,843.40	1,820.71	774,022.69	1,331,194.07	1,784.48	1,329,409.59
非电源项目	23,609.81	43.34	23,566.48	65,961.93	43.34	65,918.59
合 计	799,453.22	1,864.05	797,589.17	1,397,156.00	1,827.82	1,395,328.18

表10-24 截至2016年末公司主要在建工程情况

单位：亿元

序号	项目名称	预算投入	2016年末余额	累计投入占比
1	龙源电力福建莆田南日石盘、云万项目	9.23	10.16	110.13%
2	福建龙源海上风力发电有限公司 2016 福建莆田南日岛 400MW 海上风电项目	82.25	8.17	9.94%
3	龙源电力云南龙源风力发电有限公司株木山 15 万 KW 风电场项目	13.74	7.00	50.98%
4	龙源电力南非穆利洛德阿二期风力发电项目	12.11	4.99	41.22%
5	通榆新发风力发电有限公司—吉林龙源通榆兴隆山 2C5 万 kw 风电项目	4.67	3.87	82.83%
6	龙源宁武风力发电有限公司山西宁武余庄 90mw 风电项目	7.50	3.68	49.11%
7	龙源电力南非穆利洛德阿一期风力发电项目	8.64	3.68	42.62%
8	潮州市海山岛风能开发有限公司：饶平海山风电场项目	1.70	3.48	204.95%
9	延边龙源风力发电有限公司-和龙甄峰一期 5 万 kw 风电项目	4.66	3.32	71.21%
10	龙源兴和风力发电有限公司小南营风电场 49.5MW 风电项目	4.01	2.99	74.50%
11	国电龙源龙川风力发电有限公司：东龙川山门前项目	3.70	2.57	69.45%
12	龙源汇泰（滨州）风力发电有限公司—龙源汇泰滨州北海风电项目	7.61	2.51	32.91%
13	龙源宜春风力发电有限公司江西太阳岭 40MW 风电场工程	3.53	2.27	64.37%
14	龙源偏关风力发电有限公司偏关县老营 49.5MW 风电项目	4.25	1.39	32.64%
15	龙源保康风力发电有限公司湖北保康黄连山 48MW 风电项目	3.35	1.35	40.34%
16	通榆新发风力发电有限公司—吉林龙源通榆新发 A5 万 kw 风电项目	4.22	1.27	30.12%
17	黑龙江克山龙源风力发电有限公司涌泉项目	4.56	1.07	23.42%
18	龙源定边风力发电有限公司定边杜家沟风电项目	2.30	0.93	40.44%
	合计	182.03	64.71	35.55%

(六) 负债结构分析

负债占总资产比重自 2014 年末至 2016 年末稳中略有下降，主要是由于公司在满足投资经营支出需求的同时偿还了部分债务所致。

短期借款占总资产比重处于高水平：主要原因在于公司在采购风机方面对首期及预付款项增加的需求，以及公司基于良好的市场信用及强大的融资能力，为降低资金成本，较多地使用了流动负债。近年，公司积极利用债券直接融资，通过中长期债券发行等手段不断优化负债结构。

公司负债总额构成中主要以短期借款、应付账款、一年内到期的非流动负债、其他流动负债、长期借款和应付债券为主，其他科目占负债总额的比例较低。截至 2014 年-2016 年末，以上六项占总负债的比例分别为 93.34%、93.33%、92.37%。短期借款主要为向银行进行的短期借贷以支付采购风机的首期付款及应付临时性经营需求；应付账款主要为与其他企业业务往来形成的债务。一年内到期的非流动负债主要是距离到期日不足一年的应付债券和长期借款。其他流动负债主要是公司发行的超短期融资券。长期借款主要为向银行借贷以拓展业务及为资本开支提供资金；应付债券主要为公司发行的企业债、公司债、私募债、境外人民币债、保险资金间接投资基础设施债权投资计划等。

(七) 主要负债情况分析

表10-25 报告期内主要负债情况表

单位：万元

项目	2016 年	2015 年	2014 年
----	--------	--------	--------

	金额	比例	金额	比例	金额	比例
短期借款	1,822,856	20.20	1,389,695	15.66	1,391,210	17.19
应付票据	242,306	2.68	169,109	1.91	73,355	0.91
应付账款	738,872	8.19	813,333	9.17	582,914	7.20
预收款项	25,642	0.28	21,570	0.24	13,029	0.16
应付职工薪酬	20,260	0.22	16,982	0.19	19,618	0.24
应交税费	33,458	0.37	30,353	0.34	25,473	0.31
应付利息	55,396	0.61	65,850	0.73	59,889	0.74
应付股利	5,290	0.06	790	0.01	31,390	0.39
其他应付款	215,137	2.38	253,713	2.86	289,248	3.57
一年内到期的非流动负债	671,935	7.45	587,788	6.62	1,344,189	16.61
其他流动负债	1,700,000	18.84	2,300,000	25.92	500,000	6.18
流动负债合计	5,535,240	61.33	5,648,183	63.65	4,330,315	53.51
长期借款	1,991,999	22.07	1,989,388	22.42	2,343,511	28.96
应付债券	1,410,772	15.63	1,201,604	13.54	1,392,272	17.20
递延所得税负债	7,707	0.09	6,232	0.07	6,074	0.08
非流动负债合计	3,490,074	38.67	3,225,816	36.35	3,762,665	46.49
负债合计	9,025,313	100.00	8,873,999	100.00	8,092,980	100.00

1、短期借款

截至 2014 年-2016 年末，公司短期借款占总负债的比重分别为 17.19%、15.66%、20.20%。公司的短期借款主要用于满足购买风机的定金及预付款项的需求。2014 年末短期借款占总负债的比重较 2013 年有所上升，主要是因为根据国家发改委的陆上风电和海上风电标杆上网电价的通知，2014 年以后投产的陆上风电机组和 2017 年以后投产的海上风电机组将采用下调后的上网电价，所以公司 2014 年加大了风电机组的建设投入。2015 年末较 2014 年末减少 0.15 亿元，变化较小。公司短期借款规模随总资产规模的壮大出现明显增长趋势。2016 年 12 月末较年初增加了 43.32 亿元，增幅为 31.17%，主要是由于信用借款的增加。

2、 应付账款

截至 2014 年-2016 年末，公司应付账款占总负债的比重分别为 7.20%、9.17%、8.19%，基本保持稳定。2014 年末较 2013 年末减少了 1.19 亿元，降幅 2.01%。2015 年末较 2014 年末增加 23.04 亿元，增幅 39.53%，主要是 2015 年公司风电建设项目较多，相应因工程未最终结算产生的应付账款增加较快。2016 年末较年初减少了 7.45 亿元，减幅 9.16%。

3、 一年内到期的非流动负债

截至 2014 年-2016 年末，公司一年内到期的非流动负债占总负债的比重分别为 16.61%、6.62%、7.45%。

与 2014 年末相比较，2015 年末一年内到期的非流动负债降幅较大，主要是公司 2015 年提前偿还了部分长期债券，导致一年内到期的应付债券金额大幅降低所致。

4、 其他流动负债

公司的其他流动负债主要为在银行间市场发行的超短期融资券，用于满足公司的短期生产经营需求。2015 年及 2016 年末超短期融资券的余额较以前年度大幅上升，主要系公司发行新的超短期票据替换原有债务，降低财务费用所致。

5、 长期借款

截至2014年-2016年末，公司长期借款分别为2,343,511.23万元、

1,989,387.90万元、1,991,999.43万元，占总负债的比重分别为28.96%、22.42%、22.07%。2014年末较2013年末增幅为19.06%。2015年末较2014年末降幅为15.11%；2016年末较年初增幅为0.13%。2014至2016年长期借款规模变化较大，主要由于公司根据经营情况及项目情况提前偿还部分高息长期贷款所致。

6、 应付债券

截至2014年-2016年末，公司应付债券分别为1,392,272.02万元、1,201,604.20万元、1,410,771.53万元，占总负债的比重分别为17.20%、13.54%、15.63%。

应付债券主要为公司发行的企业债、公司债、私募债、境外人民币债等。与2013年末相比，2014年末应付债券余额基本保持稳定。2015年末较2014年末减少19.07亿元，降幅为13.69%；2016年末较年初增加了20.92亿元，增幅为17.41%，主要是由于37亿元“16龙源01”公司债券完成发行。

二、 发行人负债情况分析

(一) 有息负债情况

截至2016年12月31日，发行人有息债务总额为763.76亿元，如下表所示：

表10-26 最近一年有息负债情况

单位：万元，%

项目	2016年12月31日	
	金额	比例

短期有息债务	4,437,097.35	56.60
短期借款	1,822,855.80	23.25
应付票据	242,306.07	3.09
一年内到期的非流动负债	671,935.48	8.57
其他流动负债	1,700,000.00	21.68
长期有息债务	3,402,770.96	43.40
长期借款	1,991,999.43	25.41
应付债券	1,410,771.53	17.99
合计	7,839,868.31	100.00

注：有息债务=短期有息债务+长期有息债务

短期有息债务=短期借款+应付票据+其他流动负债（应付短期债券）+一年内到期的非流动负债+其他应付款（付息项）

长期有息债务=长期借款+应付债券+长期应付款（付息项）

发行人的有息负债主要为银行借款和债券融资。

表10-27 截至2016年末发行人最大10项有息负债情况

单位：亿元

序号	简称	债务类型	规模	利率	期限	抵质押情况
1	16 龙源电力 SCP017	债券	40	3.90%	90 天	无
2	雄亚投资有限公司 2.875 债券 2017	债券	5 亿美元 (32.35)	2.88%	3 年	无
3	16 龙源 01	债券	37.00	3.28%	5 年	无
4	15 龙源 01	债券	30.00	3.75%	5 年	无
5	16 龙源电力 SCP016	债券	30.00	3.50%	90 天	无
6	16 龙源电力 SCP019	债券	30.00	3.51%	14 天	无
7	17 龙源电力 SCP001	债券	30.00	3.64%	180 天	无
8	16 龙源电力 SCP007	债券	25.00	2.79%	270 天	无
9	16 龙源电力 SCP010	债券	25.00	2.50%	180 天	无
10	10 龙源 02	债券	20.00	5.05%	10 年	无
		合计	299.35			

(二) 债务偿还压力测算

本期债券发行完成后，将引起发行人每年有息负债偿还金额的变化，在债券存续期内的债券存续期有息负债偿还压力测算以下假设基础上发生：

- 1、本期债券募集资金净额为 30 亿元；
- 2、本期债券发行时票面利率为 4.00%；
- 3、本期债券发行 2017 年 1 月 1 日完成。
- 4、本期债券发行后第 5 年无投资人选择回售。

在上述前提假设下，在本期债券存续期内每年发行人需偿还的有息负债情况如下：

表10-28 发行人债务偿还压力测算表

单位：亿元

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
有息负债当年偿付规模							
其中：银行借款偿还规模	8.81	1.03	4.37	4.82	8.65	14.96	11.68
已发行债券偿还规模	119.00 ³	-	30.00	80.00	52.00	-	-
其他债务偿还规模	-	-	-	-	-	-	-
本期债券偿付规模	-	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
合计	127.81	2.23	35.57	86.02	61.85	16.16	12.88

发行人偿债资金将主要来源于公司日常经营所产生的现金流。2014-2016 年度，发行人经营活动产生的现金流量净额分别为 1,123,231.18 万元、1,509,087.00 万元、1,149,390.19 万元。

三、 发行人对外担保情况

截至2016年12月末，发行人对合并口径外公司担保情况如下：

表10-29 截至2016年12月末对外担保情况表

单位：万元

序号	担保单位	担保对象		担保方式	担保种类	反担保方式	实际担保金额
		名称	企业性质				

³ 2017 年应偿还规模包含：超短期融资券 70 亿元；企业债 14.10 亿元；境外美元债 5 亿美元

1	龙源电力集团股份有限公司	内蒙新锦风力发电有限公司	国有控股	连带责任保证	贷款担保	连带保证	2,445.60
2	龙源电力集团股份有限公司	湖北九宫山风电公司	国有控股	一般保证	贷款担保	连带保证	885.23
3	中国福霖风能工程有限公司	北京中兴实业股份有限公司	其他	连带责任保证	贷款担保	无反担保	408.57
	合计	-	-	-	-	-	3,739.40

四、 发行人受限资产情况

截至2016年12月末，本公司所有权受到限制的主要资产情况如下所示：

表10-30 截至2016年12月末受限资产情况表

单位：万元

项目	账面价值	受限原因
货币资金	1,936.12	票据、信用证保证金等
固定资产	973,771.86	借款质押
合计	975,707.99	-

五、 发行人关联交易情况

(一) 发行人主要关联方

根据《公司法》、《企业会计准则》等规范性文件的有关规定，发行人主要关联方包括：

1、 发行人的母公司及实际控制人

发行人的母公司为中国国电集团有限公司，实际控制人为国务院国有资产管理委员会。

2、 发行人的子公司、合营和联营企业

发行人子公司情况相见本募集说明书第八条发行人基本情况“五、发行人子公司情况”。

3、 本公司的其他关联方

表10-31 其他关联方情况

其他关联方名称	与本公司关系
阿巴嘎旗安能风电有限责任公司	受同一母公司控制
北京国电联合商务网络有限公司	受同一母公司控制
北京国电龙源环保工程有限公司	受同一母公司控制
北京国电思达科技有限公司	受同一母公司控制
北京朗新明环保科技有限公司	受同一母公司控制
北京华电天仁电力控制技术有限公司	受同一母公司控制
国电阿克苏河流域水电开发有限公司	受同一母公司控制
国电阿拉善左旗光伏发电有限公司	受同一母公司控制
国电安徽电力有限公司	受同一母公司控制
国电安徽能源投资公司	受同一母公司控制
国电安康新能源项目筹建处	受同一母公司控制
国电鞍山热电有限公司	受同一母公司控制
国电保险经纪（北京）有限公司	受同一母公司控制
国电北票风力发电有限公司	受同一母公司控制
国电北屯发电有限公司	受同一母公司控制
国电财务有限公司	受同一母公司控制
国电长源电力股份有限公司	受同一母公司控制
国电长源广水风电有限公司	受同一母公司控制
国电常州发电有限公司	受同一母公司控制
国电承德华御新能源有限公司	受同一母公司控制
国电诚信招标有限公司	受同一母公司控制
国电赤峰化工有限公司	受同一母公司控制
国电电力发展股份有限公司北京分公司	受同一母公司控制
国电电力发展股份有限公司和禹水电开发公司	受同一母公司控制
国电电力发展股份有限公司浙江分公司	受同一母公司控制
国电电力广东新能源开发有限公司	受同一母公司控制
国电电力河北新能源开发有限公司	受同一母公司控制
国电电力九鼎哈密风力发电有限公司	受同一母公司控制
国电电力酒泉发电有限公司	受同一母公司控制
国电电力宁夏新能源开发有限公司	受同一母公司控制
国电电力山东新能源开发有限公司	受同一母公司控制

国电电力山西新能源开发有限公司浑源分公司	受同一母公司控制
国电电力新疆新能源开发有限公司	受同一母公司控制
国电电力云南新能源开发有限公司	受同一母公司控制
国电东北电力有限公司	受同一母公司控制
国电东北新能源发展有限公司	受同一母公司控制
国电奉化风电发电有限公司	受同一母公司控制
国电福建电力有限公司	受同一母公司控制
国电福清江阴风力发电有限公司	受同一母公司控制
国电福州发电有限公司	受同一母公司控制
国电甘肃电力有限公司	受同一母公司控制
国电光伏有限公司	受同一母公司控制
国电广东电力有限公司	受同一母公司控制
国电广西新能源开发有限公司	受同一母公司控制
国电贵州电力有限公司	受同一母公司控制
国电国际经贸有限公司	受同一母公司控制
国电哈密能源开发有限公司	受同一母公司控制
国电哈密能源开发有限公司巴里坤分公司	受同一母公司控制
国电汉中新能源项目筹建处	受同一母公司控制
国电和风风电开发有限公司桦川分公司	受同一母公司控制
国电河南电力有限公司	受同一母公司控制
国电黑龙江分公司	受同一母公司控制
国电红新疆雁池发电有限公司乌鲁木齐运检分公司	受同一母公司控制
国电湖北电力有限公司	受同一母公司控制
国电湖南宝庆煤电有限公司	受同一母公司控制
国电湖南电力有限公司筹备组	受同一母公司控制
国电华北电力有限公司	受同一母公司控制
国电华北内蒙古新能源有限公司	受同一母公司控制
国电环境保护研究院	受同一母公司控制
国电吉林江南热电有限公司	受同一母公司控制
国电吉林龙华热电股份有限公司	受同一母公司控制
国电集团公司社保中心	受同一母公司控制
国电江苏电力有限公司	受同一母公司控制
国电江苏谏壁发电有限公司	受同一母公司控制
国电江西电力有限公司	受同一母公司控制
国电酒泉风力发电有限公司	受同一母公司控制
国电科技环保集团股份有限公司	受同一母公司控制
国电科技环保集团股份有限公司赤峰风电公司	受同一母公司控制
国电乐东发电有限公司	受同一母公司控制
国电联合动力技术（包头）有限公司	受同一母公司控制

国电联合动力技术有限公司	受同一母公司控制
国电聊城生物质发电有限公司	受同一母公司控制
国电凌海风力发电有限公司	受同一母公司控制
国电龙源电力技术工程有限责任公司	受同一母公司控制
国电龙源电气有限公司	受同一母公司控制
国电滦河热电有限公司	受同一母公司控制
国电内蒙古能源有限公司	受同一母公司控制
国电内蒙古能源有限公司赤峰风电公司	受同一母公司控制
国电南宁发电有限责任公司	受同一母公司控制
国电蓬莱新能源有限公司	受同一母公司控制
国电青松吐鲁番新能源有限公司	受同一母公司控制
国电燃料有限公司	受同一母公司控制
国电融资租赁有限公司	受同一母公司控制
国电山东电力有限公司	受同一母公司控制
国电山西洁能有限公司	受同一母公司控制
国电山西兴能有限公司	受同一母公司控制
国电陕西电力有限公司	受同一母公司控制
国电陕西吉山梁风力发电厂	受同一母公司控制
国电陕西新能源有限公司	受同一母公司控制
国电商洛能源项目筹建处	受同一母公司控制
国电沈阳热电有限公司	受同一母公司控制
国电石横发电有限公司	受同一母公司控制
国电四子王旗光伏发电有限公司	受同一母公司控制
国电宿迁热电有限公司	受同一母公司控制
国电塔城发电有限公司	受同一母公司控制
国电塔城铁厂沟发电有限公司	受同一母公司控制
国电太阳能系统科技（上海）有限公司	受同一母公司控制
国电泰州电力燃料有限公司	受同一母公司控制
国电潍坊风力发电有限公司	受同一母公司控制
国电物资东北（沈阳）配送有限公司	受同一母公司控制
国电物资集团华北配送有限公司	受同一母公司控制
国电物资集团有限公司	受同一母公司控制
国电物资山东配送有限公司	受同一母公司控制
国电新疆艾比湖流域开发有限公司	受同一母公司控制
国电新疆电力有限公司	受同一母公司控制
国电新疆红雁池发电有限公司	受同一母公司控制
国电新能源技术研究院	受同一母公司控制
国电兴城风力发电有限公司	受同一母公司控制
国电烟台风力发电项目筹建处	受同一母公司控制

国电英力特能源化工集团股份有限公司	受同一母公司控制
国电优能（康平）风电有限公司	受同一母公司控制
国电优能恭城风电有限公司	受同一母公司控制
国电优能全州风电有限公司	受同一母公司控制
国电优能泗水新能源有限公司	受同一母公司控制
国电优能宿松风电有限公司	受同一母公司控制
国电优能玉林风电有限公司	受同一母公司控制
国电豫源发电有限责任公司	受同一母公司控制
国电粤东新能源筹建处	受同一母公司控制
国电云南阿墨江发电有限公司	受同一母公司控制
国电云南电力有限公司	受同一母公司控制
国电云南新能源有限公司	受同一母公司控制
国电招远新能源有限公司	受同一母公司控制
国电诏安电厂筹建处	受同一母公司控制
国电镇江电力燃料有限公司	受同一母公司控制
国电置业有限公司	受同一母公司控制
吉林通力实业有限公司	受同一母公司控制
江苏保龙设备制造有限公司	受同一母公司控制
江苏保龙塔筒制造有限公司	受同一母公司控制
内蒙古平西白音华煤业有限公司	受同一母公司控制
内蒙古平庄能源股份有限公司煤炭销售分公司	受同一母公司控制
宁夏盐池锦辉长城电力设备制造有限公司	受同一母公司控制
天津国电洁能电力有限公司	受同一母公司控制
乌拉盖管理区金源经贸有限公司	受同一母公司控制
西藏国电龙源阿里新能源有限公司	受同一母公司控制
厦门国电龙源电力发展有限公司	受同一母公司控制
烟台龙源电力技术股份有限公司	受同一母公司控制
玉门锦辉长城电力设备制造有限公司	受同一母公司控制
张北国电联合动力安塔风力设备有限公司	受同一母公司控制
中国国电集团公司广西分公司	受同一母公司控制
中国国电集团公司广西分公司	受同一母公司控制
中国国电集团公司河北分公司	受同一母公司控制
中国国电集团公司吉林分公司	受同一母公司控制
中国国电集团公司谏壁发电厂	受同一母公司控制
中国国电集团公司九江发电厂	受同一母公司控制
中国国电集团公司青海分公司	受同一母公司控制
中国国电集团公司山西分公司	受同一母公司控制
中国国电集团公司重庆分公司	受同一母公司控制
中技国际招标公司	受同一母公司控制

中机国际招标有限公司	受同一母公司控制
元宝山发电有限责任公司	受同一母公司控制
天津国电津能滨海热电有限公司	受同一母公司控制
天津国电海运有限公司	受同一母公司控制
陕西宝鸡第二发电有限责任公司	受同一母公司控制
南京国电环保科技有限公司	受同一母公司控制
内蒙古平庄能源股份有限公司	受同一母公司控制
国电资本控股有限公司	受同一母公司控制
国电驻马店热电有限公司	受同一母公司控制
国电中商苏尼特右旗风电有限公司	受同一母公司控制
国电优能正镶白旗风电有限公司	受同一母公司控制
国电优能恭城有限公司	受同一母公司控制
国电蒙阳煤电一体化有限公司	受同一母公司控制
国电新能源技术研究所	受同一母公司控制
国电物流有限公司	受同一母公司控制
国电四川发电有限公司	受同一母公司控制
国电双鸭山发电有限公司	受同一母公司控制
国电山东风力能源有限公司	受同一母公司控制
国电青山热电有限公司	受同一母公司控制
国电濮阳热电有限公司	受同一母公司控制
国电内蒙古电力有限公司	受同一母公司控制
国电民权发电有限公司	受同一母公司控制
国电龙源电力技术工程有限公司	受同一母公司控制
国电龙华延吉热电有限公司	受同一母公司控制
国电兰州范坪热电有限公司	受同一母公司控制
国电科左后旗光伏发电有限公司	受同一母公司控制
国电科学技术研究院	受同一母公司控制
国电净能巴彦淖尔新能源有限公司	受同一母公司控制
国电济源新能源有限公司	受同一母公司控制
国电怀安热电有限公司	受同一母公司控制
国电哈尔滨热电有限公司	受同一母公司控制
国电广西电力有限公司	受同一母公司控制
国电甘肃新能源有限公司	受同一母公司控制
国电电力发展股份有限公司	受同一母公司控制
国电大渡河流域水电开发有限公司	受同一母公司控制
国电朝阳新能源有限公司	受同一母公司控制
国电长源荆门发电有限公司	受同一母公司控制
国电长源汉川第一发电有限公司	受同一母公司控制
国电长源第一发电有限责任公司	受同一母公司控制

国电北投灌阳风力发电有限公司	受同一母公司控制
国电北安热电有限公司	受同一母公司控制
国电宝鸡发电有限责任公司	受同一母公司控制
国诚亿泰科技发展（北京）有限公司	受同一母公司控制
阜新千佛山风力发电有限公司	受同一母公司控制
阜新巨龙湖风力发电有限公司	受同一母公司控制
阜新华顺风力发电有限公司	受同一母公司控制
北京国电华北电力工程有限公司	受同一母公司控制

(二) 主要关联交易情况

1、购销商品、提供和接受劳务的关联交易

(1) 采购商品的关联交易

表10-32 采购商品的关联交易往来情况

单位：万元，%

关联方	关联交易类型	关联交易内容	关联交易定价方式及决策程序	2016年发生额		2015年发生额	
				金额	占同类交易金额的比例	金额	占同类交易金额的比例
国电联合动力技术有限公司	采购商品	物资购买	合同定价	305,583.35	28.39	240,221.85	14.02
国电联合动力（连云港）有限公司	采购商品	建造安装	合同定价	75,113.72	6.98	4,999.11	0.29
国电联合动力技术（宜兴）有限公司	采购商品	建造安装	合同定价	-		105.03	0.01
国电联合动力技术有限公司康保分公司	采购商品	建造安装	合同定价	17,202.31	1.6	-	
国电光伏有限公司	采购商品	建造安装	合同定价	-		985.00	-0.06
北京国电龙源环保工程有限公司	采购商品	建造安装	合同定价	1,072.83	0.1	7,065.77	0.41
吉林通力实业有限公司	采购商品	物资购买	合同定价	-		861.81	0.14

关联方	关联交易类型	关联交易内容	关联交易定价方式及决策程序	2016年发生额		2015年发生额	
				金额	占同类交易金额的比例	金额	占同类交易金额的比例
玉门锦辉长城电力设备制造有限公司	采购商品	物资购买	合同定价	17,328.53	1.61	24,149.12	3.98
国电镇江电力燃料有限公司	采购商品	燃料购买	合同定价	-		8,978.41	1.48
北京朗新明环保科技有限公司	采购商品	物资购买	合同定价	-		2,760.66	0.45
北京朗新明环保科技有限公司	采购商品	建造安装	合同定价	1,320.71	0.12	0.00	
国电山东电力有限公司	采购商品	物资购买	合同定价	-		2,754.45	0.45
国电物资集团有限公司川渝物资配送中心	接受劳务	服务费	合同定价	-		768.30	2.99
国电物资集团有限公司西南配送中心	接受劳务	服务费	合同定价	12.82	0	-	
国电广东电力有限公司	资金	利息费	合同定价	-		734.76	2.86
天津国电海运有限公司	采购商品	燃料购买	合同定价	890.09	0.04	252.63	0.98
国电环境保护研究院	接受劳务	服务费	合同定价	4.72		-	
国电新能源技术研究院	采购商品	建造安装	合同定价	8.07	0	1,707.08	6.65
国电新能源技术研究院	采购商品	物资购买	合同定价	10.59	0	0.00	
国电新能源技术研究院	接受劳务	服务费	合同定价	1,174.14	0	0.00	
北京国电思达科技有限公司	采购商品	物资购买	合同定价	586.51	0.05	854.93	3.33
北京国电思达科技有限公司	接受劳务	服务费	合同定价	54.77		0.00	

关联方	关联交易类型	关联交易内容	关联交易定价方式及决策程序	2016年发生额		2015年发生额	
				金额	占同类交易金额的比例	金额	占同类交易金额的比例
国电电力发展股份有限公司和禹水电开发公司	接受劳务	服务费	合同定价	63.21		77.39	0.3
国电物资集团华北配送有限公司	接受劳务	服务费	合同定价	-		53.55	0.21
国电物资山东配送有限公司	接受劳务	服务费	合同定价	2.99	0	75.02	0.29
天津国电海运有限公司	接受劳务	服务费	合同定价	-		252.63	0.98
国电科学技术研究院	接受劳务	服务费	合同定价	154.72	0.01	28.30	0.11
北京华电天仁电力控制技术有限公司	接受劳务	服务费	合同定价	-		20.94	0.08
南京国电环保科技有限公司	接受劳务	服务费	合同定价	-		1.74	0.01
国电保险经纪（北京）有限公司	接受劳务	服务费	合同定价	-		124.96	0.49
国电置业有限公司	接受劳务	服务费	合同定价	1,094.49		135.53	0.53
国电国际经贸有限公司	采购商品	建造安装	合同定价	826.44	0.08	-	
国电物流有限公司	接受劳务	服务费	合同定价	120.46	0.01	-	
国电山西洁能有限公司	采购商品	物资购买	合同定价	3,615.75	0.34	-	
国电甘肃新能源有限公司	接受劳务	服务费	合同定价	188.90	0.02	-	
国诚亿泰科技发展有限公司	采购商品	物资购买	合同定价	1,365.00	0.13	-	
国电诚信招标有限公司 汇总	接受劳务	服务费	合同定价	14.04	0	-	
元宝山发电有限责任公司	接受劳务	服务费	合同定价	1,520.13	0	-	

关联方	关联交易类型	关联交易内容	关联交易定价方式及决策程序	2016年发生额		2015年发生额	
				金额	占同类交易金额的比例	金额	占同类交易金额的比例
内蒙古平庄能源股份有限公司	采购商品	燃料购买	合同定价	4,729.49	0.22	-	
合计				434,058.77		297,968.98	

(2) 销售商品的关联交易

表10-33 销售商品的关联交易往来情况

单位：万元，%

关联方	关联交易类型	关联交易内容	关联交易定价方式及决策程序	2016年发生额		2015年发生额	
				金额	占同类交易金额的比例	金额	占同类交易金额的比例
国电长源广水风电有限公司	出售商品	销售材料	合同定价	113.44	0.38	-	
国电长源广水风电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	42.45	0.14	-	
国电电力发展股份有限公司北京分公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.28	0
国电电力发展股份有限公司浙江分公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		0.44	0
国电电力九鼎哈密风力发电有限公司	提供劳务	受托运营	合同定价	80.47	0.27	155.96	0.11
国电电力宁夏新能源开发有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		82.26	0.06
国电电力云南新能源开发有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		16.98	0.01
国电东北新能源发展有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		0.19	0
国电福建电力有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.02	0

关联方	关联交易类型	关联交易内容	关联交易定价方式及决策程序	2016年发生额		2015年发生额	
				金额	占同类交易金额的比例	金额	占同类交易金额的比例
国电甘肃电力有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.17	0
国电光伏有限公司	出售商品	销售材料	合同定价	-		8.11	0
国电广东电力有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		0.87	0
国电广西新能源开发有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	33.02	0.11	-	
国电贵州电力有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.02	0
国电河南电力有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		0.87	0
国电华北电力有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.02	0
国电江西电力有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.14	0
国电科技环保集团股份有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.22	0
国电科技环保集团股份有限公司赤峰风电公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		0.06	0
国电联合动力技术有限公司	出售商品	销售材料	合同定价	344.15	1.16	-	
国电联合动力技术有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1,962.84	1.34
国电联合动力技术(赤峰)有限公司	出售商品	销售材料	合同定价	14.15	0.05	-	
国电联合动力技术(保定)有限公司	出售商品	销售材料	合同定价	7.55	0.03	-	
国电朝阳新能源有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		2.26	0

关联方	关联交易类型	关联交易内容	关联交易定价方式及决策程序	2016年发生额		2015年发生额	
				金额	占同类交易金额的比例	金额	占同类交易金额的比例
国电资本控股有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.75	0
阜新巨龙湖风力发电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.56	0
阜新华顺风力发电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.56	0
阜新千佛山风力发电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.42	0
国电内蒙古电力有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.22	0
国电物资山东配送有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.20	0
国电置业有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.17	0
国电物资集团有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.17	0
国电大渡河流域水电开发有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.17	0
国电上海分公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.11	0
内蒙古平庄煤业（集团）有限责任公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.03	0
中国国电集团公司海南分公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.03	0
国电四川发电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.02	0
国电山东电力有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.02	0
国电科学技术研究院	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.02	0
国电江苏电力有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.02	0
国电广西电力有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.02	0

关联方	关联交易类型	关联交易内容	关联交易定价方式及决策程序	2016年发生额		2015年发生额	
				金额	占同类交易金额的比例	金额	占同类交易金额的比例
国电技术经济咨询中心	提供劳务	服务费	合同定价	-		0.99	0
国电青海分公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		0.73	0
中国国电集团公司重庆分公司(国电重庆分公司)	提供劳务	服务费	合同定价	-		0.58	0
中国国电集团公司西藏分公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		0.58	0
中国国电集团天津分公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		0.29	0
中国国电集团公司吉林分公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		0.29	0
国电山西分公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		0.29	0
国电河北分公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		0.29	0
国电和风风电开发有限公司北镇分公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		0.17	0
国资委监事会	提供劳务	服务费	合同定价	-		0.15	0
内蒙古平庄能源股份有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		0.15	0
国电科左后旗光伏发电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		0.06	0
国电山西洁能有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	14.15	0.05	3.11	0
国电陕西电力有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.31	0
国电石横发电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		28.30	0.02
国电宿迁热电有限公司	出售商品	燃料销售	合同定价	5,621.23	19.02	8,028.91	3.42
国电宿迁热电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		469.45	0.32

关联方	关联交易类型	关联交易内容	关联交易定价方式及决策程序	2016年发生额		2015年发生额	
				金额	占同类交易金额的比例	金额	占同类交易金额的比例
国电新疆电力有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		0.73	0
国电英力特能源化工集团股份有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.17	0
国电优能泗水新能源有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		33.02	0.02
国电优能宿松风电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	54.72	0.19	14.62	0.01
国电云南电力有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		1.14	0
天津国电洁能电力有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		18.87	0.01
西藏国电龙源阿里新能源有限公司	出售商品	销售材料	合同定价	31.10	0.11	30.46	0.01
国电融资租赁	资金拆借	资金拆借	合同定价	-		8,000.00	85.66
玉门锦辉长城电力设备制造有限公司	出售商品	销售材料	合同定价	464.84	1.57	2,945.91	1.26
国电燃料有限公司	出售商品	燃料销售	合同定价	-		3,816.89	1.63
国电聊城生物质发电有限公司	资金拆借	资金拆借	合同定价	-		1,338.99	14.34
国电中商苏尼特右旗风电公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		8.49	0.01
国电优能正镶白旗风电公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		8.49	0.01
国电电力青海新能源开发有限公司格尔木分公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		7.08	0
国电净能巴彦淖尔新能源公司	提供劳务	服务费	合同定价	-		8.49	0.01

关联方	关联交易类型	关联交易内容	关联交易定价方式及决策程序	2016年发生额		2015年发生额	
				金额	占同类交易金额的比例	金额	占同类交易金额的比例
国电新能源技术研究院	提供劳务	服务费	合同定价	754.72	2.55	472.57	0.32
北京国电思达科技有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	96.74	0.33	-	
国电兰州热电有限责任公司	提供劳务	服务费	合同定价	9.43	0.03	-	
国电兰州范坪热电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	9.43	0.03	-	
国电长源汉川第一发电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	20.75	0.07	-	
国电宝鸡发电有限责任公司	提供劳务	服务费	合同定价	9.43	0.03	-	
国电北安热电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	9.43	0.03	-	
国电哈尔滨热电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	9.43	0.03	-	
国电新疆红雁池发电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	9.43	0.03	-	
国电怀安热电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	9.43	0.03	-	
国电吉林龙华白城热电厂	提供劳务	服务费	合同定价	9.43	0.03	-	
国电吉林龙华吉林热电厂	提供劳务	服务费	合同定价	11.32	0.04	-	
国电吉林龙华蛟河热电厂	提供劳务	服务费	合同定价	9.43	0.03	-	
国电龙华延吉热电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	9.43	0.03	-	
国电吉林龙华长春热电一厂	提供劳务	服务费	合同定价	9.43	0.03	-	
国电民权发电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	9.43	0.03	-	

关联方	关联交易类型	关联交易内容	关联交易定价方式及决策程序	2016年发生额		2015年发生额	
				金额	占同类交易金额的比例	金额	占同类交易金额的比例
国电濮阳热电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	9.43	0.03	-	
国电青山热电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	9.43	0.03	-	
国电沈阳热电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	9.43	0.03	-	
国电双鸭山发电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	11.32	0.04	-	
国电蒙阳煤电一体化有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	9.43	0.03	-	
国电豫源发电有限责任公司	提供劳务	服务费	合同定价	9.43	0.03	-	
国电长源第一发电有限责任公司	提供劳务	服务费	合同定价	9.43	0.03	-	
国电长源荆门发电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	9.43	0.03	-	
国电驻马店热电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	9.43	0.03	-	
陕西宝鸡第二发电有限责任公司	提供劳务	服务费	合同定价	11.32	0.04	-	
沈阳热电厂	提供劳务	服务费	合同定价	9.43	0.03	-	
天津国电津能滨海热电有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	9.43	0.03	-	
国电济源新能源有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	14.15	0.05		
国电山东风力能源有限公司	提供劳务	服务费	合同定价	80.28	0.27		
中国国电集团西藏分公司	提供劳务	服务费	合同定价	21.70	0.07		
合计				8,051.12		27,501.75	

2、关联方资金拆借

表10-34 截至2016年末关联方资金拆借情况

单位：万元

关联方名称	向关联方提供资金	关联方向本公司提供资金
国电贵州电力有限公司	2,900.00	-
国电聊城生物质发电有限公司	26,600.00	-
国电山东电力有限公司	-	42,996.65

3、其他关联交易

(1) 本公司下属子公司国电山西洁能右玉风电有限公司向本公司关联方国电山西洁能有限公司提供租赁服务，出租标的为风场线路等公用设施，租赁金额为 1,110.34 万元。

(四) 关联方应收应付款项

1、关联方应收、应付款项

表10-35 关联方应收、应付款情况

单位：万元

项目	2016 年末余额		2015 年末余额	
	金额	坏账准备	金额	坏账准备
应收账款	-	-		
国电燃料有限公司	-	-	2,485.59	-
玉门锦辉长城电力设备制造有限公司	540.37		993.07	-
吉林通力实业有限公司			272.90	-
北京国电龙源工程公司			98.00	-
国电沈阳热电有限公司	97.96		97.96	-
国电陕西新能源有限公司	137.55		105.89	-
国电广西电力有限公司			48.30	-
国电物资东北（沈阳）配送有限公司			44.00	-
国电北票风力发电有限公司			44.00	-
国电联合动力技术有限公司			35.00	-
国电北屯发电有限公司	32.00		32.00	-
国电太阳能系统科技（上海）有限公司	22.08		22.08	-
国电北投灌阳风力发电有限公司			18.00	-
国电鞍山热电有限公司	17.18		17.18	-
国电甘肃电力有限公司	17.90		13.00	-

项目	2016年末余额		2015年末余额	
	金额	坏账准备	金额	坏账准备
国电塔城发电有限公司			12.00	-
国电优能恭城风电有限公司			10.00	-
国电中商苏尼特右旗风电有限公司	9.00		9.00	-
国电优能正镶白旗风电有限公司	9.00		9.00	-
国电净能巴彦淖尔新能源有限公司	9.00		9.00	-
国电电力宁夏新能源开发有限公司	8.96		8.96	-
国电甘肃电力有限公司			8.57	-
国电新疆艾比湖流域开发有限公司	8.50		8.50	-
国电优能宿松风电有限公司	53.90		7.50	-
国电青松吐鲁番新能源有限公司	4.90		4.90	-
国电山西洁能有限公司			3.30	-
国电北票风力发电有限公司			3.30	-
国电朝阳新能源有限公司			2.40	-
国电吉林江南热电有限公司	1.96		1.96	-
阜新华顺风力发电有限公司			1.65	-
阜新巨龙湖风力发电有限公司			1.65	-
阜新千佛山风力发电有限公司			1.50	-
国电物资山东配送有限公司			1.40	-
国电塔城发电有限公司			1.13	-
国电北屯发电有限公司			1.13	-
国电电力九鼎哈密风力发电有限公司			1.02	-
国电电力湖南新能源开发有限公司广灵分公司			0.62	-
国电电力湖南新能源开发有限公司新宁分公司			0.24	-
国电哈密能源开发有限公司			-1.13	-
中国国电集团公司西藏分公司	21.70			
国电驻马店热电有限公司	10.00			
国电豫源发电有限责任公司	10.00			
国电优能恭城有限公司	48.30			
国电塔城风力发电有限公司	12.00			
国电宿迁热电有限公司	1,360.71			
国电山东风力能源有限公司	7.40			
国电青山热电有限公司	10.00			
国电龙华延吉热电有限公司	10.00			
国电联合动力技术(赤峰)有限公司	5.00			
国电济源新能源有限公司	15.00			
国电吉林龙华吉林热电厂	12.00			

项目	2016年末余额		2015年末余额	
	金额	坏账准备	金额	坏账准备
国电汉中新能源项目筹建处	41.13			
国电哈尔滨热电有限公司	10.00			
国电广西新能源开发有限公司	18.00			
国电长源汉川第一发电有限公司	1.10			
国电长源广水风电有限公司	177.72			
国电长源第一发电有限责任公司	10.00			
国电北安热电有限公司	10.00			
合计	2,760.31		4,434.56	-
应收票据				-
国电宿迁热电有限公司	-	-	1,300.00	-
国电电力发展股份有限公司	-	-	500.00	-
合计	-	-	1,800.00	-
预付款项				-
国电镇江电力燃料有限公司	-	-	1,683.77	-
国电龙源电力技术工程有限公司	-	-	0.30	-
国电联合动力技术有限公司	2,122.70	-	2.70	-
北京国电思达科技有限公司	52.87	-	52.87	-
国电置业有限公司北京昌平中心	5.76	-	-	-
国电物流有限公司	779.29	-	-	-
国电诚信招标有限公司	12.00	-	-	-
合计	2,972.63	-	1,739.65	-
其他应收款		-		-
中国国电集团公司	658.24	-	166.41	-
国电豫源发电有限责任公司	-	-	1.03	-
国电新疆艾比湖流域开发有限公司	-	-	30.26	-
国电融资租赁有限公司	-	-	4,800.00	-
国电内蒙古能源有限公司	-	-	0.65	-
国电龙源电力技术工程有限责任公司	-	-	12.89	-
国电聊城生物质发电有限公司	30,770.43	-	29,551.13	-
国电广东电力有限公司		-	1,070.85	-
国电联合动力技术有限公司（中机国际招标公司）		-	4.28	-
国电粤西代表处（国电广东电力有限公司）	352.93	-	-	-
国电粤东代表处（国电广东电力有限公司）	451.93	-	-	-
国电物资集团有限公司华中物流配送公司	3.30	-	-	-
国电山东电力有限公司	206.70	-	-	-
国电贵州电力有限公司	3,282.74	-	-	-
国电诚信招标有限公司	29.27	-	-	-

项目	2016年末余额		2015年末余额	
	金额	坏账准备	金额	坏账准备
合计	35,755.54	-	35,637.51	-
应付账款		-		-
张北国电联合动力安塔风力设备有限公司	3,000.00	-	334.45	-
玉门锦辉长城电力设备制造有限公司	2,812.66	-	3,999.26	-
烟台龙源电力技术股份有限公司		-	69.30	-
天津国电海运有限公司		-	280.42	-
宁夏盐池锦辉长城电力设备制造有限公司	156.69	-	743.60	-
南京国电环保科技有限公司		-	2.04	-
吉林通力实业有限公司	1,911.78	-	1,469.35	-
国电新能源技术研究院	34.66	-	14.87	-
国电物资山东配送有限公司	21.20	-	20.44	-
国电物资集团有限公司川渝物资配送中心		-	89.89	-
国电联合动力技术有限公司	77,375.03	-	35,002.19	-
国电联合动力技术（宜兴）有限公司		-	43.77	-
国电联合动力技术（包头）有限公司		-	2.97	-
国电联合动力（连云港）有限公司	40,741.73	-	4,999.11	-
国电环境保护研究院		-	29.00	-
国电甘肃新能源有限公司	189.57	-	189.57	-
国电东北电力有限公司	2,665.69	-	2,665.69	-
北京朗新明环保科技有限公司南京分公司	644.80	-	947.90	-
北京华电天仁电力控制技术有限公司	3.84	-	6.29	-
北京国电思达科技有限公司	671.21	-	752.26	-
北京国电龙源环保工程有限公司	5,543.92	-	4,949.74	-
北京国电联合商务网络有限公司		-	64.46	-
中技国际招标公司	6,087.30	-		-
中机国际招标有限公司	18,042.14	-		-
中国技术进出口总公司（国电联合动力科技有限公司）	2,017.14	-		-
元宝山发电有限责任公司	702.35	-		-
国电联合动力技术有限公司（中机国际招标公司）	6,977.42	-	41,425.93	-
国电联合动力技术有限公司（北京国电华北电力工程有限公司）		-	11,482.08	-
国电联合动力技术有限公司（中技国际招标公司）	5,493.39	-	11,620.49	-
国电联合动力技术有限公司（中国技术进出口总公司）	6,248.06	-	12,818.72	-
国电置业有限公司	1.01	-	-	-

项目	2016年末余额		2015年末余额	
	金额	坏账准备	金额	坏账准备
国电新能源技术研究所	4.96	-	-	-
国电物流有限公司	7.39	-	-	-
国电山西洁能有限公司	2,675.21	-	-	-
国电联合动力科技有限公司	300.00	-	-	-
国电联合动力技术有限公司康保分公司	2,012.67	-	-	-
国电科学技术研究院	4.00	-	-	-
国电国际经贸有限公司	91.31	-	-	-
国诚亿泰科技发展(北京)有限公司	398.60	-	-	-
合计	187,217.60	-	134,023.80	-
应付票据		-		-
国电联合动力技术有限公司	16,800.00	-	10,000.00	-
国电联合动力技术有限公司		-	5,167.20	-
国电联合动力技术有限公司		-	5,000.00	-
北京国电龙源环保工程有限公司		-	2,389.20	-
宁夏盐池锦辉长城电力设备制造有限公司	428.15			
玉门锦辉长城电力设备制造有限公司	328.30			
合计	17,556.45	-	22,556.40	-
预收款项		-		-
国电电力九鼎哈密风力发电有限公司	1,694.70	-	1,788.85	-
玉门锦辉长城电力设备制造有限公司	-	-	92.68	-
国电陕西新能源有限公司	-	-	19.95	-
国电山东电力有限公司	-	-	7.00	-
吉林通力实业有限公司	-	-		-
国电财务有限公司	57.58	-		-
国电粤东新能源筹建处	-	-		-
国电汉中新能源项目筹建处	19.95			
合计	1,772.23	-	1,908.48	-
其他应付款		-		-
中国国电集团公司南方分公司	-	-	309.55	-
中国国电集团公司	2,745.00	-	2,100.15	-
玉门锦辉长城电力设备制造有限公司	3,099.18	-	4,457.77	-
西藏国电龙源阿里新能源有限公司	404.27	-	622.24	-
吉林通力实业有限公司	667.64	-	1,614.70	-
国电云南电力有限公司	-	-	1.60	-
国电新能源技术研究院	10.60	-	10.60	-
国电物资山东配送有限公司	37.07	-	241.90	-
国电潍坊风力发电有限公司	-	-	11.22	-

项目	2016年末余额		2015年末余额	
	金额	坏账准备	金额	坏账准备
国电山东电力有限公司济南发电运营分公司	-	-	35.85	-
国电山东电力有限公司	63.27	-	493.82	-
国电内蒙古能源有限公司赤峰风电公司	-	-	600.88	-
国电联合动力技术有限公司	15,727.20	-	15,057.64	-
国电联合动力技术（宜兴）有限公司	-	-	2.81	-
国电贵州电力有限公司	-	-	601.76	-
国电广东电力有限公司(国电粤东代表处)	-	-	518.92	-
国电光伏有限公司	-	-	42.26	-
北京朗新明环保科技有限公司南京分公司	2.00	-	2.00	-
北京国电思达科技有限公司	141.63	-	163.53	-
北京国电龙源环保工程有限公司	-	-	150.00	-
北京国电龙源工程公司	-	-	86.83	-
北京国电联合商务网络有限公司	-	-	-	-
国电湖北电力有限公司	-	-	-	-
国电湖南宝庆煤电有限公司	-	-	-	-
国电湖南电力有限公司筹备组	-	-	-	-
国电集团公司社保中心	-	-	-	-
国电聊城生物质发电有限公司	-	-	-	-
国电龙源电气有限公司	-	-	-	-
江苏保龙设备制造有限公司	-	-	-	-
江苏保龙塔筒制造有限公司	-	-	-	-
国电联合动力技术有限公司（北京国电华北电力工程有限公司）	6,779.82	-	8,082.23	-
国电联合动力技术有限公司（中国技术进出口总公司）	13,569.01	-	14,276.30	-
国电联合动力技术有限公司（中机国际招标公司）	2,508.30	-	2,508.30	-
国电联合动力技术有限公司（中国能源建设集团安徽省电力设计院有限公司）	-	-	1,184.27	-
元宝山发电有限责任公司	624.75	-	-	-
国电山西洁能有限公司	1,257.14	-	-	-
国电联合动力股份有限公司	4,200.90	-	-	-
国电国际经贸有限公司	5.39	-	-	-
国电广东电力有限公司	309.55	-	-	-
国诚亿泰科技发展有限公司	910.00	-	-	-
北京国电华北电力工程有限公司	2,023.23	-	-	-
合计	55,085.92	-	53,177.15	-

第十一条 已发行尚未兑付的债券

一、已发行尚未兑付的债券情况

(一) 已发行尚未兑付的债券情况统计

截至本募集说明书签署之日，发行人境内已发行尚未兑付的债券12只，余额为277亿元。其中，公司债6只，发行规模152亿元；中期票据2只，发行规模50亿元；非公开定向债务融资工具2只，发行规模30亿元；超短期融资券2只，发行规模45亿元。除以上境内债券外，子公司Dufferin Wind Power Inc.发行加元债券1只，发行规模2亿加元。

表11-1 已发行未兑付债券情况表

单位：年、亿元、%

	证券简称	起息日	到期日	债券期限	剩余规模	票面利率
1	17 龙源绿色债 01	2017-08-01	2024-08-01	7	30.00	4.78%
2	G17 龙源 1	2017-05-16	2022-05-16	5	20.00	4.90%
3	11 龙源 02	2011-01-21	2021-01-21	10	15.00	5.04%
4	16 龙源 01	2016-01-21	2021-01-21	5	37.00	3.28%
5	10 龙源 02	2010-12-10	2020-12-10	10	20.00	5.05%
6	15 龙源电力 MTN001	2015-11-25	2020-11-25	5	30.00	4.44%
7	17 龙源电力 MTN001	2017-11-21	2020-11-21	3+N	20.00	5.44%
8	15 龙源 01	2015-09-28	2020-09-28	5	30.00	3.75%
9	16 龙源电力 PPN002	2016-08-25	2019-08-25	3	20.00	3.25%
10	16 龙源电力 PPN001	2016-03-17	2019-03-17	3	10.00	3.25%
11	17 龙源电力 SCP008	2017-11-23	2018-05-22	0.5	15.00	4.18%
12	17 龙源电力 SCP004	2017-07-18	2018-04-12	0.75	30.00	4.27%
13	Dufferin Wind Power Inc. 加元债券	2015/10/16	2033/10/16	18	2 亿加元	4.317

截至本募集说明书签署之日，除上述债务融资工具外，发行人及其子公司无其他已发行未兑付的资产证券化产品、信托计划、保险债权计划、理财产品及其他私募债权品种，也不存在代建回购、融资租

赁、售后回租等融资行为。

截至募集说明书签署之日，除本次绿色债券外，发行人尚有40亿元公开发行公司债券已取得批文未发行，本次30亿元绿色债券发行完毕后，公司已发行未兑付的公司债券、企业债券合计将接近净资产40%。公司将严格计算上述未发行债券的可发行规模，确保任一时点下已发行未兑付公司债券、企业债券余额合计不超过净资产40%，符合《证券法》等有关法律法规的规定。

(二) 已发行未兑付企业债券募集资金使用情况

截至本募集说明书签署之日，发行人已发行未兑付企业债券为2017年第一期龙源电力集团股份有限公司绿色债券，发行规模30亿元人民币，募集资金中15亿元用于补充流动资金，剩余部分用于江苏龙源蒋家沙300MW海上风电场项目；山东沾化冯家一期风电项目；山东沾化冯家二期风电项目；安徽宿州香山风电项目；安徽宿州大龙山风电项目合计五个项目。已发行未兑付企业债券募集资金使用与约定一致。

二、 存续期债务违约及延迟支付本息情况

报告期内，发行人及合并范围内子公司已发行未兑付的债券及其他债务均未发生违约或者延迟支付本息等情形。

关于发行人子公司福霖风能与煤代油办公室历史遗留问题的说明请见本募集说明书“第十七条 其他应说明的事项”。

第十二条 募集资金用途

一、 募集资金投向

本期债券拟募集资金总额为30亿元，扣除发行费用后，其中15亿用于发行人及其子公司风电项目建设，15亿用于补充营运资金。本期债券募集资金投向明细如下：

表12-1 本期债券募集资金投资项目概况

序号	项目名称	项目投资额	项目实施主体	拟使用本期债券资金	占项目总投资比例	设计年发电量（万kWh）	计划建设起止时间
1	江苏龙源蒋家沙 300MW 海上风电场项目	53.27	海安龙源海上风力发电有限公司	10.70	20.09%	102,507	2017.3-2018.6
2	山东沾化冯家一期风电项目	5.14	山东龙源风力发电有限	1.15	22.37%	17,202	2018.6-2019.6

			公司				
3	山东沾化冯家二期风电项目	4.32	山东龙源风力发电有限公司	1.20	27.78%	17,103	2018.6-2019.6
4	安徽宿州香山风电项目	4.54	龙源宿州风力发电有限公司	1.05	23.13%	15,753	2017.8-2018.12
5	安徽宿州大龙山风电项目	4.32	龙源宿州风力发电有限公司	0.90	20.83%	14,059	2017.8-2018.12
6	补充流动资金	-	龙源电力集团	15.00	-		

			股 份 有 限 公 司			
--	--	--	----------------------------	--	--	--

(一) 江苏龙源蒋家沙 300MW 海上风电场项目

1、项目概况

江苏龙源蒋家沙300MW海上风电场项目位于江苏省省管区内的蒋家沙，风电场中心离岸距离约17km，规划海域面积100km²。风电场工程总装机规模300MW，项目总投资53.27亿元，投资运营主体为海安龙源海上风力发电有限公司，为发行人持股78.1%的二级子公司。项目计划于2018年投产，目前已处于建设期。

2、项目批复

本项目已取得的主要批复文件包括：

(1) 2015年4月13日，江苏省海洋与渔业局出具了《关于江苏蒋家沙300MW海上风电场项目用海的预审意见》（苏海域函[2015]42号），原则同意项目用海选址、用海面积、方式及用途。

(2) 2015年3月25日，江苏省海洋与渔业局出具《关于江苏蒋家沙300MW海上风电场工程环境影响报告书的核准意见》（苏海环函[2015]20号），对该项目环境影响报告书所述事项提出核准意见。

(3) 2015年2月6日，江苏省海洋与渔业局出具了《关于同意江苏蒋家沙300MW海上风电场工程开展海底电缆调查、勘测工作的批复》（苏海域函[2015]9号），原则同意《江苏蒋家沙300MW海上风电场工程海底电缆预选路由桌面研究报告》。

(4) 2014年7月3日, 江苏海事局出具《关于江苏龙源潮间带风电场示范项目二期工程(蒋家沙300MW海上风电场)通航安全影响论证审查意见》(苏海事函[2014]195号), 认为该项目基本符合通航安全的要求, 原则同意风电场平面布置方案。

(5) 2013年11月6日, 江苏省发展改革委出具了《省发展改革委关于江苏龙源潮间带风电场示范项目二期工程(蒋家沙300MW海上风电场)节能评估报告的审查意见》(苏发改能审[2013]第115号), 原则同意该项目节能评估报告书内容。

(6) 2015年3月17日, 江苏省安全生产监督管理局出具《关于<龙源海安海上风电项目筹建处江苏蒋家沙300MW海上风电场项目安全预评价报告>备案的函》(管二备函[2015]25号), 对项目安全预评价报告予以备案。

(7) 2015年1月29日, 海安县维护稳定工作领导小组办公室出具项目社会稳定风险评估审核备案意见, 对项目社会稳定风险组织评审并予以备案。

(8) 2015年2月3日, 江苏省电力公司出具《江苏省电力公司关于印发龙源蒋家沙海上风电项目接入系统审查意见的通知》(苏电发展[2015]119号), 原则同意经研究院出具的接入系统评审意见。

(9) 2015年5月21日, 江苏省发展和改革委员会出具了《省发展改革委关于江苏蒋家沙300MW海上风电场项目核准的批复》(苏发改能源发[2015]第466号), 同意建设江苏蒋家沙海上风电场项目。

3、项目建设的必要性

能源是经济和社会发展的重要物质基础。目前，我国已成为世界能源生产和消费大国，但人均能源消费水平还不高。随着经济和社会的不断发展，我国能源需求将持续增长。增加能源供应、保障能源安全、保护生态环境、促进经济和社会的可持续发展，是我国经济和社会发展的一项重大战略任务。为减少对一次能源的依赖，保护人类的生存环境，我国政府已承诺走可持续发展的道路，明确经济的发展不以牺牲后代生存环境、资源为代价，并研究、制定和开始执行经济、社会和资源相互协调的可持续发展战略。

本工程位于我国风能资源丰富的东部沿海地区，是可再生能源中长期发展规划提出的风电发展重点区域，本项目的建设符合可再生能源中长期发展规划的要求，同时对促进地方经济，带动风电产业链的发展，也具有良好的社会效益和环境效益；对于改善当地电网的电源结构，推动江苏省风电事业的发展，开发可再生能源有着积极的意义。所以，积极开发本工程是必要的。

4、项目建设内容

根据项目可研报告，风电场工程总装机规模300MW，采用100台单机容量为3MW的风电机组进行设计。代表机型为WTG2，单机容量为3MW，转轮直径113.3m，轮毂高度90m。；风电场配套建设陆地集控中心和一座220kV海上升压站。按工程总建设规模300MW考虑，升压站拟以1回220kV海底电缆就近接入陆上集控中心。海上升压站位于本风电场西侧海域52#和73#风机之间，该海域海底高程约为-5.00m。

经计算，风电场理论年发电量为110,999万kWh，设计年发电量102,507万kWh，平均尾流影响折减系数为7.65%，年上网电量74,830万kWh，年等效满负荷小时数为2,494h。

5、项目资金构成

项目总投资为532,697万元，其中214,000万元使用债券募集资金，106,539.4万元用发行人的自有资金，剩余资金由工商银行向发行人提供项目贷款支持。

6、项目经济效益分析

本项目计算期取29年（含建设期4年），根据施工总进度安排，风电场工期为42个月。项目建设期第一年上网电量为零；第二年上网电量为673万kWh，第三年上网电量为30,306万kWh，第四年上网电量为63,606万kWh，第五年进入正常运行期，年上网电量为74,830万kWh。

本项目总投资53.27亿元，根据项目可研报告，按照项目平均含税上网电价为0.85元/kWh进行测算，本项目全部投资财务内部收益率为7.90%（所得税前），财务净现值为36,528万元（ $I_c=7\%$ ）；资本金财务内部收益率为8.11%（所得税后），资本金财务净现值为1,380万元（ $I_c=8\%$ ）。投资回收期为14.12年，总投资收益率为4.90%，项目资本金净利润率为11.96%。

表12-2 蒋家沙300MW项目财务指标表

项目	单位	指标
总投资	亿元	53.27
含税上网电价	元/kWh	0.85
不含税发电销售收入	亿元	142.78
税收返还收入	亿元	13.96

总成本费用	亿元	112.53
发电利润总额	亿元	42.15
总投资收益率	%	4.90
资本金净利润率	%	11.96
全部投资财务内部收益率（税前）	%	7.90
资本金财务内部收益率（税后）	%	8.11
投资回收期	年	14.12

表12-3 债券存续期内该项目收入情况

单位：万元

年份	债券存续期							合计
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
上网电价	0.85 元/kWh							
售电量(万 kWh)	673	30,306	63,606	74,830	74,830	74,830	74,830	393,905
不含税售电收入	489	22,017	46,209	54,364	54,364	54,364	54,364	286,170
税收返还收入	83	3743	7856	9242	9242	7,793	4,621	42,580
销售税金及附加	-	-	-	-	-	290	924	1,214
发电经营成本	432	3,933	7,182	10,501	10,501	10,501	10,501	53,551
利润总额	140	21,827	46,883	53,105	53,105	51,366	47,560	273,985

经测算，在2017年至2023年即本期债券存续期间，本项目的净收入（不含折旧摊销费用）约27.40亿元，可完全覆盖本次债券用于该项目金额的本金和利息。

表12-4 项目运营期内该项目收入情况

单位：万元

项目	合计	建设期				生产期				
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
装机容量 (MW)		-	54	216	300	300	300	300	300	300
年上网电量(万 kW.h)		-	673	30,306	63,606	74,830	74,830	74,830	74,830	74,830
含税上网电价 (元/kW.h)		0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
1、不含税发电销售收入	1,427,808	-	489	22,017	46,209	54,364	54,364	54,364	54,364	54,364
2、税收返还收入	139,619	-	83	3,743	7,856	9,242	9,242	7,793	4,621	4,621
3、销售税金附加	20,622	-	-	-	-	-	-	290	924	924
4、发电经营成本	358,572	-	432	3,933	7,182	10,501	10,501	10,501	10,501	10,501
5、折旧费	506,062	-	296	13,322	27,960	32,894	32,894	32,894	32,894	32,894
6、财务成本支出	260,698	-	1,682	9,908	19,728	27,989	26,344	24,591	22,837	21,218

7、总成本费用=4+5+6	1,125,332	-	2,410	27,164	54,870	71,384	69,739	67,986	66,232	64,613
8、利润总额=1+2-3-7	421,473	-	-1,838	-1,404	-805	-7,778	-6,133	-6,119	-8,172	-6,552

下表为续表：

项目	生产期									
	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
装机容量 (MW)	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
年上网电量 (万 kW.h)	74,830	74,830	74,830	74,830	74,830	74,830	74,830	74,830	74,830	74,830
含税上网电价 (元 /kW.h)	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
1、不含税发电销售收入	54,364	54,364	54,364	54,364	54,364	54,364	54,364	54,364	54,364	54,364
2、税收返还收入	4,621	4,621	4,621	4,621	4,621	4,621	4,621	4,621	4,621	4,621
3、销售税金附加	924	924	924	924	924	924	924	924	924	924
4、发电经营成本	13,164	13,164	13,164	13,164	13,164	13,164	13,164	13,164	13,164	13,164
5、折旧费	32,894	32,894	32,894	32,894	32,894	32,894	32,894	32,894	32,894	3,968
6、财务成本支出	19,493	17,829	16,056	14,167	12,154	10,009	7,737	5,331	2,784	86
7、总成本费用=4+5+6	65,551	63,887	62,114	60,225	58,212	56,068	53,796	51,390	48,842	17,217
8、利润总额=1+2-3-7	-7,491	-5,827	-4,054	-2,165	-152	1,993	4,265	6,671	9,218	40,843

下表为续表：

项目	生产期									
	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
装机容量 (MW)	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
年上网电量 (万 kW.h)	74,830	74,830	74,830	74,830	74,830	74,830	74,830	74,830	74,830	74,830
含税上网电价 (元 /kW.h)	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
1、不含税发电销售收入	54,364	54,364	54,364	54,364	54,364	54,364	54,364	54,364	54,364	54,364
2、税收返还收入	4,621	4,621	4,621	4,621	4,621	4,621	4,621	4,621	4,621	4,621
3、销售税金附加	924	924	924	924	924	924	924	924	924	924
4、发电经营成本	14,763	14,763	14,763	14,763	14,763	15,828	15,828	15,828	15,828	25,752
5、折旧费	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6、财务成本支出	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76
7、总成本费用=4+5+6	14,838	14,838	14,838	14,838	14,838	15,904	15,904	15,904	15,904	25,827
8、利润总额=1+2-3-7	43,222	43,222	43,222	43,222	43,222	42,157	42,157	42,157	42,157	32,233

在该项目运营期内（以29年计算，其中建设期4年），项目合计实现不含税售电收入142.78亿元，预计税收返还收入13.96亿元，项目运营期内该项目发电经营成本35.86亿元，累计折旧费用50.61亿元，

可研预计财务费用26.07亿元，项目运营期内该项目预计可实现利润总额42.15亿元。可完全覆盖项目总投资。

本期债券发行后，对于持股比例未达到100%但已达到绝对控股的项目公司，发行人将通过统借统还的方式将本期债券募集资金划转至项目公司，用于以上项目的建设，统借统还合同中约定资金规模、期限以及成本，并作为项目建设成本进行预算。根据公司资金归集制度，项目产生收益将优先归集至集团公司账户，并用于偿还本期债券的本息及其他合理费用，确保本期债券本息的按时偿付。扣除全部开支（含本次债券本息）后剩余部分再根据发行人整体安排进行利润分配，故项目公司收益覆盖不受持股比例影响。

7、项目环境效益

该项目建成后，每年可为电网提供清洁电量74,830万kWh，与相同发电量的常规燃煤火电机组相比，每年可节约标煤约24.1万吨，相应可减少废气排放量：二氧化硫898.0吨，二氧化氮1,795.9吨，二氧化碳49.4万吨，减少灰渣9.0万吨。此外，还可节约淡水215.5万m³，对沿海缺水地区有特别意义，并减少相应的水力排灰废水和温排水等对海域的污染。

(二) 山东沾化冯家一期风电项目

1、项目概况

沾化冯家风场位于沾化城区西北约17km，距冯家镇约5km，风电场规划总装机容量约100MW。分冯家一期、冯家二期两期开发，每期开发容量约48.4MW。项目总投资5.14亿元，投资运营主体为山东

龙源风力发电有限公司，为发行人100%控股二级子公司。该项目预计2019年6月投产，目前已获发改部门核准，已完成厂区设计招标、道路招标。

2、项目批复

本项目已取得的主要批复文件包括：

(1) 2015年12月28日，沾化区发改局出具《关于山东龙源风力发电有限公司山东沾化冯家一期风电项目的初审意见》（沾发改重点[2015]110号），对《山东沾化冯家一期风电项目项目申请报告》进行了初步审查，认为项目具备了立项和开工建设的各项条件。

(2) 2015年10月19日，滨州市沾化区住建局出具《关于山东龙源风力发电有限公司山东滨州沾化冯家一期50MW风电项目的规划拟选址预审》（沾建城规函字[2015]052号），原则同意项目选址位置和范围。

(3) 2015年12月22日，滨州市国土局《关于山东滨州沾化冯家一期风电项目建设用地的预审意见》（滨国土资函[2015]142号），原则通过建设项目用地预审。

(4) 2015年12月2日，滨州市环保局出具审批意见（滨环审表[2015]34号），批复了项目环评文件审查意见。

(5) 2016年1月15日，滨州市发改委出具了《关于山东龙源风力发电有限公司山东沾化冯家一期风电项目节能评估报告表的审查意见》（滨发改能审表[2016]1号），原则同意该项目节能评估报告书。

(6) 2015年12月30日，滨州市发改委出具了《滨州市发展和改

革委员会关于山东龙源风力发电有限公司山东沾化冯家一期48.4兆瓦风电项目核准的批复》（滨发改能交[2015]387）号，同意山东龙源风力发电有限公司建设山东沾化冯家一期48.4兆瓦风电项目。

3、项目建设的必要性

滨州市风能资源较丰富，风力发电是可持续发展的重要能源。开发风能符合国家环保、节能政策，能减少常规能源的消耗，保护生态环境，为经济发展做出贡献。以火电为主，必然带来一系列的环境保护问题，国家提倡每个省常规能源和可再生能源必须保持一定的比例。可再生能源中，风电开发已日趋成熟，投资较少。因此，大力发展风力发电，将改善能源结构。建设风电场，有利于增加可再生能源的比例。冯家一期风电场的投入，可提高地区电网供电能力，减缓电力紧张局面，促进和带动地区经济发展。在带来经济效益的同时，也为山东电网源源不断的输送绿色清洁能源。滨州市在“十二五”期间，单位GDP能耗、化学需氧量、二氧化硫和二氧化碳排放量等约束性指标完成上级下达的任务。在一定程度上，本风电场的建设有利于该项任务的完成。由以上分析可以看出，建设冯家一期风电场具有较大的经济、社会环境效益。因此其建设是十分必要的。

4、项目建设内容

滨州沾化冯家风电场规划总容量96.8MW，本期为一期，本风力发电场拟安装22单机容量为2200kW风力发电机组，装机容量为48.4MW。一期、二期共用一座220kV场内升压站，升压站设置一台100MVA的升压变压器。初步以一回220kV线路送入系统河贵变电所。

风场同期建设220kV场内升压站一座，同期设置一台100MVA的升压变压器。

根据项目可研报告，风电场理论年发电量为18,058.3万kWh，综合考虑各种折减因素，该项目年上网电量12,660.8万kWh，年等效满负荷小时数为2,616h。

5、项目资金构成

项目总投资为51,417万元，其中23,000万元使用债券募集资金，10,283.40万元用发行人的自有资金，剩余资金由工商银行向发行人提供项目贷款支持。

6、项目经济效益分析

根据项目可研报告估算本工程建设投资为50,291万元，计入建设期利息和流动资金后，总投资为51,417万元。本项目计算期为21年，其中：建设期1年，生产经营期20年。项目建设期上网电量为零；运营期年上网电量为12,661万kWh。

根据国家发改委《关于完善风力发电上网电价政策的通知（发改价格[2009]1906号）》，本风电项目属于IV类资源区，运营期不含增值税与含增值税标杆上网电价为0.5214元/kWh和0.6100元/kWh。所得税后项目投资财务内部收益率为6.63%，所得税后项目投资财务净现值为5,839万元（ $I_c=5\%$ ）。所得税前项目投资财务内部收益率为7.67%，所得税前项目投资财务净现值为10,136万元（ $I_c=5\%$ ）。所得税后资本金内部收益率为10.34%。资本金净现值为2,177万元（ $I_c=8\%$ ）。

表12-5 冯家一期项目财务指标表

项目	单位	指标
总投资	亿元	5.14
含税上网电价	元/kWh	0.6100
发电销售收入	亿元	13.20
税收返还收入	亿元	0.65
总成本费用	亿元	11.01
发电利润总额	亿元	2.71
总投资收益率	%	4.11
资本金净利润率	%	10.00
投资回收期	年	10.9

表12-6 债券存续期内该项目收入情况

单位：万元

年份	债券存续期							合计
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
上网电价	0.61 元/kWh							
售电量(万 kWh)	-	12,661	12,661	12,661	12,661	12,661	12,661	75,966
不含税售电收入	-	6,601	6,601	6,601	6,601	6,601	6,601	39,606
税收返还收入	-	-	-	-	-	417	475	892
销售税金及附加	-	-	-	-	-	83	95	178
发电经营成本	-	1,566	1,621	1,681	1,745	1,815	1,891	10,319
利润总额	-	5,035	4,980	4,920	4,856	5,120	5,090	30,001

经测算，在2017年至2023年即本期债券存续期内，本项目的净收入（不含折旧、摊销费用）收入约3.00亿元，可完全覆盖本期债券用于该项目金额的本金和利息。

表12-7 项目运营期内该项目收入情况

单位：万元

项目	合计	建设期	生产期				
		1	2	3	4	5	6
生产负荷(%)		-	100	100	100	100	100
上网电量(万 kW·h)	253,216	-	12,661	12,661	12,661	12,661	12,661
不含税电价(元/kW·h)		0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214
1、发电销售收入	132,019	-	6,601	6,601	6,601	6,601	6,601
2、销售税金及附加	1,297	-	-	-	-	-	83
3、税收返还收入	6,483	-	-	-	-	-	417
4、发电经营成本	49,161	-	1,565	1,621	1,681	1,745	1,815
5、折旧费	45,770	-	3,051	3,051	3,051	3,051	3,051
6、财务成本支出	15,140	-	2,014	1,871	1,727	1,584	1,440

7、总成本费用=4+5+6	110,071	-	6,631	6,543	6,459	6,380	6,306
8、利润总额=1-2+3-7	27,134	-	-30	58	142	221	628

下表为续表：

项目	生产期						
	7	8	9	10	11	12	13
生产负荷(%)	100	100	100	100	100	100	100
上网电量(万 kW·h)	12,661	12,661	12,661	12,661	12,661	12,661	12,661
不含税电价(元/kW·h)	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214
1、发电销售收入	6,601	6,601	6,601	6,601	6,601	6,601	6,601
2、销售税金及附加	95	94	92	90	89	87	85
3、税收返还收入	475	468	460	452	443	434	424
4、发电经营成本	1,891	1,972	2,060	2,155	2,258	2,369	2,488
5、折旧费	3,051	3,051	3,051	3,051	3,051	3,051	3,051
6、财务成本支出	1,296	1,153	1,009	866	722	579	435
7、总成本费用=4+5+6	6,238	6,176	6,121	6,072	6,031	5,998	5,975
8、利润总额=1-2+3-7	742	799	848	890	924	950	965

下表为续表：

项目	生产期							
	14	15	16	17	18	19	20	21
生产负荷(%)	100	100	100	100	100	100	100	100
上网电量(万 kW·h)	12,661	12,661	12,661	12,661	12,661	12,661	12,661	12,661
不含税电价(元/kW·h)	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214
1、发电销售收入	6,601	6,601	6,601	6,601	6,601	6,601	6,601	6,601
2、销售税金及附加	83	80	78	75	72	69	65	61
3、税收返还收入	413	401	388	374	359	343	326	307
4、发电经营成本	2,618	2,757	2,908	3,071	3,247	3,437	3,642	3,863
5、折旧费	3,051	3,051	3,051	-	-	-	-	-
6、财务成本支出	292	148	4	-	-	-	-	-
7、总成本费用=4+5+6	5,960	5,956	5,964	3,071	3,247	3,437	3,642	3,863
8、利润总额=1-2+3-7	971	965	948	3,830	3,642	3,439	3,220	2,983

在该项目运营期内（以21年计算，其中建设期1年），项目合计实现不含税售电收入13.20亿元，预计税收返还收入0.65亿元，项目运营期内该项目发电经营成本4.92亿元，累计折旧费用4.58亿元，可研预计财务费用1.51亿元，项目运营期内该项目预计可实现利润总额2.71亿元。可完全覆盖项目总投资。

7、项目环境效益

该项目建成后，每年可为电网提供清洁电量1.27亿kWh，与燃煤电厂相比，以发电标煤煤耗326g/kWh计，每年可为国家节省标煤4.13万吨，节水39.25万吨，每年相应可减排二氧化碳约11.35万吨，二氧化硫约660.39吨，氮氧化物约374.77吨，粉尘约0.53万吨。

(三) 山东沾化冯家二期风电项目

1、项目概况

沾化冯家风场位于沾化城区西北约17km，距冯家镇约5km，风电场规划总装机容量约100MW。分冯家一期、冯家二期两期开发，每期开发容量约48.4MW。项目总投资4.32亿元，投资运营主体为山东龙源风力发电有限公司，为发行人100%控股二级子公司。该项目预计2019年6月投产，目前已获发改部门核准，已完成厂区设计招标、道路招标。

2、项目批复

本项目已取得的主要批复文件包括：

(1) 2015年12月28日，沾化区发改局《关于山东龙源风力发电有限公司山东沾化冯家二期风电项目的初审意见》（沾发改重点[2015]111号），对《山东沾化冯家二期风电项目项目申请报告》进行了初步审查，认为项目具备了立项和开工建设的各项条件。

(2) 2015年10月19日，沾化区住建局《关于山东龙源风力发电有限公司山东滨州沾化冯家二期50MW风电项目的规划拟选址预审》（沾建城规函字[2015]053号），原则同意项目选址位置和范围。

(3) 2016年1月5日，滨州市国土局出具《关于山东滨州沾化冯

家二期风电项目建设用地的预审意见》（滨国土资函[2016]2号），原则通过建设项目用地预审。

（4）2015年12月2日，滨州市环保局出具审批意见（滨环审表[2015]35号），对项目环评文件出具了审查意见。

（5）2016年1月15日，滨州市发改委出具了《关于山东龙源风力发电有限公司山东沾化冯家二期风电项目节能评估报告表的审查意见》（滨发改能审表[2016]2号），原则同意该项目节能评估报告书。

（6）2015年12月30日，滨州市发展和改革委员会出具《滨州市发展和改革委员会关于山东龙源风力发电有限公司山东沾化冯家二期48.4兆瓦风电项目核准的批复》（滨发改能交[2015]388号），同意山东龙源风力发电有限公司建设山东沾化冯家二期48.4兆瓦风电项目，并提出核准意见。

3、项目建设的必要性

滨州市风能资源较丰富，风力发电是可持续发展的重要能源。开发风能符合国家环保、节能政策，能减少常规能源的消耗，保护生态环境，为经济发展做出贡献。以火电为主，必然带来一系列的环境保护问题，国家提倡每个省常规能源和可再生能源必须保持一定的比例。可再生能源中，风电开发已日趋成熟，投资较少。因此，大力发展风力发电，将改善能源结构。建设风电场，有利于增加可再生能源的比例。冯家一期风电场的投入，可提高地区电网供电能力，减缓电力紧张局面，促进和带动地区经济发展。在带来经济效益的同时，也为山东电网源源不断的输送绿色清洁能源。滨州市在“十二五”期间，单位

GDP能耗、化学需氧量、二氧化硫和二氧化碳排放量等约束性指标完成上级下达的任务。在一定程度上，本风电场的建设有利于该项任务的完成。由以上分析可以看出，建设冯家二期风电场具有较大的经济、社会环境效益。因此其建设是十分必要的。

4、项目建设内容

滨州沾化冯家风电场规划总容量96.8MW，本期为二期，本风力发电场拟安装22单机容量为2200kW风力发电机组，装机容量为48.4MW。一期已建设220kV场内升压站一座，升压站设置一台100MVA的升压变压器，本期不新增主变。初步以一回220kV线路送入系统河贵变电所。

根据项目可研报告，风电场理论年发电量为18,055.1万kWh，综合考虑各种折减因素，该项目年上网电量12,588.4万kWh，年等效满负荷小时数为2,601h。

5、项目资金构成

项目总投资为43,156万元，其中24,000万元使用债券募集资金，8,631.2万元用发行人的自有资金，剩余资金由工商银行向发行人提供项目贷款支持。

6、项目经济效益分析

根据项目可研报告估算本工程建设投资为42,187万元，计入建设期利息和流动资金后，总投资为43,156万元。本项目计算期为21年，其中：建设期1年，生产经营期20年。项目建设期上网电量为零；运营期年上网电量为12,588万kWh。

根据国家发改委《关于完善风力发电上网电价政策的通知（发改价格[2009]1906号）》，本风电项目属于IV类资源区，运营期不含增值税与含增值税标杆上网电价为0.5214元/kWh和0.6100元/kWh。所得税后项目投资财务内部收益率为10.00%，所得税后项目投资财务净现值为16,042万元（Ic=5%）。所得税前项目投资财务内部收益率为11.36%，所得税前项目投资财务净现值为22,085万元（Ic=5%）。所得税后资本金内部收益率为19.07%。资本金净现值为9,765万元（Ic=8%）。

表12-8 冯家二期项目财务指标表

项目	单位	指标
总投资	亿元	4.32
含税上网电价	元/kWh	0.6100
发电销售收入	亿元	13.13
税收返还收入	亿元	0.65
总成本费用	亿元	8.91
发电利润总额	亿元	4.79
总投资收益率	%	6.82
资本金净利润率	%	21.56
投资回收期	年	8.8

表12-9 债券存续期内该项目收入情况

单位：万元

年份	债券存续期							合计
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
上网电价	0.61元/kWh							
售电量(万 kWh)	-	12,588	12,588	12,588	12,588	12,588	12,588	75,528
不含税售电收入	-	6,563	6,563	6,563	6,563	6,563	6,563	39,378
税收返还收入	-	-	-	-	3	494	490	987
销售税金及附加	-	-	-	-	1	99	98	198
发电经营成本	-	1,413	1,453	1,496	1,541	1,590	1,643	9,136
利润总额	-	5,150	5,110	5,067	5,024	5,368	5,312	31,031

经测算，在2017年至2023年即本期债券存续期间，本项目的净收

入（不含折旧摊销费用）约3.10亿元,可完全覆盖本期债券用于该项目金额的本息。

表12-10 项目运营期内该项目收入情况

单位：万元

项目	合计	建设期	生产期				
		1	2	3	4	5	6
生产负荷(%)		-	100	100	100	100	100
上网电量(万 kW·h)	251,769	-	12,588	12,588	12,588	12,588	12,588
不含税电价(元/kW·h)		0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214
1、发电销售收入	131,264	-	6,563	6,563	6,563	6,563	6,563
2、销售税金及附加	1,430	-	-	-	-	1	99
3、税收返还收入	7,150	-	-	-	-	3	494
4、发电经营成本	40,269	-	1,413	1,453	1,495	1,541	1,590
5、折旧费	37,815	-	2,521	2,521	2,521	2,521	2,521
6、财务费用支出	11,017	-	1,690	1,550	1,409	1,269	1,128
7、总成本费用=4+5+6	89,101	-	5,624	5,524	5,426	5,331	5,240
8、利润总额=1-2+3-7	47,884	-	939	1,040	1,137	1,234	1,719

下表为续表：

项目	生产期						
	7	8	9	10	11	12	13
生产负荷(%)	100	100	100	100	100	100	100
上网电量(万 kW·h)	12,588	12,588	12,588	12,588	12,588	12,588	12,588
不含税电价(元/kW·h)	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214
1、发电销售收入	6,563	6,563	6,563	6,563	6,563	6,563	6,563
2、销售税金及附加	98	97	96	95	94	92	91
3、税收返还收入	490	485	480	474	468	462	455
4、发电经营成本	1,643	1,699	1,759	1,824	1,892	1,966	2,045
5、折旧费	2,521	2,521	2,521	2,521	2,521	2,521	2,521
6、财务费用支出	988	847	707	566	426	285	154
7、总成本费用=4+5+6	5,152	5,068	4,987	4,911	4,839	4,773	4,711
8、利润总额=1-2+3-7	1,803	1,883	1,960	2,032	2,099	2,160	2,217

下表为续表：

项目	生产期							
	14	15	16	17	18	19	20	21
生产负荷(%)	100	100	100	100	100	100	100	100
上网电量(万 kW·h)	12,588	12,588	12,588	12,588	12,588	12,588	12,588	12,588
不含税电价(元/kW·h)	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214
1、发电销售收入	6,563	6,563	6,563	6,563	6,563	6,563	6,563	6,563

2、销售税金及附加	90	88	86	85	83	81	79	76
3、税收返还收入	448	441	432	424	414	404	393	382
4、发电经营成本	2,129	2,220	2,316	2,419	2,530	2,648	2,775	2,910
5、折旧费	2,521	2,521	2,521	-	-	-	-	-
6、财务费用支出	4	-	-	-	-	-	-	-
7、总成本费用=4+5+6	4,655	4,741	4,837	2,419	2,530	2,648	2,775	2,910
8、利润总额=1-2+3-7	2,267	2,175	2,072	4,483	4,365	4,238	4,103	3,958

在该项目运营期内（以21年计算，其中建设期1年），项目合计实现不含税售电收入13.13亿元，预计税收返还收入0.72亿元，项目运营期内该项目发电经营成本4.03亿元，累计折旧费用3.78亿元，可研预计财务费用1.10亿元，项目运营期内该项目预计可实现利润总额4.79亿元。可完全覆盖项目总投资。

7、项目环境效益

该项目建成后，每年可为电网提供清洁电量1.26亿kWh，与燃煤电厂相比，以发电标煤煤耗326g/kWh计，每年可为国家节省标煤4.1万吨，节水39.02万吨，每年相应可减排二氧化碳约11.29万吨，二氧化硫约656.61吨，氮氧化物约372.63吨，粉尘约0.53万吨。

(四) 安徽宿州香山风电项目

1、项目概况

安徽宿州埇桥香山风电场项目位于宿州市埇桥区，设计装机容量为48.3MW，拟安装23台2100kW的风力发电机组，预计年上网电量11,343万kWh，建设工期为12个月。项目总投资4.54亿元，投资运营主体为龙源宿州风力发电有限公司，为发行人控股70%的二级子公司。该项目已列入国家能源局“十二五”风电项目核准计划，项目计划于2018年底投产，目前项目已完成升压站场平，正在建设进场道路。

2、项目批复

本项目已取得的主要批复文件包括：

(1) 2015年7月23日，安徽省国土资源厅出具《安徽省国土资源厅关于宿州埇桥香山风电场项目建设用地预审备案的函》（皖国土资函[2015]1088号），同意项目用地预审备案。

(2) 2015年8月7日，宿州市环保局出具《宿州市环境保护局关于龙源宿州风力发电有限公司安徽宿州埇桥香山48.3MW风电项目环境影响报告表审批意见的函》（宿环建函[2015]129号），原则同意《安徽宿州埇桥香山48.3MW风电项目环境影响报告表》。

(3) 2014年12月26日，安徽省发改委出具《安徽省发展改革委关于安徽宿州埇桥香山48.3MW风电项目节能评估报告的审查意见》（皖发改能评[2014]76号），原则同意该项目节能评估报告。

(4) 2015年8月7日，安徽省水利厅出具《关于宿州埇桥香山48.3兆瓦风电项目水土保持方案报告书的批复》（皖水保函[2015]987号），原则同意项目水土保持方案。

(5) 2015年10月19日，安徽省城乡和住房建设厅颁发《建设项目选址意见书》（选字第340000201500414号），审核认定该项目符合城乡规划要求。

(6) 2014年11月27日，安徽省安全生产监督管理局出具《关于对<埇桥香山风电场项目安全预评价报告>备案的函》（皖安监二备函[2014]39号），同意项目安全评价报告的备案。

(7) 2014年10月20日，国网安徽省电力公司出具《国网安徽省

电力公司关于龙源埇桥香山风电场项目接入电网意见的函》（皖电函[2014]180号），原则同意该项目48.3MW机组接入安徽电网。

（8）2015年9月30日，安徽省发展改革委出具《安徽省发展改革委关于龙源宿州埇桥香山风电场项目核准的批复》（皖发改能源函[2015]754号），就项目核准事项进行了批复。

3、项目建设的必要性

风能因其可再生、无污染等特点，是新能源中具有极大发展潜力的一个领域，风电开发还具备建设周期短、投资灵活、运行成本低等优点。合理利用风能，既可减少环境污染，又可减轻能源短缺的压力，其综合的社会效益十分可观。经过多年发展，风电生产成本持续下降，已接近具有与常规能源竞争的能力；随着技术的不断发展和完善，风电还存在进一步降低造价和性能优化的空间。为此，风力发电正日益受到各国政府的重视，在世界范围内都得到广泛的开发和应用，发展潜力巨大。

本风电场所处地区风能资源较丰富，周围居民很少，建设风电场对场区内生态环境影响较小。规模化开发建设风电场，既不会产生“三废”，也不会产生大量移民和局部环境的生态改变。因此，安徽宿州埇桥香山风电场工程的建设具有一定的社会效益。

4、项目建设内容

根据项目可研报告，本项目拟安装23台单机容量2100kW的风力发电机组，总装机容量48.3MW，新建单回110kV线路接入栏杆110kV变电站，线路导线型号LGJ-300，风电场升压站110kV侧采用线路一

变压器组接线（带开关）。经计算，风电场理论年发电量为16,562.5万kWh，综合考虑各种折减因素后，该风电场年上网电量为11,342.8万kWh，年利用小时数2,348h。

5、项目资金构成

项目总投资为45,361万元，其中21,000万元使用债券募集资金，9,122万元用发行人的自有资金，剩余资金由工商银行向发行人提供项目贷款支持。

6、项目经济效益分析

本项目计算期取21年，根据施工总进度安排，风电场工期为12个月。项目建设期上网电量为零；运营期年上网电量为11,343万kWh。

本项目总投资4.54亿元，根据国家发改委《关于完善风力发电上网电价政策的通知（发改价格[2009]1906号）》，本风电项目属于IV类资源区，运营期不含增值税与含增值税标杆上网电价为0.5214元/kWh和0.6100元/kWh。根据可研报告，项目财务内部收益率为7.75%，资本金内部收益率为11.16%。年发电销售收入为5,914万元。年均利润总额1660万元，年均税后利润1261万元。全部投资回收期为10.3年。

表12-11 香山项目财务指标表

项目	单位	指标
总投资	亿元	4.54
含税上网电价	元/kWh	0.61
发电销售收入总额	亿元	11.83
税收返还收入	亿元	0.64
总成本费用	亿元	9.02
发电利润总额	亿元	3.32
总投资收益率	%	5.17
资本金净利润率	%	14.26

全部投资财务内部收益率	%	7.75
资本金财务内部收益率	%	11.16
投资回收期	年	10.3

表12-12 债券存续期内该项目收入情况

单位：万元

年份	债券存续期							合计
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
上网电价	0.61元/kWh							
售电量(万 kWh)	-	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	68,058
不含税售电收入	-	5,914	5,914	5,914	5,914	5,914	5,914	35,484
税收返还收入	-	-	-	-	-	375	435	810
销售税金及附加	-	-	-	-	-	75	87	162
发电经营成本	-	1,436	1,472	1,509	1,549	1,591	1,636	9,193
利润总额	-	4,478	4,442	4,405	4,365	4,623	4,626	26,939

经测算，在2017年至2023年即本期债券存续期间，本项目的净收入（不含折旧摊销费用）约2.69亿元，可完全覆盖本期债券用于该项目金额的本息。

表12-13 项目运营期内该项目收入情况

单位：万元

项目	合计	建设期	生产期					
		1	2	3	4	5	6	
生产负荷(%)		0	100	100	100	100	100	100
上网电量(万 kW·h)	226,856	-	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343
不含税电价(元/kW·h)		0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214
1、发电销售收入	118,276	-	5,914	5,914	5,914	5,914	5,914	5,914
2、销售税金及附加	1,270	-	-	-	-	-	-	75
3、税收返还收入	6,352	-	-	-	-	-	-	375
4、发电经营成本	38,642	-	1,436	1,472	1,509	1,549	1,591	1,591
5、折旧费	39,086	-	2,606	2,606	2,606	2,606	2,606	2,606
6、财务费用支出	12,421	-	1,906	1,748	1,589	1,431	1,272	1,272
7、总成本费用=4+5+6	90,150	-	5,948	5,825	5,704	5,586	5,470	5,470
8、利润总额=1-2+3-7	33,208	-	-34	89	209	328	744	744

下表为续表：

项目	生产期						
	7	8	9	10	11	12	13
生产负荷(%)	100	100	100	100	100	100	100
上网电量(万 kW·h)	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343

不含税电价(元/kW·h)	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.521
1、发电销售收入	5,914	5,914	5,914	5,914	5,914	5,914	5,914
2、销售税金及附加	87	86	85	85	84	83	81
3、税收返还收入	435	431	427	423	418	413	407
4、发电经营成本	1,636	1,684	1,734	1,787	1,844	1,904	1,967
5、折旧费	2,606	2,606	2,606	2,606	2,606	2,606	2,606
6、财务费用支出	1,114	955	797	639	480	322	163
7、总成本费用=4+5+6	5,356	5,245	5,137	5,032	4,930	4,831	4,736
8、利润总额=1-2+3-7	906	1,014	1,119	1,220	1,318	1,413	1,504

下表为续表：

项目	生产期							
	14	15	16	17	18	19	20	21
生产负荷(%)	100	100	100	100	100	100	100	100
上网电量(万 kW·h)	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343
不含税电价(元/kW·h)	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214	0.5214
1、发电销售收入	5,914	5,914	5,914	5,914	5,914	5,914	5,914	5,914
2、销售税金及附加	80	79	78	76	75	74	72	70
3、税收返还收入	402	396	389	382	375	368	359	351
4、发电经营成本	2,034	2,106	2,181	2,261	2,346	2,436	2,532	2,633
5、折旧费	2,606	2,606	2,606	-	-	-	-	-
6、财务费用支出	5	-	-	-	-	-	-	-
7、总成本费用=4+5+6	4,645	4,711	4,787	2,261	2,346	2,436	2,532	2,633
8、利润总额=1-2+3-7	1,590	1,519	1,438	3,958	3,868	3,772	3,670	3,562

在该项目运营期内（以21年计算，其中建设期1年），项目合计实现不含税售电收入11.83亿元，预计税收返还收入0.64亿元，项目运营期内该项目发电经营成本3.86亿元，累计折旧费用3.91亿元，可研预计财务费用1.24亿元，项目运营期内该项目预计可实现利润总额3.32亿元。可完全覆盖项目总投资。

本期债券发行后，对于持股比例未达到100%但已达到绝对控股的项目公司，发行人将通过统借统还的方式将本期债券募集资金划转至项目公司，用于以上项目的建设，统借统还合同中约定资金规模、期限以及成本，并作为项目建设成本进行预算。根据公司资金归集制度，项目产生收益将优先归集至集团公司账户，并用于偿还本期债券

的本息及其他合理费用，确保本期债券本息的按时偿付。扣除全部开支（含本次债券本息）后剩余部分再根据发行人整体安排进行利润分配，故项目公司收益覆盖不受持股比例影响。

7、项目环境效益

该项目建成后，每年可为电网提供清洁电量1.13亿kWh，与燃煤电厂相比，以发电标煤煤耗326g/kWh计，每年可为国家节省标煤3.70万吨，节水35.16万吨，每年相应可减排二氧化碳约10.17万吨，二氧化硫约591.64吨，氮氧化物约335.76吨，粉尘约4,786.23吨，碳氢化合物约为3.36吨。

(五) 安徽宿州大龙山风电项目

1、项目概况

拟建的安徽宿州埇桥大龙山风电场位于宿州市埇桥区，设计装机容量为48.3MW，拟安装23台2100kW的风力发电机组，预计年上网电量10,427.5万kWh，建设工期为12个月。项目总投资4.32亿元，投资运营主体为龙源宿州风力发电有限公司，为发行人控股70%的二级子公司。该项目已列入国家能源局“十二五”风电项目核准计划，项目计划于2018年12月投产，目前项目已取得相关支持性文件，已启动风机采购程序。

2、项目批复

本项目已取得的主要批复文件包括：

(1) 2015年10月26日，安徽省国土资源厅出具《安徽省国土资源厅关于宿州埇桥大龙山风电场项目建设用地预审备案的函》（皖国土

资函[2015]1589号），同意项目建设用地预审备案。

(2) 2015年11月16日，宿州市环保局出具《宿州市环保局关于龙源宿州风力发电有限公司安徽宿州埇桥大龙山48.3MW风电项目环境影响报告表审批意见的函》（宿环建函[2015]186号），原则同意《安徽宿州埇桥大龙山48.3MW风电项目环境影响报告表》评价结论。

(3) 2015年8月28日，安徽省发改委出具《安徽省发展改革委关于安徽宿州埇桥大龙山48.3MW风电项目节能评估报告的审查意见》（皖发改能评[2015]64号），原则同意该项目节能评估报告。

(4) 2015年11月17日，安徽省水利厅出具《关于宿州埇桥大龙山48.3兆瓦风电项目水土保持方案报告书的批复》（皖水保函[2015]1461号），对项目水土保持方案进行了批复。

(5) 2015年10月27日，安徽省电力经济技术研究中心出具《经研中心关于印发安徽宿州埇桥大龙山48.3MW风电项目接入系统设计评审意见的函》（电经研审函[2015]104号），对入网意见进行了评审。

(6) 2015年12月15日，安徽省发展改革委出具《安徽省发展改革委关于龙源宿州埇桥大龙山风电场项目核准的批复》（皖发改能源函[2015]1082号），对项目核准事项进行了批复，同意建设该项目。

3、项目建设的必要性

风能因其可再生、无污染等特点，是新能源中具有极大发展潜力的一个领域，风电开发还具备建设周期短、投资灵活、运行成本低等优点。合理利用风能，既可减少环境污染，又可减轻能源短缺的压力，其综合的社会效益十分可观。经过多年发展，风电生产成本持续下降，

已接近具有与常规能源竞争的能力；随着技术的不断发展和完善，风电还存在进一步降低造价和性能优化的空间。为此，风力发电正日益受到各国政府的重视，在世界范围内都得到广泛的开发和应用，发展潜力巨大。

本风电场所处地区风能资源较丰富，周围居民很少，建设风电场对场区内生态环境影响较小。规模化开发建设风电场，既不会产生“三废”，也不会产生大量移民和局部环境的生态改变。因此，安徽宿州埇桥香山风电场工程的建设具有一定的社会效益。

4、项目建设内容

根据项目可研报告，本项目拟安装23台单机容量2100kW的风力发电机组，总装机容量48.3MW，与埇桥香山风电场共用一座升压站，以一回110kV线路接入曹村220kV变电站。经计算，风电场理论年发电量为14,613.5万kWh，综合考虑各种折减因素后，该风电场年上网电量为10,427.5万kWh，年利用小时数2,159h。

5、项目资金构成

项目总投资为43,233万元，其中18,000万元使用债券募集资金，8,690万元用发行人的自有资金，剩余资金由工商银行向发行人提供项目贷款支持。

6、项目经济效益分析

本项目计算期取21年，根据施工总进度安排，风电场工期为12个月。项目建设期上网电量为零；运营期年上网电量为10,427万kWh。

本项目总投资4.32亿元，根据国家发改委《关于完善风力发电上

网电价政策的通知（发改价格[2009]1906号）》，本风电项目属于IV类资源区，运营期不含增值税与含增值税标杆上网电价为0.5214元/kWh和0.6100元/kWh。根据可研报告，所得税后项目投资财务内部收益率为6.19%，所得税后项目投资财务净现值为3,622万元（Ic=5%）。所得税前项目投资财务内部收益率为7.19%，所得税前项目投资财务净现值为7,088万元（Ic=5%）。所得税后资本金内部收益率为8.46%。资本金净现值为415万元（Ic=8%）。

表12-14 大龙山项目财务指标表

项目	单位	指标
总投资	亿元	4.32
含税上网电价	元/kWh	0.61
发电销售收入总额	亿元	10.87
税收返还收入	亿元	0.38
总成本费用	亿元	9.11
发电利润总额	亿元	2.19
总投资收益率	%	3.90
资本金净利润率	%	9.48
全部投资财务内部收益率	%	6.19
资本金财务内部收益率	%	8.46
投资回收期	年	11.4

表12-15 债券存续期内该项目收入情况

单位：万元

年份	债券存续期							合计
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
上网电价	0.61 元/kWh							
售电量(万 kWh)	-	10,427	10,427	10,427	10,427	10,427	10,427	62,562
不含税售电收入	-	5,437	5,437	5,437	5,437	5,437	5,437	32,622
税收返还收入	-	-	-	-	-	186	393	579
销售税金及附加	-	-	-	-	-	37	79	116
发电经营成本	-	1,431	1,471	1,515	1,561	1,611	1,664	9,253
利润总额	-	4,006	3,966	3,922	3,876	3,975	4,087	23,832

2

经测算，在2017年至2023年即本期债券存续期间，本项目的净收入（不含折旧摊销费用）约2.38亿元，可完全覆盖本期债券用于该项目金额的本息。

表12-16 项目运营期内该项目收入情况

单位：万元

项目	合计	建设期	生产期				
		1	2	3	4	5	6
生产负荷(%)		0	100	100	100	100	100
上网电量(万 kW·h)	208,549	-	10,427	10,427	10,427	10,427	10,427
不含税电价(元/kW·h)		0.521	0.521	0.521	0.521	0.521	0.521
1、发电销售收入	108,731	-	5,437	5,437	5,437	5,437	5,437
2、销售税金及附加	1,075	-	-	-	-	-	37
3、税收返还收入	5,377	-	-	-	-	-	186
4、发电经营成本	40,808	-	1,431	1,471	1,515	1,561	1,611
5、折旧费	38,365	-	2,558	2,558	2,558	2,558	2,558
6、财务费用支出	11,925	-	1,699	1,569	1,438	1,308	1,178
7、总成本费用=4+5+6	91,099	-	5,687	5,598	5,511	5,427	5,347
8、利润总额=1-2+3-7	21,934	-	-251	-161	-74	9	239

下表为续表：

项目	生产期						
	7	8	9	10	11	12	13
生产负荷(%)	100	100	100	100	100	100	100
上网电量(万 kW·h)	10,427	10,427	10,427	10,427	10,427	10,427	10,427
不含税电价(元/kW·h)	0.521	0.521	0.521	0.521	0.5214	0.5214	0.521
1、发电销售收入	5,437	5,437	5,437	5,437	5,437	5,437	5,437
2、销售税金及附加	79	78	77	75	74	73	72
3、税收返还收入	393	388	383	377	371	365	358
4、发电经营成本	1,664	1,721	1,783	1,848	1,918	1,992	2,072
5、折旧费	2,558	2,558	2,558	2,558	2,558	2,558	2,558
6、财务费用支出	1,047	917	787	656	526	396	265
7、总成本费用=4+5+6	5,269	5,196	5,127	5,062	5,001	4,946	4,895
8、利润总额=1-2+3-7	481	551	616	677	732	783	828

下表为续表：

项目	生产期							
	14	15	16	17	18	19	20	21
生产负荷(%)	100	100	100	100	100	100	100	100

上网电量(万 kW·h)	10,427	10,427	10,427	10,427	10,427	10,427	10,427	10,427
不含税电价(元/kW·h)	0.521	0.521	0.521	0.521	0.521	0.521	0.521	0.521
1、发电销售收入	5,437	5,437	5,437	5,437	5,437	5,437	5,437	5,437
2、销售税金及附加	70	69	67	65	63	61	59	57
3、税收返还收入	351	343	335	326	316	306	295	284
4、发电经营成本	2,158	2,250	2,348	2,452	2,565	2,685	2,813	2,951
5、折旧费	2,558	2,558	2,558	-	-	-	-	-
6、财务费用支出	135	4	-	-	-	-	-	-
7、总成本费用=4+5+6	4,850	4,812	4,905	2,452	2,565	2,685	2,813	2,951
8、利润总额=1-2+3-7	867	899	799	3,245	3,125	2,997	2,860	2,713

在该项目运营期内（以21年计算，其中建设期1年），项目合计实现不含税售电收入10.87亿元，预计税收返还收入0.54亿元，项目运营期内该项目发电经营成本4.08亿元，累计折旧费用3.84亿元，可研预计财务费用1.19亿元，项目运营期内该项目预计可实现利润总额2.19亿元。可完全覆盖项目总投资。

本期债券发行后，对于持股比例未达到100%但已达到绝对控股的项目公司，发行人将通过统借统还的方式将本期债券募集资金划转至项目公司，用于以上项目的建设，统借统还合同中约定资金规模、期限以及成本，并作为项目建设成本进行预算。根据公司资金归集制度，项目产生收益将优先归集至集团公司账户，并用于偿还本期债券的本息及其他合理费用，确保本期债券本息的按时偿付。扣除全部开支（含本次债券本息）后剩余部分再根据发行人整体安排进行利润分配，故项目公司收益覆盖不受持股比例影响。

7、项目环境效益

该项目建成后，年发电量为1.04亿kWh，与同等发电量的火电项目相比，拟建项目每年可以节约标煤3.40万吨（火电煤耗按326.00g/kWh计），用水约32.33万吨（火电耗水量3.10kg/kWh计）。

相应每年可减少向大气排放有害气体及废渣和温室气体：粉尘约为4399.98吨、二氧化碳约为9.35万吨，二氧化硫约为543.90吨，氮氧化物约为308.66吨，碳氢化合物约为3.09吨，一氧化碳约为7.82吨。

(六) 项目的绿色产业项目类别及绿色产业项目认定依据

毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“毕马威华振”）已就本次绿色债券募集资金运用项目出具了《关于“2016年龙源电力集团股份有限公司绿色债券”相关项目评估及筛选的发行前独立有限鉴证报告》⁴，毕马威华振的鉴证内容为发行人在募集说明书第十二条“募集资金用途”中作出的声明，涉及本次绿色债券发行相关的项目评估及筛选的标准和提名项目的合规性。鉴证意见为：“基于本报告所述的工作及获取的证据，毕马威华振未发现本公司与本次公司债券相关的项目评估及筛选在所有重大方面存在不符合中华人民共和国国家发展和改革委员会办公厅制定的《绿色债券发行指引》（发改办财金[2015]3504号）及中国金融学会绿色金融专业委员会编制的《绿色债券支持项目目录（2015年版）》中相关要求的情况。”

本次绿色债券提名项目属于“《绿色债券支持项目目录》（2015年版）中的第5大类：清洁能源”范围。根据毕马威华振出具的独立有限鉴证报告，毕马威华振未发现提名项目在所有重大方面存在与《绿色债券支持项目目录》（2015年版）之要求不符合的情况。

(七) 补充运营资金

⁴由于年份变更，“2016年龙源电力集团股份有限公司绿色债券”名称变更为“2018年龙源电力集团股份有限公司绿色债券”，名称变更不会对原名称下的本次债券各申报文件法律效力产生影响，2018龙源电力集团股份有限公司绿色债券有关文件与2016年龙源电力集团股份有限公司绿色债券有关文件等效

募集资金中的15亿元用于补充发行人营运资金，占募集资金总额的50.00%，主要用于发行人风电及其他可再生能发电业务板块的日常运营。

发行人是以风力发电等新能源及其附加产业开发为主的可再生能源发电企业，并通过各全资、控股及参股企业的运营实现集团化运作。在风电项目开发建设方面，目前已在全国28个省（自治区、直辖市）开发风电项目。

截至2016年12月31日，公司保持风电行业世界第一的领先地位。截至2016年12月31日，公司控股装机容量为1,949万千瓦，其中，风电装机容量1,737万千瓦，占比89.10%；火电装机容量188万千瓦，占比9.62%；其他可再生能源控股装机容量25万千瓦，占比1.28%。

截止2016年12月末，发行人短期借款余额182.29亿元，应付账款余额73.89亿元，其他应付款21.51亿元，一年内到期非流动负债67.19亿元，其他流动负债170亿元，此外发行人总资产周转率约0.16，属于重资产经营，发行人面临固定资产的更新及维护成本较高。综上，发行人对于日常运营资金需求量较大，因此计划将本期债券募集资金中的15亿元用于补充发行人日常运营需求。

二、 募集资金管理制度

发行人将通过多种方式加强募集资金管理，保障投资者利益：

首先，本期债券募集资金的使用及管理以合法、合规、追求效益为原则，确保资金使用及管理的公开、透明和规范。使用本期债券募集资金的投资项目将根据项目资金预算情况统一纳入发行人的年度

投资计划中进行管理。募集资金使用单位将定期向发行人各相关职能部门报送项目资金的实际使用情况。其次，发行人安排财务审计部门负责本期债券募集资金的总体调度和安排，对募集资金支付情况建立详细的账务管理并及时做好相关会计记录，且将不定期对募集资金投资项目的资金使用情况进行现场检查核实，确保资金做到专款专用。根据发行人与中国工商银行股份有限公司签订的《2016年龙源电力集团股份有限公司绿色债券债贷组合综合融资服务协议》⁵，发行人聘请中国工商银行股份有限公司担任综合融资协调人。

本期债券发行后，工商银行将履行综合融资协调人的职责，加强发行人在本期债券存续期管理，完善发行人综合融资方案及优化融资结构。

最后，发行人聘请了中国工商银行股份有限公司北京广安门支行作为募集资金账户的开户行和资金和账户监管人，签订了《2016年龙源电力集团股份有限公司绿色债券账户及资金监管协议》，聘请中国工商银行股份有限公司北京广安门支行对账户使用情况进行全面监管。如果发行人未按照国家发改委核准文件中明确的募投项目进行投资，监管人有权拒绝付款，以确保全部募集资金专款专用，保证债券发行及偿还的安全及规范。

⁵由于年份变更，“2016年龙源电力集团股份有限公司绿色债券”名称变更为“2018年龙源电力集团股份有限公司绿色债券”，名称变更不会对原名称下的本次债券各申报文件法律效力产生影响，2018年龙源电力集团股份有限公司绿色债券有关文件与2016年龙源电力集团股份有限公司绿色债券有关文件等效

第十三条 偿债保障措施

本期债券发行成功后，发行人将按照发行条款的约定，凭借自身的偿付能力、融资能力筹措相应的偿付资金，亦将以良好的经营业绩和规范的运作，履行付息兑付的义务。发行人为本期债券的按时、足额偿付制定了有效保障措施和具体工作计划，包括聘请债权代理人、制定《债券持有人会议规则》、签订《账户及资金监管协议》、指定专门部门与人员、设计工作流程、安排偿付资金等，努力形成一套确保债券安全付息兑付的内部机制。发行人聘请中国工商银行股份有限公司担任综合融资协调人，在本期债券存续期内，协助发行人管理整体债务风险。本期债券发行人将以项目收入、自身经营收入保证债券的利息支付及本金兑付。

一、自身良好的偿付能力

本期债券的偿债资金将主要来源于本公司日常经营所产生的现金流。2014年、2015年、2016年本公司合并财务报表营业收入分别为1,819,752.83万元、1,922,333.49万元、2,182,353.91万元，实现归属于母公司的净利润分别为240,186.38万元、289,169.05万元、362,222.62万元，经营活动产生的现金流量净额分别为1,123,231.18万元、1,509,087.00万元、1,149,390.19万元。随着业务的不断发展，本公司的营业收入和盈利能力有望进一步提升，从而为偿还本期债券本息提供保障。

此外，作为上市公司，本公司经营情况良好，运作规范，盈利能

力强，具有广泛的融资渠道和较强的融资能力。

(一) 良好的流动性

长期以来，本公司财务政策稳健，注重流动性管理，资产流动性良好。本公司流动资产中的货币资金、应收票据、以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产及存货具有较强的流动性，必要时可以通过流动资产变现来补充偿债资金。截至2016年12月31日，本公司合并财务报表口径下流动资产合计为126.34亿元，其中：（1）货币资金为19.45亿元；（2）应收票据为4.01亿元，绝大多数均为银行承兑票据；（3）以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产为4.79亿元，主要为香港上市公司股票、银行理财和动力煤期货；（3）存货为10.99亿元，其中原材料占比超过50%。上述四类流动资产均具有较强的流动性，单考虑流动性最强的货币资金和应收票据，截至2016年12月31日，本公司合并财务报表口径下货币资金与应收票据合计为23.46亿元，为本期债券的偿付提供了良好的保障。

(二) 畅通的外部融资渠道

本公司资信水平良好，与国内外多家银行保持长期合作关系，融资渠道畅通，融资能力良好。若在本期债券兑付时遇到突发性的临时资金周转问题，本公司可以通过向银行申请临时资金予以解决。本公司是香港上市公司，具有灵活多样的境内外资本市场融资渠道，同时本公司具备丰富的境外融资经验，必要时可以通过各类融资渠道取得资金。

(三) 以风电为主的主营业务结构

近年来，随着国家产业升级及发展绿色环保经济方针的不断开展，风电资源作为主要的非化石能源和清洁能源，已超过核电成为继火电、水电后我国第三大主力电源。风电的收益来源一方面来自于国家在战略转型上的需求，给予风电企业较高的上网电价，另一方面，一般风电设备设计寿命为20年，建成后运营成本较低，现金流稳定。截至2015年，发行人控股装机容量已达到世界第一，截至2016年12月31日，公司保持风电行业世界第一的领先地位，同时已逐步由“三北”地区向中东南部布局，降低集中度。未来随着东南部地区及海上风电的建成投产，将为公司带来稳定的收入及经营性现金流，进一步提高偿债保障能力。

二、项目收益测算

本次核准发行的60亿元绿色债券募集资金中50%将用于发行人5个风电项目的投资建设，根据各项目的可行性研究报告，各项目在债券存续期内的收入及募投规模所对应的本期债券募集资金的本息计算如下表：

表13-1 项目收益测算表

项目名称	江苏龙源蒋家沙 300MW 海上风电场项目	山东沾化冯家一期风电项目	山东沾化冯家二期风电项目	安徽宿州香山风电项目	安徽宿州大龙山风电项目	合计
项目投资额（亿元）	53.27	5.14	4.32	4.54	4.32	71.59
拟使用本次债券资金（亿元）	21.40	2.30	2.40	2.10	1.80	30.00
占比	40.17%	44.75%	55.56%	46.26%	41.67%	41.91%
年债券利息测算	0.86	0.09	0.10	0.08	0.07	1.20

(假设债券年利率4%) (亿元)						
债券到期偿还本息合计 (亿元)	27.39	2.94	3.07	2.69	2.30	38.40
债券存续期内年售电量 (万 kWh)	74,830	12,661	12,588	11,343	10,427	121,849
债券存续期内上网电价(元/kWh)	0.85	0.61	0.61	0.61	0.61	-
债券存续期内年售电收入 (税后) (万元)	54,364	6,601	6,563	5,914	5,436	78,878
债券存续期内运营年份 (年)	7	6	6	6	6	-
债券存续期内售电净收入 (税后, 不含折旧、摊销费用) (亿元)	27.40	3.00	3.10	2.69	2.38	38.57
收入本息覆盖倍数	100.03%	101.90%	100.91%	100.07%	103.30%	100.44%

发行人本次债券募集资金拟投资建设的项目总投资71.59亿元，其中30亿元通过发行本次债券来筹集。假设本次债券的发行利率为4.00%，期限为7年，按年付息、一次还本，则发行人每年支付利息1.2亿元。

如上表所示，债券存续期内，各个项目经营净收益（不含折旧摊销费用）均可覆盖用于该项目的债券本息。本次债券拟投资建设项目预计共将产生税后售电净收入（不含折旧摊销费用）38.57亿元，由于风电项目运营期内主要成本为折旧摊销成本，受原材料影响较小，同时售电款一般在1个月内结算，为公司带来较为稳定的经营性现金流。本次债券募投项目在债券存续期内预计净收入（不含折旧摊销费用）将能完全覆盖本期债券用于项目投资建设部分的本金和利息，覆盖倍数为100.44%。

三、其他偿债保障措施

(一) 本期债券的偿债计划

为了充分、有效地维护债券持有人的利益，发行人为本期债券的按时、足额偿付制定了一系列工作计划，包括确定专门部门与人员、设计工作流程、安排偿付资金、制定管理措施、做好组织协调等，努力形成一套确保债券安全付息及兑付的内部机制。

1、 偿债计划的人员安排

从本次发行起，发行人将成立工作小组负责管理付息工作。该小组由发行人财务负责人任组长，其他相关职能部门的专业人员任组员，所有成员将保持相对稳定。自本期债券付息兑付日之前的7个工作日（T-7日）起至付息兑付日结束，偿债工作小组全面负责本期债券的本息偿付，并在需要的情况下继续处理付息日后的有关事宜。

2、 偿债计划的财务安排

针对发行人未来的财务状况、本期债券自身的特征以及募集资金用途的特点，发行人将建立一个多层次、互为补充的财务安排，以提供充分、可靠的资金来源用于付息，并根据实际情况进行调整。

同时，发行人在正常经营的基础上，将发挥整体的盈利能力、融资能力及通过其他特定渠道筹集付息兑付资金，具体包括：其一，充分调动发行人自有资金，以及变现各类资产筹集资金；其二，通过银行贷款、股权融资等手段融入外部资金。

(二) 偿债保障制度性安排

1、 债权代理人安排

为维护全体债券持有人的合法权益，同时由于债券持有人的不确定性，发行人已聘请华泰联合证券有限责任公司为债权代理人，并与之签署《债权代理协议》，同时制订了《债券持有人会议规则》。根据该协议及债券持有人会议规则，债权代理人代理债券持有人与发行人之间的谈判、诉讼及债券持有人会议授权的其他事项。

2、 账户及资金监管银行安排

为了保证募集资金合理使用，以及按时足额还本付息，发行人聘请中国工商银行股份有限公司北京广安门支行作为本期债券账户及资金监管银行，并签署《账户及资金监管协议》。发行人将于账户及资金监管银行开立募集资金使用专户、偿债资金专户，并按照《账户及资金监管协议》的约定使用上述专户，接收、存储及划转相关资金，并接受账户及资金监管银行的监管。

3、 发行人将在综合融资协调人协助下管理整体债务风险

根据发行人与中国工商银行股份有限公司签订的《综合融资服务协议》，发行人聘请工商银行担任综合融资协调人。工商银行是发行人的主力贷款银行之一，截至2016年12月末，发行人在工商银行授信总额为300亿元，未使用授信222.67亿元。本期债券发行后，工商银行将履行综合融资协调人的职责，加强发行人在本期债券存续期管理，完善发行人综合融资方案及优化融资结构。

(三) 应急保障措施

发行人自成立以来资信状况良好，与各家商业银行建立了长期的

合作关系，为发行人的业务发展提供了有力的资金支持。截至2016年末，公司的授信总额度折合人民币达2,000.00亿元，其中已使用额度为426.53亿元，未使用额度为1,573.47亿元，已使用额度占授信总额的21.33%。

发行人可利用银行授信额度、财政补贴资金以及资金集中管理等措施进一步调整公司财务结构，加强流动性管理以保证到期债务的偿还。在本期债券派息或本金兑付时遇到突发性的资金周转问题，发行人可以通过银行融资予以解决。发行人充足的银行授信不仅能保证正常的资金需求，也为本期债券的按时还本付息提供了进一步保证。

(四) 其他偿债措施安排

发行人将继续保持良好的财务结构和资本结构，有效安排偿债计划。同时发行人还将根据市场形势的变化，不断改进管理方式，努力降低融资成本，优化债务结构，完善公司治理，增强财务风险控制能力，为本期债券偿付提供强大的制度保障。

发行人承诺，项目收入将优先用于偿还本期债券；公司将按照相关要求披露债券资金使用情况、下一步使用计划、募集资金投资项目进展情况。如需变更募集资金用途，公司将按照相关规定履行变更手续。

第十四条 风险揭示

投资者在评价和购买本期债券时，应认真考虑下述各项风险因素及发行人在本募集说明书中披露的其他有关信息。

一、 本期债券相关的风险

(一) 利率风险

受国民经济总体运行状况、国家宏观经济环境、金融货币政策以及国际经济环境变化等因素的影响，市场利率存在波动的可能性。由于本期债券可能跨越一个以上的利率波动周期，债券的投资价值在其存续期内可能随着市场利率的波动而发生变动，从而使本期债券投资者持有的债券价值具有一定的不确定性。

(二) 流动性风险

本期债券发行结束后，本公司将积极申请在有关交易场所上市流通。由于具体上市审批或核准事宜需要在本期债券发行结束后方能进行，发行人目前无法保证本期债券一定能够按照预期在相关的证券交易场所上市或交易流通，亦无法保证本期债券会在债券二级市场有活跃的交易表现。

(三) 偿付风险

本公司目前经营和财务状况良好。在本期债券存续期内，宏观经济环境、资本市场状况、国家相关政策等外部因素以及本公司本身的生产经营存在着一定的不确定性。这些因素的变化会影响到本公司

的运营状况、盈利能力和现金流量，可能导致本公司无法如期从预期的还款来源获得足够的资金按期支付本期债券本息，从而使投资者面临一定的偿付风险。

(四) 本期债券安排所特有的风险

本期债券部分募集资金将用于绿色项目的投资建设，除项目自身收益外，将依靠发行人自身良好的经营业绩、多元化融资渠道以及良好的银企关系保障本期债券的按期偿付。但是，如果在本期债券存续期内，发行人自身的经营业绩出现波动，或者由于金融市场和银企关系的变化导致融资能力削弱，则将可能导致所投资项目的后续融资无法保障，影响本期债券的按期偿付。

(五) 发行人的相关风险

1、 财务风险

(1) 资产负债率较高、流动比率及速动比率较低的风险

截至2014年12月31日、2015年12月31日、2016年12月31日，本公司资产负债率分别为66.24%、66.47%、65.27%，处于较高的水平。

截至2014年-2016年末，本公司流动比率分别为0.34、0.22、0.23，速动比率分别为0.31、0.20、0.21，均处于较低的水平。

尽管本公司主要控股电力企业盈利能力较强，能够按时偿付各项债务，且随着在建项目的逐步投产，本公司未来收入规模和盈利能力将保持增长态势。但是与可比公司相比较低的流动比率、速动比率仍将使本公司面临一定的偿债压力。

(2) 债务融资成本提高的风险

本公司主要从事风电投资，每年资本支出金额较大，所需资金大部分来源于银行贷款、短期融资券、超短期融资券等债务类融资产品，因此贷款利率、无风险利率、信用风险利差等利率的提高将直接影响本公司的债务成本，未来利率的变化情况将对本公司债务成本产生一定的影响。未来若利率水平上升，则本公司的财务开支将会增加，从而对本公司的业务、财务状况及经营业绩构成不利影响。

(3) 投资活动现金流和筹资活动现金流波动的风险：

报告期内，发行人投资活动产生的现金流量净额分别为-1,953,047.90万元、-1,838,788.09万元、-927,792.70万元；筹资活动产生的现金流量净额分别为770,925.08万元、364,259.70万元、-321,332.36万元。如果发行人投资活动现金流和筹资活动现金流在未来出现较大波动，将对公司有息债务的覆盖保障能力带来了一定的不确定性。

(4) 有息债务余额较大且存在集中到期偿付的风险：

截至2016年12月31日，发行人有息债务总额为783.99亿元，有息债务余额较大。且公司于2016年发行了多期短期融资券，于2017上半年到期，存在债券集中到期偿付的风险。若公司的现金流及资本资源不足以应付债务责任，则可能对本公司的业务、前景及财务状况构成不利影响。

2、经营风险

(1) 气候条件变化的风险

由于风电行业的特殊性，发行人的风电场发电量及盈利能力依赖当地的气候条件，特别是风资源条件，这些条件会随季节和风电场的地理位置出现很大差异，同时也受限于总体气候变化的影响。如果风电场所在地区风资源条件出现的季节差异与波动与本公司过往观测不符，或与公司假设不一致，可能导致该风电场的发电量会出现预期以外的波动，并因此影响公司经营业绩。发行人2014年、2015年、2016年风电平均利用小时数分别为1,980小时、1,888小时、1,901小时。2015年，由于经济下行导致用电需求增长乏力，部分地区限制出力加剧，使得当年风电平均利用小时数较2014年降低92小时；2016年，由于风资源、新机增效影响原因，平均利用小时数较2015年提高13小时。此外，强风或极端天气条件（尤其是可影响大量风电场时）可令本公司风电场的运营效率及发电量下降，从而对本公司业务、财务状况或经营业绩造成重大不利影响。

（2） 电网接入的风险

由于电网规划及建设进度滞后问题，发行人部分项目电网建设相对滞后，将影响公司项目建成后的电网送出。同时，由于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，甘肃及内蒙地区部分项目的发电送出受到一定限制。如未来相关地区电网建设进度无法跟上公司项目的建设进度，将可能导致项目建成后无法达到预期发电及输出规模，致使投资回收周期的进一步提高。

（3） 弃风限电的风险

我国风能资源丰富，开发潜力巨大，但我国风能资源的分布不均

衡。“三北”地区（东北、西北和华北）风能资源丰富，多数地区风功率密度等级达到3级及以上，内蒙古巴彦淖尔乌拉特中旗、赤峰塞罕坝和新疆大阪城等地区风功率密度等级接近或超过5级，长期以来，“三北”地区是我国风电发展的主要地区。但这些地区对电力的需求往往相对不足，电力基础设施也较为落后，当地电网的消纳能力和输送能力成为制约风电产业大规模发展的瓶颈。弃风限电现象是制约我国风电发展的主要瓶颈。为缓解弃风限电现象和进一步促进风电的发展，2013年2月16日，《国家能源局关于做好2013年风电并网和消纳相关工作的通知》发布，强调各方配合尽快消除弃风限电，并于2014年3月继续下发《关于做好2014年风电并网消纳工作的通知》。此外，针对部分地区电网消纳能力低造成的较严重弃风现象，2012年6月，国家能源局在《国家能源局关于加强风电并网和消纳工作有关要求的通知》中提出今后将风电并网情况作为新安排风电开发规模和项目布局的重要参考指标，风电利用小时数明显偏低的地区不得进一步扩大建设规模。本公司报告期内平均设备利用率均在88-89%之间，预计未来几年内将会继续保持稳定。同时，国家发改委及能源部于2016年5月发出通知，首次公布了风电和光伏的最低保障利用小时数，要求各地区必须达到保障小时要求，否则不得新建风电、光伏项目，预计政策落地后将进一步改善弃风限电的状况。但如果上述政策有所变化，或发行人平均设备利用率下降，则公司的日常经营和业绩将会受到不利影响。

（4）清洁发展机制安排变动的风险

本公司目前销售的核证减排量依赖于《京都议定书》下的清洁发展机制安排。中国政府于1998年5月29日签署并于2002年8月核准《京都议定书》。根据该项安排，公共及私人实体可购买本公司清洁发展机制项目产生的核证减排量，利用该等核证减排量来完成其国内的减排目标或将其在公开市场上出售。此外，本公司也销售自愿减排量。产生自愿减排量的所有风电项目也均为清洁发展机制项目。本公司通过销售核证减排量及自愿减排量产生了营业外收入，改善了风电项目的盈利水平。《京都议定书》的首个承诺期间为2008年起至2012年止共五年。

2012年多哈联合国气候变化会议确定了《京都议定书》的第二承诺期，即有效期延长至2020年，从法律上明确了CDM机制可以继续运行，保证了2012后可以继续注册和交易CDM项目。若《京都议定书》于2020年期满前不再续期，或若中国政府不再支持清洁发展机制安排，本公司来自销售核证减排量及自愿减排量的收入将受到重大不利影响。另外，目前由于发达国家在《京都议定书》第二承诺期的减排力度不大，使得2012年后的CDM开发和交易前景受到影响，目前CER二级市场价格处于较低的水平，未来CER合同定价将更多参照市场情况，存在不确定因素。中国国内的碳交易体系试点正在积极推进当中，从现有进展看，预计将能形成对CDM的需求，但是由于尚处于初期阶段，据此开展CDM开发和交易的前景目前尚不明朗。

此外，由于清洁发展机制执行理事会注册清洁发展机制项目的过程相对复杂，因此本公司的登记时间及结果存在不明朗因素，如项目

无法注册，或项目开发过程中出现重大政策变化，则将会对本公司经营业绩产生一定影响。目前，本公司有专门机构负责清洁发展机制项目的开发和注册，以及国内碳交易的研究操作，本公司将继续优化开发流程，加大与相关机构的沟通力度，加强项目开发全程管理，力争更多项目早日注册。

二、与本期债券相关的风险对策

(一) 利率风险对策

在设计本期债券的发行方案时，公司考虑了债券存续期内可能存在的利率风险，通过合理确定本期债券的票面利率，能够保证投资人获得长期合理的投资收益。同时，发行结束后，发行人将向有关证券交易场所或其他主管部门提出上市或交易流通申请，以提高本期债券的流动性，分散利率风险。

(二) 流动性风险对策

发行人和联席主承销商将推进本期债券的上市或交易流通申请工作。联席主承销商和其他承销商也将促进本期债券交易的进行。另外，随着债券市场的发展，公司债券流通和交易的条件也会随之改善，未来的流动性风险将会有所降低。

(三) 偿付风险对策

目前发行人经营状况良好，现金流量充足，其自身现金流可以满足本期债券本息偿付的要求。发行人将进一步提高管理和运营效率，严格控制资本支出，注重资本结构的管理，将财务杠杆控制在合理水

平，确保公司的可持续发展，尽可能地降低本期债券的兑付风险。

(四) 本期债券安排所特有的风险对策

为确保发行人拟投入项目后续资金融资顺利，本期债券引入“债贷组合”模式，由中国工商银行股份有限公司作为综合融资协调人。发行人已于工商银行签订了《2016年龙源电力集团股份有限公司绿色债券债贷组合综合融资服务协议》，确保了本期债券所投资项目的顺利进行。

(五) 与发行人相关的风险对策

1、 财务风险对策

(1) 资产负债率较高、流动比率及速动比率较低的风险对策

电力行业是资金密集型行业，电力项目建设具有投资大、建设周期长的特点，生产经营规模的扩大、设备维护和技术改造等都需要投入大量资金。特别是近几年，本公司发展迅速，新建和在建项目规模较大，对资金的需求也相应增加，导致资产负债率较高。

公司控股电力企业盈利能力强，近年来毛利率及净利率均呈上升趋势，对债务的覆盖能力良好。未来公司将通过调整债务结构，以长期债务逐步替代短期债务的方式，提高流动性水平。

(2) 债务融资成本提高的风险对策

为确保公司债务融资成本可控，公司积极开拓融资渠道，提高自身宣传，优化债务结构，确保融资手段的合理运用。公司境内主体评级长期保持AAA水平；2015年公司获得国际知名评级机构标准普尔

公司将龙源电力的主体评级从**BBB+**上调至**A-**，该评级是目前世界可比新能源上市公司最高评级。评级的提高将有助于公司降低融资成本，提高利润水平。

(3) 投资活动现金流和筹资活动现金流波动的风险对策

报告期内，发行人投资活动现金流和筹资活动现金流波动主要是公司近年来业务发展迅速。投资方面，由于新建和在建项目的建设需求，公司加大了固定资产投资规模，因此投资活动现金流出有所增加。融资方面，发行人借助长期及短期借贷来满足部分资本需求，因此融资活动现金流出有所增加。

公司未来将合理制定投、融资计划，在保证业务健康持续发展的前提下，充分考虑公司现金流状况，保证投资活动现金流和筹资活动现金流净额在合理的波动范围之内，提高对公司有息债务的覆盖保障能力。

(4) 有息债务余额较大且存在集中到期偿付的风险对策

公司近年来业务发展迅速，主要依赖长期及短期借贷满足部分资本需求。虽然2009年12月香港上市融资后本公司获得大量股权融资，使得资产负债率得到显著下降，但未来仍将需要大量借贷融资。

目前公司目前公司经营性收入及经营性现金流较为充足：2014年、2015年及2016年本公司合并财务报表营业收入分别为1,819,752.83万元、1,922,333.49万元及2,182,353.91万元，经营活动产生的现金流量净额分别为1,123,231.18万元、1,509,087.00万元及1,149,390.19万元，为偿还本期债券本息提供保障。针对有息债务余额较大且存在债券集

中到期偿付的风险，公司将切实履行各类债务付息还本保障措施，根据融资需求和未来还本付息情况，合理制定融资及还款计划，平衡债务期限结构，减少有息债务余额较大且债券集中到期偿付的风险。

2、经营风险对策

(1) 气候条件变化的风险对策

为应对气候条件变化所带来的风险，发行人通过合理布局，加强风区较好省份及地区项目建设，分散项目区域，降低由区域性气候变化所带来的集中减产风险。同时，公司积极开展山东、江苏、浙江以及福建等沿海发达地区的项目建设，确保建设区域电网建设水平具备抗极端气候能力，减少由于气候变化所带来的不利风险。

(2) 电网接入的风险对策

发行人已针对电网接入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，对新投资项目选址地区电网建设情况及未来需求进行合理评估，不断提升公司的运营能力和抗风险能力。

(3) 弃风限电的风险对策

针对弃风限电现象，发行人通过深化对标管理，全力应对限电，深入推进设备“精维护”，全面开展利用小时差异率管理。同时，公司合理布局新建风电场项目，加大非限电区域风电项目核准占比，2014年全年核准风电项目2,642兆瓦，其中非限电地区容量占比94%；2015年全年核准风电项目2,628兆瓦，非限电地区占比达87%；2016年以来，公司进一步降低了吉林、内蒙古、黑龙江等限电率较高省份的新建项目比例，加大了福建、江苏等沿海发达地区的项目建设力度及海上风

电项目的建设。公司将对外积极与政府、电网沟通，主动争取发电份额，对内加强生产运营管理、优化运行方式、合理安排机组检修，尽可能减少机组停机时间，提升运营能力和抗风险能力。

（4）清洁发展机制安排变动的风险对策

为应对清洁发展机制安排变动的风险，发行人设立了专门机构负责清洁发展机制项目的开发和注册，以及国内碳交易的研究操作，公司将继续优化开发流程，加大与相关机构的沟通力度，加强项目开发全程管理，力争更多项目早日注册。公司于2015年8月印发了《CCER工作管理办法》，并制定下发了第一批23个CCER项目开发计划，总装机容量1,240兆瓦，预计年减排量170万吨，目前已成功备案10个项目。后续公司将进一步加大CCER工作力度，启动开发更多CCER项目。

第十五条 信用评级

一、信用评级报告内容概要及跟踪评级安排

大公国际资信评估有限公司（以下简称“大公”）对发行人进行了综合分析和评估，结果如下：发行人主体信用等级为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，评级展望为稳定，本期债券信用等级为AAA。

（一）评级报告内容概要

1、主要优势

（1）可再生能源发电全额保障性收购、优先调度以及税收优惠等为风力发电企业营造了较好的政策环境；

（2）公司作为全球最大的风电运营商，规模优势显著，风电项目储备充足，布局不断优化；

（3）作为国电集团新能源发电业务平台，公司可获得国电集团在资源配置等方面的有力支持；

（4）公司经营性净现金流规模较大，对利息保障能力较强。

2、主要风险

（1）风电上网电价不断下调，对公司盈利能力产生一定的影响；

（2）公司负债规模逐年增长，有息债务规模较大，短期有息债务占比很高，存在一定的短期偿债压力。

（二）跟踪评级安排

自评级报告出具之日起，大公国际资信评估有限公司（以下简称

“大公”）将对龙源电力集团股份有限公司（以下简称“发债主体”）进行持续跟踪评级。持续跟踪评级包括定期跟踪评级和不定期跟踪评级。

跟踪评级期间，大公将持续关注发债主体外部经营环境的变化、影响其经营或财务状况的重大事项以及发债主体履行债务的情况等因素，并出具跟踪评级报告，动态地反映发债主体的信用状况。

跟踪评级安排包括以下内容：

1、跟踪评级时间安排

定期跟踪评级：大公将在本期债券存续期内，在每年发债主体发布年度报告后两个月内出具一次定期跟踪评级报告。

不定期跟踪评级：大公将在发生影响评级报告结论的重大事项后及时进行跟踪评级，在跟踪评级分析结束后下1个工作日向监管部门报告，并发布评级结果。

2、跟踪评级程序安排

跟踪评级将按照收集评级所需资料、现场访谈、评级分析、评审委员会审核、出具评级报告、公告等程序进行。

大公的跟踪评级报告和评级结果将对发债主体、监管部门及监管部门要求的披露对象进行披露。

3、如发债主体不能及时提供跟踪评级所需资料，大公将根据有关的公开信息资料进行分析并调整信用等级，或宣布前次评级报告所公布的信用等级失效直至发债主体提供所需评级资料。

二、 发行人历史评级情况

发行人历史信用评级良好，各机构评级情况如下：

表15-1 公司评级情况

评级标准	发布日期	信用评级	评级展望	变动方向	评级机构
债券评级	2017-05-23	AAA		维持	大公国际
主体评级	2017-05-23	AAA	稳定	维持	大公国际
主体评级	2016-12-23	A3	稳定	调高	穆迪公司(MOODYS)
主体评级	2016-07-11	AAA-	稳定	维持	中债资信
主体评级	2016-06-27	AAA	稳定	维持	中诚信国际
债券评级	2016-06-27	AAA	-	维持	中诚信国际
主体评级	2016-06-27	AAA	稳定	维持	中诚信国际
主体评级	2016-06-07	AAA	稳定	维持	大公国际
主体评级	2016-06-02	A-	稳定	调高	标准普尔(S&P)
主体评级	2015-06-29	AAA-	稳定	调高	中债资信
主体评级	2015-06-01	Baa1	稳定	调高	穆迪公司(MOODYS)

三、 发行人授信情况

公司资信状况良好，多年来与多家商业银行保持着长期良好的信贷业务关系，具有较强的间接融资能力。公司良好的还贷纪录以及高信用等级表明公司具有较强的间接融资能力。

截至2016年末，公司拥有国家开发银行、中国工商银行、中国农业银行、建设银行、交通银行、兴业银行等多家商业银行的授信总额为2,000.00亿元，其中已使用银行授信额度426.53亿元，未使用银行授信余额1,573.47亿元。

表15-2 截至 2016 年末公司本部授信额度及使用情况

单位：亿元

授信机构	授信规模	已使用授信规模	未使用授信规模
国家开发银行	300.00	85.66	214.34
中国工商银行	300.00	77.33	222.67
中国农业银行	300.00	53.84	246.16
中国银行	100.00	4.08	95.92
中国建设银行	200.00	72.18	127.82
交通银行	160.00	22.27	137.73
国电财务有限公司	40.00	-	40

兴业银行	200.00	20	180
其他	400.00	91.17	308.83
合计	2,000.00	426.53	1,573.47

四、 发行人信用记录

截至2017年3月末，发行人本部无逾期借款记录。根据中国人民银行“银行信贷登记咨询系统”相关记录，发行人本部未发生重大债务违约情况。

第十六条 法律意见

发行人聘请北京大成律师事务所担任本期债券发行人律师。北京大成律师事务所就本期债券发行出具了法律意见书，律师认为：

1、发行人已取得发行本期债券必要的内部授权和批准，该等已经取得的批准和授权合法有效。

2、发行人系依据中国法律在中国境内合法设立并有效存续的股份有限公司，具备发行本期债券的主体资格。

3、本期债券发行符合相关法律、法规和规范性文件规定的实质条件。

4、发行人发行本期债券募集资金投向符合国家产业政策和行业发展方向，所投项目已经获得相关主管部门的核准或备案，所需相关手续齐全，符合相关法律、法规和规范性文件的规定。

5、《募集说明书》对本《法律意见书》相关内容的引用不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏而可能引致的法律风险。

第十七条 其他应说明的事项

一、上市安排

本期债券发行结束后，发行人将尽快向经批准的证券交易场所或其他主管部门提出上市或交易流通申请。

二、税务说明

根据国家税收法律、法规，投资者投资本期债券应缴纳的有关税款由投资者承担。

三、关于发行人子公司福霖风能历史遗留问题的说明

本公司的下属全资企业中国福霖风能开发公司（现已更名为“中国福霖风能工程有限公司”）存在4,100万元逾期贷款。上述款项主要系历史遗留问题：1992年福霖公司成立时，其业务由煤代油办公室管理。公司筹建之初，煤代油办公室原计划拨向福霖公司付资金2亿元人民币，后因其他原因改为在福霖公司成立时以注册资金方式向福霖公司拨付4,000万元人民币（此部分资金已计入实收资本科目），剩余金额由福霖公司根据情况需要随用随申请。福霖公司设立后申请煤代油办公室拨付前述资金中的余款，煤代油办公室决定以贷款方式给付福霖公司。在福霖公司申请该拨款时，煤代油办公室曾表示可将提供的资金转为资本金。但在贷款存续期间，煤代油办公室行政改组为国华能源投资有限公司，增加注册资本的安排在机构撤并过程中被搁置。福霖公司鉴于煤代油办公室关于该笔贷款是否继续转为资本金的态

度不明确以及煤代油专用资金属于专项扶持资金的性质，从而在贷款到期时未进行偿还。

1999年5月11日，国家电力公司作出《关于龙源、福霖、中能公司合并重组的批复》（国电人资[1999]237号），福霖公司成为本公司的全资子公司。本公司考虑到该笔贷款系福霖公司整合之前发生的事项且背景情况复杂，属于历史遗留问题，本着尊重事实、稳妥处理的原则，同意福霖公司对上述贷款的处理意见。

第十八条 备查文件

一、 备查文件

- (一) 国家发改委对本期债券发行的核准文件;
- (二) 《2018年第一期龙源电力集团股份有限公司绿色债券募集说明书》;
- (三) 发行人经审计的2012-2014年连审报告以及2015年、2016年独立的审计报告及未经审计的2017年第三季度报表;
- (四) 大公国际资信评估有限公司为本期债券出具的信用评级报告;
- (五) 北京大成律师事务所为本期债券出具的法律意见书;
- (六) 本期债券债权代理协议;
- (七) 本期债券债券持有人会议规则;
- (八) 本期债券账户及资金监管协议。

二、 查阅地点、方式及联系人

(一) 投资者可以在本期债券发行期限内到下列地点查阅上述备查文件:

1、龙源电力集团股份有限公司

地址: 北京市西城区阜成门北大街6-9号国际投资大厦C座16层

联系人: 卢鹏

电话: 010-66579988

邮政编码: 100034

2、华泰联合证券有限责任公司

办公地址：北京市西城区丰盛胡同22号丰铭国际大厦A座6层

联系人：刘林嘉、杨帆、杨铠维、李昕蔚

联系电话：010-56839300

传真：010-56839500

邮政编码：100032

3、招商证券股份有限公司

办公地址：北京市西城区金融大街甲9号金融街中心7层

联系人：杨栋、胡玥、王渤、徐巍、周慧敏

联系电话：010-60840929

传真：010-57601990

邮政编码：100033

4、中国工商银行股份有限公司

办公地址：北京市西城区复兴门内大街55号

联系人：李宇翔

联系电话：010-66108037

传真：010-66107567

邮政编码：100140

(二) 投资者也可以在本期债券发行期内到下列网站查阅本期债券

《募集说明书》全文：

1、国家发展和改革委员会

www.ndrc.gov.cn

2、中国债券信息网

www.chinabond.com.cn

以上互联网网址所登载的其他内容并不作为《2018年第一期龙源电力集团股份有限公司绿色债券募集说明书》的一部分。如对上述备查文件有任何疑问，可以咨询发行人或联席主承销商。

附表一：

2018年第一期龙源电力集团股份有限公司绿色债券发行网点表

公司名称	发行网点名称	地址	联系人	联系电话
华泰联合证券 有限责任公司	债券业务总部 ▲	北京市西城区 丰盛胡同 22 号丰铭国际大 厦 A 座 6 层	李想	010-56839300
招商证券股份 有限公司	固定收益总部	北京市西城区 金融大街甲 9 号金融街中心 7 层	周慧敏	010-60840929
广发证券股份 有限公司	固定收益销售 交易部	广州市天河区 天河北路 183 号大都会广场 38 层	周天宁	010-59136712
东海证券股份 有限公司	债券发行部	上海市浦东新 区 东方路 1928 号东海 大厦 3 楼	高芳	021-20333395
安信证券股份 有限公司	资本市场部	北京市西城区 阜成门北大街 2 号楼国投金 融大厦 15 层	续毅敏	010-83321146

附表二：发行人2014年末-2016年末及2017年9月末合并资产负债表

合并资产负债表

单位：万元

项目	2017年9月30日	2016年12月31日	2015年12月31日	2014年12月31日
流动资产：				
货币资金	338,138.40	194,520.64	327,085.69	277,035.84
交易性金融资产	17,298.20	47,858.02	24,718.22	23,130.60
应收票据	69,073.76	40,079.13	38,904.22	31,085.61
应收账款	1,109,309.11	543,625.70	390,797.44	604,732.29
预付款项	38,258.47	37,729.48	33,522.78	79,409.59
应收利息	1,737.34	1,304.93	585.14	24.69
应收股利	80,710.80	576.94	1,094.39	946.33
其他应收款	34,973.62	99,253.93	124,398.85	171,982.30
存货	111,870.44	109,928.40	102,027.25	105,259.58
其他流动资产	120,588.54	188,493.38	215,529.44	171,383.35
流动资产合计	1,921,958.67	1,263,370.53	1,258,663.41	1,464,990.18
非流动资产：				
可供出售金融资产	78,666.12	78,666.12	79,111.29	76,262.48
长期应收款	28,201.22	28,196.50	228,180.04	223,820.00
长期股权投资	477,544.32	529,467.85	493,020.23	376,827.59
投资性房地产	1,098.54	1,137.52	1,189.49	1,241.46
固定资产净额	10,049,712.55	10,305,408.98	9,252,999.92	8,112,141.19
在建工程	977,879.75	797,589.17	1,395,196.08	1,395,203.67
工程物资	552,924.19	361,689.79	161,559.61	131,359.82
固定资产清理	1.39	-	-	-
无形资产	115,309.11	116,704.18	96,451.14	85,979.16
开发支出	-	3,615.25	1,548.59	-
商誉	6,524.63	6,524.63	1,505.63	1,505.63
长期待摊费用	4,425.89	1,055.03	1,108.24	868.34
递延所得税资产	3,973.36	4,036.60	4,411.25	3,419.58
其他非流动资产	306,050.11	329,669.18	376,193.22	343,579.02
非流动资产合计	12,602,311.17	12,563,760.77	12,092,474.72	10,752,207.95
资产总计	14,524,269.84	13,827,131.30	13,351,138.13	12,217,198.13

合并资产负债表（续）

单位：万元

项目	2017年9月30日	2016年12月31日	2015年12月31日	2014年12月31日
流动负债：				
短期借款	3,638,684.93	1,822,855.80	1,389,694.92	1,391,209.60

以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债	3,391.00	4,086.83	-	-
应付票据	97,185.81	242,306.07	169,108.81	73,355.26
应付账款	724,087.14	738,871.77	813,332.60	582,914.02
预收款项	10,777.43	25,641.85	21,570.57	13,029.30
应付职工薪酬	21,086.89	20,260.34	16,982.27	19,617.89
应交税费	27,152.97	33,457.90	30,353.05	25,472.84
应付利息	36,037.87	55,396.31	64,850.12	59,888.95
应付股利	32,861.61	5,290.23	789.81	31,390.20
其他应付款	71,836.41	215,136.98	253,712.53	289,248.26
一年内到期的非流动负债	317,130.00	671,935.48	587,788.16	1,344,188.67
其他流动负债	500,000.00	1,700,000.00	2,300,000.00	500,000.00
流动负债合计	5,480,232.07	5,535,239.56	5,648,182.85	4,330,315.01
非流动负债：				
长期借款	2,030,620.13	1,991,999.43	1,989,387.90	2,343,511.23
应付债券	1,909,857.06	1,410,771.53	1,201,604.20	1,392,272.02
长期应付款	53,060.29	46,200.30	761.98	-
专项应付款	9,257.01	9,118.11	9,154.42	4,201.33
预计负债	-	4,755.71	-	-
递延收益	20,327.88	19,521.46	18,675.67	16,605.93
递延所得税负债	7,596.43	7,707.09	6,231.97	6,074.33
非流动负债合计	4,030,718.80	3,490,073.63	3,225,816.14	3,762,664.84
负债合计	9,510,950.87	9,025,313.19	8,873,998.99	8,092,979.85
所有者权益（或股东权益）：				
实收资本（股本）	803,638.90	803,638.90	803,638.90	803,638.90
资本公积	1,434,020.60	1,434,020.60	1,432,907.01	1,432,223.57
其他权益工具	299,100.00	299,100.00	299,100.00	-
盈余公积	127,044.90	127,044.90	98,806.83	78,133.67
未分配利润	1,724,142.59	1,521,552.65	1,260,684.40	1,042,475.86
其他综合收益	-25,966.63	-60,109.97	-51,891.32	-6,364.54
归属于母公司所有者权益合计	4,361,980.36	4,125,247.09	3,843,245.82	3,350,107.46
少数股东权益	651,338.61	676,571.03	633,893.31	774,110.82
所有者权益合计	5,013,318.97	4,801,818.11	4,477,139.14	4,124,218.28
负债和股东权益总计	14,524,269.84	13,827,131.30	13,351,138.13	12,217,198.13

附表三：发行人2014年度-2016年度及2017年前三季度合并利润表

合并利润表

单位：万元

项目	2017年前三季度	2016年度	2015年度	2014年度
营业总收入	1,765,118.86	2,182,353.91	1,922,333.49	1,819,752.83
其中：营业收入	1,765,118.86	2,182,353.91	1,922,333.49	1,819,752.83
减：营业总成本	1,385,851.93	1,858,418.72	1,554,385.97	1,497,422.54
其中：营业成本	1,155,037.56	1,452,274.41	1,201,216.68	1,164,451.77
营业税金及附加	17,803.04	18,797.47	16,843.80	12,736.54
销售费用	171.84	295.96	473.9	509.72
管理费用	12,283.37	24,750.86	25,684.06	26,602.34
财务费用	197,001.90	293,039.69	310,069.11	290,387.95
资产减值损失	3,554.23	69,260.33	98.42	2,734.22
加：公允价值变动收益(损失以“-”号填列)	-36,613.77	16,713.97	9,955.71	-8,963.46
投资收益(损失以“-”号填列)	18,829.18	131,473.23	65,481.43	54,789.50
其中：对联营企业和合营企业的投资收益	-	41,373.62	51,647.80	45,835.66
营业利润(亏损以“-”号填列)	385,151.18	472,122.40	443,384.67	368,156.34
加：营业外收入	13,155.80	55,055.94	33,840.35	31,193.69
其中：非流动资产处置利得	-	0.21	173.85	1,584.48
政府补助(补贴收入)	-	41,690.60	29,445.45	27,254.71
减：营业外支出	2,900.17	7,158.66	2,561.97	2,488.11
其中：非流动资产处置损失	-	133.04	1,519.13	1,999.13
债务重组损失	-	5,542.53	-	-
利润总额(亏损以“-”号填列)	395,406.82	520,019.67	474,663.05	396,861.92
减：所得税费用	66,964.01	63,971.90	60,835.54	52,919.90
净利润(净亏损以“-”号填列)	328,442.80	456,047.77	413,827.51	343,942.03
减：少数股东损益	56,282.30	93,825.15	124,658.46	103,755.64
归属于母公司所有者的净利润	272,160.50	362,222.62	289,169.05	240,186.38

附表四：发行人2014年度-2016年度及2017年合并现金流量表

合并现金流量表

单位：万元

项目	2017年前三季度	2016年度	2015年度	2014年度
经营活动产生的现金流量：				
销售商品、提供劳务收到的现金	1,460,765.57	2,414,331.61	2,411,769.29	2,200,137.72
收到的税费返还	42,244.27	45,938.27	43,705.51	36,448.41
收到的其他与经营活动有关的现金	264,243.98	483,865.56	402,226.53	303,502.26
经营活动现金流入小计	1,767,253.82	2,944,135.44	2,857,701.32	2,540,088.39
购买商品、接受劳务支付的现金	739,715.12	874,002.72	589,102.33	805,555.04
支付给职工以及为职工支付的现金	103,122.12	165,047.57	148,063.66	127,060.28
支付的各项税费	177,170.15	186,571.74	177,742.27	167,525.40
支付的其他与经营活动有关的现金	249,676.68	569,123.21	433,706.07	316,716.50
经营活动现金流出小计	1,269,684.06	1,794,745.25	1,348,614.32	1,416,857.21
经营活动产生的现金流量净额	497,569.76	1,149,390.19	1,509,087.00	1,123,231.18
投资活动产生的现金流量：				
收回投资收到的现金	-	441,300.00	475,412.30	69,179.00
取得投资收益收到的现金	35,094.80	10,244.85	40,945.67	7,787.22
处置固定资产、无形资产和其他长期资产而收回的现金净额	140.19	0.25	138.25	601.49
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额	-	16,986.08	-	-
收到的其他与投资活动有关的现金	631,217.99	207,305.09	57,350.54	66,216.99
投资活动现金流入小计	666,452.98	675,836.27	573,846.75	143,784.71
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	597,442.66	1,210,303.27	1,694,899.27	1,681,325.52
投资支付的现金	-	179,000.00	589,073.56	144,348.71
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	-	15,663.21	4,664.94	-
支付的其他与投资活动有关的现金	188,425.29	198,662.49	123,997.07	271,158.38
投资活动现金流出小计	785,867.95	1,603,628.98	2,412,634.84	2,096,832.61
投资活动产生的现金流量净额	-119,414.97	-927,792.70	-1,838,788.09	-1,953,047.90
筹资活动产生的现金流量：				
吸收投资收到的现金	-	14,652.67	332,681.85	19,386.34
其中：子公司吸收少数股东投资收到的现金	-	14,652.67	33,581.85	19,386.34
取得借款收到的现金	5,694,835.43	9,748,794.95	9,159,795.04	6,705,246.83
收到其他与筹资活动有关的现金	977.72	8,847.21	3,991.35	4,291.79
筹资活动现金流入小计	5,695,813.15	9,772,294.83	9,496,468.24	6,728,924.96

偿还债务支付的现金	5,202,946.83	9,616,957.78	8,699,625.35	5,508,189.30
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	724,189.42	445,956.49	405,508.84	438,949.70
其中：子公司支付给少数股东的股利、利润	-	70,467.59	69,426.41	65,361.56
支付的其他与筹资活动有关的现金	3,301.89	30,712.91	27,074.35	10,860.89
筹资活动现金流出小计	5,930,438.15	10,093,627.19	9,132,208.53	5,957,999.88
筹资活动产生的现金流量净额	-234,625.00	-321,332.36	364,259.70	770,925.08
汇率变动对现金及现金等价物的影响	87.97	6,418.54	-26,455.95	392.55
现金及现金等价物净增加额	143,617.77	-93,316.33	8,102.66	-58,499.09
期初现金及现金等价物余额	194,520.64	285,900.84	277,730.34	335,534.93
期末现金及现金等价物余额	338,138.40	192,584.51	285,833.00	277,035.84