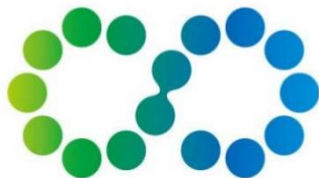


A 股代码：601016

A 股简称：节能风电



中节能风力发电股份有限公司
非公开发行 A 股股票申请文件
反馈意见的回复报告

保荐机构（主承销商）



中信证券股份有限公司
CITIC Securities Company Limited

广东省深圳市福田区中心三路 8 号卓越时代广场（二期）北座

二〇一九年十一月

中国证券监督管理委员会：

根据贵会《中国证监会行政许可项目审查一次反馈意见通知书》（192222 号）中《关于中节能风力发电股份有限公司非公开发行股票申请文件的反馈意见》的要求，中信证券股份有限公司（以下简称“中信证券”、“保荐机构”、或“本保荐机构”）本着行业公认的业务标准、道德规范和勤勉精神，对中节能风力发电股份有限公司（以下简称“申请人”、“发行人”、“公司”或者“节能风电”）非公开发行 A 股股票申请文件的反馈意见所涉及的有关问题进行了认真的核查，核查主要依据申请人提供的文件资料及中信证券项目人员实地考察、访谈、询问所获得的信息。

如无特别说明，本反馈意见回复报告中的简称或名词释义与《中信证券股份有限公司关于中节能风力发电股份有限公司非公开发行 A 股股票之尽职调查报告》中的简称或名词释义相同，本反馈意见回复报告的字体规定如下：

反馈意见所列问题	黑体加粗
对反馈意见所列问题的回复	宋体

节能风电及中信证券现将申请人本次非公开发行 A 股股票申请文件反馈意见落实情况向贵会回复如下：

目录

一、重点问题.....	6
1、申请人本次拟募集资金 28 亿元，用于 4 个风力发电项目及补充流动资金。请申请人补充说明并披露：（1）本次募投项目具体投资数额安排明细，投资数额的测算依据和测算过程，各项投资构成是否属于资本性支出，是否使用募集资金投入；（2）本次募投项目目前进展情况、预计进度安排及资金的预计使用进度，是否存在置换董事会前投入的情形；（3）结合公司及可比公司同类项目单位投资规模情况，说明本次募投项目投资规模的合理性；（4）募投项目新增产能情况，新增产能消化措施，是否已签订相关协议，并结合公司现有产能利用率、产销率等情况，说明新增产能规模的合理性；（5）计算内部收益率所依据的营业收入、净利润数据，并说明效益测算依据、测算过程，效益测算的谨慎性、合理性。请保荐机构发表核查意见。	6
2、申请人报告期各期末应收账款余额逐年增加，分别为 7.3 亿、12.8 亿和 18.9 亿元，应收账款增长率显著高于主营业务收入增长率，且账龄在 1-2 年的应收账款金额和占比大幅增加。公司将全部应收账款列入无回收风险组合，报告期末均不计提坏账准备。请申请人说明并披露：（1）应收账款大幅增长且增长率显著高于主营业务收入增长率的原因及合理性，与同行业上市公司是否可比；（2）账龄在 1-2 年的应收账款金额和占比大幅增加的原因及合理性；（3）将全部应收账款列入无回收风险组合，报告期末均不计提坏账准备的原因及合理性，与公司实际情况是否相符，相关会计处理与同行业可比公司是否存在差异，坏账准备计提是否充足。请保荐机构发表核查意见。	45
3、申请人报告期各期末在建工程余额较大。请保荐机构及会计师核查报告期内申请人在建工程转固是否及时准确并发表明确意见。	55
4、申请人最近一年一期预付工程款增加较快，请申请人说明最近一年一期预付工程款增加较快的原因及合理性。请保荐机构发表核查意见。	61
5、申请人 2018 年分别计提固定资产及在建工程减值损失 2,057.8 万元和 1,743.64 万元。请申请人补充说明：（1）2018 年计提固定资产及在建工程减值损失的原因；（2）固定资产及在建工程减值准备计提是否充分。请保荐机构发表核查意见。	63

6、申请人 2018 年 11 月因风电项目占用、损毁保护区林地被中国生物多样性保护与绿色发展基金会提起诉讼,要求申请人承担生态环境修复费用并赔偿生态服务功能损失。请申请人结合上述诉讼的进展情况说明未计提预计负债的原因与合理性;请保荐机构发表核查意见。.....	66
7、申请人 2017 年净利润增幅远高于营业收入增幅,2016-2018 年综合毛利率逐年大幅上升。请申请人补充说明:(1)2016-2018 年综合毛利率逐年大幅上升的原因,是否与同行业可比公司一致;(2)2017 年净利润增幅远高于营业收入增幅的原因。请保荐机构发表核查意见。.....	67
8、请申请人说明报告期至今,公司实施或拟实施的其他财务性投资及类金融业务的具体情况,并结合公司主营业务,说明公司最近一期末是否持有金额较大、期限较长的财务性投资(包括类金融业务)情形,同时对比目前财务性投资总额与本次募集资金规模和公司净资产水平说明本次募集资金量的必要性。请保荐机构发表核查意见。.....	71
9、根据申请文件,中国生物多样性保护与绿色发展基金会就申请人子公司广西风电博白云飞嶂风电场工程项目提出环境民事公益诉讼,目前广西风电已停止广西博白云飞嶂风电场工程项目的建设,并且已经积极开展植被恢复工作,对那林自然保护区生态环境进行修复。请申请人:(1)说明该风场项目未决诉讼的进展情况,是否存在环保、土地等方面的违法违规行为,是否符合《上市公司证券发行管理办法》第三十九条的相关规定;(2)停止建设项目是否对申请人生产经营产生重大不利影响。请保荐机构及申请人律师核查并发表意见。.....	76
10、根据申请文件,申请人存在对金风科技 3.2 亿元的对外担保。请申请人:(1)说明该对外担保的背景和必要性;(2)说明该对外担保事项是否符合《关于规范上市公司对外担保行为的通知》(证监发[2005]120 号)的相关规定,被担保公司是否提供了反担保,如未提供反担保,请补充披露原因并向投资者揭示相关风险。请保荐机构及申请人律师核查并发表意见。.....	81
11、根据申请文件,报告期存在多笔行政处罚事项。请申请人:(1)说明申请人是否存在重大安全生产、环保及工程事故;(2)说明本次非公开发行股票是否符合《上市公司证券发行管理办法》第三十九条的相关规定。请保荐机构及申请人律师核查并发表意见。.....	83

12、请申请人补充披露募投项目用地取得土地的具体安排，相关土地权证的办理进展情况，是否存在无法取得的风险；如无法取得募投项目用地拟采取的替代措施以及对募投项目实施的影响。请保荐机构及申请人律师核查并发表意见。..90

13、根据申请文件，申请人控股股东中国节能拟认购不低于本次发行股票总数的10%。请保荐机构和申请人律师核查中国节能及其控制的主体等一致行动人从定价基准日前六个月至本次发行完成后六个月内是否存在减持计划，如是，就该等情形是否违反《证券法》第四十七条以及《上市公司证券发行管理办法》第三十九条第（七）项的规定发表明确意见；如否，请出具承诺并公开披露。93

一、重点问题

1、申请人本次拟募集资金 28 亿元，用于 4 个风力发电项目及补充流动资金。请申请人补充说明并披露：（1）本次募投项目具体投资数额安排明细，投资数额的测算依据和测算过程，各项投资构成是否属于资本性支出，是否使用募集资金投入；（2）本次募投项目目前进展情况、预计进度安排及资金的预计使用进度，是否存在置换董事会前投入的情形；（3）结合公司及可比公司同类项目单位投资规模情况，说明本次募投项目投资规模的合理性；（4）募投项目新增产能情况，新增产能消化措施，是否已签订相关协议，并结合公司现有产能利用率、产销率等情况，说明新增产能规模的合理性；（5）计算内部收益率所依据的营业收入、净利润数据，并说明效益测算依据、测算过程，效益测算的谨慎性、合理性。请保荐机构发表核查意见。

答复：

一、事实情况说明

（一）本次募投项目具体投资数额安排明细，投资数额的测算依据和测算过程，各项投资构成是否属于资本性支出，是否使用募集资金投入；

1、阳江南鹏岛海上风电项目（300MW）

（1）具体建设内容，具体投资数额明细

单位：万元

序号	工程名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例（%）
一	施工辅助工程	-	9,387.00	-	9,387.00	1.62
1	施工交通工程	-	6,000.00	-	6,000.00	-
2	大型船舶（机械）进出场费	-	1,500.00	-	1,500.00	-
3	施工供电工程	-	80.00	-	80.00	-
4	施工供水工程	-	60.00	-	60.00	-
5	其他施工辅助工程	-	1,300.00	-	1,300.00	-
6	其他	-	447.00	-	447.00	-
二	设备及安装工程	298,944.24	59,967.59	-	358,911.83	62.07

序号	工程名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例 (%)
1	发电场设备及安装工程	253,660.16	47,452.92	-	301,113.08	-
2	升压变电设备及安装工程	8,493.70	955.71	-	9,449.41	-
3	登陆海缆工程	29,410.50	9,293.76	-	38,704.26	-
4	控制保护设备及安装工程	2,699.88	431.43	-	3,131.31	-
5	其他设备及安装工程	4,680.00	1,833.77	-	6,513.77	-
三	建筑工程	-	140,866.37	-	140,866.37	24.36
1	发电场工程	-	127,653.52	-	127,653.52	-
2	升压变电站工程	-	7,257.32	-	7,257.32	-
3	房屋建筑工程	-	2,521.03	-	2,521.03	-
4	交通工程	-	4.50	-	4.50	-
5	其他工程	-	3,430.00	-	3,430.00	-
四	其他费用	-	-	33,978.50	33,978.50	5.88
1	项目建设用海(地)费	-	-	3,867.21	3,867.21	-
2	项目建设管理费	-	-	15,340.13	15,340.13	-
3	生产准备费	-	-	1,700.06	1,700.06	-
4	科研勘察设计费	-	-	13,071.10	13,071.10	-
5	其他税费	-	-	-	-	-
五	基本预备费	-	-	16,294.31	16,294.31	2.82
	工程静态投资(一~五)部分合计	298,944.24	210,220.96	50,272.81	559,438.01	96.75
六	价差预备费	-	-	-	-	-
	建设投资	298,944.24	210,220.96	50,272.81	559,438.01	96.75
七	建设期利息	-	-	18,772.11	18,772.11	3.25
八	合计	298,944.24	210,220.96	69,044.92	578,210.12	100.00

(2) 投资数额的测算依据、测算过程及合理性

①项目投资测算依据如下：

A.执行《海上风电场可行性研究报告编制规程》(NB/T31032-2012)；

B.执行国家能源局发布的《海上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T31009-2011)及配套《海上风电场工程概算定额》(NB/T31008-2011),不足部分参考《沿海港口建设工程概算预算编制规定》及配套定额;

C.执行国家能源局发布的《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T31011-2011)及配套《陆上风电场工程概算定额》(NB/T31010-2011);

D.国家能源局发布的《风电场工程勘察设计收费标准》(NB/T31007-2011);

E.水电水利规划设计总院、可再生能源定额站可再生定额[2016]32 号文《关于建筑业营业税改增值税后海上风电场工程计价依据调整实施意见》、《关于建筑业营业税改增值税后陆上风电场工程计价依据调整实施意见》;

F.设计专业人员提供的工程设计图纸、设备材料清册及有关资料。

②项目投资估算测算过程如下:

A、人工预算单价

套用《海上风电场工程概算定额》部分:

建筑安装人工 33.27 元/工日、机上人工 36.09 元/工日、船员人工 47.33 元/工日;

套用《陆上风电场工程概算定额》部分:

高级熟练工 9.46 元/工时、熟练工 6.99 元/工时、半熟练工 5.44 元/工时、普工 4.46 元/工时;

参考《沿海港口建设工程概算预算编制规定》及相应定额的部分(人工费调整依据粤交水基函(2011)1010 文《关于调整广东省水运工程概算预算人工工日单价的通知》中的相关规定):

建安人工 61.27 元/工日、施工船舶船员 90.83 元/工日、施工船舶司机 66.17 元/工日、潜水组 1,407.2 元/组日。

B、材料价格

安装材料中, 35kV 海底电缆参考近期制造厂家报价, 其它材料参考近期阳

江地区材料市场信息价。建筑材料价格参考近期建筑材料市场信息价。

材料名称	单位	预算价格
35kV 海底电缆 $3 \times 70\text{mm}^2$ (出厂价)	万元/km	65
35kV 海底电缆 $3 \times 150\text{mm}^2$ (出厂价)	万元/km	100
35kV 海底电缆 $3 \times 300\text{mm}^2$ (出厂价)	万元/km	130
35kV 海底电缆 $3 \times 400\text{mm}^2$ (出厂价)	万元/km	170
钢管桩	元/t	9,500
导管架	元/t	12,000
柴油	元/kg	7.49
汽油	元/kg	9.09
水泥 (32.5)	元/t	405
水泥 (42.5)	元/t	424
钢筋	元/t	4,096
钢板	元/t	3,631
中砂	元/m ³	81.92
碎石	元/m ³	103.18
施工用水	元/m ³	3
施工用电	元/m ³	4.5

C、主要设备价格

风力发电机组及 220kV 海底电缆价格参考设备制造厂家报价。其他主要设备价格参考国内现行价格水平计算。设备运杂费率参照《海上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》，风机、塔筒取 0.6%，及主变压器取 3.92%，其他设备（除 220kV 海底电缆）取 6.93%。

设备名称	费用
风力发电机组（含机组变压器）	4,180 万元/台
塔筒（415t/台）	415 万元/台
220kV 主变压器	1,050 万元/台
220kV 海底电缆 $3 \times 400\text{mm}^2$	315 万元/km

D、取费标准

项目		取费基数		建筑工程	安装工程	
措施费	冬雨季及夜间施工增加费	人工费+施工船机使用费		0.81%	1.08%	
	施工辅助费			1.09%	1.74%	
	临时设施费			1.36%	1.45%	
	外海工程拖船费			1.23%	0.66%	
	安全文明施工措施费			1.50%	1.50%	
间接费				15.42%	12.66%	
利润		人工费、施工船机使用费、措施费、间接费		5.00%		
税金		直接费、间接费和利润		11.00%		
项目		取费基数	建筑工程	安装工程		
				机组塔筒	线路工程	其它设备
措施费	冬雨季施工增加费	人工费+施工机械使用费	1.78%	0.69%	2.21%	2.54%
	夜间施工增加费		0.22%	0.11%	0.15%	0.35%
	临时设施费		4.28%	1.73%	2.15%	0.63%
	施工工具用具使用费		1.34%	0.67%	2.63%	1.74%
	安全文明施工措施费		3.00%	1.50%	1.50%	2.00%
	其他费		1.86%	1.73%	2.40%	2.30%
间接费	土方工程	人工费+施工机械使用费	23.18%			
	石方工程		21.72%			
	混凝土工程		43.74%			
	钢筋工程		40.88%			
	基础处理工程		31.54%			
	砌体砌筑工程		34.02%			
	安装工程	人工费	111.00%			
利润		人工费、施工船机使费、措施费、间接费	10.00%			
税金		直接费、间接费和利润	11.00%			

E、基本预备费

基本预备费率取3%。

F、价差预备费

价差预备费暂不计列。

G、建设期贷款利息

建设期贷款利息按中国人民银行现行5年以上贷款利率4.9%计算。

H、其他

a.海域使用金：根据财政部国家海洋局财综（2007）10号文《财政部国家海洋局关于加强海域使用金征收管理的通知》的规定，风机基础用海的海域使用金按1.2万元/公顷*年计列，海底电缆用海的海域使用金按0.45万元/公顷*年计列；

b.勘察设计费：依据《风电场工程勘察设计收费标准》（NB/T31007-2011）计算。

（3）各项投资构成是否属于资本性支出，是否使用募集资金投入

阳江南鹏岛海上风电项目各项投资均属于资本性支出，本项目部分投资使用募集资金投入。本次非公开发行募集资金到位之前，若公司根据项目进度的实际情况利用自筹资金进行前期投入，在募集资金到位之后将予以置换。若实际募集资金数额（扣除发行费用后）少于上述项目拟投入募集资金总额，在最终确定的本次募投项目范围内，公司将根据实际募集资金数额，按照项目的轻重缓急等情况，调整并最终决定募集资金的具体投资项目、优先顺序及各项目的具体投资额，募集资金不足部分由公司自筹解决。

2、德令哈风电项目（50MW）

（1）具体建设内容，具体投资数额明细

单位：万元

序号	工程名称	设备购置费	安装工程费	建筑工程费	其他费用	合计	占总投资比例（%）
一	施工辅助工程	-	-	305.62	-	305.62	0.76
1	施工交通工程	-	-	114.71	-	114.71	-
2	施工供电工程	-	-	84.00	-	84.00	-
3	施工供水工程	-	-	40.00	-	40.00	-
4	其他施工辅助	-	-	66.91	-	66.91	-

序号	工程名称	设备购置费	安装工程费	建筑工程费	其他费用	合计	总投资比例(%)
	工程						
二	设备及安装工程	27,070.29	2,376.19	-	-	29,446.49	73.62
1	发电设备及安装工程	26,970.29	2,257.26	-	-	29,227.56	-
2	升压变电站设备及安装工程	-	-	-	-	-	-
3	控制保护设备及安装工程	-	11.04	-	-	11.04	-
4	其他设备及安装工程	100.00	107.89	-	-	207.89	-
三	建筑工程	-	-	2,747.48	-	2,747.48	6.87
1	发电场工程	-	-	1,700.03	-	1,700.03	-
2	升压变电站工程	-	-	-	-	-	-
3	房屋建筑工程	-	-	-	-	-	-
4	交通工程	-	-	527.45	-	527.45	-
5	其他工程	-	-	520.00	-	520.00	-
四	其他费用概算	-	-	-	4,465.86	4,465.86	11.16
1	项目建设用地费	-	-	-	1,558.05	1,558.05	-
2	项目建设管理费	-	-	-	2,081.31	2,081.31	-
3	生产准备费	-	-	-	300.89	300.89	-
4	勘察设计费	-	-	-	345.60	345.60	-
5	其他税费	-	-	-	180.00	180.00	-
五	接入变电站投资分摊费	760.00	540.00	200.00	-	1,500.00	3.75
-	一至五部分投资合计	-	-	-	-	38,465.44	96.16
六	基本预备费	-	-	-	-	769.31	1.92
-	静态投资	-	-	-	-	39,234.75	98.09
七	价差预备费	-	-	-	-	-	-
八	建设期利息	-	-	-	-	765.25	1.91
九	合计					40,000.00	100.00

(2) 投资数额的测算依据、测算过程及合理性

①本项目的投资测算依据如下：

A.依据国家、行业现行的有关文件规定、费用定额、费率标准及可再生定额〔2016〕32 号文《关于建筑业营业税改征增值税后风电场工程计价调整实施意见》的通知等，按 2016 年 10 月价格水平编制；

B.项目划分及费用标准按照国家能源局发布（2011-08-06）《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》NB/T 31011-2011 的相关规定划分。

②本项目的投资估算测算过程如下：

A、人工预算单价

人工预算单价根据按风电场定额管理机构发布费用标准计算

人工工种	单位（元/小时）
高级熟练工	9.46
熟练工	6.99
半熟练工	5.44
普工	4.46

B、主要材料预算价格

主要消耗性材料按照当地信息价计列，装置性材料按近期市场同类价格或按照电力建设工程装置性材料（不含增值税进项税额）预算价格计列，并计取 2.5% 材料采购及保管费。

材料名称	单位	预算价格（元，不含税）
柴油	kg	8.5
电	kwh	1.2
钢筋	kg	4.1
汽油	M ³	6.5
砂	kg	90
水泥（32.5）	kg	0.36
水泥（42.5）	kg	0.4
碎石	M ³	85
水	kg	2

C、主要设备价格

风机、塔筒等设备价格参考在建、已建工程的订货合同价和厂家报价确定，其他机电设备价格参考国内现行价格水平计算；运杂费及运输保险费、保管费 2.5%。

设备名称	费用
风电机组本体 2000kW	4,400 元/kW
塔筒	8,500 元/吨
箱式变压器	23 万元/台

D、取费标准

项目		取费基数	建筑工程	安装工程		
				机组塔筒	线路工程	其它设备
措施费	冬雨季施工增加费	人工+机械使用费	6.82%	2.65%	6.94%	8.04%
	夜间施工增加费		0.22%	0.11%	0.15%	0.35%
	临时设施费		6.68%	2.20%	2.73%	0.80%
	特殊地区施工增加费		2.34%	2.34%	2.34%	3.11%
	施工工具用具使用费		1.34%	0.67%	2.63%	1.74%
	安全文明施工措施补助费		3.00%	1.50%	1.50%	2.00%
	其他费		1.86%	1.73%	2.40%	2.30%
间接费	土方工程	人工+机械使用费	23.18%			
	石方工程		21.72%			
	混凝土工程		43.74%			
	钢筋工程		40.88%			
	基础处理工程		31.54%			
	砌体砌筑工程		34.02%			
	安装工程	人工费	111.00%			
利润		人工费、机械费、措施费和间接费	10.00%			
税金		直接费、间接费和利润	11.00%			

E、基本预备费

基本预备费率取 2%。

F、价差预备费

根据国家计委计投资（1999）1340 号文精神，价差预备费暂不计列。

G、建设期贷款利息

建设期贷款利息按中国人民银行现行 5 年以上贷款利率 4.9% 计算。

H、其他

按照国家能源局发布（2011-08-06）《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》NB/T3011-2011 计取。

a.工程前期费根据风电场工程投资估算编制办法规定，工程前期费按一至二部分投资合计的 0.9%计列；根据审查意见工程前期费。备品备件购置费计算基数不含风电机组设备价格。

b.工程建设管理费 = （施工辅助工程+建筑工程费+安装工程费）×1.94%；

c.建设场地占用及清理费

本工程永久征地费每亩按 45,000 元计算；租地每亩按 6,000 元计算；

d.工程建设监理费 = （施工辅助工程+建筑工程费+安装工程费）×0.59%；

e.项目咨询服务费 = （施工辅助工程+建筑工程费+安装工程费）×0.52%；

f.项目技术经济评审费 = （施工辅助工程+建筑工程费+安装工程费）×0.67%；

g.工程验收费 = （施工辅助工程+建筑工程费+安装工程费）×0.91%；

h.生产准备费。其中，生产人员培训及提前进厂费 = （施工辅助工程+建筑工程费+安装工程费）×1.4%；管理用具购置费 = （施工辅助工程+建筑工程费+安装工程费）×0.8%；工器具及生产家具购置费 = 设备购置费×0.34%

i.备品备件购置费 = 设备购置费×0.3%

j.联合试运转费 = 安装工程费×0.4%；

k.勘察设计的按 150 万计列；

（3）各项投资构成是否属于资本性支出，是否使用募集资金投入

德令哈风电项目各项投资均属于资本性支出，本项目部分投资使用募集资金投入。本次非公开发行募集资金到位之前，若公司根据项目进度的实际情况利用自筹资金进行前期投入，在募集资金到位之后将予以置换。若实际募集资金数额（扣除发行费用后）少于上述项目拟投入募集资金总额，在最终确定的本次募投项目范围内，公司将根据实际募集资金数额，按照项目的轻重缓急等情况，调整并最终决定募集资金的具体投资项目、优先顺序及各项目的具体投资额，募集资金不足部分由公司自筹解决。

3、达茂旗百灵庙风电供热项目（50MW）

（1）具体建设内容，具体投资数额明细

单位：万元

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例（%）
一	施工辅助工程	-	359.66	-	359.66	0.85
1	施工交通工程	-	129.44	-	129.44	-
2	施工供电工程	-	155.00	-	155.00	-
3	施工供水工程	-	23.02	-	23.02	-
4	其他施工辅助工程	-	52.20	-	52.20	-
二	设备及安装工程	22,934.19	2,727.78	-	25,661.97	60.54
1	发电设备及安装工程	21,011.21	2,039.19	-	23,050.40	-
2	升压变电设备及安装工程	906.25	279.71	-	1185.96	-
3	控制保护设备及安装工程	828.45	193.04	-	1021.50	-
4	其他设备及安装工程	188.28	215.84	-	404.12	-
三	建筑工程	-	3,205.60	-	3,205.60	7.56
1	发电场工程	-	1,834.48	-	1,834.48	-
2	升压变电站工程	-	164.52	-	164.52	-
3	房屋建筑工程	-	717.91	-	717.91	-
4	交通工程	-	372.83	-	372.83	-
5	其他工程	-	115.87	-	115.87	-
四	其他费用	-	-	6,158.79	6,158.79	14.53
1	项目建设用地费	-	-	1,303.40	1,303.40	-

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例 (%)
2	项目建设管理费	-	-	1,935.01	1,935.01	-
3	生产准备费	-	-	2,462.21	2,462.21	-
4	勘察设计费	-	-	421.31	421.31	-
5	其他税费	-	-	36.86	36.86	-
	一至四部分投资合计	-	-	-	35,386.02	83.47
五	基本预备费	-	-	-	664.36	1.57
六	特殊项目费	-	-	4,425.00	4,425.00	10.44
1	送出线路投资	-	-	4,425.00	4,425.00	-
	工程静态投资（一～六）部分合计	-	-	-	40,475.38	95.48
七	价差预备费	-	-	-	-	-
	建设投资	-	-	-	40,475.38	95.48
八	建设期利息	-	-	-	1,916.24	4.52
九	合计				42,391.62	100.00

（2）投资数额的测算依据、测算过程及合理性

①本项目的投资测算依据如下：

A.风力发电机组工程设计有关资料；

B.《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》NB/T 31011-2011；

C.《陆上风电场工程概算定额》NB/T 31010-2011。

②本项目的投资估算测算过程如下：

A、人工预算单价

人工工种	单位（元/小时）
高级熟练工	9.46
熟练工	6.99
半熟练工	5.44
普工	4.46

B、材料价格

水泥、木材、钢材、砂石骨料、油料等建筑材料可就近购买，以下材料价格为到场价格。

材料名称	单位	预算价格（含税，元）
钢筋	t	4,190.00
水泥（42.5）	t	260.00
中沙	m ³	50.00
碎石	m ³	66.00

C、主要设备价格

设备名称	费用
风力发电机头	875.00 万元/台
塔筒	0.85 万元/吨
箱式变压器	23 万元/台

其他设备参照近期同类工程招标价计列。

D、取费标准

项目		取费基数	建筑安装工程
措施费	建筑工程	人工费+机械费	18.16%
	机组、塔筒设备		8.22%
	线路工程		15.49%
	其他设备		14.36%
间接费	土方工程		23.18%
	石方工程		21.72%
	混凝土工程		43.74%
	钢筋工程		40.88%
	基础处理工程		31.54%
	砌体砌筑工程		34.02%
	安装工程	人工费	111.00%
利润	建筑工程	人工费、机械费、措施费和间接费	10.00%
	安装工程		
税金		直接费、间接费和利润	11.00%

E、基本预备费

基本预备费率取 2%。

F、建设期贷款利息

建设期利息按中国人民银行现行 5 年以上贷款利率 4.9% 计算。

G、其他费用

其他费用主要由建设用地费、建设管理费、生产准备费、勘测设计费及其他五部分组成。取费标准执行《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》NB/T 31011-2011。建设用地总用地费用为 1,303.4 万元。

(3) 各项投资构成是否属于资本性支出，是否使用募集资金投入

达茂旗百灵庙风电供热项目各项投资均属于资本性支出，本项目部分投资使用募集资金投入。本次非公开发行募集资金到位之前，若公司根据项目进度的实际情况利用自筹资金进行前期投入，在募集资金到位之后将予以置换。若实际募集资金数额（扣除发行费用后）少于上述项目拟投入募集资金总额，在最终确定的本次募投项目范围内，公司将根据实际募集资金数额，按照项目的轻重缓急等情况，调整并最终决定募集资金的具体投资项目、优先顺序及各项目的具体投资额，募集资金不足部分由公司自筹解决。

4、定边胶泥峪先风电场项目（50MW）

(1) 具体建设内容，具体投资数额明细

单位：万元

序号	工程或费用名称	设备购置费	建筑安装工程费	其他费用	合计	占总投资比例（%）
I	风电场工程	-	-	-	-	-
一	施工辅助工程	-	1,560.76	-	1,560.76	3.29%
1	施工交通工程	-	1,061.01	-	1,061.01	-
2	施工供电工程	-	131.03	-	131.03	-
3	施工供水工程	-	22.84	-	22.84	-
4	其他施工辅助工程	-	345.88	-	345.88	-
二	机电设备及安装工程	28,947.45	2,632.41	-	31,579.86	66.56%

序号	工程或费用名称	设备购置费	建筑安装工程费	其他费用	合计	占总投资比例 (%)
1	发电设备及安装工程	26,892.18	2,110.81	-	29,002.99	-
2	升压变电设备及安装工程	878.12	183.22	-	1,061.34	-
3	控制设备及安装工程	668.25	182.64	-	850.89	-
4	其他设备及安装工程	508.90	155.74	-	664.64	-
三	建筑工程	-	6,283.26	-	6,283.26	13.24%
1	发电场工程	-	3,259.89	-	3,259.89	-
2	升压变工程	-	254.00	-	254.00	-
3	房屋建筑工程	-	1,116.26	-	1,116.26	-
4	交通工程	-	821.27	-	821.27	-
5	其他	-	831.84	-	831.84	-
		-	-	-	-	-
四	其他费用	-	-	4,469.38	4,469.38	9.42%
1	项目建设用地费	-	-	1,405.57	1,405.57	-
2	项目建设管理费	-	-	2,174.97	2,174.97	-
3	生产准备费	-	-	298.84	298.84	-
4	勘察设计费	-	-	500.00	500.00	-
5	其他税费	-	-	90.00	90.00	-
	(一~四) 部分合计	28,947.45	10,476.43	4,469.38	43,893.26	92.52%
五	基本预备费	-	-	-	877.87	1.85%
	工程静态投资 (一~五) 部分合计	-	-	-	44,771.13	94.37%
六	价差预备费	-	-	-	-	-
七	建设期利息	-	-	-	873.24	1.84%
八	小计	-	-	-	45,644.37	96.21%
九	110kV 送出线路投资				1,765.56	3.72%
十	建设期利息				34.44	0.07%
十一	动态投资				1,800.00	3.79%
十二	合计				47,444.37	100%

(2) 投资数额的测算依据、测算过程及合理性

①本项目的投资测算依据如下：

A.《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31011-2011）；

B.《陆上风电场工程概算定额》（NB/T31010-2011）；

C.《关于发布〈关于建筑业营业税改征增值税后风电场工程计价依据调整实施意见〉的通知》（可再生定额[2016]32 号）；

D.本期风电场可行性研究设计资料及工程量清单；

E.其他参考：当地相关政策、文件规定。

②本项目的投资估算测算过程如下：

A、人工预算单价

人工工种	单位（元/小时）
高级熟练工	9.46
熟练工	6.99
半熟练工	5.44
普工	4.46

B、材料价格

材料名称	单位	预算价格（元）
施工用电	kWh	1.65
施工用水	m ³	4.50
钢筋（综合）	吨	2,565.21
普通水泥（42.5）袋装	吨	486.89
汽油 93#	吨	8,210.95
柴油	吨	7,798.09
砂	m ³	82.00
碎石	m ³	102.00

C、主要设备价格

主要设备价格根据在建、已建工程的订货合同价和厂家报价确定；其他机电设备价格参考国内现行价格水平计算。

设备名称	费用
机组 2000kW	4,400 元/kW
塔筒	8,000 元/吨
箱式变压器 ZGSB11-2150/35	26 万元/台
主变压器 SZ11-50000/110	225 万元/台
动态无功补偿装置 SVG-10MVar	140 万元/台

D、取费标准

项目		取费基数	建筑工程	安装工程
措施费	建筑工程	人工费+施工机械使用费		18.16%
	机组、塔筒设备		8.22%	
	线路工程		15.49%	
	其他设备		14.36%	
间接费	土方工程			23.18%
	石方工程			21.72%
	混凝土工程			43.74%
	钢筋工程			40.88%
	基础处理工程			31.54%
	砌体砌筑工程			34.02%
	机电设备安装工程	人工费	111.00%	
利润		人工费、机械费、措施费、间接费	10.00%	
税金		直接费、间接费和利润	11.00%	

E、基本预备费

基本预备费按施工辅助工程、设备及安装工程、建筑工程、其他费用四部分投资之和的 2% 计算。

F、涨价预备费

根据《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》，工程总投资中暂不计列涨价预备费。

G、建设期贷款利息

建设期利息按中国人民银行现行 5 年以上贷款利率 4.9% 计算。

H、项目建设用地费

a.永久征地费按 7 万元/亩计列；

b.临时用地费按 0.33 万元/亩计列。

I、项目建设管理费

a.工程前期费按 250 万元计列；

b.工程建设管理费=（建筑工程费+安装工程费+设备费）×1.73%；

c.建设监理费=（建筑工程费+安装工程费+设备费）×0.53%；

d.项目咨询服务费

基本咨询服务费=（建筑工程费+安装工程费+设备费）×0.39%；

专项专题报告编制费按 200 万元计列；

e.项目技术经济评审费=（建筑工程费+安装工程费+设备费）×0.51%；

f.工程验收费=（建筑工程费+安装工程费+设备费）×0.76%；

g.工程保险费=（建筑工程费+安装工程费+设备费）×0.45%。

J、生产准备费

a.生产人员培训及提前进厂费=（建筑工程费+安装工程费）×1.04%；

b.管理用具购置费=（建筑工程费+安装工程费）×0.59%；

c.工器具及生产家具购置费=设备购置费×0.34%；

d.备品备件购置费=（设备购置费-风电机组设备费）×0.30%；

e.联合试运转费=安装工程费×0.40%。

K、勘察设计费

勘察设计费按计价格[2002]10 号文《国家计委、建设部关于发布〈工程勘察设计收费管理规定〉的通知》及《风电场工程勘察设计收费标准》（NB/T31007-2011）的规定计算。

(3) 各项投资构成是否属于资本性支出，是否使用募集资金投入

定边胶泥岬先风电场项目各项投资均属于资本性支出，本项目部分投资使用募集资金投入。本次非公开发行募集资金到位之前，若公司根据项目进度的实际情况利用自筹资金进行前期投入，在募集资金到位之后将予以置换。若实际募集资金数额（扣除发行费用后）少于上述项目拟投入募集资金总额，在最终确定的本次募投项目范围内，公司将根据实际募集资金数额，按照项目的轻重缓急等情况，调整并最终决定募集资金的具体投资项目、优先顺序及各项目的具体投资额，募集资金不足部分由公司自筹解决。

以上内容已在尽职调查报告“第九章 募集资金运用”之“二、本次募集资金使用计划”之“（二）本次募集资金的可行性分析”进行了补充披露。

（二）本次募投项目目前进展情况、预计进度安排及资金的预计使用进度，是否存在置换董事会前投入的情形；

1、阳江南鹏岛海上风电项目

（1）项目进展情况

截至 2019 年 9 月 30 日，项目处于在建状态，已投入资金 59,324.68 万元，完工进度为 10.26%。

（2）资金使用进度安排

单位：万元

	总投资额	截至 2019 年 9 月末已完成投资额	2019 年四季度计划投资额	2020 年计划投资额	2021 年计划投资额
合计	578,210.00	59,324.68	47,638.68	265,588.00	205,658.64

该项目拟使用募集资金 172,463.00 万元，预计在 2020 年全部使用完成，本次募集资金的使用不存在置换董事会前投入的情形。

（3）建设进度

序号	项目	2018	2019	2020	2021
1	整体及各项施工规划、设计				

截至 2019 年 9 月 30 日，项目处于在建状态，已投入资金 16,375.56 万元，完工进度为 38.63%。

（2）资金使用进度安排

单位：万元

	总投资额	截至 2019 年 9 月末已完成投资额	2019 年四季度计划投资额	2020 年计划投资额	2021 年计划投资额
合计	42,391.62	16,375.56	26,016.06		

该项目拟使用募集资金 11,717.49 万元，预计在 2019 年全部使用完成，本次募集资金的使用不存在置换董事会前投入的情形。

（3）建设进度

序号	项目	2018		2019				2020			
1	整体及各项施工规划、设计	■	■	■	■	■	■				
2	办公区域、场内道路建设			■	■	■	■				
3	升压变电站施工			■	■	■	■				
4	风机基础施工			■	■	■	■				
5	集电、输电线路施工			■	■	■	■	■	■	■	■
6	风电机组安装工程				■	■	■	■	■	■	■
7	调试及验收						■	■	■	■	■

4、定边胶泥峪先风电场项目（50MW）

（1）项目进展情况

截至 2019 年 9 月 30 日，项目处于在建状态，按照权责发生制口径，已投入资金 3,822.90 万元，现金流口径的完工进度为 8.06%。

（2）资金使用进度安排

单位：万元

	总投资额	截至 2019 年 9 月末已完成投资额	2019 年四季度计划投资额	2020 年计划投资额	2021 年计划投资额
合计	47,444.37	3,822.90	8,561.10	35,060.37	

该项目拟使用募集资金 13,233.31 万元，预计在 2020 年全部使用完成，本次

募集资金的使用不存在置换董事会前投入的情形。

(3) 建设进度

序号	项目	2018				2019				2020			
1	整体及各项施工规划、设计												
2	办公区域、场内道路建设												
3	升压变电站施工												
4	风机基础施工												
5	集电、输电线路施工												
6	风电机组安装工程												
7	调试及验收												

以上内容保荐机构已在尽职调查报告“第九章 募集资金运用”之“二、本次募集资金使用计划”之“(二)本次募集资金的可行性分析”进行了补充披露。

(三) 结合公司及可比公司同类项目单位投资规模情况，说明本次募投项目投资规模的合理性；

1、阳江南鹏岛海上风电项目

(1) 总成本费用计算

项目	金额
工程总投资（万元）	578,210
单位千瓦投资（元/kW）	19,114

(2) 同行业对比

公司	项目	分类	金额
华能国际	江苏大丰海上风电项目 (300MW)	工程总投资（万元）	564,815
		单位千瓦投资（元/kW）	18,827

海上风电项目相对较少，经公开资料查询，华能国际江苏大丰海上风电项目单位投资规模约为 18,827 元/kw，与该项目的单位投资规模相近，因此该项目的投资规模预测具有合理性。

2、德令哈风电项目（50MW）

（1）总成本费用计算

项目	金额
工程总投资（万元）	40,000.00
单位千瓦投资（元/kW）	8,000.00

（2）公司近期其他同类型项目对比

项目	分类	金额
中节能尉氏永兴 50MW 风电场项目	工程总投资（万元）	43,283.19
	单位千瓦投资（元/kW）	8,657
中节能奈曼 50MW 风电供热项目	工程总投资（万元）	35,532.37
	单位千瓦投资（元/kW）	7,106
中节能湖南临澧桐山 5 万千瓦风电场	工程总投资（万元）	42,234.00
	单位千瓦投资（元/kW）	8,447
单位千瓦投资均价（元/kW）		8,070

公司近期其他同类型项目单位投资规模的平均数约为 8,070 元/kw，与该项目的单位投资规模相近，因此该项目的投资规模预测具有合理性。

（3）同行业对比

公司	项目	分类	金额
嘉泽新能	兰考兰熙 50MW 风电项目	工程总投资（万元）	41,132.60
		单位千瓦投资（元/kW）	8,227
华能国际	河南浉池凤凰山风电项目（100MW）	工程总投资（万元）	85,381.85
		单位千瓦投资（元/kW）	8,538
江苏新能	国信灌云 100MW 陆上风电场项目	工程总投资（万元）	78,000.00
		单位千瓦投资（元/kW）	7,800
单位千瓦投资均价（元/kW）			8,188

同行业近期其他同类型项目单位投资规模的平均数约为 8,188 元/kw，与该项目的单位投资规模相近，因此该项目的投资规模预测具有合理性。

3、达茂旗百灵庙风电供热项目（50MW）

（1）总成本费用计算

项目	金额
工程总投资（万元）	42,391.62
单位千瓦投资（元/kW）	8,478.32

（2）公司近期其他同类型项目对比

公司近期其他项目投资情况参考本节“2、德令哈风电项目（50MW）”之“（2）公司近期其他同类型项目对比”。

公司近期其他同类型项目单位投资规模的平均数约为 8,070 元/kw，与该项目的单位投资规模相近，因此该项目的单位投资规模预测具有合理性。

（3）同行业对比

同行业其他项目投资情况参考本节“2、德令哈风电项目（50MW）”之“（3）同行业对比”。

同行业近期其他同类型项目单位投资规模的平均数约为 8,188 元/kw，与该项目的单位投资规模相近，因此该项目的单位投资规模预测具有合理性。

4、定边胶泥峪先风电场项目（50MW）

（1）总成本费用计算

项目	金额
工程总投资（万元）	47,444.37
单位千瓦投资（元/kW）	9,488.87

（2）公司近期其他同类型项目对比

公司近期其他项目投资情况参考本节“2、德令哈风电项目（50MW）”之“（2）公司近期其他同类型项目对比”。

公司近期其他同类型项目单位投资规模的平均数约为 8,070 元/kw，略低于该项目的单位投资规模，主要为该项目因地质属于湿陷性黄土需要增加桩基础工程，至使该项目的建筑安装工程投入相对偏高，因此该项目的单位投资规模预测具有合理性。

（3）同行业对比

同行业其他项目投资情况参考本节“2、德令哈风电项目（50MW）”之“（3）同行业对比”。

同行业近期其他同类型项目单位投资规模的平均数约为 8,188 元/kw，略低于该项目的单位投资规模，主要为该项目因地质属于湿陷性黄土需要增加桩基础工程，至使该项目的建筑安装工程投入相对偏高，因此该项目的单位投资规模预测具有合理性。

以上内容保荐机构已在尽职调查报告“第九章 募集资金运用”之“二、本次募集资金使用计划”之“（二）本次募集资金的可行性分析”进行了补充披露。

（四）募投项目新增产能情况，新增产能消化措施，是否已签订相关协议，并结合公司现有产能利用率、产销率等情况，说明新增产能规模的合理性；

1、新增产能情况

截至 2019 年 9 月 30 日，发行人权益装机容量为 278.27 万千瓦。如本次非公开发行募投项目全部投产，则发行人将新增产能 45 万千瓦，新增产能比例约 16.17%。

2、新增产能消化措施

（1）经验丰富的运营团队保障风电场的高效运作

发行人自成立以来一直专注于风力发电的项目开发、建设及运营，多年来一培养出一支优秀、经验丰富的风电管理、开发、运营团队。丰富的经营经验可保障未来风电场的高效运作，从而在风电场的自身运作端保障高效的产能释放。

（2）多项国家政策保障可再生能源发电的全额收购

①《中华人民共和国可再生能源法》

《中华人民共和国可再生能源法》第十四条规定：“电网企业应当与依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量，并为可再生能源发电提供上网服务。”

②《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》及《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》

2016 年，国家发改委颁布了《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》，进一步细化了可再生能源全额消纳的制度。根据《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》相关规定，可再生能源并网发电项目年发电量分为保障性收购量部分和市场交易电量部分。其中，保障性收购电量部分通过优先安排年度发电计划、与电网公司签订优先发电合同（实物同或差价合同）保障全额按标杆上网电价收购；市场交易电量部分由可再生能源发电企业通过参与市场竞争方式获得发电合同，电网企业按照优先调度原则执行发电合同。不存在限制可再生能源发电情况的地区，电网企业应根据其资源条件保障可再生能源并网发电项目发电量全额收购。

同时，国家发改委、国家能源局颁布了《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》，针对部分存在弃风情况的地区设立了最低保障收购年利用小时数。此外超出最低保障部分，也可通过市场化交易的方式，保障产能的良好消纳。

本次募投项目中，达茂旗百灵庙风电供热项目所在地区被列入上述拥有最低保障收购年利用小时数的地区名单，通过保障性收购和市场化交易，产能消纳可被有效保障。其余募投项目所处地区，均未被列入上述名单，依据上述《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》的规定，符合发电量被全额收购的条件，产能消纳可以得到有效保障。

（3）弃风限电情况有效改善

根据国家能源局统计，本次募投项目所在区域 2016 年、2017 年、2018 年以及 2019 年上半年的弃风率情况如下：

项目名称	地区	2016 年	2017 年	2018 年	2019 上半年
阳江南鹏岛海上风电项目（300MW）	广东	-	-	-	-
德令哈风电项目（50MW）	青海	-	-	1.6%	1.4%
达茂旗百灵庙风电供热项目（50MW）	内蒙	21%	15%	10.3%	8.2%

项目名称	地区	2016 年	2017 年	2018 年	2019 上半年
定边胶泥崾先风电场项目 (50MW)	陕西	7%	4%	2.2%	1.1%

自 2016 年初至 2019 年 6 月末，本次募投项目所在地区的弃风率均呈持续下降之势，除达茂旗百灵庙风电供热项目（50MW）所处的内蒙古地区弃风率相对较高以外，其余地区的弃风率均保持在较低水平，对风电场运营效率的影响较小。达茂旗百灵庙风电供热项目（50MW）所在地区内蒙古的弃风率近年下降速度明显，弃风现象明显好转，预计未来将呈现进一步下降之势。国家近年来先后颁布《解决弃水弃风弃光问题实施方案》《清洁能源消纳行动计划 2018—2020》等相关政策，意在进一步解决弃风限电问题。弃风率的持续改善将进一步保障募投项目未来的产能消纳能力。

3、协议签订情况

根据电力行业相关规定，新能源发电企业在项目投产时与当地电网公司签署《购售电合同》，期间，需要在项目建设完成后通过相关部门的并网验收，并经过项目试运行及取得并网通知书。本次募投项目目前均处于建设阶段，因此尚未签署售电协议，相关建设均在有序推进当中。由于所有募投项目均获得电网公司接入许可预计未来签署协议不存在障碍。

4、新增产能规模的合理性

发电企业的产能利用率一般用平均利用小时数作为考量标准，发行人过往三年的平均利用小时数为 1,726 小时、2,059 小时、2,249 小时，同期的我国平均水平为 1,742 小时、1,948 小时、2,095 小时。发行人的发电效率逐年提升，且已逐步超越全国平均水平，产能利用率良好。本次募投项目新增发电量消纳在政策层面具有良好的保障，新增产能规模具有合理性。

以上内容保荐机构已在尽职调查报告“第九章 募集资金运用”之“二、本次募集资金使用计划”之“（三）本次发行对公司经营状况和财务状况的影响”进行了补充披露。

（五）计算内部收益率所依据的营业收入、净利润数据，并说明效益测算依据、测算过程，效益测算的谨慎性、合理性。

1、阳江南鹏岛海上风电项目

(1) 主要假设及预测如下：

项目	数值	依据及合理性
装机容量	300MW	计划装机容量
设备年运行小时数	2,643h	当地风资源、电力负荷、折价率、弃风、参考同地区风电场当前运行情况等进行综合预测
运营期（投产后）	25 年	行业平均水平
税收优惠政策	三免三减半	国税发【2009】80 号文
经营期平均电价（含增值税）元/kWh	0.85	发改委规定
折旧年限	20 年，残值率 5%	同行业平均
材料费用指标	40 元/kW	同行业平均
其他费用指标	40 元/kW	同行业平均
海域使用金	316 万元/年	广东省海域使用金征收使用管理暂行办法 粤府（2005）92 号
长期贷款利率	4.9%	发行人平均贷款利率
流动资金贷款利率	4.35%	发行人平均贷款利率
所得税	25%（三免三减半）	国家政策
增值税率	17%，即征即退 50%	2019 年后已下调至 13%，本预测沿用 17% 对预测结果更谨慎
贷款偿还年限	15 年（投产后）	发行人项目贷平均期限
年人均工资	10 万元	当地工资水平

(2) 收益预测如下：

项目	数值
年上网电量（MWh）	792,900.00
销售收入总额（不含增值税）（万元）	1,456,417.33
总成本费用（万元）	1,096,077.31
发电利润总额（万元）	433,918.39
净利润总额（万元）	394,631.11
项目投资回收期（所得税前）（年）	11.89
项目投资回收期（所得税后）（年）	12.86

项目投资财务内部收益率（所得税前）（%）	7.44
项目投资财务内部收益率（所得税后）（%）	6.39

（3）效益测算依据、测算过程

①营业收入

项目成熟运营期的年营业收入为 57,596.26 万元，具体测算过程如下：

电价（不含税） （元/kwh）	装机容量 （MW）	利用小时数 （h）	年发电量 （MW）	营业收入
0.7264	300	2,643	792,900	57,596.26

②成本费用

项目成熟运营期的年成本费用范围为 20,258.64 万元至 55,387.80 万元，其中折旧费、维修费以及利息费用会随着运营期的长短而变化，具体预测如下：

单位：万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
折旧费	-	24,441.84
维修费	2,478.97	14,873.79
工资及福利	640.00	640.00
保险费	1,983.17	1,983.17
材料费	1,200.00	1,200.00
摊销费	-	-
利息支出	45.67	23,127.82
其他费用	1,516.00	21,830.00
总成本费用	20,258.64	55,387.80

③其他

除上述科目以外，损益表的预测还包含营业税金及附加、所得税以及其他，该等科目会随着运营期的长短而变化，具体预测如下：

单位：万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
营业税金及附加	-	979.14
所得税	-	10,313.54

其他	-	14,687.04
----	---	-----------

④净利润

项目成熟运营期的年净利润预测方式如下：

净利润=营业收入-营业税金及附加+补贴收入（应税）-总成本费用-所得税+其他

范围为 8,697.93 万元至 30,940.62 万元。

⑤效益测算

本次效益测算基于上述收益预测，通过项目生命周期内现金流折现的方式计算得出项目预测的全部投资内部收益率，以项目累计净收益等于项目投资额的年限预测项目的投资回收期。

（4）效益测算的谨慎性和合理性

在假设的设立方面，该项目效益测算所使用假设均按照公司实际情况、客观行业数据以及国家相关政策作出，假设依据谨慎、合理。

在效益预测的方法方面，该项目的利润及收益的测算方法符合会计政策及行业惯例，效益预测方法谨慎、合理。

在预测结果方面，该项目的全生命期毛利率为 45.32%，略低于发行人 2018 年电力业务 53.37%的水平。考虑海上风电相较陆上风电地理环境较恶劣，所需管理、维修及材料的投入更大，该等预测结果谨慎、合理。

综上，本效益测算具有谨慎性和合理性。

2、德令哈风电项目（50MW）

（1）主要假设及预测如下：

项目	数值	依据及合理性
装机容量	50MW	计划装机容量
设备年运行小时数	1,848.9h	当地风资源、电力负荷、折价率、弃风、参考同地区风电场当前运行情

		况等进行综合预测
运营期（投产后）	20 年	行业平均水平
税收优惠政策	三免三减半	国税发【2009】80 号文
经营期平均电价（含增值税）元/kWh	0.5700	发改委规定
折旧年限	15 年 5%残值	同行业平均
材料费用指标	20 元/KW	同行业平均
长期贷款利率	4.9%	发行人平均贷款利率
流动资金贷款利率	4.35%	发行人平均贷款利率
所得税	25%（三免三减半）	国家政策
增值税率	17%，即征即退 50%	2019 年后已下调至 13%，本预测沿用 17% 对预测结果更谨慎
贷款偿还年限	15 年（投产后）	发行人项目贷平均期限
年人均工资	6 万元	当地工资水平

（2）收益预测如下：

项目	数值
年上网电量（MWh）	92,445.00
销售收入总额（不含增值税）（万元）	90,074.62
总成本费用（万元）	60,896.85
发电利润总额（万元）	33,729.52
净利润总额（万元）	25,668.94
项目投资回收期（所得税前）（年）	9.86
项目投资回收期（所得税后）（年）	10.38
项目投资财务内部收益率（所得税前）（%）	9.25
项目投资财务内部收益率（所得税后）（%）	8.06

（3）效益测算依据、测算过程

①营业收入

项目成熟运营期的年营业收入为 4,503.73 万元，具体测算过程如下：

电价（不含税） （元/kwh）	装机容量 （MW）	利用小时数 （h）	年发电量 （MW）	营业收入
0.4872	50	1848.9	92,445	4,503.73

②成本费用

项目成熟运营期的年成本费用范围为 765.37 万元至 4,335.18 万元，其中折旧费、维修费以及利息费用会随着运营期的长短而变化，具体预测如下：

单位：万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
折旧费	-	2,283.23
维修费	70.6	353.01
工资及福利	67.62	67.62
保险费	90.17	90.17
材料费	100.00	100.00
摊销费	-	-
利息支出	4.57	1572.57
其他费用	200.00	200.00
总成本费用	765.37	4,335.18

③其他

除上述科目以外，损益表的预测还包含营业税金及附加、所得税以及其他，该等科目会随着运营期的长短而变化，具体预测如下：

单位：万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
营业税金及附加	-	76.56
所得税	-	1011.15
其他	-	382.82

④净利润

项目成熟运营期的年净利润预测方式如下：

净利润=营业收入-营业税金及附加+补贴收入（应税）-总成本费用-所得税+其他

范围为 168.55 万元至 3,033.46 万元。

⑤效益测算

本次效益测算基于上述收益预测，通过项目生命周期内现金流折现的方式计算得出项目预测的全部投资内部收益率，以项目累计净收益等于项目投资额的年限预测项目的投资回收期。

（4）效益测算的谨慎性和合理性

在假设的设立方面，该项目效益测算所使用假设均按照公司实际情况、客观行业数据以及国家相关政策作出，假设依据谨慎、合理。

在效益预测的方法方面，该项目的利润及收益的测算方法符合会计政策及行业惯例，效益预测方法谨慎、合理。

在预测结果方面，该项目的全生命期毛利率为 52.38%，与发行人 2018 年电力业务 53.37%的水平基本持平，该等预测结果谨慎、合理。

综上，本效益测算具有谨慎性和合理性。

3、达茂旗百灵庙风电供热项目（50MW）

（1）主要假设及预测如下：

项目	数值	依据及合理性
装机容量	50MW	计划装机容量
设备年运行小时数	2,963h	当地风资源、电力负荷、折价率、弃风、参考同地区风电场当前运行情况等进行综合预测
运营期（投产后）	20 年	行业平均水平
税收优惠政策	三免三减半	国税发【2009】80 号文
经营期平均电价（含增值税）元/kWh	0.4800	发改委规定
折旧年限	20 年 5%残值	同行业平均
材料费用指标	30 元/KW	同行业平均
其他费用指标	40 元/KW	同行业平均
长期贷款利率	4.9%	发行人平均贷款利率
流动资金贷款利率	4.35%	发行人平均贷款利率
所得税	25%（三免三减半）	国家政策
增值税率	17%，即征即退 50%	2019 年后已下调至 13%，本预测沿用 17%

		对预测结果更谨慎
贷款偿还年限	15 年（投产后）	发行人项目贷平均期限
年人均工资	6 万元	当地工资水平

（2）收益预测如下：

项目	数值
年上网电量（MWh）	148,139.00
销售收入总额（不含增值税）（万元）	121,549.95
总成本费用（万元）	72,081.51
发电利润总额（万元）	56,151.83
净利润总额（万元）	49,124.72
项目投资回收期（所得税前）（年）	8.73
项目投资回收期（所得税后）（年）	8.98
项目投资财务内部收益率（所得税前）（%）	11.88
项目投资财务内部收益率（所得税后）（%）	11.07

（3）效益测算依据、测算过程

①营业收入

项目成熟运营期的年营业收入为 6,077.50 万元，具体测算过程如下：

电价（不含税） （元/kwh）	装机容量 （MW）	利用小时数 （h）	年发电量 （MW）	营业收入
0.4103	50	2963	148,139	6,077.50

②成本费用

项目成熟运营期的年成本费用范围为 3,139.72 万元至 4,253.66 万元，其中维修费以及利息费用会随着运营期的长短而变化，具体预测如下：

单位：万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
折旧费	1,825.74	1,825.74
维修费	182.60	730.41
工资及福利	137.70	137.70
保险费	91.30	91.30

材料费	150.00	150.00
摊销费	-	-
利息支出	4.57	1,666.32
其他费用	200.00	200.00
总成本费用	3,139.72	4,253.66

③其他

除上述科目以外，损益表的预测还包含营业税金及附加、所得税以及其他，该等科目会随着运营期的长短而变化，具体预测如下：

单位：万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
营业税金及附加	-	103.32
所得税	-	502.66
其他	-	516.59

④净利润

项目成熟运营期的年净利润预测方式如下：

净利润=营业收入-营业税金及附加+补贴收入（应税）-总成本费用-所得税+其他

范围为 1,823.84 万元至 2,848.39 万元。

⑤效益测算

本次效益测算基于上述收益预测，通过项目生命周期内现金流折现的方式计算得出项目预测的全部投资内部收益率，以项目累计净收益等于项目投资额的年限预测项目的投资回收期。

（4）效益测算的谨慎性和合理性

在假设的设立方面，该项目效益测算所使用假设均按照公司实际情况、客观行业数据以及国家相关政策作出，假设依据谨慎、合理。

在效益预测的方法方面，该项目的利润及收益的测算方法符合会计政策行业惯例，效益预测方法谨慎、合理。

在预测结果方面，该项目的全生命期毛利率为 57.71%，略高于发行人 2018 年电力业务 53.37%的水平，主要系该项目所处蒙西地区风量较充足，利用小时数较高，该等预测结果谨慎、合理。

综上，本效益测算具有谨慎性和合理性。

4、定边胶泥峪先风电场项目（50MW）

（1）主要假设及预测如下：

项目	数值	依据及合理性
装机容量	50MW	计划装机容量
设备年运行小时数	2,283h	当地风资源、电力负荷、折价率、弃风、参考同地区风电场当前运行情况等进行综合预测
运营期（投产后）	20 年	行业平均水平
税收优惠政策	三免三减半	国税发【2009】80 号文
经营期平均电价（含增值税）元/kWh	0.60	发改委规定
折旧年限	15 年 5%残值	同行业平均
材料费用指标	15 元/KW	同行业平均
其他费用指标	30 元/KW	同行业平均
长期贷款利率	4.9%	发行人平均贷款利率
流动资金贷款利率	4.35%	发行人平均贷款利率
所得税	25%（三免三减半）	国家政策
增值税率	17%，即征即退 50%	2019 年后已下调至 13%，本预测沿用 17% 对预测结果更谨慎
贷款偿还年限	15 年（投产后）	发行人项目贷平均期限
年人均工资	5 万元	当地工资水平

（2）收益预测如下：

项目	数值
年上网电量（MWh）	114,151.00
销售收入总额（不含增值税）（万元）	117,077.9
总成本费用（万元）	79,349.1
发电利润总额（万元）	44,007.7

净利润总额（万元）	33,811.9
项目投资回收期（所得税后）（年）	9.76
项目投资财务内部收益率（所得税前）（%）	10.06
项目投资财务内部收益率（所得税后）（%）	8.82

（3）效益测算依据、测算过程

①营业收入

项目成熟运营期的年营业收入为 5,853.90 万元，具体测算过程如下：

电价（不含税） （元/kwh）	装机容量 （MW）	利用小时数 （h）	年发电量 （MW）	营业收入
0.5128	50	2283	114,151	5,853.90

②成本费用

项目成熟运营期的年成本费用范围为 1,388.8 万元至 5,289.0 万元，其中维修费以及利息费用会随着运营期的长短而变化，具体预测如下：

单位：万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
折旧费	-	2,738.4
维修费	232.7	930.7
工资及福利	120.4	120.4
保险费	108.1	108.1
材料费	75.0	75.0
摊销费	-	-
利息支出	4.6	1,864.4
其他费用	150.0	150.0
总成本费用	1,388.8	5,289.0

③其他

除上述科目以外，损益表的预测还包含营业税金及附加、所得税以及其他，该等科目会随着运营期的长短而变化，具体预测如下：

单位：万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
----	--------	--------

营业税金及附加	-	99.5
所得税	-	1,215.8
其他	-	497.6

④净利润

项目成熟运营期的年净利润预测方式如下：

净利润=营业收入-营业税金及附加+补贴收入（应税）-总成本费用-所得税+其他

范围为 528.0 万元至 3,647.4 万元。

⑤效益测算

本次效益测算基于上述收益预测，通过项目生命周期内现金流折现的方式计算得出项目预测的全部投资内部收益率，以项目累计净收益等于项目投资额的年限预测项目的投资回收期。

（4）效益测算的谨慎性和合理性

在假设的设立方面，该项目效益测算所使用假设均按照公司实际情况、客观行业数据以及国家相关政策作出，假设依据谨慎、合理。

在效益预测的方法方面，该项目的利润及收益的测算方法符合会计政策行业惯例，效益预测方法谨慎、合理。

在预测结果方面，该项目的全生命期毛利率为 49.85%，略低于发行人 2018 年电力业务 53.37%的水平，该等预测结果谨慎、合理。

综上，本效益测算具有谨慎性和合理性。

保荐机构已在尽职调查报告“第九章 募集资金运用”之“二、本次募集资金使用计划”之“（二）本次募集资金的可行性分析”做了补充披露。

二、中介机构核查意见

保荐机构执行的核查程序如下：

1、与各募投项目负责人就投资数额测算依据及方法的合理性、建设进度安

排以及资金使用进度进行访谈；

2、就各募投项目拟投入资本性支出的金额与本次拟使用募集资金金额进行对比；

3、通过相关研究，对可研报告中设定的工程、设备、人工、材料等募投项目资本性支出项目的假设金额进行合理性验证；

4、实地走访募投项目，察看募投项目建设进度；

5、核查公司过往同类型项目的建设过程及资金使用安排，与本次募投项目进行对比；

6、查阅募投项目相关资金支付凭证，核查本次董事会以前项目投入情况；

7、就公司过往已建成及当前其他拟建设项目的投资额进行核查，并与本次募投项目的单位投资规模进行对比，核查近期同行业上市公司同类项目的建设投资情况，并与本次募投项目的单位投资规模进行对比；

8、对当前风电行业产能消纳相关政策进行核查，对公司过往相关项目的运营效率、利用小时数、产能消纳情况、电力销售情况进行核查。

经核查，保荐机构认为：本次募投项目具体投资数额安排明细，投资数额的测算依据和测算过程具有合理性，项目各项投资均属于资本性支出，将使用募集资金投入。当前各募投项目的建设正有序开展当中，预计进度安排和预计资金使用计划合理，不存在置换董事会前投入的情形。本次募投项目的单位投资规模与同行业及公司同类型项目的投资规模相近，具有可比性与合理性。募投项目具备较好的新增产能消化措施，公司新增产能将有效提升公司整体竞争力及营收水平，具有合理性。本次募投项目的效益测算依据、测算过程具备谨慎性及合理性。

2、申请人报告期各期末应收账款余额逐年增加，分别为 7.3 亿、12.8 亿和 18.9 亿元，应收账款增长率显著高于主营业务收入增长率，且账龄在 1-2 年的应收账款金额和占比大幅增加。公司将全部应收账款列入无回收风险组合，报告期末均不计提坏账准备。请申请人说明并披露：（1）应收账款大幅增长且增长率显著高于主营业务收入增长率的原因及合理性，与同行业上市公司是否可比；（2）账龄在 1-2 年的应收账款金额和占比大幅增加的原因及合理性；（3）将全部应收账款列入无回收风险组合，报告期末均不计提坏账准备的原因及合理性，与公司实际情况是否相符，相关会计处理与同行业可比公司是否存在差异，坏账准备计提是否充足。请保荐机构发表核查意见。

回复：

一、事实情况说明及信息披露情况

（一）应收账款大幅增长且增长率显著高于主营业务收入增长率的原因及合理性，与同行业上市公司是否可比

1、发行人应收账款增长率显著高于主营业务收入增长率主要系补贴账期较长所致

2016 年、2017 年、2018 年及 2019 年 1-9 月，公司营业收入中主营业务收入分别为 141,212.90 万元、186,107.41 万元、237,043.01 万元和 179,365.22 万元。公司 2017 年、2018 年电力业务营业收入较去年同期增长分别为 31.79%和 27.37%。

截至 2016 年末、2017 年末、2018 年末及 2019 年 9 月末，公司应收账款账面金额分别为 72,963.44 万元、127,016.03 万元、188,149.63 万元和 248,805.87 万元。公司 2017 年末、2018 年末及 2019 年 9 月末，应收账款账面金额较前一期末增长分别为 74.08%、48.13%和 32.24%。

风电上网电价在当地脱硫燃煤机组标杆上网电价以内的部分，由当地省级电网负担；高出部分，通过全国征收的可再生能源电价附加分摊解决。因此，公司主营业务收入主要由非补贴电费和新能源补贴电费构成，其主营业务收入及应收账款对应关系如下：

（1）非补贴电费对应的主营业务收入及应收账款情况如下：

单位：万元

项目	2019 年 1-9 月	2018 年	2017 年	2016 年
主营业务收入	99,679.17	136,922.78	97,582.64	79,908.70
应收账款	12,314.29	15,968.37	14,222.88	10,847.16
主营业务收入增长率	-	40.31%	22.12%	-
应收账款增长率	-22.88%	12.27%	31.12%	-

(2) 新能源补贴电费对应的主营业务收入及应收账款情况如下：

单位：万元

项目	2019 年 1-9 月	2018 年	2017 年	2016 年
主营业务收入	79,686.05	100,120.22	88,524.77	61,304.19
应收账款	236,414.56	172,171.08	112,717.22	62,028.25
主营业务收入增长率	-	13.10%	44.40%	-
应收账款增长率	37.31%	52.75%	81.72%	-

根据上述数据对比，非补贴电费方面，鉴于其账期基本稳定，报告期内应收账款增长率和主营业务收入增长率差异不大；新能源补贴电费方面，鉴于其账期相对较长，应收账款增长率显著高于其营业收入增长率。公司已根据实际情况制定了应收账款信用政策，公司与主要客户均有长期且稳定的业务往来，很少出现信用损失。为监控公司的信用风险，公司按照账龄等要素对客户资料进行分析：

(1) 公司应收账款中对电网公司除部分省份可再生能源补贴款外的应收电费，通常自出具账单日起 30-60 天内收款；

(2) 对于上述提到的部分省份可再生能源电价补贴部分，通常与电网公司协商，按照国家发改委和电监会出台可再生能源电价补贴和配额交易方案通知的时间（针对 2012 年 1 月 1 日以前部分）和财政部拨付可再生能源电价补贴的时间（针对 2012 年 1 月 1 日以后部分）确定收款时间，一般应在上述通知下达或资金拨付后 6 个月以内收回。自 2017 年以来，账期逐渐拉长，目前平均账期约为 2 年。

综上所述，公司应收账款增长幅度明显高于营业收入增长幅度，主要原因为：

(1) 应收账款中可再生能源补贴部分收回期限较长，导致账龄超过 1 年的应收

账款增长较快；（2）随着业务的发展，公司每年新投运机组较多，且原有装机利用小时数有所增长，对应报告期营业收入及应收账款明显增长。公司应收账款增长率显著高于主营业务收入增长率具有合理性。

2、同行业对比

可比公司 2017 年及 2018 年营业收入及应收账款同比增长幅度及相应增速对比情况如下：

公司	2018 年营业收入同比增长	2017 年营业收入同比增长	2018 年末应收账款同比增长	2017 年末应收账款同比增长	2018 年应收增速/营收增速	2017 年应收增速/营收增速
嘉泽新能	28.19%	20.68%	23.60%	125.93%	0.84	6.09
中闽能源	3.43%	28.53%	19.81%	87.17%	5.78	3.06
龙源电力	11.36%	13.21%	47.34%	21.24%	4.17	1.61
华电福新	5.17%	7.43%	-14.62%	38.40%	-2.83	5.17
华能新能源	10.40%	14.25%	38.18%	55.63%	3.67	3.90
大唐新能源	16.92%	23.21%	48.19%	80.05%	2.85	3.45
平均数					2.41	3.88
节能风电	27.37%	31.79%	48.13%	74.08%	1.76	2.33

注：应收增速/营收增速=应收账款增长率/营业收入增长率

由上表可知，新能源行业上市公司普遍存在应收账款增长率明显高于营业收入增长率的情形，公司报告期应收账款增长幅度高于营业收入增长幅度具有合理性，和同行业公司趋势相同，具有可比性。

（二）账龄在 1-2 年的应收账款金额和占比大幅增加的原因及合理性

报告期各期末，公司按信用风险特征组合计提坏账准备的应收账款均为无回收风险组合，其账龄情况如下：

单位：万元、%

项目	2019-9-30		2018-12-31		2017-12-31		2016-12-31	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
1 年以内	133,533.41	53.67	130,190.28	69.20	111,946.12	88.14	57,941.57	79.41
1 至 2 年	106,351.69	42.74	55,624.39	29.56	15,069.91	11.86	13,901.72	19.05
2 至 3 年	7,350.26	2.95	2,334.95	1.24	-	-	161.48	0.22

项目	2019-9-30		2018-12-31		2017-12-31		2016-12-31	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
3 至 4 年	1,570.51	0.63	-	-	-	-	-	-
4 至 5 年	-	-	-	-	-	-	915.64	1.25
5 年以上	-	-	-	-	-	-	43.04	0.06
合计	248,805.87	100.00	188,149.63	100.00	127,016.03	100.00	72,963.44	100.00

报告期内，公司下属子公司已进补贴目录项目的新能源补贴电费回收情况如下：

已进补贴目录项目 收回补贴时段	对应发电时段											
	2016 年 1 月	2016 年 2 月	2016 年 3 月	2016 年 4 月	2016 年 5 月	2016 年 6 月	2016 年 7 月	2016 年 8 月	2016 年 9 月	2016 年 10 月	2016 年 11 月	2016 年 12 月
张北风电	2016 年 4 月	2016 年 10 月	2016 年 10 月	2016 年 10 月	2016 年 10 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2018 年 1 月	2018 年 1 月	2018 年 1 月	2018 年 1 月
张北运维	2016 年 4 月	2016 年 10 月	2016 年 10 月	2016 年 10 月	2016 年 10 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2018 年 1 月	2018 年 1 月	2018 年 1 月	2018 年 1 月
张北风能（注 1）	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2018 年 1 月	2018 年 1 月	2018 年 1 月	2018 年 10 月
张北风能（注 2）	2018 年 10 月	2018 年 10 月	2018 年 10 月	2018 年 10 月	2018 年 10 月	2018 年 10 月	2018 年 10 月	2018 年 10 月	2018 年 10 月	2018 年 10 月	2018 年 10 月	2018 年 10 月
港建张北	2016 年 4 月	2016 年 10 月	2016 年 10 月	2016 年 10 月	2016 年 10 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2018 年 1 月	2018 年 1 月	2018 年 1 月	2018 年 1 月
新疆风电（注 3）	2016 年 2 月	2016 年 3 月	2016 年 4 月	2016 年 5 月	2016 年 6 月	2016 年 7 月	2016 年 8 月	2016 年 9 月	2016 年 10 月	2016 年 11 月	2016 年 12 月	2017 年 1 月
新疆风电（注 4）	2016 年 2 月	2016 年 4 月	2016 年 4 月	2016 年 6 月	2016 年 6 月	2016 年 7 月	2016 年 8 月	2016 年 9 月	2016 年 10 月	2016 年 11 月	2016 年 12 月	2017 年 1 月
新疆风电（注 5）	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月
港建甘肃	2016 年 3 月	2016 年 3 月	2016 年 5 月	2016 年 5 月	2016 年 9 月	2016 年 9 月	2016 年 9 月	2016 年 10 月	2016 年 10 月	2017 年 12 月	2017 年 12 月	2018 年 9 月
甘肃风电	2016 年 3 月	2016 年 3 月	2016 年 5 月	2016 年 5 月	2016 年 9 月	2016 年 9 月	2016 年 9 月	2016 年 10 月	2016 年 10 月	2017 年 12 月	2017 年 12 月	2018 年 9 月
肃北风电	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 12 月	2017 年 12 月	2018 年 9 月
青海东方（注 6）	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月
哈密风电（注 7）	2017 年 7 月	2017 年 7 月	2017 年 7 月	2017 年 7 月	2017 年 10 月	2017 年 10 月	2017 年 10 月	2017 年 10 月	2017 年 12 月	2017 年 12 月	2017 年 12 月	2018 年 9 月/ 2018 年 11 月
内蒙风垵源	2019 年 9 月	尚未收到	尚未收到	尚未收到	尚未收到	尚未收到	尚未收到	尚未收到	尚未收到	尚未收到	尚未收到	尚未收到
天祝风电	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月
通辽风电	2017 年 7 月	2017 年 7 月	2017 年 7 月	2017 年 7 月	2017 年 7 月	2017 年 7 月	2017 年 7 月	2017 年 7 月	2017 年 10 月	2017 年 10 月	2017 年 10 月	2018 年 2 月
港能张北	2016 年 4 月	2017 年 7 月	2016 年 10 月	2016 年 10 月	2016 年 10 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2017 年 11 月	2018 年 1 月	2018 年 1 月	2018 年 1 月	2018 年 1 月

内蒙古风电	2016 年 2 月	2016 年 3 月	2016 年 4 月	2016 年 5 月	2016 年 6 月 /2016 年 8 月	2016 年 8 月	2016 年 8 月	2016 年 9 月	2016 年 10 月	2016 年 11 月	2016 年 12 月	2017 年 1 月
已进补贴目录项目	对应发电时段											
收回补贴时段	2017 年 1 月	2017 年 2 月	2017 年 3 月	2017 年 4 月	2017 年 5 月	2017 年 6 月	2017 年 7 月	2017 年 8 月	2017 年 9 月	2017 年 10 月	2017 年 11 月	2017 年 12 月
张北风电	2018 年 11 月	2018 年 11 月	2018 年 11 月	2019 年 2 月	2019 年 2 月	2019 年 2 月	2019 年 8 月	2019 年 8 月	2019 年 8 月	尚未收到	尚未收到	尚未收到
张北运维	2018 年 11 月	2018 年 11 月	2018 年 11 月	2019 年 2 月	2019 年 2 月	2019 年 2 月	2019 年 8 月	2019 年 8 月	2019 年 8 月	尚未收到	尚未收到	尚未收到
张北风能	2018 年 11 月	2018 年 11 月	2018 年 11 月	2019 年 3 月	2019 年 3 月	2019 年 3 月	2019 年 8 月	2019 年 8 月	2019 年 8 月	尚未收到	尚未收到	尚未收到
港建张北	2018 年 10 月	2018 年 11 月	2018 年 11 月	2019 年 2 月	2019 年 2 月	2019 年 2 月	2019 年 8 月	2019 年 8 月	2019 年 8 月	尚未收到	尚未收到	尚未收到
新疆风电（注 3）	2017 年 2 月	2017 年 3 月	2017 年 4 月	2017 年 5 月	2017 年 6 月	2017 年 7 月	2017 年 8 月	2017 年 9 月	2017 年 10 月	2017 年 11 月	2017 年 12 月	2018 年 1 月
新疆风电（注 4）	2017 年 2 月	2017 年 3 月	2017 年 4 月	2017 年 5 月	2017 年 6 月	2018 年 12 月	2018 年 12 月	2019 年 7 月	2019 年 7 月	2019 年 7 月	尚未收到	尚未收到
新疆风电（注 5）	2018 年 9 月	2018 年 10 月	2018 年 10 月	2018 年 12 月	2018 年 12 月	2018 年 12 月	2018 年 12 月	2019 年 7 月	2019 年 7 月	2019 年 7 月	尚未收到	尚未收到
港建甘肃	2018 年 9 月	2018 年 11 月	2018 年 11 月	2018 年 12 月	2018 年 12 月	2019 年 7 月	2019 年 7 月	2019 年 7 月	2019 年 7 月	尚未收到	尚未收到	尚未收到
甘肃风电	2018 年 9 月	2018 年 11 月	2018 年 11 月	2018 年 12 月	2018 年 12 月	2019 年 7 月	2019 年 7 月	2019 年 7 月	2019 年 7 月	尚未收到	尚未收到	尚未收到
肃北风电	2018 年 9 月	2018 年 11 月	2018 年 11 月	2018 年 12 月	2018 年 12 月	2019 年 7 月	2019 年 7 月	2019 年 7 月	2019 年 7 月	尚未收到	尚未收到	尚未收到
青海东方（注 6）	2017 年 12 月	2017 年 12 月	2017 年 12 月 /2018 年 10 月 /2019 年 3 月	2018 年 12 月 /2019 年 3 月 /2019 年 7 月 /2019 年 9 月	2019 年 7 月 /2019 年 9 月	2019 年 7 月 /2019 年 9 月	2019 年 7 月 /2019 年 9 月	2019 年 7 月 /2019 年 9 月	2019 年 7 月 /2019 年 9 月	2019 年 7 月 /2019 年 9 月	大部分尚未收到	尚未收到
哈密风电（注 7）	2018 年 9 月	2018 年 10 月	2018 年 10 月	2018 年 12 月	2018 年 12 月	2018 年 12 月	2018 年 12 月	2019 年 7 月	2019 年 7 月	2019 年 7 月	尚未收到	尚未收到
内蒙风祖源	尚未收到	尚未收到	尚未收到	尚未收到	尚未收到	尚未收到	尚未收到	尚未收到	尚未收到	尚未收到	尚未收到	尚未收到
天祝风电	2018 年 9 月	2018 年 11 月	2018 年 11 月	2018 年 12 月	2018 年 12 月	2019 年 7 月	2019 年 7 月	2019 年 7 月	2019 年 7 月	尚未收到	尚未收到	尚未收到

通辽风电	2018 年 10 月	2018 年 10 月	2018 年 10 月	2018 年 10 月	2018 年 12 月	2019 年 7 月	2019 年 7 月	2019 年 7 月	2019 年 7 月	尚未收到	尚未收到	尚未收到
港能张北	2018 年 11 月	2018 年 11 月	2018 年 11 月	2019 年 2 月	2019 年 2 月	2019 年 2 月	2019 年 8 月	2019 年 8 月	2019 年 8 月	尚未收到	尚未收到	尚未收到
内蒙古风电	2017 年 2 月	2017 年 3 月	2017 年 7 月	2017 年 7 月	2017 年 7 月	2017 年 9 月	2017 年 9 月	2017 年 9 月	2017 年 10 月	2017 年 11 月	2017 年 12 月	2018 年 1 月 /2019 年 7 月
已进补贴目录项目	对应发电时段											
收回补贴时段	2018 年 1 月	2018 年 2 月	2018 年 3 月	2018 年 4 月	2018 年 5 月	2018 年 6 月	2018 年 7 月	2018 年 8 月	2018 年 9 月	2018 年 10 月	2018 年 11 月	2018 年 12 月
内蒙风赧源	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2019 年 7 月 /2019 年 8 月	2019 年 8 月	2019 年 8 月	2019 年 8 月	2019 年 8 月
内蒙古风电	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2018 年 9 月	2019 年 7 月	2019 年 8 月	2019 年 8 月	2019 年 8 月	2019 年 8 月
新疆风电（注 3）	2018 年 2 月	2018 年 3 月	2018 年 4 月	2018 年 5 月	2018 年 6 月	2018 年 7 月	2018 年 8 月	2018 年 9 月	2018 年 10 月	2018 年 11 月	2018 年 12 月	2019 年 2 月
已进补贴目录项目	对应发电时段											
收回补贴时段	2019 年 1 月	2019 年 2 月	2019 年 3 月	2019 年 4 月	2019 年 5 月	2019 年 6 月	2019 年 7 月	2019 年 8 月	2019 年 9 月	2019 年 10 月	2019 年 11 月	2019 年 12 月
新疆风电（注 3）	2019 年 2 月	2019 年 3 月	2019 年 4 月	2019 年 5 月	2019 年 6 月	2019 年 7 月	2019 年 8 月	2019 年 9 月	尚未收到	-	-	-

注 1：指单晶河二期 49.5 兆瓦风电场工程和单晶河三期 49.5 兆瓦风电场工程；

注 2：指张北绿脑包风电场二期 100 兆瓦工程；

注 3：指乌鲁木齐托里 100 兆瓦风电场一期 30 兆瓦项目；

注 4：指乌鲁木齐托里 100 兆瓦风电场二期 30 兆瓦项目、乌鲁木齐托里 100 兆瓦风电场三期 40 兆瓦项目、乌鲁木齐托里 200 兆瓦风电场一期 49.5 兆瓦项目、乌鲁木齐托里 200 兆瓦风电场二期 49.5 兆瓦项目；

注 5：指乌鲁木齐达坂城 20 万千瓦风电项目；

注 6：指青海德令哈尕斯海 200 兆瓦风电场一期 49.5 兆瓦工程项目；

注 7：指哈密烟墩第五风电场项目。

根据上表统计情况，公司已进入补贴目录项目：

（1）2016 年度新能源补贴电费，除内蒙风埖源以外均已收到，各项目根据进入补贴目录时间先后，收回补贴款时间有所不同。内蒙风埖源项目于 2018 年 6 月进入第七批目录，仅 2016 年 1 月份上网电量于 2019 年 9 月收到补贴；

（2）2017 年度新能源补贴电费，仅有内蒙古风电和新疆风电的乌鲁木齐托里 100 兆瓦风电场一期 30 兆瓦项目全部收回，其余大部分项目收到 2017 年 9 月，少部分项目收到 2017 年 10 月，账期逐渐拉长；

（3）2018 年度新能源补贴电费，仅有处于内蒙古地区的内蒙风埖源和内蒙古风电、新疆风电的乌鲁木齐托里 100 兆瓦风电场一期 30 兆瓦项目收到全年补贴款，其余项目均未收到任何补贴款项；

（4）2019 年度新能源补贴电费，仅有新疆风电的乌鲁木齐托里 100 兆瓦风电场一期 30 兆瓦项目收到 2019 年 8 月，其余项目均未收到任何补贴款项。

报告期公司账龄 1-2 年的应收账款全部为新能源补贴电费，增长金额分别为 1,168.19 万元、40,554.48 万元、51,727.30 万元，呈现显著增长趋势，其主要原因系，报告期内随着新投运机组的增加以及发电利用小时数的提升，公司电力业务收入显著增长。此外，电力业务收入的新能源补贴电费部分大部分自 2017 年后发放周期有所延长，公司补贴回收期限普遍接近 2 年。

综上所述，公司报告期 1-2 年的应收账款金额和占比大幅增加具有合理性。

（三）将全部应收账款列入无回收风险组合，报告期末均不计提坏账准备的原因及合理性，与公司实际情况是否相符，相关会计处理与同行业可比公司是否存在差异，坏账准备计提是否充足

风电上网电价在当地脱硫燃煤机组标杆上网电价以内的部分，由当地省级电网负担；高出部分，通过全国征收的可再生能源电价附加分摊解决。根据财政部、国家发改委及国家能源局于 2012 年 3 月联合颁布的财建[2012]102 号通知《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》，有关结算可再生能源电价补助的新标准程序已自 2012 年起生效：“符合申请补助的项目，可再生能源发电企业按属地

原则向所在地省级财政、价格、能源主管部门提出补助申请。省级财政、价格、能源主管部门初审后联合上报财政部、国家发展改革委、国家能源局。财政部、国家发展改革委、国家能源局对地方上报材料进行审核，并将符合条件的项目列入可再生能源电价附加资金补助目录。”公司下属子公司根据财政部、国家发改委及国家能源局下发的关于组织申报可再生能源电价附加补助目录的通知，对满足核准及并网时间且尚未进入前期批次目录的风电工程项目进行申报。

各报告期末，公司无回收风险组合应收账款主要为非补贴电费和新能源补贴电费。新能源补贴电费根据对应项目是否进入可再生能源电价附加资金补助目录，分为已进入目录项目的补贴电费和尚未进入目录项目的补贴电费。截至 2019 年 9 月末，公司无回收风险组合应收账款情况如下所示：

单位：万元

项目	总金额	非补贴电费	新能源补贴电费		其他（注 2）
			已进目录项	尚未进目录（注 1）	
1 年以内	133,533.41	12,314.29	102,782.54	18,359.56	77.02
1 至 2 年	106,351.69	-	96,856.56	9,495.12	-
2 至 3 年	7,350.26	-	3,342.77	4,007.48	-
3 至 4 年	1,570.51	-	1,570.51	-	-
4 至 5 年	-	-	-	-	-
5 年以上	-	-	-	-	-
合计	248,805.87	12,314.29	204,552.39	31,862.17	77.02

注 1：目前财政部、国家发改委、国家能源局已下发七批可再生能源补贴目录。截至 2019 年 9 月末，公司尚未进入补贴目录的项目包括青海德令哈尕斯库勒 200 兆瓦风电场二期 49.5 兆瓦工程项目、哈密风电基地二期景峡第三风电场 B 区 200MW 工程、丰镇市邓家梁 49.5MW 风电供热项目、广元剑阁天台山风电场项目和五峰北风垭风电场工程项目，上述项目均在第七批目录要求的并网截止日期后投产，后续将根据有关通知进行目录申报。报告期各期末，公司尚未进入补贴目录的应收账款金额占比较低，且期限较短。

注 2：指丰镇风电应收政府公租房类取暖费，合同方为丰镇市住房保障中心。根据会计政策，公司经评估后认为其回收风险较低且账龄较短，计入无回收风险组合。

针对非补贴电费形成的应收账款：欠款方为电网公司。电网公司信用及支付记录较好，且该项应收账款通常自出具账单日起 30-60 天内收款，账龄较短。公司评估后认为该项应收账款回收风险极低，不计提坏账准备。

针对新能源补贴电费形成的应收账款：公司新能源补贴电费根据国家现行政

策及财政部主要付款惯例结算，经批准后由财政部门拨付至地方电网公司等单位，再由地方电网公司等单位根据电量结算情况拨付至发电企业，因此补贴电费实际承担方为政府部门，且无明确结算到期日。鉴于补贴回收时间受到国家政策而非客户自身信用影响，且公司各项业务开展正常，不存在违反相关政策规定从而导致收到补贴存在不确定风险的情形，预计应收金额的实际现金流量与预期收取的现金流量基本无差异；且该应收款项为日常经营性款项，不具有融资性质。因此其不计提减值准备是合理的。

截至 2019 年 6 月末，同行业上市公司针对电费的应收账款坏账计提政策如下表所示：

证券代码	证券简称	主业	新能源对应应收账款坏账计提政策
0958.HK	华能新能源	风电为主，光伏发电为辅	不计提坏账。
1798.HK	大唐新能源	风力发电为主业	不计提坏账。
0816.HK	华电福新	水电、风电、高效煤电、太阳能等发电	不计提坏账。
0916.HK	龙源电力	风电为主	不计提坏账。
601991.SH	大唐发电	火电为主，存在风电及光伏发电业务	应收电费和热费款，押金、保证金、备用金、应收政府等款项，回收概率明显高于普通债权，历史经验表明回收风险极低的应收款项，纳入低风险组合，不计提坏账。
000591.SZ	太阳能	光伏发电为主业	个别认定计提坏账准备的组合，一般不计提坏账准备。
601877.SH	正泰电器	光伏发电和装备制造双主业	按照整个存续期内预期信用损失的金额计量坏账准备，针对太阳能光伏行业国网和电力公司客户计提比例均为 0.00%。
601619.SH	嘉泽新能	风力发电为主业	按照整个存续期内预期信用损失的金额计量坏账准备，以单笔应收金额或对同一债务人的累计应收余额超过企业应收款项账面余额的 10%或绝对金额超过 1,000 万元作为单项金额重大与否的判断标准。针对账龄组合，0 至 6 个月预期损失率 0.94%、7 至 12 个月预期损失率 1.29%、1 至 2 年预期损失率 1.76%、2-3 年预期损失率 2.41%、3 年以上 3.29%。

证券代码	证券简称	主业	新能源对应应收账款坏账计提政策
600163.SH	中闽能源	风力发电为主业	按照整个存续期内预期信用损失的金额计量坏账准备。
000862.SZ	银星能源	风电为主，光伏发电、风电设备、光伏组件制造为辅	按照整个存续期内预期信用损失的金额计量坏账准备。一年以上未收回的补贴电费，按照预期可收回时间，以一年期借款利率确定其现值后计提坏账准备。

资料来源：上市公司年报

当前同行业公司计提坏账准备政策存在多种方式，公司的相关会计处理与部分同行业可比公司存在一致性。综上所述，公司将应收账款列入无回收风险组合，报告期末不计提坏账准备具有合理性，与公司实际情况相符。

二、中介机构核查意见

保荐机构执行的核查程序如下：

- 1、核查公司应收账款确认政策及信用政策，并与同行业公司进行对比；
- 2、根据行业运行情况及公司经营数据，对公司应收账款的变动进行分析；
- 3、检查公司应收账款的相应凭证及回款情况。

经核查，保荐机构认为申请人应收账款大幅增长且增长率显著高于主营业务收入增长率具有合理性，与同行业公司可比；申请人账龄在 1-2 年的应收账款金额和占比大幅增加具有合理性；申请人将全部应收账款列入无回收风险组合，报告期末均不计提坏账准备具有合理性，与公司实际情况相符，相关会计处理与同行业部分可比公司具有一致性。

3、申请人报告期各期末在建工程余额较大。请保荐机构及会计师核查报告期内申请人在建工程转固是否及时准确并发表明确意见。

回复：

一、事实情况说明

为提升市场份额及市场影响力，公司不断加大风电项目的开发及建设力度，

并积极推进海外项目。截至 2016 年末、2017 年末、2018 年末和 2019 年 9 月末，公司在建工程账面价值分别为 307,925.78 万元、344,865.41 万元、231,299.79 万元和 206,797.03 万元，主要为公司正在施工及尚未满足固定资产确认条件的风电机组。

根据公司会计政策，在建工程达到预定可使用状态时，按工程实际成本转入固定资产。已达到预定可使用状态但尚未办理竣工决算的，先按估计价值转入固定资产，待办理竣工决算后再按实际成本调整原暂估价值，但不再调整原已计提的折旧。根据行业惯例，风机设备供应商和风电场通常在采购合同中约定，风机达到技术可使用状态的指标为 240 小时或 500 小时连续无故障稳定运行（澳洲风电场转固政策为风机持续运行 120 小时，风机向电网送电至少 80 小时，风机大于额定风速运行至少 6 个小时）。

报告期内，公司根据风机采购合同规定按批次进行 240 小时试运行测试（澳洲风电场转固政策为风机持续运行 120 小时，风机向电网送电至少 80 小时，风机大于额定风速运行至少 6 个小时），并在获得风机设备供应商和风电场共同签署的风力发电机组通过试运行确认单后，在账务处理上将风力发电设备由在建工程转到固定资产。

报告期各期末，公司在建工程及转固情况如下所示：

项目名称	2019 年 9 月末	2018 年末	2017 年末	2016 年末	转固时间	转固依据
澳大利亚白石 17.5 万千瓦风电场项目		-	172,876.47	70,477.79	2018 年 2 月	风机持续运行 120 小时, 风机向电网送电至少 80 小时, 风机大于额定风速运行至少 6 个小时
乌鲁木齐达坂城 20 万千瓦风电项目	301.89	344.03	466.89	84,456.65	2016 年 12 月、2017 年 1 月、2017 年 3 月 ^{注1}	合同约定 240 小时试运行
哈密风电基地二期景峡第三风电场 B 区 200MW 工程	129.72	111,595.35	58,863.47	24,765.65	2019 年 6 月、2019 年 7 月 ^{注1}	合同约定 240 小时试运行
五峰北风垭风电场工程项目	20,011.48	48,098.37	30,522.92	17,883.41	2019 年 5 月部分转固 ^{注2}	合同约定 240 小时试运行
广元剑阁天台山风电场项目		-	59,014.21	22,964.40	2018 年 4 月	合同约定 240 小时试运行
天祝县松山滩营盘 5 万千瓦风电项目		-	-	28,918.84	2017 年 1 月	合同约定 240 小时试运行
丰镇市邓家梁 49.5MW 风电供热项目		-	-	23,587.83	2017 年 10 月	合同约定 240 小时试运行
德令哈尕斯二期 49.5 兆瓦风力发电项目		-	-	29,268.83	2017 年 3 月	合同约定 240 小时试运行
德令哈尕斯海南一期 49.5MW 风电项目	29,988.48	5,189.06	2,488.88	-	未转固	
中节能尉氏 80MW 风力发电项目	37,734.69	25,360.27	4,177.23	618.97	未转固	
中节能阳江南鹏岛海上风电项目	53,749.54	8,639.06	2,687.08	-	未转固	
博白云飞嶂风电场工程	8,245.19	6,014.97	3,070.09	1,004.12	未转固	
青海德令哈 50 兆瓦风电项目	12,908.73	3,418.13	1,589.12	-	未转固	
达茂旗百灵庙 50MW 风电供热项目	14,609.19	2,883.30	-	-	未转固	
中节能五峰南岭风电场工程项目	4,317.85	2,549.48	670.95	-	未转固	

项目名称	2019 年 9 月末	2018 年末	2017 年末	2016 年末	转固时间	转固依据
中节能五峰牛庄风电场工程项目	2,528.40	2,238.31	281.50	-	未转固	
钦州市钦南风电场工程	3,396.89	2,220.67	717.97	-	未转固	
嵊州市崇仁 48MW 风电场项目	-	-	1,287.00	718.33	全部计提减值	
白银靖远靖安 5 万千瓦风电场项目 ^{注 3}	939.80	939.80	939.80	671.17	未转固	
中节能温县 100MW 风电场项目	1,426.53	853.21	-	-	未转固	
定边胶泥崾先风电场工程项目	3,692.61	848.40	400.77	158.49	未转固	
中节能洗马林风电场（一期）	1,029.07	812.82	436.06	-	未转固	
中节能尉氏 40MW 风力发电项目	1,393.53	800.84	-	-	未转固	
二连浩特可再生能源微电网示范项目阿巴嘎旗集群 230MW 风电项目	756.98	644.21	425.33	-	未转固	
中节能洗马林风电场（二期）	849.52	644.17	386.01	-	未转固	
中节能青龙 70MW 风电场项目	934.55	633.70	-	-	未转固	
中节能山西壶关县树掌风电场项目	709.20	391.40	-	-	未转固	
湖南临澧桐山 50MW 风电场建设项目	326.65	314.60	-	-	未转固	
忻城宿邓低风速试验风电场工程	492.33	293.56	-	-	未转固	
德令哈 20 万千瓦风电项目	470.06	234.77	-	-	未转固	
钦南风电场二期工程	292.54	181.86	-	-	未转固	
德令哈 5 万千瓦风电建设项目	253.46	161.88	-	-	未转固	
奈曼 50MW 风电供热项目	327.43	-	-	-	未转固	

项目名称	2019 年 9 月末	2018 年末	2017 年末	2016 年末	转固时间	转固依据
中节能永兴 50MW 风力发电项目	73.13	-	-	-	未转固	
中节能原平长梁沟 10 万千瓦风电项目	330.40				未转固	
德令哈风扬新能源发电有限公司德令哈 5 万千瓦风电项目	83.97				未转固	
技改和其他零星工程	4,493.20	4,993.55	3,563.66	2,431.28	未转固	

注 1：乌鲁木齐达坂城 20 万千瓦风电项目和哈密风电基地二期景峡第三风电场 B 区 200MW 工程装机规模较大、机组数量较多，试运行过程中机组未能同时满足 240 小时试运行条件，公司对满足条件的部分机组先行转固，其他机组经检修调试满足条件后转固。

注 2：五峰北风垭风电场工程项目属于山地风电项目，地质条件复杂导致项目施工难度较大，多雨等不利自然条件导致项目所在地有效施工期较短。经综合考虑多种因素及实际情况，该项目建设采取分步施工、分期并网的方式逐步推进；同时，建设工程中部分机位涉及调规，相关手续正在办理中，因此对已完成验收的部分机组进行转固。

注 3：白银靖远靖安 5 万千瓦风电场项目位于红色预警区域，该项目已获得核准，当前处于缓建状态，公司后续将持续跟进政策导向，评估项目建设进度。

截至 2019 年 9 月 30 日，账面金额较大的在建工程情况如下：

序号	项目名称	预算数 (含税)	期末金额 (不含税)	尚未转固的原因	预计转固时间
1	中节能阳江南鹏 岛海上风电项目	578,210.00	53,749.54	尚处于在建期，未达到预 定可使用状态	部分装机 2020 年 10 月
2	中节能尉氏 80MW 风力发电 项目	72,000.00	37,734.69	尚处于在建期，未达到预 定可使用状态	2020 年 4 月
3	德令哈尔海南一 期 49.5MW 风电项 目	46,500.00	29,988.48	尚处于在建期，未达到预 定可使用状态	2020 年 3 月
4	五峰北风垭风电 场工程项目	85,973.00	20,011.48	部分已转固，剩余部分尚 处于在建期，未达到预定 可使用状态	2020 年 6 月
5	达茂旗百灵庙 50MW 风电供热 项目	42,391.62	14,609.19	尚处于在建期，未达到预 定可使用状态	2020 年 5 月
6	青海德令哈 50 兆 瓦风电项目	46,000.00	12,908.73	尚处于在建期，未达到预 定可使用状态	2020 年 3 月

上述金额较大的在建工程均尚处于建设期，未达到预定可使用状态，因此不存在延迟转固情形。

二、中介机构核查意见

保荐机构及会计师执行的核查程序如下：

- 1、与公司相关负责人就在建工程的建设情况进行访谈；
- 2、了解公司在建工程转固政策，与同行业惯例进行对比分析，确认其转固政策的合理性；
- 3、检查公司在建工程项目情况、在建工程转固的验收凭证，确认已转固在建工程转固时点及金额的准确性；
- 4、针对金额较大的在建工程，检查其进展性文件，确认其未转固的合理性。

经核查，保荐机构认为公司在建工程转固政策符合行业惯例及相关合同规定，具备及时性及准确性。会计师认为公司在建工程结转固定资产时间及时准确。

4、申请人最近一年一期预付工程款增加较快，请申请人说明最近一年一期预付工程款增加较快的原因及合理性。请保荐机构发表核查意见。

回复：

一、事实情况说明

近两年风电行业弃风情况逐年好转、风电场运营效率及盈利能力大幅提升；同时，风电行业政策已逐步向平价上网时代迈进。为提升整体盈利能力，公司近两年加快推进新风电场的开发建设，截至 2016 年末、2017 年末、2018 年末及 2019 年 9 月末，公司累计装机规模分别为 230.90 万千瓦、267.15 万千瓦、290.75 万千瓦和 301.70 万千瓦。

公司预付工程款主要为风电机组的预付款及投料款。根据行业惯例及合同约定，供应商通常在收到对应预付款项后进行风电设备制造的排期。报告期公司累计装机规模的增加导致其预付工程款也相应提升。截至 2017 年末、2018 年末及 2019 年 9 月末，公司预付工程及设备款分别为 9,111.67 万元、27,528.83 万元和 23,452.35 万元，具体明细如下：

单位：万元

公司名称	项目名称	2017 年末	2018 年末	2019 年 9 月末
青海东方	青海德令哈 50 兆瓦风电项目	694.55	7,178.90	6,458.82
青海东方	德令哈 20 万千瓦风电项目	-	-	934.58
哈密风电	哈密风电基地二期景峡第三风电场 B 区 200MW 工程	883.29	52.97	127.71
河南风电	中节能尉氏 80MW 风力发电项目	4,304.78	5,959.13	-
广西风电	博白云飞嶂风电场工程	601.29	1,054.97	1,062.20
德令哈风电	德令哈尕斯库勒一期 49.5MW 风电项目	705.62	6,454.77	1,016.71
德令哈风电	德令哈 5 万千瓦风电建设项目	-	-	338.63
五峰风电	五峰北风垭风电场工程项目	1,719.72	30.28	512.19
阳江风电	中节能阳江南鹏岛海上风电项目	-	2,214.82	7,841.75
包头风电	达茂旗百灵庙 50MW 风电供热项目	-	4,188.33	3,178.29
钦州风电	钦州市钦南风电场工程	-	270.05	712.96
通辽风电	奈曼 50MW 风电供热项目	-	-	278.37
定边风电	定边胶泥腰先风电场工程项目	-	-	560.95
风扬新能源	德令哈风扬新能源发电有限公司德令	-	-	332.40

公司名称	项目名称	2017 年末	2018 年末	2019 年 9 月末
	哈 5 万千瓦风电项目			
零星工程		202.42	124.61	96.79
合计		9,111.67	27,528.83	23,452.35

最近一年一期，公司预付工程款主要来自于青海德令哈 50 兆瓦风电项目、中节能尉氏 80MW 风力发电项目、中节能阳江南鹏岛海上风电项目和达茂旗百灵庙 50MW 风电供热项目的正式投建。

最近一年一期末，上述项目对应超过 100 万元预付工程款明细如下：

单位：万元

项目	2018 年末	2019 年 9 月末	供应商名称	采购内容
青海德令哈 50 兆瓦风电项目	5,744.86	5,744.86	青海明阳新能源有限公司	风力发电机组设备
青海德令哈 50 兆瓦风电项目	423.63	-	山东泰开变压器有限公司	主变、35KV 接地变及 110kv 中性点成套设备、主变压器及附属设备
青海德令哈 50 兆瓦风电项目	355.56	355.56	甘肃国凯新能源装备有限公司	塔筒
青海德令哈 50 兆瓦风电项目	268.86	17.06	山东泰开电力电子有限公司	无功补偿装置
青海德令哈 50 兆瓦风电项目	140.66	-	青海建设工程公司	进场道路、检修道路、风机基础、箱变基础、吊装平台施工
青海德令哈 50 兆瓦风电项目	122.56	35.89	山西双环重工集团有限公司	风机塔筒法兰
中节能阳江南鹏岛海上风电项目	416.82	416.82	ABB（中国）有限公司	海上升压站电气一次设备
中节能阳江南鹏岛海上风电项目	-	108.60	特变电工衡阳变压器有限公司	陆上集控中心并联电抗器及变压器
中节能阳江南鹏岛海上风电项目	-	883.96	中国水利水电第四工程局有限公司	塔筒
中节能阳江南鹏岛海上风电项目	-	289.00	国电南瑞南京控制系统有限公司	海上升压站电气二次设备
中节能阳江南鹏岛海上风电项目	-	4,537.50	明阳智慧能源集团股份有限公司	风力发电机组设备
中节能阳江南鹏岛海上风电项目	-	435.30	江苏亨通高压海缆有限公司	高压海缆
中节能阳江南鹏岛海上风电项目	-	942.61	海洋石油工程股份有限公司	海上升压站建造
中节能阳江南鹏岛海上风电项目	1,798.00	-	江苏中天科技股份有限公司	220KV 海底光电复合电缆及附件
中节能尉氏 80MW 风力发电项目	3,217.68	-	明阳智慧能源集团股份有限公司	风力发电机组设备

中节能尉氏 80MW 风力发电项目	2,401.82	-	甘肃中电科耀新能源装备有限公司	塔筒
中节能尉氏 80MW 风力发电项目	318.94	-	中国水利水电第四工程局有限公司	塔筒
达茂旗百灵庙 50MW 风电供热项目	1,654.46	2,654.46	远景能源（江苏）有限公司	风力发电机组设备
达茂旗百灵庙 50MW 风电供热项目	1,170.30	20.54	河北强盛风电设备有限公司	塔筒
达茂旗百灵庙 50MW 风电供热项目	100.44	-	包头市鑫泰电力安装有限责任公司	110KV 对侧间隔施工合同
达茂旗百灵庙 50MW 风电供热项目	1,161.95	78.66	四川广安智丰建设工程有限公司	35KV 集电线路土建及安装工程施工、110KV 送电线路及 OPGW 光纤通信安装工程

经核查，公司预付工程款均按照合同约定进度及付款方式支付。

二、中介机构核查意见

保荐机构执行的核查程序如下：

1、检查公司预付工程款对应合同、支付凭证、到货验收凭证（如有），了解同行业预付工程款惯例，确认公司支付预付工程款的合理性及金额准确性；

2、针对金额较大的预付工程款，与公司相关负责人就对应项目情况进行访谈，确认其预付工程款的合理性。

经核查，保荐机构认为随着近年来新建机组的大幅增加，公司最近一年一期预付工程款增加较快具有合理性。

5、申请人 2018 年分别计提固定资产及在建工程减值损失 2,057.8 万元和 1,743.64 万元。请申请人补充说明：（1）2018 年计提固定资产及在建工程减值损失的原因；（2）固定资产及在建工程减值准备计提是否充分。请保荐机构发表核查意见。

回复：

一、事实情况说明

（一）2018 年计提固定资产及在建工程减值损失的原因

1、固定资产减值

公司 2018 年度计提固定资产减值准备 2,057.80 万元。主要系公司子公司中节能风力发电（张北）有限公司、中节能风力发电（张北）运维有限公司、中节能港建风力发电（张北）有限公司、中节能港能风力发电（张北）有限公司、中节能港建（甘肃）风力发电有限公司、中节能（内蒙古）风力发电有限公司及中节能风力发电（新疆）有限公司因为电网相关标准不断提升，部分风机配套设备无法满足电网技术要求，已无再利用价值。按照《企业会计准则第 8 号—资产减值》的规定，对上述固定资产按照可收回金额低于其账面价值的差额计提减值准备。

2、在建工程减值

公司 2018 年度计提在建工程减值准备 1,743.64 万元，系公司子公司中节能风力发电（浙江）有限公司在建的“嵊州崇仁 48MW 风电项目”由于浙江省自 2016 年初至今停止林地审批，导致项目已经连续三年未开工建设。根据《国家能源局综合司关于梳理“十二五”以来风电、光伏发电项目信息的通知》（国能综函新能〔2018〕367 号），已核准但超过两年未开工建设，且未及时办理延期的，核准文件应按项目管理的规定声明作废。嵊州崇仁 48MW 风电项目核准批复时间为 2015 年 12 月 22 日，经绍兴市发改委同意延期至 2018 年 12 月 21 日，目前无法继续办理延期。按照《企业会计准则第 8 号——资产减值》的规定，对该在建工程全额计提资产减值准备。

（二）固定资产及在建工程减值准备计提是否充分

对于固定资产、在建工程，公司于每个资产负债表日判断是否存在减值迹象。如存在减值迹象的，则估计其可收回金额，进行减值测试。

减值测试结果表明资产的可收回金额低于其账面价值的，按其差额计提减值准备并计入减值损失。可收回金额为资产的公允价值减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间的较高者。资产的公允价值根据公平交易中销售协议价格确定；不存在销售协议但存在资产活跃市场的，公允价值按照该资产的买方出价确定；不存在销售协议和资产活跃市场的，则以可获取的最佳信息为基础估计资产的公允价值。处置费用包括与资产处置有关的法律费用、相关税费、搬运费以及为使资产达到可销售状态所发生的直接费用。资产预计未来现金

流量的现值，按照资产在持续使用过程中和最终处置时所产生的预计未来现金流量，选择恰当的折现率对其进行折现后的金额加以确定。资产减值准备按单项资产为基础计算并确认，如果难以对单项资产的可收回金额进行估计的，以该资产所属的资产组确定资产组的可收回金额。资产组是能够独立产生现金流入的最小资产组合。

针对 2018 年度的固定资产及在建工程减值，其测试情况如下：

单位：万元

期间	账面原值	净值	预计可收回金额	减值金额
固定资产	3,769.93	2,063.54	5.75	2,057.80
在建工程	1,743.64	1,743.64	0.00	1,743.64

公司上述固定资产及在建工程预计可回收金额极低，因此减值金额与净值基本相同，已计提充分的减值准备。公司当前各项业务运行平稳，各项固定资产运营正常，在建工程施工进度及预计后续投产和计划基本相符，不存在可能造成出现减值的明显迹象。

二、中介机构核查意见

保荐机构执行的核查程序如下：

- 1、与公司相关负责人就固定资产及在建工程的减值情况进行访谈，了解其建设运行情况及减值原因；
- 2、获取减值测试底稿，并予以分析复核。

经核查，保荐机构认为公司 2018 年分别计提固定资产及在建工程减值损失 2,057.8 万元和 1,743.64 万元原因具有合理性，公司固定资产及在建工程减值准备计提具备充分性。

6、申请人 2018 年 11 月因风电项目占用、损毁保护区林地被中国生物多样性保护与绿色发展基金会提起诉讼，要求申请人承担生态环境修复费用并赔偿生态服务功能损失。请申请人结合上述诉讼的进展情况说明未计提预计负债的原因与合理性；请保荐机构发表核查意见。

答复：

一、事实情况说明

《企业会计准则第 13 号——或有事项》第四条规定：“与或有事项相关的义务同时满足下列条件的，应当确认为预计负债：1、该义务是企业承担的现时义务；2、履行该义务很可能导致经济利益流出企业；3、该义务的金额能够可靠地计量。”

本诉讼原告中国生物多样性保护与绿色发展基金会的诉讼请求为：“

1、判令被告中节能公司立即采取有效措施，停止对那林自然保护区生态环境的违法破坏行为；

2、判令两被告采取措施对因其违法行为而破坏了的那林自然保护区生态环境进行修复，使得那林自然保护区生态环境尽快恢复到被破坏之前的状态；或者判令两被告承担那林自然保护区生态环境修复费用；

3、判令两被告赔偿那林自然保护区生态环境从因其被违法破坏到生态环境修复完成期间的生态服务功能损失（具体损失数额以鉴定评估结果为准）；

4、判令两被告在国家级媒体上向全体社会公众对其违法破坏生态行为公开赔礼道歉；

5、判令两被告承担原告因为本诉讼而产生或者必然产生的所有费用，包括但不限于律师代理费、评估鉴定费、专家费、调查取证费、差旅费、案件受理费等。”

自起诉以来，公司已及时停止在涉及上述诉讼的自然保护区的建设行为，并开始对该生态保护区的修复工作。根据广西壮族自治区生态环境厅于 2019 年 10 月 24 日出具的说明材料，公司已回填原开挖的基坑，并进行复绿修复，对已建设的道路边坡进行修正和植被恢复，复绿效果较好。根据该说明，截至本反馈意见

见回复报告签署日，相关修复工作完成情况良好。

截至本反馈回复意见签署日，本诉讼已经过 1 年时间，尚未正式开庭审理。针对上述诉讼请求第三条关于生态服务功能损失的赔偿，原告已申请鉴定，目前尚在等待法院组织选择鉴定机构，因此该笔赔偿费用暂无具体数额，亦无法预估，因此本诉讼事件不满足会计准则规定的计提预计负债的第三个条件即“3、该义务的金额能够可靠地计量”。

综上，公司未对本次诉讼计提预计负债具有合理性。

二、中介机构核查意见

保荐机构执行的核查程序如下：

- 1、与该项目相关负责人就诉讼情况及当地环境修复进度进行访谈；
- 2、获取本次诉讼的诉状等相关诉讼资料，对案件进度以及诉讼标的的具体情况核查；
- 3、就本次诉讼的实际情况与会计准则进行对比核查，分析未计提预计负债的合理性；
- 4、获取广西壮族自治区生态环境厅于 2019 年 10 月 24 日出具的说明材料；
- 5、访谈律师、会计师，就项目诉讼进度及会计处理的合理性进行沟通。

经核查，保荐机构认为：本次涉诉的那林自然保护区生态环境修复工作完成情况较好，鉴于修复完成期间的生态服务功能损失相关赔偿金额尚未确定，不满足会计准则对预计负债计提的相关要求，发行人未就本诉讼案件计提预计负债具有合理性。

7、申请人 2017 年净利润增幅远高于营业收入增幅，2016-2018 年综合毛利率逐年大幅上升。请申请人补充说明：（1）2016-2018 年综合毛利率逐年大幅上升的原因，是否与同行业可比公司一致；（2）2017 年净利润增幅远高于营业收入增幅的原因。请保荐机构发表核查意见。

回复：

一、事实情况说明

(一) 2016-2018 年综合毛利率逐年大幅上升的原因，是否与同行业可比公司一致

1、2016-2018 年综合毛利率逐年大幅上升的原因分析

2016-2018 年，发行人综合毛利率情况如下：

项目	2018 年度			2017 年度			2016 年度	
	收入占比	毛利率	变动	收入占比	毛利率	变动	收入占比	毛利率
电力	99.76%	53.37%	2.40%	99.45%	50.97%	6.08%	99.78%	44.89%
其他业务	0.24%	42.45%	-31.23%	0.55%	73.68%	-18.56%	0.22%	92.24%
小计	100.00%	53.34%	2.25%	100.00%	51.09%	6.11%	100.00%	44.99%

2016-2018 年，发行人综合毛利率分别为 44.99%、51.09%和 53.34%，呈现逐年上升的趋势，其中电力业务毛利率分别为 44.89%、50.97%和 53.37%，且电力业务收入在营业收入中的收入占比均在 99.00%以上，发行人综合毛利率整体上升主要是由于电力业务毛利率有所上升。

风电企业的主要营业成本来自于发电机组的折旧及人员成本，相对固定，因此毛利率的主要影响因素系风电机组的运营效率高低。

2016-2018 年，发行人弃风率和平均利用小时数情况如下：

项目	2018 年度		2017 年度		2016 年度
	数额	变动	数额	变动	数额
弃风率	16.92%	-2.72%	19.64%	-7.44%	27.08%
平均利用小时数	2,249	9.23%	2,059	19.29%	1,726

近年来，在各级政府和电力企业等多方共同努力下，多措并举推进清洁能源消纳，受益于绿色电力输送通道的加快建设和发行人参与当地的多边交易销售电量的提高，发行人面临的弃风问题明显缓解。2016-2018 年，发行人全部风电项目平均弃风率分别为 27.08%、19.64%和 16.92%，逐年大幅下降，平均利用小时数分别为 1,726 小时、2,059 小时和 2,249 小时，风电机组运营效率大幅提高，带动电力业务毛利率和综合毛利率逐年上升。

2、发行人综合毛利率与同行业可比公司对比情况

2016-2018 年，发行人与风电行业上市公司综合毛利率对比情况如下：

股票代码	上市公司	2018 年度	2017 年度	2016 年度
603693.SH	江苏新能	41.25%	40.59%	37.81%
601619.SH	嘉泽新能	58.04%	54.69%	56.42%
0916.HK	龙源电力	36.45%	33.91%	33.45%
1798.HK	大唐新能源	50.81%	47.50%	41.80%
0958.HK	华能新能源	53.64%	53.85%	52.62%
均值		48.04%	46.11%	44.42%
601016.SH	节能风电	53.34%	51.09%	44.99%

数据来源：Wind

2016-2018 年，由于全国弃风问题持续改善，同行业可比公司综合毛利率整体呈现上升趋势，发行人综合毛利率逐年上升趋势与同行业可比公司保持一致。

由于不同区域的风量、弃风率有所不同，各风电场毛利率存在一定差异；此外，同行业可比上市公司中江苏新能、龙源电力、大唐新能源除风电以外，还存在光伏发电、生物质发电、火电等其他类型电力业务。因此，公司与同行业可比公司综合毛利率波动情况虽然存在差异但整体变动趋势一致。

（二）2017 年净利润增幅远高于营业收入增幅的原因

2016-2017 年，发行人利润表主要科目及变动情况如下表所示：

单位：万元

项目	2017 年度		2016 年度
	金额	同比增减	金额
营业收入	187,144.92	32.24%	141,519.24
营业成本	91,525.49	17.56%	77,851.57
税金及附加	1,374.14	29.99%	1,057.15
管理费用	10,837.56	17.66%	9,211.10
研发费用	150.57	698.30%	18.86
财务费用	36,417.56	13.57%	32,067.41
资产减值损失	928.64	100%	-
其他收益	5,116.24	100%	-
投资收益	185.80	-84.94%	1,233.98
资产处置收益	4.91	100%	-

项目	2017 年度		2016 年度
	金额	同比增减	金额
营业利润	51,217.91	127.16%	22,547.13
加：营业外收入	2,538.11	-77.52%	11,290.10
减：营业外支出	316.46	80.42%	175.39
利润总额	53,439.57	58.75%	33,661.83
减：所得税费用	7,281.19	8.24%	6,726.60
净利润	46,158.38	71.37%	26,935.23

风力发电不同于传统制造业，其发电来源为风资源，因此不存在原材料成本，在装机容量不变的情况下，营业成本及相关费用支出相对固定。2017 年相较 2016 年，公司累计装机容量由 230.9 万千瓦增至 267.15 万千瓦，增幅不大，因此其营业收入上涨的主要原因系平均利用小时上升致使的风机整体运营效率上升。上述原因对营业收入的影响大于对成本及费用的影响，故净利润的增幅远高于营业收入增幅，具体可由如下财务比率体现：

1、综合毛利率大幅上升

2017 年，发行人弃风率显著下降，利用小时数显著上升，风电机组运营效率显著提高，综合毛利率水平由 2016 年的 44.99% 上升至 2017 年的 51.09%。

2、管理费用率下降

2016 年和 2017 年，发行人管理费用分别为 9,211.10 万元和 10,837.56 万元，增长幅度较小，在营业收入显著上涨的情况下，管理费用率由 2016 年的 6.51% 下降至 2017 年的 5.79%。

3、财务费用率下降

2016 年和 2017 年，发行人财务费用分别为 32,067.41 万元和 36,417.56 万元，主要为项目建设中债务融资产生的利息支出及融资费用，增长幅度较小，在营业收入显著上涨的情况下，发行人财务费用率由 2016 年的 22.66% 下降至 2017 年的 19.46%。

二、中介机构核查意见

保荐机构执行的核查程序：

- 1、查阅了公司的审计报告、定期报告等资料；
- 2、对公司的财务负责人、申报会计师、高级管理人员等进行了访谈，就公司主要项目运营情况及业绩变化原因进行了沟通交流；
- 3、结合同行业可比公司的毛利率情况进行了对比分析；
- 4、对公司各电站各期的发电利用小时数、电价、弃风情况进行核查。

经核查，保荐机构认为，发行人报告期内综合毛利率的上涨主要系发行人风电场运营所在区域的弃风率逐年下降，风电机组的利用小时数显著提升带动运营效率显著提高所致，发行人的毛利增长趋势与同行业保持一致性。发行人净利润增幅高于营业收入增幅同样系发行人风电场运营所在区域的弃风率逐年下降，风电机组的利用小时数显著提升带动运营效率显著提高所致，鉴于风电场的运维及营业成本相对固定，因此在运营效率提升的情况下，净利润的涨幅高于营业收入涨幅，具有合理性。

8、请申请人说明报告期至今，公司实施或拟实施的其他财务性投资及类金融业务的具体情况，并结合公司主营业务，说明公司最近一期末是否持有金额较大、期限较长的财务性投资（包括类金融业务）情形，同时对比目前财务性投资总额与本次募集资金规模和公司净资产水平说明本次募集资金量的必要性。请保荐机构发表核查意见。

回复：

一、事实情况说明

（一）报告期至今，公司实施或拟实施的其他财务性投资及类金融业务的具体情况，以及公司最近一期末持有金额较大、期限较长的财务性投资（包括类金融业务）情形

1、报告期至今，公司实施的其他财务性投资及类金融业务的具体情况

公司 2015 年非公开发行募集资金总额 300,000.00 万元，除投资风电项目和偿还银行贷款外，为提高募集资金使用效率，实现经济效益最大化，存在以部分暂时闲置的募集资金短期购买银行保本型理财产品的情况。公司第二届董事会第

二十次会议于 2016 年 1 月 20 日审议并通过了《关于公司使用部分暂时闲置的募集资金进行现金管理的议案》，同意在保障资金安全及不影响募投项目正常进行的前提下，对最高额度不超过 11 亿元的暂时闲置募集资金进行现金管理，用于购买银行保本型理财产品（含银行保本型结构性存款），在上述额度范围内，资金可循环使用。授权期限自董事会批准之日起十二个月内有效。公司已于上述规定期限到期前收回所购买的理财产品并转入募集资金专户。临时闲置募集资金使用情况如下：

受托人	委托理财产品类型	委托理财金额 (万元)	委托理财 起始日期	委托理财 终止日期	报酬确定方式 (年化收益率)	实际收回 本金金额	实际获 得收益	是否经过 法定程序	计提减值 准备金额	是否关 联交易	是否 涉诉	关联 关系
交通银行大望路支行	保本保证收益型产品	7,800.00	2016/1/22	2016/3/1	3.50%	7,800.00	29.17	是	-	否	否	无
交通银行大望路支行	保本浮动收益型产品	4,300.00	2016/3/3	2016/4/12	3.00%	4,300.00	14.13	是	-	否	否	无
国家开发银行股份有限公司	保本浮动收益型产品	9,000.00	2016/1/25	2016/2/29	2.80%	9,000.00	24.16	是	-	否	否	无
国家开发银行股份有限公司	保本浮动收益型产品	9,000.00	2016/1/25	2016/3/31	2.80%	9,000.00	45.57	是	-	否	否	无
国家开发银行股份有限公司	保本浮动收益型产品	9,000.00	2016/1/25	2016/4/30	3.00%	9,000.00	71.01	是	-	否	否	无
国家开发银行股份有限公司	保本浮动收益型产品	9,000.00	2016/5/20	2016/6/20	2.70%	9,000.00	19.87	是	-	否	否	无
平安银行北京海淀支行	滚动型保本产品	6,000.00	2016/1/21	2016/2/18	2.95%	6,000.00	13.58	是	-	否	否	无
平安银行北京海淀支行	滚动型保本产品	23,600.00	2016/1/21	2016/5/12	2.95%	23,600.00	217.25	是	-	否	否	无
平安银行北京海淀支行	滚动型保本产品	6,000.00	2016/1/21	2016/9/1	2.95%	6,000.00	107.97	是	-	否	否	无
平安银行北京海淀支行	滚动型保本产品	25,900.00	2016/1/21	2016/10/27	2.95%	25,900.00	567.39	是	-	否	否	无
合计		109,600.00				109,600.00	1,110.10	-	-	-	-	-
逾期未收回的本金和收益累计金额（万元）			-									
委托理财的情况说明			该理财产品分别为本公司向交通银行大望路支行购买的保本保证收益型及浮动收益型产品、向国家开发银行股份有限公司购买的保本浮动收益型产品、向平安银行北京海淀支行购买的滚动型保本产品，该理财产品用于投资同业存款等符合监管机构要求的其他投资工具。									

除以部分暂时闲置的前次募集资金短期购买银行保本型理财产品外，报告期至今，公司未实施其他财务性投资及类金融业务。

2、公司无拟实施的其他财务性投资及类金融业务

截至 2019 年 9 月 30 日，发行人前次募集资金全部使用完毕，无尚未使用募集资金情况。除以部分暂时闲置的募集资金短期购买银行保本型理财产品外，发行人前次募集资金均投入主营业务，无拟实施的其他财务性投资及类金融业务。

3、公司最近一期末不存在持有金额较大、期限较长的财务性投资（包括类金融业务）情形

截至 2019 年 9 月 30 日，公司共有其他权益工具投资 1,211.28 万元，为内蒙古呼和浩特抽水蓄能发电有限责任公司 0.81% 的股权，内蒙古呼和浩特抽水蓄能发电有限责任公司为公司提供当地风电项目入网运行的配套服务，与公司有业务合作关系，且存在业务协同效应，该项投资不属于财务性投资。

公司将资金集中用于主营业务风电项目的投资、建设及运营，最近一期末不存在持有金额较大、期限较长的财务性投资（包括类金融业务）情形。

（二）对比目前财务性投资总额与本次募集资金规模和公司净资产水平说明本次募集资金量的必要性

截至 2019 年 9 月 30 日，公司不存在财务性投资（包括类金融业务）。公司本次非公开发行拟募集资金总额（含发行费用）不超过 280,000 万元，截至 2019 年 9 月 30 日，公司净资产为 788,345.81 万元，本次募集资金总额占公司净资产比例为 35.52%。

1、本次募集资金规模的合理性

本次募集资金扣除发行费用后，拟投入 209,413.80 万元用于风电项目的建设。本次募投项目均已编制可行性研究报告，对项目的投资成本进行合理测算和审慎论证。本次募投项目具有良好的经济效益和可观的装机规模，并已取得相关批复，募投项目建成投产后，将增加公司的权益装机容量 45 万千瓦，以截至 2019 年 9 月 30 日公司拥有的权益装机容量 278.27 万千瓦为基础计算，增幅达 16.17%，将

有效提升公司的盈利能力及市场占有率，进一步增强公司的核心竞争力，推动公司的可持续发展，维护股东的长远利益。

除投资风电项目外，公司本次补充流动资金规模为 70,586.20 万元。基于公司目前日益增长的收入水平及装机规模，以及风电行业重资产的特性，公司对流动资金的需求日益提升。截至 2019 年 9 月 30 日，公司实现累计装机容量 301.70 万千瓦，权益装机容量 278.27 万千瓦，并网装机容量 285.82 万千瓦；同时，公司在建项目装机容量合计为 207.35 万千瓦，可预见的筹建项目装机容量合计为 176.80 万千瓦。未来拟投运装机规模较大，预计对流动资金需求将持续增长。

2、本次募集资金可以有效增强公司资金实力

本次发行完成后，公司的资本金增加，总资产、净资产规模相应增加，资产负债率进一步降低，资金实力得到有效增强，一定程度上缓解了流动资金紧张造成的压力，有助于公司提高偿债能力，降低财务风险，进一步改善财务结构，增强短期偿债能力和抗风险能力。

综上，对比目前财务性投资总额与本次募集资金规模和公司净资产水平，本次募集资金量具有必要性。

二、中介机构核查意见

保荐机构执行的核查程序如下：

- 1、查阅发行人的年度报告、审计报告、财务报表、相关公告、前次募集资金使用情况鉴证报告以及募投项目可研报告；
- 2、就对外投资协议及公司决策文件、承诺等相关资料进行核查；
- 3、与公司财务负责人员就财务性投资及类金融业务相关事项进行沟通。

经核查，保荐机构认为：报告期至今，除以部分暂时闲置的前次募集资金短期购买银行保本型理财产品外，公司不存在实施或拟实施其他财务性投资及类金融业务的情况，公司最近一期末不存在持有金额较大、期限较长的财务性投资（包括类金融业务）的情形。本次募集资金量是以公司现有实际经营情况为基础，合理测算，经审慎论证后计算得出的，募集资金到位后有利于公司扩

大业务规模，增强盈利能力，优化资本结构，具有必要性。

9、根据申请文件，中国生物多样性保护与绿色发展基金会就申请人子公司广西风电博白云飞嶂风电场工程项目提出环境民事公益诉讼，目前广西风电已停止广西博白云飞嶂风电场工程项目的建设，并且已经积极开展植被恢复工作，对那林自然保护区生态环境进行修复。请申请人：（1）说明该风场项目未决诉讼的进展情况，是否存在环保、土地等方面的违法违规行为，是否符合《上市公司证券发行管理办法》第三十九条的相关规定；（2）停止建设项目是否对申请人生产经营产生重大不利影响。请保荐机构及申请人律师核查并发表意见。

答复：

一、事实情况说明

（一）说明该风场项目未决诉讼的进展情况，是否存在环保、土地等方面的违法违规行为，是否符合《上市公司证券发行管理办法》第三十九条的相关规定；

2018 年 11 月，中国生物多样性保护与绿色发展基金会对广西林业厅及广西风电进行起诉，诉讼事项为：广西林业厅此前批复的《桂林审政字（2017）290 号准予行政许可（审批）决定书》认定广西风电的博白云飞嶂风电场工程项目不在保护区范围内，致使广西风电在建设时占用了部分保护区，从而导致保护区被非法侵占；广西风电建设期间占用保护区林地。

1、本次诉讼背景

广西博白云飞嶂风电场工程项目在此前的开工建设中，已按照国家相关规定办理了核准及环保和林业方面的审批。在林地方面，广西风电就该项目已根据相关规定，依法取得广西林业厅出具的第 20160015 号《使用自治区直属国有林场国有林地意见书》以及桂林审政字[2017]290 号《准予行政许可（审批）决定书》，同意博白云飞嶂风电场工程项目使用林地；且广西风电已依法取得广西林业厅和博白县林业局核发的《林木采伐许可证》，准许其采伐林木。广西风电在上述审批文件确定的范围内占用林地进行项目建设，不存在未取得审批占用林地以及采

伐树木进行项目建设的情形。

2018 年中旬，经中央环保督察组巡视，上述所批示的林地部分存在保护区定界不明确的情况，随即发行人暂停建设，开展全面修复工作。

2018 年 11 月，中国生物多样性保护与绿色发展基金会对广西林业厅及广西风电进行起诉，诉讼事项为：广西林业厅此前批复的《桂林审政字（2017）290 号准予行政许可（审批）决定书》认定广西风电的博白云飞嶂风电场工程项目不在保护区范围内，致使广西风电在建设时占用了部分保护区，从而导致保护区被非法侵占；广西风电建设期间占用保护区林地。

2019 年 4 月 24 日，广西壮族自治区人民政府出具了桂政函[2019]53 号《广西壮族自治区人民政府关于同意广西那林自治区级自然保护区面积和界限确定方案的批复》，同意广西那林自治区级自然保护区面积和界限确定方案，保护区涉及博白县那林镇和国有博白林场，总面积 16,012 公顷。根据该批复，重新勘测定界后博白云飞嶂风电场工程项目被部分划入广西那林自治区级自然保护区范围内。

2、本次诉讼进展

截至本反馈意见回复报告签署日，博白云飞嶂风电场工程项目民事诉讼仍尚未在广西省玉林市中级人民法院开庭审理。中国生物多样性保护与绿色发展基金会已向法院申请对那林自然保护区生态环境生态功能损失进行鉴定，目前在等待法院组织各方选择鉴定机构。公司已完成对那林自然保护区内被破坏植被的修复工作，并取得广西壮族自治区生态环境厅于 2019 年 10 月 24 日出具的说明材料，明确指出“经复查核实，中节能风力发电股份有限公司已回填原开挖的基坑，并进行复绿修复，对已建设的道路边坡进行修正和植被恢复，复绿效果较好。”

3、公司相关行为符合《上市公司证券发行管理办法》第三十九条的相关规定

博白云飞嶂风电场存在一例环保处罚，具体情况如下：

2018 年 6 月，广西壮族自治区玉林市博白县环境保护局对公司下属全资子公司广西风电博白云飞嶂风电场工程建设项目进行督查检查时，发现博白云飞嶂

风电场工程建设项目在进场道路开挖过程中未按环评报告及环评批复的要求采取环保措施。博白县环境保护局于 2018 年 12 月对广西风电出具了《行政处罚决定书》（博环罚〔2018〕75 号），责令博白云飞嶂风电场工程建设项目限期改正，广西风电已于 2019 年 3 月 7 日足额缴纳罚款，并在限期内根据环评报告及环评批复要求完成环保措施整改。博白县环境保护局于 2019 年 3 月 8 日出具证明，上述处罚属一般性行政处罚，广西风电已采取一些列措施纠正违法行为，并及时、足额缴纳罚款；该等违法行为不属于重大违法违规行为；根据博白县环境保护局于 2019 年 3 月 8 日及 2019 年 10 月 25 日出具的证明，2016 年 1 月 1 日至 2019 年 10 月 25 日，广西风电遵守了环保相关法律，没有受到博白县环境保护局其他行政处罚的情形。

根据广西壮族自治区生态环境厅出具的说明材料，截至 2019 年 10 月 24 日，广西风电未发生过重大环境污染事故。

经发行人确认，以及根据工商、安全、税务、环保等主管部门出具的《证明》并经保荐机构及律师对土地等相关主管部门公开信息的核查，除上述行政处罚外，广西风电未受到环保、土地等主管部门的其他行政处罚。

综上，广西风电未造成严重环境污染、人员伤亡或造成恶劣社会影响，也未严重影响公共安全。不存在严重损害投资者合法权益和社会公共利益的情形，亦不存在违反《上市公司证券发行管理办法》第三十九条相关规定的情形。

（二）停止建设项目是否对申请人生产经营产生重大不利影响。请保荐机构及申请人律师核查并发表意见。

截至 2019 年 9 月 30 日，博白云飞嶂项目在建工程账面价值 8,245.19 万元，占发行人同期资产总额的 0.36%，占比较小，主要包含征地、道路挖掘费用等，该等在建工程在后续建设中可继续使用，不存在减值情况。

广西风电已调整项目实施方案，即拟移除在自然保护区范围内的风机点位，并相应提高其他非处于自然保护区的风机点位的单体装机容量，以使该项目整体装机容量不受影响。截至本反馈意见回复报告签署日，广西风电已就该项目实施方案的变更取得如下批复文件：

1、广西壮族自治区发展和改革委员会于 2019 年 9 月 5 日出具了桂发改能源[2019]860 号《广西壮族自治区发展和改革委员会关于同意变更博白云飞嶂风电场工程项目建设规模的批复》，同意对风机选址作进一步优化，取消了 12 个涉及自然保护区的机位，同时改用较大容量的机组；并同意博白云飞嶂风电场工程项目建设规模由 100MW 变更为 99.96MW，安装 28 台单机容量为 3.57MW 的风力发电机组，投资规模由 89,182 万元（不含送出工程投资 5,800 万元）变更为 86,854 万元（不含送出工程投资 5,696 万元），其余事项不变。

2、玉林市水利局于 2019 年 9 月 26 日出具了玉水水保函[2019]22 号《玉林市水利局关于中节能博白云飞嶂风电场项目水土保持方案变更的批复》，同意公司上报的《中节能博白云飞嶂风电项目水土保持方案变更报告书》中的水土保持方案。

3、博白县环境保护局于 2019 年 9 月 27 日出具了博环管字[2019]83 号《关于博白云飞嶂风电场工程项目环境影响报告表的批复》。

4、广西壮族自治区自然资源厅于 2019 年 10 月 14 日出具了《广西壮族自治区自然资源厅关于博白云飞嶂风电场工程项目建设用地预审（选址意见书）的批复》，同意通过用地预审以及项目建设选址；该项目拟用地 2.3376 公顷，其中农用地 0.5643 公顷，未利用地 1.7733 公顷。

就该项目实施方案的变更，除上述已取得批复文件外，广西风电需要进一步取得如下主要用地手续：

1、根据《建设项目使用林地审核审批管理办法》第九条规定：“建设项目需要使用林地的，用地单位或者个人应当向林地所在地的县级人民政府林业主管部门提出申请；跨县级行政区域的，分别向林地所在地的县级人民政府林业主管部门提出申请。”根据广西壮族自治区林业厅于 2017 年 6 月 6 日就原项目实施方案出具的桂林审政字[2017]290 号《准予行政许可（审批）决定书》，“建设项目因规划重新选址等原因需要改变使用林地位置或面积的，需及时向我厅提出变更申请”。因此，广西风电应向广西壮族自治区林业厅申请变更已取得的使用林地批复文件。

2、根据《中华人民共和国土地管理法》第四十四条规定：“建设占用土地，

涉及农用地转为建设用地的，应当办理农用地转用审批手续。”《中华人民共和国土地管理法》第五十三条规定：“经批准的建设项目需要使用国有建设用地的，建设单位应当持法律、行政法规规定的有关文件，向有批准权的县级以上人民政府自然资源主管部门提出建设用地申请，经自然资源主管部门审查，报本级人民政府批准。”因此，广西风电需办理建设用地批复文件。

3、根据《中华人民共和国城乡规划法》第四十三条规定：“建设单位应当按照规划条件进行建设；确需变更的，必须向城市、县人民政府城乡规划主管部门提出申请。变更内容不符合控制性详细规划的，城乡规划主管部门不得批准。”因此，广西风电需要申请变更《建设用地规划许可证》。

广西风电正在申请项目建设用地批复以及申请变更《建设用地规划许可证》，相关复工工作正在正常推进中。

该项目占用自然保护区林地的面积仅为该项目整体占地面积约 1/4，占比较小，且该项目拟相应提高其他非处于自然保护区的风机点位的单体装机容量，一方面使该项目整体装机容量不受影响，且后续建设无需新增施工风机点位，降低了项目总投资金额，预计不会对发行人的后续经营造成影响。

二、中介机构核查意见

保荐机构及发行人律师执行的核查程序如下：

- 1、获取并核查了本次诉讼的相关法律文件；
- 2、获取并核查了本次处罚的处罚通知书及缴款单；
- 3、获取了项目更新的相关批复及有关部门出具的证明及说明材料；
- 4、就本次诉讼、处罚及修复的相关情况，与项目相关负责人进行了访谈；
- 5、进行互联网核查。

经核查，保荐机构和发行人律师认为，广西风电存在一起环保处罚，但该处罚不属于重大违法违规行为，不存在违反《上市公司证券发行管理办法》第三十九条的相关规定的情形。广西风电已就博白云飞嶂风电场工程项目实施方案的变更按照相关规定重新取得或变更发改委项目批复、环评批复及用地预审

批复，通过单点位的装机扩容达到项目设计装机容量基本不变，未来产能不受影响。此外，截至 2019 年 9 月 30 日，博白云飞嶂项目在建工程账面价值 8,245.19 万元，占发行人同期资产总额的 0.36%，占比较小，不会对发行人的正常生产经营和利润规模造成实质性影响。

10、根据申请文件，申请人存在对金风科技 3.2 亿元的对外担保。请申请人：

（1）说明该对外担保的背景和必要性；（2）说明该对外担保事项是否符合《关于规范上市公司对外担保行为的通知》（证监发[2005]120 号）的相关规定，被担保公司是否提供了反担保，如未提供反担保，请补充披露原因并向投资者揭示相关风险。请保荐机构及申请人律师核查并发表意见。

回复：

一、事实情况说明

（一）该对外担保的背景和必要性

经发行人第二届董事会第二十一次会议及发行人 2015 年年度股东大会批准，同意发行人与 Goldwind Capital（Australia）Pty Ltd（金风资本（澳洲）有限公司，以下简称“金风澳洲”）合作，由发行人下属全资子公司节能澳洲以增资的方式收购白石公司 75%股份，增资完成后，节能澳洲和金风澳洲分别持有白石公司 75%和 25%的股份，双方以白石公司为主体投资建设澳大利亚白石 17.5 万千瓦风电场项目；并同意发行人按照节能澳洲所持股权比例 75%为白石公司向金融机构申请贷款提供担保。

2016 年 6 月，为建设白石风电场 17.5 万千瓦风电项目，澳大利亚国民银行、中国国家开发银行、中国工商银行悉尼分行和西太平洋银行组成的银团向白石公司提供了最高额不超过 29,500 万澳元的融资。发行人作为间接持有白石公司 75%股份的母公司，按其持股比例向澳大利亚国民银行（作为担保受托人）提供最高额为 75%融资余额的连带责任保证；同时，金风科技作为间接持有白石公司 25%股份的母公司，按其持股比例向澳大利亚国民银行（作为担保受托人）提供最高额为 25%融资余额的连带责任保证。

2018 年 5 月，白石公司就上述银团贷款进行重组，与澳大利亚国民银行、中国建设银行悉尼分行、中国工商银行悉尼分行、西太平洋银行、交通银行悉尼分行及中国农业银行组成的新银团签署了《再融资协议》，再融资金额为 28,000 万澳元，以替代前次融资协议。发行人仍按其间接持有白石公司的股权比例为白石公司上述再融资提供最高额为 75%再融资余额（即最高 21,000 万澳元）的连带责任保证，金风科技也按其间接持有白石公司的股权比例为白石公司上述再融资提供最高额为 25%再融资余额（即最高 7,000 万澳元）的连带责任保证。

2018 年 12 月，经发行人第三届董事会第二十六次会议和 2018 年第三次临时股东大会审议通过，白石公司就上述发行人和金风科技提供的融资担保分别向发行人和金风科技提供了反担保，该等反担保分别以发行人和金风科技的提供的担保责任为限。发行人已公开披露了上述董事会和股东大会决议以及提供反担保的相关事项。

鉴于金风科技为上市公司，为了满足《中国证券监督管理委员会、国务院国有资产监督管理委员会关于规范上市公司与关联方资金往来及上市公司对外担保若干问题的通知》（证监发〔2003〕56 号）中第二条第四款关于“上市公司对外担保必须要求对方提供反担保，且反担保的提供方应当具有实际承担能力”的要求，经发行人第三届董事会第二十六次会议和 2018 年第三次临时股东大会审议通过，白石公司为金风科技提供了反担保。发行人已在上交所网站公开披露了上述董事会和股东大会决议以及提供反担保的相关事项。

（二）说明该对外担保事项是否符合《关于规范上市公司对外担保行为的通知》（证监发[2005]120 号）的相关规定，被担保公司是否提供了反担保，如未提供反担保，请补充披露原因并向投资者揭示相关风险。

该对外担保事项已经发行人第三届董事会第二十六次会议和 2018 年第三次临时股东大会审议通过，独立董事发表了事前认可意见和独立意见，发行人已履行相应的信息披露义务，符合《关于规范上市公司对外担保行为的通知》（证监发[2005]120 号）的相关规定。

该对外担保事项本身即为白石公司向金风科技提供的反担保，无需被担保公司再行提供反担保。

二、中介机构核查意见

保荐机构及发行人律师执行的核查程序如下：

- 1、查阅了相关担保合同、反担保协议；
- 2、访谈了发行人财务负责人并取得了发行人提供的相关说明；
- 3、核查了对担保事项履行的决策程序和信息披露程序、担保事项的实际执行情况。

经核查，保荐机构及发行人律师认为：本次白石公司向金风科技提供反担保系基于金风科技已在先为白石公司提供担保，担保责任未超出金风科技对白石公司的担保责任范围，符合发行人正常生产经营融资需要，具有必要性。发行人履行了本次反担保必要的审批程序，不存在损害公司及股东，特别是中小股东利益的情形，且履行了信息披露义务，符合《关于规范上市公司对外担保行为的通知》（证监发[2005]120号）的相关规定。该对外担保事项为白石公司向金风科技提供的反担保，无需被担保公司再行提供反担保。

11、根据申请文件，报告期存在多笔行政处罚事项。请申请人：（1）说明申请人是否存在重大安全生产、环保及工程事故；（2）说明本次非公开发行股票是否符合《上市公司证券发行管理办法》第三十九条的相关规定。请保荐机构及申请人律师核查并发表意见。

回复：

一、事实情况说明

（一）报告期内，申请人不存在重大安全生产、环保及工程事故

发行人始终对安全生产和环境保护工作高度重视，严格遵守国家法律法规相关要求，不断加强和改进安全生产和环境保护管理工作。报告期内，发行人不存在重大安全生产、环保及工程事故。

（二）本次非公开发行股票符合《上市公司证券发行管理办法》第三十九

条的相关规定

报告期内，发行人受到罚款金额在 1 万元以上的主要行政处罚详见下表：

序号	处罚主体	处罚文书	处罚时间	处罚事由	行政处罚	不构成重大违法违规的依据
1	丰镇风电	丰国土资罚决字（2016）130号	2016年11月20日	丰镇风电未经依法批准，擅自在丰镇市三义泉镇十里库联村一带，占用天然草地24,083.3平方米建设风力发电项目。	1.限期拆除在非法占地上新建建筑物和其他设施，恢复土地原貌；2.并处每平方米3元罚款，共计人民币72,250元。	丰镇市国土资源局系按照非法占用土地每平方米3元标准对丰镇风电进行的处罚，该罚款属于《中华人民共和国土地管理法实施条例》第四十二条规定“……罚款额为非法占用土地每平方米30元以下”中的较低处罚，且处罚决定中不存在“情节严重”相关内容。 丰镇风电已按期足额缴纳了付款，后续办理该项目用地手续并未因上述行政处罚受到影响，已取得了该项目建设用地批复及该项目所占用土地的《不动产权证书》。丰镇市自然资源局已出具《证明》，证明丰镇风电已足额缴纳了罚款，未造成严重的违法后果，该项行政处罚履行后未发现新的违法行为。
2	四川风电	剑国土资监（2017）[罚]字第5号	2017年3月28日	四川风电在未取得用地审批手续的情况下，于2016年9月在剑阁县木马镇威灵村一组建风力发电办公楼，经剑阁县地籍地政事务管理所实地勘测，四川风电实际占地2529.96平方米，其中建筑占地面积896.59平方米，砖混结构的建筑面积1741.08平方米，四川风电建设项目所占用的土地符合木马镇土地利用总体规划。	1、责令四川风电退还在木马镇威灵村一组非法占用的2,529.96平方米的集体土地；2、没收该公司在木马镇威灵村一组非法占用的符合木马镇土地利用总体规划的2,529.96平方米土地上的新建房屋占地面积896.59平方米，砖混结构的建筑面积1,174.08平方米新建的建筑物，并处非法占用的土地每平方米15元的罚款，共计37,949.4元。	剑阁县国土资源局系按照非法占用土地每平方米15元标准对四川风电进行的处罚，该罚款属于《中华人民共和国土地管理法实施条例》第四十二条规定“……罚款额为非法占用土地每平方米30元以下”中的较低处罚，且处罚决定中不存在“情节严重”相关内容。 四川风电已按期足额缴纳了付款，后续办理该项目用地手续并未因上述行政处罚受到影响，其已于2017年12月14日依法取得四川省人民政府出具的第川府土[2017]1044号《四川省人民政府关于广元剑阁天台山风电场项目建设的批复》，且已依法办理了该项目的《建设用地规划许可证》、《建设工程规划许可证》以及《建设工程施工许可证》，并且正在办理该项目占用土地的土地使用权证和所建设房屋的产权证。 剑阁县国土资源局已出具《证明》，证明四川风电的违法行为情节轻微，不属于重大违法违规行为，亦不属于重大行政处罚。

序号	处罚主体	处罚文书	处罚时间	处罚事由	行政处罚	不构成重大违法违规的依据
						罚；四川风电取得该等土地和房屋的不动产权证不存在实质性障碍。
3	四川风电	剑森公林罚决字(2019)第037号	2019年5月17日	四川风电在未取得林地使用许可的情况下，于2016年9月至2017年3月在剑阁县木马镇威灵村1组冒火山修建了云顶山风力发电厂的配套设施，即监控中心（又称综合办公楼），擅自改变用途林地共计5627m²。	1.限期2019年11月6日前恢复原状；2.并处非法改变用途林地每平方米10元的罚款，共计人民币30,970.4元。	剑阁县森林公安局系按照非法改变用途林地每平方米10元标准对四川风电进行的处罚，该罚款属于《中华人民共和国森林法实施条例》第四十三条第一款的规定“……并处非法改变用途林地每平方米10元至30元的罚款”中的较低处罚，且处罚决定中不存在“情节严重”相关内容。 四川风电已按期足额缴纳了付款，并正在补办使用林地的手续。 剑阁县森林公安局已出具《证明》，证明四川风电已于2019年10月8日通过剑阁县自然资源局举行的国有建设用地使用权挂牌出让活动竞得编号剑国土供[2019](挂)字003号地块的国有建设用地使用权（含其占用的上述林地），并正在办理土地使用权证，本局不会按照上述处罚要求公司恢复原状，亦不会向人民法院申请强制执行。四川风电上述违法行为情节轻微，不属于重大违法违规行为，该等处罚亦不属于重大行政处罚，四川风电补办林地批复手续不存在实质性障碍。
4	青海东方	德国土罚字[2017]033号	2017年10月24日	青海东方在未取得用地手续的情况下开工建设。	责令青海东方限期办理项目用地手续，并处以罚款63,310元。	德令哈市国土资源局系按照非法占用土地每平方米5元标准对青海东方进行的处罚，该罚款属于《中华人民共和国土地管理法实施条例》第四十二条规定“……罚款额为非法占用土地每平方米30元以下”中的较低处罚，且处罚决定中不存在“情节严重”相关内容。 青海东方已经就前述用地取得了青海省人民政府核发的《国有建设用地划拨决定书》（编号：6328022019H-11），并已

序号	处罚主体	处罚文书	处罚时间	处罚事由	行政处罚	不构成重大违法违规的依据
						就该项目建设取得地字第德用632802018011号《建设用地规划许可证》、建字第632802201901015号《建设工程规划许可证》，且德令哈市自然资源局（履行原德令哈市国土资源局职能）出具《证明》，认为青海东方使用土地符合土地利用总体规划，积极主动配合调查处理，未损害社会公共利益或危害公共安全。
5	青海东方	德农牧（草原）罚[2017]2号	2017年12月12日	青海东方在建设青海德令哈尕斯海风电场一期49.5MW项目和德令哈尕斯海风电场二期49.5MW项目时，违反《中华人民共和国草原法》第三十八条规定，未经农牧部门批准非法占用草原。	按照占用草原面积每亩年产值的六倍标准对青海东方处以罚款共计24,403.5元。	德令哈市农牧和扶贫开发局系按照非法占用草原每亩年产值的六倍标准对青海东方进行的处罚，该罚款属于《中华人民共和国草原法》第六十五条规定“……处草原被非法使用前三年平均产值六倍以上十二倍以下的罚款”中的最低处罚标准，且处罚决定中不存在“情节严重”相关内容。 青海东方已足额缴纳了上述罚款，并且已取得了青海德令哈尕斯海风电场一期49.5MW项目和德令哈尕斯海风电场二期49.5MW项目占用土地的国有土地权属证书。
6	广西风电	博环罚[2018]75号	2018年12月16日	广西公司博白云飞嶂风电场工程建设项目在进场道路开挖过程中未按环境影响报告书及环评批复文件提出的要求采取环保措施。	处以35万元罚款	博白县环境保护局对广西风电的罚款属于《建设项目环境保护管理条例》第二十二条第二款规定“……责令限期改正，处20万元以上100万元以下的罚款”中的较低处罚，且处罚决定中不存在“情节严重”相关内容。 博白县环境保护局已出具《证明》，认为广西风电已经采取一系列有效措施纠正违规行为，及时、足额地缴纳了罚款，上述处罚行为情节轻微，不属于重大违法违规行为，该处罚亦不属于重大行政处罚，并对广西风电自2016年1月1日至该《证明》出具之日的环境保护情况的合规性进行了确认。
7	新疆风电	乌县公（消）刑罚 决 字	2018年5月14日	新疆风电封闭疏散安全通道、安全出口。	处以1万元罚款	根据《中华人民共和国消防法》第六十条的规定，“单位违反本法规定，有下列行为之一的，责令改正，处五千元以上五

序号	处罚主体	处罚文书	处罚时间	处罚事由	行政处罚	不构成重大违法违规的依据
		[2018]0008号				万元以下罚款：……（三）占用、堵塞、封闭疏散通道、安全出口或者有其他妨碍安全疏散行为的……”。根据公安部《消防行政处罚裁量导则》第九条的规定：“据消防安全违法行为的事实、性质、情节、危害后果及单位（场所）的规模、使用性质，可将罚款处罚标准划分为较轻、一般、较重三个处罚阶次。同时，将法定罚款幅度按照0-30%、30%-70%、70%-100%划分为三个区间，分别对应较轻、一般、较重三个处罚阶次。” 新疆风电被处以罚款1万元，是前述法定罚款幅度的20%，属于法定罚款幅度中的较轻处罚阶次，且处罚决定中不存在“情节严重”相关内容。
8	新疆风电	乌 县 环 罚 决 [2018]007号	2018年5月14日	新疆风电未按照规定申报危险废物。	处以1万元罚款。	新疆风电前述罚款金额系按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》第七十五条规定的最低标准作出，且处罚决定中不存在“情节严重”相关内容。新疆风电已足额缴纳了上述罚款。 乌鲁木齐市生态环境局乌鲁木齐县分局（原乌鲁木齐县环境保护局）已出具《证明》，证明新疆风电已经采取一系列有效措施纠正违规行为，并及时、足额地缴纳了罚款，其违法行为情节轻微，未造成严重环境污染或社会恶劣影响，不属于重大违法违规行为，该等处罚亦不属于重大行政处罚。
9	河南风电	尉 自 然 罚 (2019) 124号	2019年8月9日	河南风电未经依法批准，于2018年7月擅自占用大马乡双岭岗村、柏岗寨村、朱庄村、八里庙村、后宫村、郭家村、胡陈村、井赵村、门	1.责令退还非法占用的土地，自接到本处罚决定书之日起15日内自行拆除在非法占用土地新建的542.69平方米建筑物及其他设施，恢复土地原状；没收在非法	尉氏县自然资源局系按照非法占用耕地每平方米10元、非法占用其他土地每平方米3元、非法占用基本农田每平方米20元的标准对河南风电进行的处罚，该等处罚标准系《中华人民共和国土地管理法实施条例》第四十二条规定以及《河南省实施<土地管理法>办法》第六十六条规定中的较低处罚，且处罚

序号	处罚主体	处罚文书	处罚时间	处罚事由	行政处罚	不构成重大违法违规的依据
				张村、西王村、马古岗村和岗李乡袁楼村、任庄村、寺下沈村、花李村集体土地2714.77平方米建风力发电机组，其中建筑面积2714.77m²。	占用土地上新建的2172.08平方米建筑物及其他设施； 2.对非法占用的1628.27平方米耕地并处每平方米10元的罚款，对非法占用的679.22平方米其他土地并处每平方米3元的罚款，对非法占用的407.28平方米基本农田并处每平20元的罚款，共计26,465.96元。	决定中不存在“情节严重”相关内容。 河南风电已按期足额缴纳了付款，尉氏县自然资源局在出具的上述《行政处罚决定书》中认定，从违法行为的事实、性质、情节、社会危害程度，河南风电的违法行为属于轻微违法行为。

报告期内，发行人受到的行政处罚金额均相对较小，不存在“情节严重”情形，未造成严重环境污染、人员伤亡或造成恶劣社会影响，也未严重影响公共安全，部分相关主管部门已确认该等处罚并不构成重大违法违规行为。上述行政处罚并未对发行人的业务开展及持续经营产生重大不利影响，且不会对本次发行构成实质性法律障碍。综上，发行人上述处罚不存在严重损害投资者合法权益和社会公共利益的情形，符合《上市公司证券发行管理办法》第三十九条的相关规定。

二、中介机构核查意见

保荐机构及发行人律师执行的核查程序如下：

- 1、查阅了发行人年度报告等法定信息披露文件、行政处罚决定书及罚款支付凭证、整改落实情况说明、相关主管部门出具的证明文件等；
- 2、检索了相关主管部门官网；
- 3、与发行人相关管理人员进行了访谈并取得了发行人的确认；

经核查，保荐机构及发行人律师认为：报告期内，发行人严格遵守安全生产和环境保护相关法律法规的要求，不存在重大安全生产、环保及工程事故，发行人受到的行政处罚金额均相对较小，不存在“情节严重”情形，未造成严重影响，不构成重大违法违规行为，本次非公开发行股票符合《上市公司证券发行管理办法》第三十九条的相关规定。

12、请申请人补充披露募投项目用地取得土地的具体安排，相关土地权证的办理进展情况，是否存在无法取得的风险；如无法取得募投项目用地拟采取的替代措施以及对募投项目实施的影响。请保荐机构及申请人律师核查并发表意见。

回复：

一、事实情况说明

1、相关土地权证的办理进展情况

- (1) 阳江南鹏岛海上风电项目（300MW）

阳江风电已于 2018 年 5 月获得广东省海洋与渔业厅颁发的《中华人民共和国海域使用权证书》（国海证 2018B44170000598 号）；

阳江风电已于 2018 年 12 月获得阳江市国土资源局颁发的《中华人民共和国不动产权证书》（粤（2018）阳江市（阳东）不动产权第 0014694 号）。

（2）德令哈风电项目（50MW）

德令哈风电已取得海西州国土资源局于 2018 年 4 月 24 日的《德令哈协力光伏发电有限公司德令哈 5 万千瓦风电项目用地预审的复函》（西国土资预审字[2018]20 号），认定该项目用地规模 10.8725 公顷，土地利用现状为农用地 3.6128 公顷（天然牧草地），未利用地 7.2597 公顷（裸地）；该项目用地符合《德令哈市土地利用总体规划（2006-2020 年）》，不占用基本农田。该项目预计将于 2020 年一季度取得建设用地批复，并于 2020 年下半年完成土地权属证书办理工作。此外，青海德令哈市自然资源局于 2019 年 11 月 4 日出具《证明》，指出“德令哈协力光伏发电有限公司建设的德令哈 5 万千瓦风电项目目前已完成项目核准、土地预审等工作，正在办理建设用地申请，其办理建设用地批复及取得土地使用权证书不存在实质性障碍”。

（3）达茂旗百灵庙风电供热项目（50MW）

包头风电已就达茂旗百灵庙风电供热项目（50MW）于 2019 年 10 月 21 日与达茂联合旗自然资源局签署《国有建设用地使用权出让合同》（达自然资发[2019]11 号），后续办理土地权属证书不存在无法取得的风险。

（4）定边胶泥峪先风电场项目（50MW）

定边风电已于 2019 年 9 月就定边胶泥峪先风电场项目（50MW）的综合楼用地和风机用地分别取得陕（2019）定边县不动产权第 02547 号、陕（2019）定边县不动产权第 02548 号、陕（2019）定边县不动产权第 02549 号、陕（2019）定边县不动产权第 02550 号、陕（2019）定边县不动产权第 02551 号、陕（2019）定边县不动产权第 02645 号、陕（2019）定边县不动产权第 02646 号、陕（2019）定边县不动产权第 02647 号、陕（2019）定边县不动产权第 02648 号、陕（2019）定边县不动产权第 02649 号、陕（2019）定边县不动产权第 02650 号、陕（2019）定边县不动产权第 02651 号、陕（2019）定边县不动产权第 02777 号、陕（2019）

定边县不动产权第 02778 号、陕（2019）定边县不动产权第 02779 号、陕（2019）定边县不动产权第 02780 号、陕（2019）定边县不动产权第 02781 号、陕（2019）定边县不动产权第 02782 号、陕（2019）定边县不动产权第 02783 号、陕（2019）定边县不动产权第 02784 号、陕（2019）定边县不动产权第 027785 号、陕（2019）定边县不动产权第 02786 号《不动产权证书》。

上述事项已在尽职调查报告“第九章 募集资金用途 二、本次募集资金使用计划”中补充披露。

二、中介机构核查意见

保荐机构及发行人律师执行的核查程序如下：

1、查阅了阳江南鹏岛海上风电项目（300MW）的《海域使用权证书》及《不动产权证书》；

2、查阅了德令哈风电项目（50MW）的《德令哈协力光伏发电有限公司德令哈 5 万千瓦风电项目用地预审的复函》（西国土资预审字[2018]20 号）及青海德令哈市自然资源局于 2019 年 11 月 4 日出具的《证明》，办理国有土地使用权证不存在实质性障碍；

3、查阅了达茂旗百灵庙风电供热项目（50MW）的《关于达茂旗百灵庙 50MW 风电供热项目建设用地的批复》（内政土发〔2019〕370 号）及《国有建设用地使用权出让合同》（达自然资发[2019]11 号），办理国有土地使用权证不存在实质性障碍。

4、查阅了定边胶泥峪先风电场项目（50MW）的《关于中节能定边胶泥峪先风电场一期 50MW 工程项目建设用地的批复》（陕政土批[2019]198 号）及《不动产权证书》。定边胶泥峪先风电场项目（50MW）用地取得了完备的权属证书。

经核查，保荐机构及发行人律师认为：阳江风电和定边风电已分别就本次发行募投项目中的阳江南鹏岛海上风电项目（300MW）和定边胶泥峪先风电场项目（50MW）用地取得了完备的权属证书；包头风电已于 2019 年 10 月 21 日与包头市达茂联合旗自然资源局签署《国有建设用地使用权出让合同》（达自然资发[2019]11 号），后续不存在国有土地使用权证无法取得的风险；德令哈风电已取得用地预审，并取得青海德令哈市自然资源局于 2019 年 11 月 4 日出具的《证

明》，国有土地使用权证办理工作正在推进中，预计不存在无法取得的风险。

13、根据申请文件，申请人控股股东中国节能拟认购不低于本次发行股票总数的 10%。请保荐机构和申请人律师核查中国节能及其控制的主体等一致行动人从定价基准日前六个月至本次发行完成后六个月内是否存在减持计划，如是，就该等情形是否违反《证券法》第四十七条以及《上市公司证券发行管理办法》第三十九条第（七）项的规定发表明确意见；如否，请出具承诺并公开披露。

回复：

一、事实情况说明

公司本次发行的定价基准日为发行期首日。截至 2019 年 9 月 30 日，中国节能直接持有公司 189,629.60 万股，占公司总股本的 45.63%，中国节能通过全资子公司中节能资本持有公司 366.98 万股，占公司总股本的 0.09%，中国节能及其全资子公司中节能资本合计持有公司 189,996.58 万股，占公司总股本的 45.72%。中国节能为发行人的控股股东。

中国节能已出具承诺：

“1、自节能风电本次非公开发行定价基准日前六个月至本次非公开发行完成后六个月内，本公司承诺本公司及与本公司具有控制关系的关联方等一致行动人将不减持所持节能风电股票，亦不安排任何减持计划。

2、自节能风电本次非公开发行董事会决议日（2019 年 5 月 13 日）前六个月至本承诺函出具之日，本公司及与本公司具有控制关系的关联方等一致行动人不存在减持节能风电股票的情形。

3、本公司不存在违反《中华人民共和国证券法》第四十七条规定的情形。

4、如本公司违反上述承诺而发生减持情况，本公司承诺因减持所得全部收益归节能风电所有，并依法承担由此产生的法律责任。”

根据中国证券登记结算有限责任公司出具的《证券持有人名册》以及中国节能出具的《承诺函》，中国节能及其控制的主体等一致行动人从定价基准日至完成本次发行后六个月内不存在减持情况或减持计划，自节能风电本次非公开发行

董事会决议日（2019年5月13日）前六个月至本承诺函出具之日不存在减持节能风电股票的情形。

节能风电已在法定信息披露平台公开披露了中国节能出具的《承诺函》。

二、中介机构核查意见

保荐机构及发行人律师执行的核查程序如下：

- 1、查阅了发行人公告的《非公开发行 A 股股票预案》；
- 2、查阅了中国证券登记结算有限责任公司出具的《证券持有人名册》；
- 3、查阅了中国节能出具的《承诺函》；
- 4、查阅了发行人在法定信息披露平台披露的公告信息。

经核查，保荐机构及发行人律师认为：发行人控股股东中国节能及其控制的主体等一致行动人从定价基准日前六个月至本次发行完成后六个月内不存在减持情况或减持计划，自节能风电本次非公开发行董事会决议日（2019年5月13日）前六个月至本承诺函出具之日不存在减持节能风电股票的情形，且已出具相关承诺并予以披露，不存在违反《证券法》第四十七条以及《上市公司证券发行管理办法》第三十九条第（七）项规定的情形。

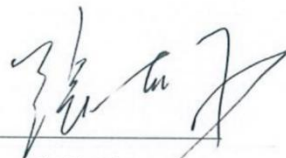
（本页无正文，为《中节能风力发电股份有限公司非公开发行 A 股股票申请文件反馈意见的回复报告》之中节能风力发电股份有限公司签署页）



保荐机构董事长声明

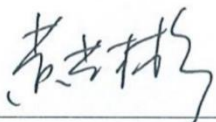
本人已认真阅读中节能风力发电股份有限公司本次反馈意见回复报告的全部内容，了解报告涉及问题的核查过程、本公司的内核和风险控制流程，确认本公司按照勤勉尽责原则履行核查程序，反馈意见回复报告不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，并对上述文件的真实性、准确性、完整性、及时性承担相应法律责任。

董事长：


张佑君

（本页无正文，为《中节能风力发电股份有限公司非公开发行 A 股股票申请文件反馈意见的回复报告》之中信证券股份有限公司签署页）

保荐代表人：


黄艺彬


任松涛



中信证券股份有限公司

2019 年 11 月 7 日