

宁夏嘉泽新能源股份有限公司  
与  
招商证券股份有限公司  
关于  
《关于请做好嘉泽新能可转债发行发审委  
会议准备工作的函》  
的回复

保荐机构（主承销商）

CMS  招商证券

二〇二〇年六月

**中国证券监督管理委员会：**

根据贵会于 2020 年 6 月 19 日签发的《关于请做好嘉泽新能可转债发行发审委会议准备工作的函》（以下简称“《告知函》”），宁夏嘉泽新能源股份有限公司（以下简称“嘉泽新能”、“申请人”或“公司”）已会同中介机构对《告知函》所提问题进行了认真落实，书面回复说明如下，涉及募集说明书补充披露的内容以**楷体加粗**标识，请予以审核。

本告知函回复中的简称与募集说明书中的简称具有相同含义。

# 目 录

问题 1 .....	4
问题 2 .....	20
问题 3 .....	37
问题 4 .....	59
问题 5 .....	90

1、关于本次募投项目。申请人本次募投两个风电项目预计 2020 年 12 月底前并网发电。2019 年 5 月 24 日，国家发改委发布《关于完善风电上网电价政策的通知》，规定“2018 年底之前核准的陆上风电项目，2020 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准的陆上风电项目，2021 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴。自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴”。

请申请人说明：（1）两个项目分别按照上网电价 0.41 元/kWh（税后）、0.45 元/kWh（税后）测算的依据，以及预计电价是否有前置条件，如完工时间等；（2）电网收购发电量的安排情况；（3）预计风机利用小时数预计年利用小时数为 2200 小时、2500 小时，高于申请人历史平均利用小时数，也高于其他发电企业（如龙源电力）在宁夏的平均利用小时数，以此为依据测试募投项目经济效益是否谨慎；（4）现金费用支出测算是否考虑风机质保期结束后运维费用的支出；（5）疫情对募投项目建设进度的影响，是否存在募投项目建设进度不及预期，不能享受国家补贴的风险，量化分析对经营业绩的具体影响，相关风险是否充分披露。请保荐机构说明核查过程、依据，并发表明确意见。

回复：

一、两个项目分别按照上网电价 0.41 元/kWh（税后）、0.45/kWh（税后）测算的依据，以及预计电价是否有前置条件，如完工时间等

（一）两个项目分别按照上网电价 0.41 元/kWh（税后）、0.45/kWh（税后）测算的依据

### 1、三道山项目

三道山项目是公司通过参与宁夏发改委组织的宁夏风电项目评优竞标所得，根据宁夏能源局产业发展处出具的《关于宁夏风电基地 2018 年度风电项目竞争配置评优结果的公示》，三道山项目的中标电价为 0.46 元/kWh（税前），该电价即为三道山项目并网后向电网公司售电的电价。

因此，三道山项目测算效益时的预计电价为税前 0.46 元/kWh、税后 0.41 元

/kWh（增值税税率为 13%）。

## 2、苏家梁项目

苏家梁项目是公司通过向宁夏发改委申请核准所得，其获得核准批复时国家发改委规定的宁夏地区风电上网标杆电价为 0.54 元/kWh（发改价格[2015]3044 号）。该项目预计未来将有部分电量参与市场化交易（即公司与电力用户直接进行购售电交易），公司 2017-2019 年度宁夏地区风电项目参与市场化交易对电价的平均影响程度为-0.03 元/kWh。

因此，在上网标杆电价考虑了市场化交易对电价影响后，苏家梁项目测算效益时的预计电价为税前 0.51 元/kWh（税前）、税后 0.45 元/kWh（增值税税率为 13%）。

### （二）两个项目的预计电价是否有前置条件

三道山项目和苏家梁项目的预计电价存在前置条件，即项目完成并网时间。

#### 1、三道山项目

《关于完善风电上网电价政策的通知》（[2019]882 号）规定，“2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准的陆上风电项目，2021 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴”。三道山项目于 2019 年 1 月 22 日获得宁夏发改委核准，因此三道山项目预计电价的前置条件为 2021 年底前完成并网。

三道山项目目前的实际建设进度与预期基本相符，预计在 2020 年底前即可完成并网，可以达到其预计电价的前置条件。

#### 2、苏家梁项目

《关于完善风电上网电价政策的通知》（[2019]882 号）规定，“2018 年底之前核准的陆上风电项目，2020 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴”。苏家梁项目于 2017 年 11 月 23 日获得宁夏发改委核准，因此苏家梁项目预计电价的前置条件为 2020 年底前完成并网。

苏家梁项目目前的实际建设进度与预期相符，在 2020 年底前可以完成并网，

可以达到其预计电价的前置条件。

另外，苏家梁项目的预计电价考虑了其部分电量参与市场化交易对电价的影响，若未来市场化交易对电价的影响出现波动，该项目的实际电价也将随之变化。

## 二、电网收购发电量的安排情况

### （一）国家政策要求当地电网公司安排对风电项目发电量进行收购

国家通过《可再生能源法》、《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》、《国家发展改革委国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》等法律及规范性文件建立了包括风电在内的可再生能源发电全额保障性收购制度：为了保障实现非化石能源消费比重的发展目标，促进风电在内的清洁能源大力发展，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，并进一步通过保障收购核定的最低年利用小时数、安排市场化交易等方式实现新能源发电量的全额收购。

由上述法规可知，公司募投项目所在地的电网公司负有签署项目并网协议、安排收购项目发电量等的相关义务，公司募投项目的发电量收购具有较好的保证。

### （二）本次募投项目发电量收购的具体政策规定

#### 1、三道山项目

三道山项目属于竞争性配置项目，国家能源局《风电项目竞争配置指导方案（2019年版）》规定，“所有参与竞争配置的项目须以电网企业投资建设接网及配套电网工程和落实消纳为前提条件，确保项目建成后达到最低保障收购年利用小时数（或弃风率不超过5%），电网企业有关电力送出和消纳支持承诺应向社会公布，接受社会监督。”

因此，当地电网对三道山项目负有安排收购其发电量的义务。

#### 2、苏家梁项目

2017年10月18日，宁夏回族自治区发展改革委印发《关于宁夏风电基地

规划 2017 年度开发计划的通知》（宁发改能源（发展）〔2017〕667 号），因苏家梁 100MW 项目具备建设条件优异、电网接入和消纳方案完善等优势，将其纳入宁夏风电基地规划 2017 年度 200 万千瓦开发计划项目之一，该等 200 万千瓦风电项目拟作为宁夏地区特高压外送项目。

该通知规定，“国网宁夏电力公司要根据国家能源局关于特高压输电通道配套的风电基地开发有关要求，积极配合做好宁夏风电基地规划建设相关工作，落实电网接入和消纳市场，及时办理并网支持性文件，加快配套电网送出工程建设，确保风电项目建设与配套电网同步投产和运行。”

因此，当地电网对苏家梁项目负有安排收购其发电量的义务。

### （三）本次募投项目的并网程序办理情况

风电项目接入当地电网的程序主要包括：在项目开工建设前，先获得项目所在地发改委的核准批复，并办理电网接入系统设计评审意见，在项目竣工后，在当地电网公司办理并网验收并与电网公司签署售电协议等。

公司本次募投的三道山项目和苏家梁项目均已取得项目所在地发改委出具的项目核准批复，且均已取得当地电网公司出具的接入电网系统设计评审意见，根据国家相关法规及行业惯例，项目竣工后的并网验收主要为测试电场是否具备带电条件，在三道山项目和苏家梁项目按照核准的接入方案完成电场建设的情况下，后续通过并网验收及签署售电协议不存在实质性障碍。

综上所述，公司本次募投项目已办理接入电网必要的审批程序，根据国家相关政策规定，项目所在地电网公司对项目发电承担保障性收购责任，有义务安排对项目发电量进行收购。

**三、预计风机利用小时数预计年利用小时数为 2200 小时、2500 小时，高于公司历史平均利用小时数，也高于其他发电企业（如龙源电力）在宁夏的平均利用小时数，以此为依据测试募投项目经济效益是否谨慎**

#### （一）预计年利用小时数为 2200 小时、2500 小时具备合理性

## 1、三道山项目

三道山项目位于宁夏麻黄山风电基地，该地区风资源丰富。三道山项目所在区域内主风向明确，全年南风向出现的频次最高，主风能方向与主风向一致性较高，有利于风力发电机组排布。该地区 100 米高度平均风速为 6.7m/s，适合于并网型风力发电，该项目具有良好的开发前景。

经风资源评估软件 WindPro3.0 系统对三道山项目所在地的风资源进行评估，并于 2019 年 7 月 17 日出具评估报告，该项目的满载小时数可达 2,829 小时。公司基于谨慎性角度考虑，将该项目的预测利用小时数设定为 2,500 小时。

另外，与三道山项目同处宁夏麻黄山风电基地的宁夏盐池麻黄山风电场国电二期 49.5MW 风电项目（安装 33 台单机容量 1.5MW 的发电机组）在 2015 年 10 月 21 日核准时的预计发电小时数就已达到 2,371 小时。而三道山项目使用的发电机组是维斯塔斯 2019 年最新款发电机组 V155-3.3MW，相较宁夏盐池麻黄山风电场国电 49.5MW 二期风电项目，发电机组更为先进，单机功率显著提升（达到 3.3MW）能够显著提高机组的发电效率，获得更高的利用小时数。因此，该项目预测利用小时数设定为 2,500 小时具备合理性。

## 2、苏家梁项目

苏家梁项目位于宁夏罗山风电基地，该地区风资源丰富。苏家梁项目所在区域盛行风向稳定，主风向和主风能密度的方向一致，均为南风 and 偏西风，有利于风力发电机组排布。该区域 90 米高度平均风速为 6.28m/s，适合于并网型风力发电，项目具有良好的开发前景。

金风科技于 2019 年 3 月 5 日出具了《苏家梁 100MW 项目微观选址复核报告》，报告显示该项目所有机位点的等效小时数平均值为 2,709 小时，最大值为 3,054 小时，最小值为 2,418 小时。公司基于谨慎性角度考虑，将该项目预测利用小时数设定为 2,200 小时。

另外，公司已并网发电的宁夏红寺堡风电场（大河乡耍艺山）嘉泽 49.5MW 项目与苏家梁项目同处红寺堡境内，宁夏红寺堡风电场（大河乡耍艺山）嘉泽



49.5MW 项目 2019 年的发电利用小时数达 2,501 小时,两个项目的设备供应商以及设备选型基本相同。因此,该项目预测利用小时数设定为 2,200 小时具备合理性。

## (二) 预计年利用小时数高于公司历史平均利用小时数的原因

近年来,随着风电行业的快速发展,风电设备制造技术获得了不断提高,使得发电机组的运行效率有了显著提升,此外,风资源勘测能力以及项目微观选址能力也有所提升,上述进步使得近年来新建成并网的风电项目的发电能力和运行效率均高于原有风电项目。

### 1、风电设备制造技术水平的不断进步提高了项目的利用小时数

风电设备制造技术水平的不断进步对发电利用小时数的提升主要体现在:

(1) 风电机组技术的不断更新升级使得风机捕获风能的能力显著提升。

公司本次募投项目使用的风电机组分别为维斯塔斯的 V155-3.3MW (3.3MW) 机组和金风科技的 GW140/2500 (2.5MW) 机组,均为技术水平较为先进的风电机组,可有力提升风电场的发电能力。

(2) 单机容量的扩大使得同等装机规模的风电场只需更少的风机设备,从而减少故障率以进一步提升风电设备的可利用率。

公司本次募投项目使用风机的单机容量分别为 3.3MW 和 2.5MW,与之前并网项目的所使用的单机容量为 1.5MW 和 2.0MW 的风机相比,单机容量显著提升。

(3) 塔筒高度的提升使得风电场可利用风速实现垂直层面的提高。

公司本次募投项目的塔筒高度分别为 105 米和 90 米,与之前并网的风电项目所使用的高度为 80 米、85 米塔筒相比,塔筒高度有所提升;

(4) 叶片直径的扩大使得风电机组的扫风面积加大,风电机组可以捕获更多风能等。

公司本次募投项目所使用叶片的直径分别为 155 米和 140 米，与之前并网的风电项目所使用的直径为 87 米、115 米的叶片相比，叶片直径显著提升。

## 2、风资源勘测、评估评估、项目微观选址等能力的不断提升

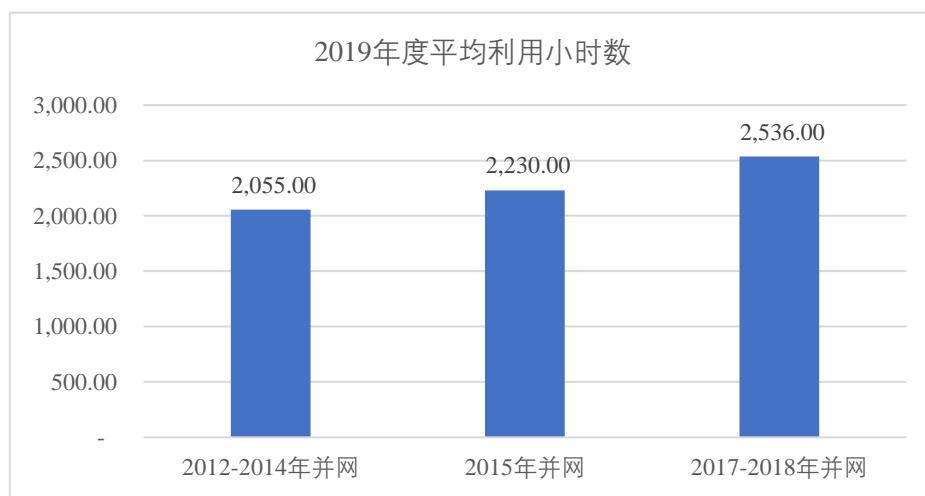
风资源勘测、评估指风电项目在前期开发时对风资源的各种因素进行深入论证和分析，微观选址是在宏观选址选定的小区域中确定机组的分布位置。风资源勘测、评估、项目微观选址等能力的不断提升使得风电项目的开发和管理日趋精细化和专业化，风电项目的发电能力和发电效率随之不断提高。

近年来，公司一直专注于加强风能资源勘测和评估，不断提高微观选址技术水平，包括采用更加先进的系统和技术进行风能资源勘测和评估；针对不同的资源条件，研究采用不同机型、塔筒高度以及控制策略的设计方案；不断加强设备选型研究，探索同一风电场因地制宜安装不同类型机组的混排方案等。

## 3、募投项目的预测利用小时数与公司最近三年新并网项目 2019 年的平均利用小时数具有可比性

公司在宁夏地区不同并网时间的风电项目在 2019 年度的平均利用小时数情况如下：

单位：小时



注：2012-2014 年并网项目的核准时间均为 2011 年（其中有一个风电项目核准时间为 2010 年 10 月）；2015 年并网项目的核准时间均为 2013 年；2017-2018 年并网项目的核准时

间均为 2014 年。

因此，随着风电设备制造技术水平的进步及风资源勘测、评估、项目微观选址等能力的提升，公司较晚并网的风电项目的发电利用小时数较早期项目持续提升。

另外，公司最近三年并网的风电项目 2019 年的平均利用小时数达到 2,536 小时，与本次募投项目预测的利用小时数 2,500 小时和 2,200 小时具有较高的可比性，具体如下：

单位：小时

公司最近三年并网 风电项目	项目名称	2019 年利用小时数	并网时间
	嘉泽第三风电场 (国博 150MW)	2,540	2017 年 5 月
	嘉泽第四风电场 (国博 150MW)	2,531	2018 年 5 月
本次募投风电项目	项目名称	预计利用小时数	预计并网时间
	三道山 150MW 风电项目	2,500	2020 年底
	苏家梁 100MW 风电项目	2,200	2020 年底

综上所述，公司募投项目预计年利用小时数高于公司历史平均利用小时数具有合理性。

### (三) 预计年利用小时数高于其他发电企业在宁夏的平均利用小时数的原因

经公开数据查询，2017 年-2019 年，公司宁夏地区风电项目与其他发电企业在宁夏地区的风电项目的平均利用小时数对比情况如下：

上市公司名称	平均利用小时数		
	2019 年	2018 年	2017 年
龙源电力	1,921	2,055	1,783
大唐新能源	1,667	1,819	1,572
三峡新能源	-	2,039	1,607

上市公司名称	平均利用小时数		
	2019年	2018年	2017年
嘉泽新能	2,263	2,166	1,971

注：三峡新能源尚未公布其 2019 年度相关数据。

公司本次募投项目预计年利用小时数高于其他发电企业在宁夏的平均利用小时数的原因如下：

### 1、公司在宁夏地区风电项目的平均利用小时数高于其他发电企业在宁夏地区的风电项目

公司在宁夏地区的风电项目的平均利用小时数高于其他发电企业在宁夏地区的风电项目的原因如下：

#### (1) 公司作为民营企业具备高效开发优质风电项目的机制优势

风电项目的开发流程相对较长，涉及环节较多，高效、灵活的机制将有利于优质风资源项目的获取与开发。

公司作为民营企业，在项目选取时以盈利为目的，仅选择开发满足公司盈利要求的风电项目，而不过多追求装机规模等指标。因此，公司对具备优质风资源的项目，可充分利用高效灵活的决策机制获得先发优势。另外，对于已经获取的风电项目，公司能够高效的完成前期选址、开发审批、资金筹措并快速、保质保量的完成电场建设，迅速完成并网发电。

#### (2) 公司具备较强的风资源评估和项目选址能力

近年来，公司一直专注于加强风能资源勘测和评估能力，并不断提高微观选址技术水平。公司采用更加先进的系统和技术进行风能资源勘测和评估，确保公司能够选择优质的风资源进行项目开发。项目所在区域确定后，公司对项目的微观选址进行深入论证、分析和评估，确保能够最大化利用风能资源，提升发电效率。

#### (3) 公司根据风资源条件选择最适合的发电机组，确保较高的发电效率

公司针对不同的风资源条件，研究采用不同机型、塔筒高度以及控制策略的设计方案并最终确定最适合的风力发电机组。

2019 年之前公司的风机合作商只有金风科技，2019 年选择维斯塔斯作为新合作方。金风科技 2019 年全国风电新增吊装容量市场份额达 27.72%，国内排名第一，维斯塔斯则是世界排名第一的风机制造商。金风科技和维斯塔斯的风电机组设备技术均属顶尖水平，运行效率较高且公司所选机型适合公司所开发的风资源条件。此外，相较于其他风电企业，公司风机制造商合作方数量较少，风电设备选型较为统一，可提高项目的运营效率。

#### **(4) 公司具备管理和运维优势**

公司采用了“全生命周期的一站式服务”的创新模式，即在公司项目开发、方案规划、设备选型和电场大数据分析应用的各阶段上，选定合格供应商按照公司管理、监督和控制标准的相关要求，完成工程建设、生产运维和质量安全等各环节的具体执行工作，该业务模式提升公司项目的全盘运营能力。

另外，公司与合格供应商建立了以发电量担保为基础的考核体系，使得合格供应商必须及时、有效地解决电场维护、部件维修、信息技术产品支持等方面出现的突发问题，尽最大可能保障电场的发电量，从而确保公司电场的发电能力。

#### **(5) 公司风电项目投建并网时间较晚，发电能力更强**

龙源电力、大唐新能源、三峡新能源等公司在宁夏地区目前在役的风电项目建设并网时间相对较早，机组选型也相对较早，大多在 2015 年之前，当时的风机设备的技术水平和风资源勘测、评估及项目微观选址能力相对落后。而公司目前在役的风电项目大多于 2015 年后并网，风机设备的技术水平以及其他相关及时能力都有所提升，具备后发优势。

### **2、公司新建风电项目将承继公司风电业务现有优势，且预计发电利用小时数与最近三年并网风电项目的利用小时数可比**

公司本次募投项目将承继公司在风电业务领域所具备的风电设备技术、管理运维等优势，且募投项目的预计利用小时数 2,500 小时和 2,200 小时与公司最近

三年并网风电项目 2019 年的平均利用小时数 2,536 小时具备可比性。

因此，本次募投项目预计年利用小时数高于其他发电企业在宁夏的平均利用小时数具备合理性。

### **3、本次募投项目均与运营商（主机厂）签署了担保发电量（或利用小时数）的保底协议**

除上述分析外，公司所有风电项目均与运营维护商或主机供应商签署了担保最低发电量或担保最低产能利用率的合作协议，本次募投的苏家梁项目已与运营维护商天源科创（金风科技子公司）签署了《技术协议书》，约定天源科创为本项目提供 2,709 小时的担保发电利用小时数；三道山项目已经与主机供应厂商维斯塔斯签署了《基于产能的可利用率保证》协议，约定维斯塔斯为本项目保证 97%的产能可利用率，换算为发电小时数为 2,830 小时。若运营维护商或主机供应商未能达到所担保的最低利用小时数或最低产能利用率，则需就未达到部分对公司进行赔偿。

担保最低发电量或最低可利用率的合作模式使得公司风电场利用小时数及发电效率得到有效保障。因此，公司本次募投项目以 2,200 小时和 2,500 小时的利用小时数为依据测试募投项目经济效益谨慎、合理。

### **四、现金费用支出测算是否考虑风机质保期结束后运维费用的支出**

公司在测算两个募投项目效益时，现金费用支出测算均考虑了风机质保期结束后运维费用的支出，具体如下：

质保期内，运维费按 4 万元/年/MW 计列；质保期外，运维费按 8 万元/年/MW 计列。

上述运维费用参照公司已并网风电项目与运营维护商签署的运维合同确定。

**五、疫情对募投项目建设进度的影响，是否存在募投项目建设进度不及预期，不能享受国家补贴的风险，量化分析对经营业绩的具体影响，相关风险是否充分披露**

**（一）疫情对募投项目建设进度的影响，是否存在募投项目建设进度不及预期，不能享受国家补贴的风险，量化分析对经营业绩的具体影响**

风电项目的建设环节主要包括设计规划、设备采购、施工安装、调试验收等。其中，设计规划方面，因其属于非现场施工环节，基本不受疫情影响；设备采购方面，风电项目所需采购设备主要包括风电机组及配套设备，相关上游厂商的设备制造基地已正常复工复产，可以保证按照采购合同约定的进度发货；施工安装方面，因风电项目处于偏远山区，远离居民区，工作人员在项目现场施工安装基本不受疫情影响；调试验收是指项目建成接入变电站后，由电网公司进行调试验收，亦不受疫情影响。

另外，新冠肺炎最为严重的2月和3月正是宁夏地区不适宜现场施工的冬季，因宁夏地区疫情较轻，自3月4日至本回复出具日无新增确诊病例。因此，自3月下旬开始公司募投项目的施工现场就已复工复产，基本未受疫情影响。三道山项目和苏家梁项目的具体实施进度情况如下：

**1、三道山项目**

三道山项目建设的预计进度安排如下：

序号	阶段	2019年				2020年			
		Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
1	整体及各项施工规划、设计								
2	办公区域、施工电路、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								

三道山项目建设的实际进度与预计进度的对比情况如下：

序号	阶段	预计进度	实际进度	具体进度	实际进度与预计进度对比
1	整体及各项施工规划、设计	2019年Q4	已完成	-	一致
2	办公区域、施工电路、场内道路建设	2019年Q4—2020年Q1	已完成	-	一致
3	升压变电站施工	2020年Q1—2020年Q3	正在实施	升压站土建完工60%，升压站电气设备已采购	略早于预计进度
4	风机基础施工	2020年Q1—2020年Q3	正在实施	风机基础施工完工78%	略早于预计进度
5	集电、输电线路施工	2020年Q1—2020年Q4	正在实施	集电线路基础施工已经完成10基（共46基）	一致
6	风电机组安装工程	2020年Q2—2020年Q4	正在实施	风电机组设备已采购	一致
7	调试及验收	2020年Q4	尚未实施	-	一致

注：项目实际进度为截止到2020年5月31日的情况。

由上表可知，三道山项目的实际施工进度与预计进度基本相符，并未受到疫情等因素的影响。另外，三道山项目享受国家补贴电价的并网截止时间为2021年底，根据目前建设施工进度，预计2020年底前即可完成并网，即该项目于2021年底前完成并网的确定性较强，不存在无法享受国家补贴的风险。

## 2、苏家梁项目

苏家梁项目建设的预计进度安排如下：

序号	阶段	2019年				2020年			
		Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
1	整体及各项施工规划、设计	■							
2	办公区域、施工电路、场内道路建设	■	■						
3	升压变电站施工		■	■	■				
4	风机基础施工		■	■	■	■			



序号	阶段	2019年				2020年			
		Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
5	集电、输电线路施工								
6	风电机组安装工程								
7	调试及验收								

苏家梁项目建设的实际进度与预计进度的对比情况如下：

序号	阶段	预计进度	实际进度	具体进度	实际进度与预计进度对比
1	整体及各项施工规划、设计	2019年Q1	已完成	-	一致
2	办公区域、施工电路、场内道路建设	2019年Q1—2019年Q2	已完成	-	一致
3	升压变电站施工	2019年Q2—2019年Q4	收尾工作	设备全部到场，安装工程整体完成90%	略晚于预计进度
4	风机基础施工	2019年Q2—2020年Q1	已完成	-	一致
5	集电、输电线路施工	2019年Q3—2020年Q2	正在实施	集电线路已完工98%	一致
6	风电机组安装工程	2020年Q2—2020年Q4	正在实施	塔筒加工完成13套，发电机到场6套，主机设备陆续到场（共40套）	一致
7	调试及验收	2020年Q4	尚未实施	-	一致

注1：项目实际进度为截止到2020年5月31日的情况。

注2：升压变电站施工完成进度虽略晚于预计进度，但并不影响其他建设环节的正常进行，即不影响整体并网进度。

由上表可知，苏家梁项目的实际施工进度与预计进度基本相符，并未受到疫情等因素的影响。另外，苏家梁项目享受国家补贴电价的并网截止时间为2020年底，根据其目前建设施工进度，该项目距离并网只差已完成采购的剩余34套主机到货后的安装及调试、验收工作。因此，该项目2020年底前完成并网的确定性较强，不存在无法享受国家补贴的风险。。

## （二）相关风险是否充分披露

公司已经在募集说明书“第三节风险因素及其他重要事项”之“五、募集资金投资项目实施的风险”处充分披露了募投项目建设进度不及预期的风险，具体如下：

### “（二）募集资金投资项目建设进度不及预期的风险

风力发电项目建设包括设备采购及安装、建筑施工、验收并网等一系列系统性工作，项目的整体建设进度会受施工进度、设备采购及安装、并网发电等诸多关键环节的影响。虽然公司对本次募投项目的预期进度进行了充分论证，并综合考虑了行业的变化趋势和公司的资金安排计划，但仍然存在募投项目建设进度不及预期的风险。”

## 六、保荐机构核查意见

### （一）核查程序

1、查阅了国家发改委关于风电标杆上网电价的规定、获取了申请人募投项目的电价批复文件、复核了申请人关于参与市场化交易对电价影响程度的相关测算；

2、查阅了可再生能源发电全额保障性收购制度的相关政策、获取了申请人募投项目的备案核准文件及接入电网系统设计评审意见；

3、查阅了申请人募投项目的测风数据报告和微观选址报告、查阅了同行业上市公司的年报及招股说明书等公开披露文件；

4、复核了申请人募投项目的可行性分析报告；

5、获取了申请人募投项目截止 2020 年 5 月 31 日的实际实施进度。

### （二）核查意见

经核查，保荐机构认为：

1、申请人的两个募投项目中，三道山项目为通过竞标所得，中标电价即为

0.41 元/kWh（税后），因此按照上网电价 0.41 元/kWh（税后）测算效益具备合理性；苏家梁项目获得发改委批复时宁夏地区的风电标杆上网电价为 0.48 元/kWh（税后），考虑该项目可能会有部分电量参与市场化交易，结合申请人过去三年参与市场化交易对电价的影响，该项目按照 0.45 元/kWh（税后）测算效益具备合理性；申请人对预计电价前置条件的说明清晰、合理；

2、根据可再生能源发电全额保障性收购制度的相关政策及申请人募投项目所获得的备案核准文件及电网接入系统核准文件，申请人募投项目的发电量收购有保障；

3、申请人募投项目的预计年利用小时数在测风数据的基础上基于谨慎性考虑确定为 2,200 小时和 2,500 小时，确定依据充分、合理；因风电设备技术进步及风资源勘测、评估、项目微观选址能力的提高，申请人募投项目的预计年利用小时数略高于历史平均利用小时数具备合理性；因合作风机制造商均为行业龙头，风机设备技术优势明显，且风电项目投建并网时间较晚，发电能力更强等原因，申请人宁夏地区风电项目平均利用小时数高于其他发电企业在宁夏地区的风电项目，申请人本次募投项目将承继公司风电业务的优势，因此预计年利用小时数高于其他发电企业在宁夏的平均利用小时数具备合理性；

4、经复核申请人募投项目的可行性研究报告，现金费用支出测算已考虑风机质保期结束后的运维费用支出，且运维费用支出金额确定依据合理；

5、经核查募投项目的实施进度并将其与预计进度对比，申请人募投项目的建设进度基本不受疫情影响，在享受国家补贴电价截止日前完成并网的确信性较高，不存在无法享受国家补贴的风险；申请人已经在募集说明书中对募投项目实施进度不及预期的风险进行了充分披露。

2、关于股票质押风险。嘉泽新能控股股东、实际控制人所持公司股票质押大部分将于 2020 年到期，其中，金元荣泰 2.5 亿股票质押将于 2020 年 12 月 4 日到期，嘉实龙博 2180 万股票质押于 8 月 20 日到期，陈波所持全部股票质押将于 8 月 9 日到期，一年内到期的质押借款达 4.19 亿元。嘉实龙博质押部分股票为申请人银行借款提供增信担保，银行借款的抵押物充足。

请申请人补充披露：（1）金元荣泰、嘉实龙博、陈波 2020 年到期债务的偿债资金来源及还款安排，是否存在质押股票被强制平仓的风险；（2）嘉实龙博股票质押对应的申请人银行借款情况，包括借款起始日期、金额、利率、还款安排、偿债资金来源等，是否存在触发连带清偿责任和质押股票被强制平仓的风险；（3）若股价持续下跌触及平仓线，出质人拟采取的补救措施，补充质押物的来源。请保荐机构、申请人律师说明核查过程、依据，并发表明确核查意见。

回复：

一、金元荣泰、嘉实龙博、陈波 2020 年到期债务的偿债资金来源及还款安排，是否存在质押股票被强制平仓的风险

截至本回复出具日，金元荣泰、嘉实龙博、陈波存在融资借款的各笔股票质押情况如下表所示：

序号	股东名称	质押股数 (万股)	借款余额 (万元)	质押到期时间	质权人	平仓价格 (元/股)
1	金元荣泰	25,000	47,000	2020/12/4	海通证券	2.82
2	嘉实龙博	2,180	2,550	2020/8/12	海通证券	1.76
3	陈波	796 <sup>1</sup>	1,056	2020/8/9	华西证券	1.86

注 1：2020 年 6 月 17 日，陈波向华西证券偿还股票质押融资借款 3,944 万元，将其质押于华西证券的公司股份办理了部分股份解质押手续。本次解质押完成后，陈波在华西证券剩余被质押股票数量为 796 万股，剩余股票质押融资借款余额为 1,056 万元。

金元荣泰、嘉实龙博、陈波在各笔股票质押融资借款到期前，拟主要通过以下多种方式处理还款安排或筹措偿债资金：

### **（一）股票质押业务延期**

金元荣泰、嘉实龙博、陈波存在融资借款的各笔股票质押中：

1、陈波质押于华西证券的 796 万股剩余融资借款金额 1,056 万元：陈波拟于该笔股票质押融资借款到期时偿还剩余借款金额；

2、金元荣泰质押于海通证券的 25,000 万股融资借款金额 47,000 万元、嘉实龙博质押于海通证券的 2,180 万股融资借款金额 2,550 万元：根据金元荣泰、嘉实龙博与海通证券分别签署的《股票质押式回购交易业务协议》，其中对股票质押业务延期进行了明确约定如下：“甲乙双方协商一致后，交易可延期。股票质押式回购交易延期前后的总购回期限一般不超过三年。延期后，乙方有权自延期申请核准日期起按延期后购回期限所对应的年利率标准计算利息”。根据金元荣泰、嘉实龙博近期与海通证券初步沟通结果，该部分股票质押业务延期具有较大的可能性。

此外，金元荣泰、嘉实龙博所持有申请人股票均将于 2020 年 7 月 20 日解禁，也即上述股票质押业务办理延期时该部分股票将成为非限售股，质押折扣率将显著提高，从而有效提升该部分股票质押延期业务的安全边际及可行性。

### **（二）减持申请人股票**

金元荣泰、嘉实龙博、陈波所持有申请人股票均将于 2020 年 7 月 20 日解禁。金元荣泰、嘉实龙博、陈波可通过减持申请人部分股票筹措资金，偿还部分股票质押融资借款。根据《上市公司股东、董监高减持股份的若干规定》与《上海证券交易所上市公司股东及董事、监事、高级管理人员减持股份实施细则》，金元荣泰、嘉实龙博、陈波可在 3 个月内通过集中竞价方式减持不超过 1%的申请人股份，通过大宗交易方式减持不超过 2%的申请人股份。以上述股东共计减持 3% 申请人股份，并以申请人截至 2020 年 6 月 19 日股价 2.97 元/股测算，上述股东共计可获得 1.85 亿元资金，为偿还部分股票质押融资借款提供有力支撑。

### **（三）未质押股份另行质押融资**

截至本回复出具日，金元荣泰、嘉实龙博、陈波合计控制申请人股份

104,562.70 万股，其中已质押 69,010.15 万股，未质押 35,552.55 万股，未质押股份占其合计控制申请人股份总数的 34.00%，占申请人股份总数的 17.14%。

分别按照截至 2020 年 6 月 19 日前 20、60、120 个交易日均价 3.00 元/股、3.06 元/股及 3.33 元/股计算，金元荣泰、嘉实龙博、陈波合计持有且未质押的 35,552.55 万股市值分别为 106,657.65 万元、108,790.80 万元、118,389.99 万元，平均市值为 111,279.48 万元。未被质押的股份均可用于另行质押融资，以保证金元荣泰、嘉实龙博、陈波的债务清偿能力。

#### **（四）获取申请人现金分红**

申请人 2019 年度利润分配方案已经申请人二届十一次董事会、2019 年度股东大会审议批准，拟于 2020 年 7 月实施。根据申请人 2019 年度利润分配方案，申请人 2019 年度拟现金分红金额 8,918.63 万元，金元荣泰、嘉实龙博、陈波按其持股比例可获取的现金分红金额约为 4,495.88 万元，可为偿还部分股票质押融资借款提供一定支持。

#### **（五）经营回款、投资收益、银行贷款、资产处置等其他方式**

金元荣泰、嘉实龙博、陈波实际控制申请人等多家企业，整体具有较强的经营回款能力。除上述获取申请人现金分红方式以外，金元荣泰、嘉实龙博、陈波还可通过其所控制其他企业的经营回款、投资收益等渠道筹措资金。此外，金元荣泰、嘉实龙博、陈波资信状况良好，银行融资渠道通畅，如出现极端情况，也可通过银行贷款、资产处置变现等多种方式进行资金筹措，保证偿债能力。

此外，若申请人股价在各笔股票质押融资借款到期前下跌至平仓价格之下，除补充尚未质押股票外，金元荣泰、嘉实龙博、陈波也可以上述资金偿还部分股票质押融资借款，规避股票被强制平仓的风险。

综上，金元荣泰、嘉实龙博、陈波各笔股票质押中：陈波质押于华西证券部分股票拟于到期时偿还相应借款，其借款余额较低，偿债压力较小；金元荣泰、嘉实龙博质押于海通证券部分股票，经协商沟通，进行股票质押业务延期具有较大可能性，形成短期偿债压力可能较小。即便股票质押业务延期推进不畅，须金

元荣泰、嘉实龙博偿还部分融资借款，其也可通过减持申请人股票、将未质押股份另行质押融资、获取申请人现金分红及银行贷款、资产处置等多种方式筹措资金，保证偿债能力。因此，金元荣泰、嘉实龙博、陈波质押股票被强制平仓的风险较低。

**二、嘉实龙博股票质押对应的申请人银行借款情况，包括借款起始日期、金额、利率、还款安排、偿债资金来源等，是否存在触发连带清偿责任和质押股票被强制平仓的风险**

**（一）嘉实龙博股票质押对应的申请人银行借款情况**

根据嘉实龙博与国开行签署的《国家开发银行人民币资金贷款质押合同》，嘉实龙博将其持有的申请人37,100万股股票质押给国开行，为申请人履行其与国开行签署的借款合同提供质押担保。截至本回复出具日，相应借款具体情况如下：

序号	项目名称	贷款金额 (万元)	贷款余额 (万元)	贷款利率	贷款期限	本金还款方式	开始还款时间	担保方式
1	宁夏红寺堡风 电场嘉泽一期 49.5MW	37,800	21,300	4.90%	2011.3.3-2026.3.2	不等额按比例，每年 两次，6月12月	2012.3.3	宁夏红寺堡风电场嘉泽一期 49.5MW 工程发电机组等机器设备抵押担保
								宁夏红寺堡风电场嘉泽一期 49.5MW 工程建成后电费收费权及项下全部收益质押担保
								陈波及其配偶张良、嘉实龙博、金元荣泰提供无限连带责任保证担保
								申请人以其持有的部分土地使用权提供抵押担保
								嘉实龙博以其持有的申请人 37,100 万股股份提供质押担保
2	宁夏红寺堡风 电场(大河乡耍 艺山) 49.5MW	33,600	16,550	4.90%	2011.12.21-2026. 12.20	不等额按比例，每年 两次，4月10月	2012.12.21	宁夏红寺堡风电场(大河乡耍艺山)嘉泽 49.5MW 工程发电机组等机器设备抵押担保
								宁夏红寺堡风电场(大河乡耍艺山)嘉泽 49.5MW 工程建成后电费收费权及其项下全部收益质押担保
								陈波及其配偶张良、嘉实龙博、金元荣泰提供无限连带责任保证担保
								申请人以其持有的部分土地使用权提供抵押担保
								嘉实龙博以其持有的申请人 37,100 万股股份提供质押担保
3	宁夏红寺堡风 电场(大河乡磨 脐子)嘉泽	31,000	18,970	4.90%	2012.5.23-2027.5. 22	不等额按比例，每年 两次，5月11月	2013.5.23	宁夏红寺堡风电场(大河乡磨脐子)嘉泽 49.5MW 工程发电机组等机器设备抵押担保
								宁夏红寺堡风电场(大河乡磨脐子)嘉泽 49.5MW



序号	项目名称	贷款金额 (万元)	贷款余额 (万元)	贷款利率	贷款期限	本金还款方式	开始还款时间	担保方式
	49.5MW							工程建成后电费收费权及项下全部收益质押担保 陈波及其配偶张良、嘉实龙博、金元荣泰提供无限连带责任保证担保 申请人以其持有的部分土地使用权提供抵押担保 嘉实龙博以其持有的申请人37,100万股股份提供质押担保
4	宁夏红寺堡风电场(大河乡小井子)嘉泽49.5MW	31,000	19,390	4.90%	2012.5.29-2027.5.28	不等额按比例, 每年两次, 5月11月	2013.5.29	宁夏红寺堡风电场(大河乡小井子)嘉泽49.5MW工程风电机组等机器设备抵押担保 宁夏红寺堡风电场(大河乡小井子)嘉泽49.5MW工程建成后电费收费权及项下全部收益质押担保 陈波及其配偶张良、嘉实龙博、金元荣泰提供无限连带责任保证担保 申请人以其持有的部分土地使用权提供抵押担保 嘉实龙博以其持有的申请人37,100万股股份提供质押担保
5	宁夏同心县风电场嘉泽田家岭49.5MW	32,000	20,100	4.90%	2012.6.15-2027.6.14	不等额按比例, 每年两次, 5月11月	2013.6.15	宁夏同心风电场嘉泽田家岭49.5MW工程风力发电机组等机器设备抵押担保 宁夏同心风电场嘉泽田家岭49.5MW工程建成后电费收费权及项下全部收益质押担保 陈波及其配偶张良、嘉实龙博、金元荣泰提供无限连带责任保证担保 申请人以其持有的部分土地使用权提供抵押担保

序号	项目名称	贷款金额 (万元)	贷款余额 (万元)	贷款利率	贷款期限	本金还款方式	开始还款时间	担保方式
								嘉实龙博以其持有的申请人 37,100 万股股份提供质押担保
6	宁夏同心风电场嘉泽康家湾 49.5MW	32,000	20,100	4.90%	2012.10.15-2027.10.14	不等额按比例，每年两次，6月11月	2013.10.15	宁夏同心风电场嘉泽康家湾 49.5MW 工程发电机组等机器设备抵押担保
								宁夏同心风电场嘉泽康家湾 49.5MW 工程建成后电费收费权及项下全部收益质押担保
								陈波及其配偶张良、嘉实龙博、金元荣泰提供无限连带责任保证担保
								申请人以其持有的部分土地使用权提供抵押担保
								嘉实龙博以其持有的申请人 37,100 万股股份提供质押担保
7	宁夏红寺堡风电场嘉泽青山 49.5MW	28,900	20,800	4.90%	2013.4.24-2028.4.23	不等额按比例，每年两次，7月12月	2014.4.24	宁夏红寺堡风电场嘉泽青山 49.5MW 工程发电机组等机器设备抵押担保
								宁夏红寺堡风电场嘉泽青山 49.5MW 工程建成后电费收费权及全部收益质押担保
								陈波及其配偶张良、嘉实龙博、金元荣泰提供无限连带责任保证担保
								申请人以其持有的部分土地使用权提供抵押担保
								嘉实龙博以其持有的申请人 37,100 万股股份提供质押担保
8	宁夏嘉泽红寺堡风电场大河	10,000	7,400	4.90%	2012.12.25-2032.12.24	不等额按比例，每年两次，6月12月	2014.12.25	宁夏嘉泽红寺堡大河乡一期 10MW <sub>p</sub> 光伏项目光伏并网发电项目组件等机器设备抵押担保

序号	项目名称	贷款金额 (万元)	贷款余额 (万元)	贷款利率	贷款期限	本金还款方式	开始还款时间	担保方式
	乡一期 20MW 光伏一期							宁夏嘉泽红寺堡大河乡一期 10MW <sub>p</sub> 光伏并网发电项目建成后电费收费权及项下全部收益质押担保 陈波及其配偶张良、嘉实龙博、金元荣泰提供无限连带责任保证担保 申请人以其持有的部分土地使用权提供抵押担保 嘉实龙博以其持有的申请人 37,100 万股股份提供质押担保
9	宁夏嘉泽红寺堡风电场大河乡一期 20MW 光伏二期	9,200	6,700	4.90%	2013.3.11-2033.3.10	不等额按比例，每年两次，6 月 12 月	2014.3.11	宁夏嘉泽红寺堡大河乡二期 10MW <sub>p</sub> 光伏项并网发电项目光伏组件等机器设备抵押担保 宁夏嘉泽红寺堡大河乡二期 10MW <sub>p</sub> 光伏并网发电项目建成后电费收费权及项下全部收益质押担保 陈波及其配偶张良、嘉实龙博、金元荣泰提供无限连带责任保证担保 申请人以其持有的部分土地使用权提供抵押担保 嘉实龙博以其持有的申请人 37,100 万股股份提供质押担保
10	宁夏嘉泽红寺堡风电场大河乡二期 30MW 光伏一期	7,300	4,550	4.90%	2013.12.24-2028.12.23	不等额按比例，每年两次，4 月 8 月	2014.12.24	宁夏嘉泽红寺堡大河乡二期 30MW <sub>p</sub> 光伏电站工程项目一期项目光伏组件等机器设备抵押担保 宁夏嘉泽红寺堡大河乡二期 30MW <sub>p</sub> 光伏电站工程项目一期建成后电费收费权及项下全部收益质

序号	项目名称	贷款金额 (万元)	贷款余额 (万元)	贷款利率	贷款期限	本金还款方式	开始还款时间	担保方式
								押担保 陈波及其配偶张良、嘉实龙博、金元荣泰提供无限连带责任保证担保 申请人以其持有的部分土地使用权提供抵押担保 嘉实龙博以其持有的申请人37,100万股股份提供质押担保
11	宁夏嘉泽红寺堡风电场大河乡二期30MW光伏二期	7,300	4,550	4.90%	2013.12.24-2028.12.23	不等额按比例，每年两次，4月8月	2014.12.24	宁夏嘉泽红寺堡大河乡二期30MWp光伏电站工程项目二期项目光伏组件等机器设备抵押担保 宁夏嘉泽红寺堡大河乡二期30MWp光伏电站工程项目二期建成后电费收费权及项下全部收益质押担保 陈波及其配偶张良、嘉实龙博、金元荣泰提供无限连带责任保证担保 申请人以其持有的部分土地使用权提供抵押担保 嘉实龙博以其持有的申请人37,100万股股份提供质押担保
12	宁夏嘉泽红寺堡风电场大河乡二期30MW光伏三期	7,200	4,450	4.90%	2013.12.24-2028.12.23	不等额按比例，每年两次，4月8月	2014.12.24	宁夏嘉泽红寺堡大河乡二期30MWp光伏电站工程项目三期项目光伏组件等机器设备抵押担保 宁夏嘉泽红寺堡大河乡二期30MWp光伏电站工程项目三期建成后电费收费权及项下全部收益质押担保 陈波及其配偶张良、嘉实龙博、金元荣泰提供无

序号	项目名称	贷款金额 (万元)	贷款余额 (万元)	贷款利率	贷款期限	本金还款方式	开始还款时 间	担保方式
								限连带责任保证担保
								申请人以其持有的部分土地使用权提供抵押担保
								嘉实龙博以其持有的申请人37,100万股股份提供 质押担保
	合计	267,300	164,860	-	-	-	-	-

上述申请人与国开行签署的借款合同项下借款共计人民币 267,300.00 万元，各笔借款利率目前均为 4.90%（利率随中国人民银行公布的五年以上期人民币贷款基准利率的调整而调整）。上述借款均为国开行从支持民营企业新能源与节能产业角度出发，为申请人提供的风电、光伏项目建设政策性贷款。

截至本回复出具日，申请人已偿还上述借款本金共计人民币 102,440.00 万元，借款余额人民币 164,860.00 万元。

申请人建立了严格的资金管理制度，每年、每月都会制定资金计划，严格按照计划支付资金，以合理地安排债务本息的偿还。申请人将严格按照与国开行签署的上述借款合同约定的还款计划按期、足额还款。

## **（二）申请人偿债资金来源充足**

### **1、申请人具有稳定的经营性现金流**

申请人主要业务收入系根据与电网公司签署的购售电合同收取的电费，申请人经营业务稳定，具有持续的盈利能力，现金流状况良好，偿债资金来源稳定，经营风险和偿债风险较低。申请人近三年经营活动产生的现金流量净额分别为 30,620.88 万元、82,147.82 万元、66,143.67 万元，期末现金及现金等价物余额分别为 22,940.38 万元、26,531.96 万元、12,285.27 万元。申请人正常经营产生的现金流入足以覆盖偿付上述银行贷款的本息。随着申请人未来在建项目的不断投产，装机容量逐步扩大，也将为申请人带来新的现金流增长。

### **2、申请人融资渠道通畅**

根据中国人民银行征信中心 2020 年 6 月出具的《企业信用报告》，申请人未发生不良类负债。经查询中国裁判文书网站、全国法院被执行人信息系统、信用中国等网站，申请人不存在尚未了结的重大诉讼、仲裁案件，亦未被列入失信被执行人名单。申请人资信评级良好，与银行等金融机构保持着良好的合作关系，征信记录良好，未发生金融机构贷款违约情形，直接与间接融资渠道畅通，可以通过与国开行协商贷款展期或通过其他商业银行融资后置换国开行贷款。

**（三）嘉实龙博质押申请人股票为控股股东从支持申请人融资与业务发展角度出发，为申请人借款提供连带责任担保，申请人自身担保措施充足，质押**

## 担保物价值可完全覆盖贷款余额

申请人与国开行的各笔借款合同中，申请人以各笔借款对应项目的电费收费权及项下全部收益、项目机器设备以及申请人持有的部分土地使用权等作为借款质押担保物，申请人自身提供的质押担保物价值及担保措施已较为充足。嘉实龙博质押申请人股票为控股股东支持申请人融资与业务发展的体现，在申请人提供自身担保措施的同时，为申请人借款提供连带责任担保。

申请人与国开行各笔借款合同对应项目的贷款余额情况及根据项目截至2019年末应收电费、项目2020年至借款到期前预计电费收入测算的项目电费收益情况对比如下表所示：

单位：万元

序号	项目名称	①贷款金额	②贷款余额	③项目截至2019年末应收电费	④项目2020年至借款到期前预计电费收入 <sup>1</sup>	(③+④)/②
1	宁夏红寺堡风电场嘉泽一期49.5MW	37,800.00	21,300.00	6,115.22	30,373.94	171.31%
2	宁夏红寺堡风电场（大河乡耍艺山）49.5MW	33,600.00	16,550.00	6,829.04	38,300.33	272.69%
3	宁夏红寺堡风电场（大河乡磨脐子）嘉泽49.5MW	31,000.00	18,970.00	5,658.95	33,216.50	204.93%
4	宁夏红寺堡风电场（大河乡小井子）嘉泽49.5MW	31,000.00	19,390.00	4,614.53	27,738.96	166.86%
5	宁夏同心县风电场嘉泽田家岭49.5MW	32,000.00	20,100.00	6,151.49	36,022.01	209.82%
6	宁夏同心风电场嘉泽康家湾49.5MW	32,000.00	20,100.00	4,992.86	33,390.75	190.96%
7	宁夏红寺堡风电场嘉泽青山49.5MW	28,900.00	20,800.00	5,481.91	33,503.36	187.43%
8	宁夏嘉泽红寺堡风电场大河乡一期20MW 光伏一期	10,000.00	7,400.00	3,552.24	30,100.13	238.67%
9	宁夏嘉泽红寺堡风电场大河乡一期20MW 光伏二期	9,200.00	6,700.00			

序号	项目名称	①贷款金额	②贷款余额	③项目截至2019年末应收电费	④项目2020年至借款到期前预计电费收入 <sup>1</sup>	(③+④)/②
10	宁夏嘉泽红寺堡风电场大河乡二期 30MW 光伏一期	7,300.00	4,550.00			
11	宁夏嘉泽红寺堡风电场大河乡二期 30MW 光伏二期	7,300.00	4,550.00	5,482.57	30,373.94	264.62%
12	宁夏嘉泽红寺堡风电场大河乡二期 30MW 光伏三期	7,200.00	4,450.00			

注 1：项目 2020 年至借款到期前预计电费收入根据各项目 2019 年收入以及借款到期前剩余月份数估算所得。

由上表可知，申请人上述项目根据截至 2019 年末应收电费、2020 年至借款到期前预计电费收入测算的项目电费收益可完全覆盖各笔借款余额，加之项目机器设备、申请人所持有部分土地使用权等其他质押担保物，申请人自身为各笔借款提供的担保措施已较为充足，具有较高安全边际。

综上，申请人经营性现金流状况良好，融资渠道通畅，不存在难以按期偿还其与国开行签署的上述借款合同项下债务的风险。同时，嘉实龙博质押申请人股票为控股股东从支持申请人融资与业务发展角度出发，为申请人向国开行的借款提供连带责任担保，申请人各笔借款项下项目电费收费权、收益权、机器设备、土地使用权等自身质押担保物价值较高，可完全覆盖贷款余额，担保措施充足。因申请人无法按期偿还该等借款而触发嘉实龙博承担连带清偿责任，导致嘉实龙博质押申请人股票被强制平仓的风险较低。

### 三、若股价持续下跌触及平仓线，出质人拟采取的补救措施，补充质押物的来源

若申请人股价持续下跌触及平仓线，出质人可通过提供补充质押物、提前偿还部分借款等方式避免质押股票被强制平仓。具体内容如下：

#### (一) 将未质押股份作为补充质押物



截至本回复出具日，金元荣泰、嘉实龙博、陈波合计控制申请人股份 104,562.70 万股，其中已质押 69,010.15 万股，未质押 35,552.55 万股，未质押股份占其合计控制申请人股份总数的 34.00%，占申请人股份总数的 17.14%。

分别按照截至 2020 年 6 月 19 日前 20、60、120 个交易日均价 3.00 元/股、3.06 元/股及 3.33 元/股计算，金元荣泰、嘉实龙博、陈波合计持有且未质押的 35,552.55 万股市值分别为 106,657.65 万元、108,790.80 万元、118,389.99 万元，平均市值为 111,279.48 万元。未被质押的股份均可用于补充质押，作为若申请人股价持续下跌触及平仓线的补救措施。

## **（二）提前偿还部分借款**

如本回复报告上文所述，若申请人股价持续下跌触及平仓线，金元荣泰、嘉实龙博、陈波也可通过减持申请人股票、将未质押股份另行质押融资、获取申请人现金分红及银行贷款、资产处置等多种方式筹措资金，提前偿还部分借款，令各笔股票质押融资对应的履约保障比例恢复至预警履约保障比例之上，从而避免申请人股份被强制平仓。

## **（三）将其他资产作为补充质押物**

若申请人股价持续下跌触及平仓线，金元荣泰、嘉实龙博、陈波还可将其控制的其他公司股权或其拥有的土地使用权、房屋所有权、机器设备等作为补充质押物，避免申请人股份被强制平仓。

综上，若申请人股价持续下跌触及平仓线，金元荣泰、嘉实龙博、陈波等出质人可采取提供补充质押物、提前偿还部分借款等多种补救措施，避免质押股票被强制平仓。

## **四、补充披露内容**

针对股票质押风险相关内容，申请人在募集说明书之“第四节 发行人基本情况”之“三、控股股东和实际控制人基本情况”之“（三）控股股东、实际控制人持有公司股份的质押情况”部分进行了补充披露。

## **五、保荐机构核查意见**

## （一）核查过程、依据

1、获取并查阅了金元荣泰、嘉实龙博分别与海通证券签署的《股票质押式回购交易业务协议》，重点就协议中关于股票质押业务延期的条款内容进行了核查，并对陈波就金元荣泰、嘉实龙博与海通证券股票质押业务延期的可行性、沟通进展进行了访谈；获取并查阅了陈波与华西证券签署的《股票质押式回购交易业务协议》、提前偿还部分融资金额并购回部分股票的相关凭证；

2、获取并查阅了申请人《企业信用报告》、金元荣泰《企业信用报告》、嘉实龙博《企业信用报告》、陈波《个人信用报告》，查询了全国法院被执行人信息查询系统、信用中国网站，对嘉泽新能、金元荣泰、嘉实龙博、陈波信用状况进行了核查；

3、获取并查阅了嘉实龙博与国开行签署的《股票质押合同》、申请人与国开行签署的各笔借款合同，对各笔借款起始日期、金额、利率等内容进行了核查，并对申请人财务总监就上述各笔借款还款安排、偿债资金来源进行了访谈。

## （二）核查意见

经核查，保荐机构认为：

1、金元荣泰、嘉实龙博股票质押业务延期具有较大可能性，不会对其构成短期偿债压力；陈波到期偿还股票质押融资借款金额较小，偿债压力较小。即便金元荣泰、嘉实龙博须偿还部分融资借款，其也可通多种方式筹措资金，保证偿债能力，金元荣泰、嘉实龙博、陈波质押股票被强制平仓的风险较低；

2、申请人经营性现金流状况良好，融资渠道通畅，不存在难以按期偿还其与国开行签署的借款合同项下债务的风险。嘉实龙博质押申请人股票为控股股东从支持申请人融资与业务发展角度出发，为申请人向国开行的借款提供连带责任担保，申请人自身质押担保物价值较高，可完全覆盖贷款余额，担保措施充足，因申请人无法按期偿还该等借款而触发嘉实龙博承担连带清偿责任，导致嘉实龙博质押申请人股票被强制平仓的风险较低；

3、金元荣泰、嘉实龙博、陈波可采取提供补充质押物、提前偿还部分借款等多种补救措施以应对申请人股价持续下跌触及平仓线的情形，质押股票被强制

平仓的风险较低。

## 六、律师核查意见

### （一）核查过程、依据

1、获取并查阅了金元荣泰、嘉实龙博分别与海通证券签署的《股票质押式回购交易业务协议》，重点就协议中关于股票质押业务延期的条款内容进行了核查，并对陈波就金元荣泰、嘉实龙博与海通证券股票质押业务延期的可行性、沟通进展进行了访谈；获取并查阅了陈波与华西证券签署的《股票质押式回购交易业务协议》、提前偿还部分融资金额并购回部分股票的相关凭证；

2、获取并查阅了申请人《企业信用报告》、金元荣泰《企业信用报告》、嘉实龙博《企业信用报告》、陈波《个人信用报告》，查询了全国法院被执行人信息查询系统、信用中国网站，对嘉泽新能、金元荣泰、嘉实龙博、陈波信用状况进行了核查；

3、获取并查阅了嘉实龙博与国开行签署的《股票质押合同》、申请人与国开行签署的各笔借款合同，对各笔借款起始日期、金额、利率等内容进行了核查，并对申请人财务总监就上述各笔借款还款安排、偿债资金来源进行了访谈。

### （二）核查意见

经核查，申请人律师认为：

1、金元荣泰、嘉实龙博股票质押业务延期具有较大可能性，不会对其构成短期偿债压力；陈波到期偿还股票质押融资借款金额较小，偿债压力较小。即便金元荣泰、嘉实龙博须偿还部分融资借款，其也可通多种方式筹措资金，保证偿债能力，金元荣泰、嘉实龙博、陈波质押股票被强制平仓的风险较低；

2、申请人经营性现金流状况良好，融资渠道通畅，不存在难以按期偿还其与国开行签署的借款合同项下债务的风险。嘉实龙博质押申请人股票为控股股东从支持申请人融资与业务发展角度出发，为申请人向国开行的借款提供连带责任担保，申请人自身质押担保物价值较高，可完全覆盖贷款余额，担保措施充足，因申请人无法按期偿还该等借款而触发嘉实龙博承担连带清偿责任，导致嘉实龙

博质押申请人股票被强制平仓的风险较低；

3、金元荣泰、嘉实龙博、陈波可采取提供补充质押物、提前偿还部分借款等多种补救措施以应对申请人股价持续下跌触及平仓线的情形，质押股票被强制平仓的风险较低。

3、关于应收账款及补贴电费。报告期内，申请人应收账款逐期增加，2019年末余额为 14.77 亿元。公司所发电量由电网消纳，不存在无法销售的情况，标准电费部分由国家电网公司按月结算，补贴电费部分按照国家政策由财政核准后下发，不存在收回风险。

请申请人披露：（1）对国家财政发放补贴电费的依赖风险；（2）应收账款对应的项目情况、补贴电费金额、申请发放的进度、预计后续收款进度；（3）结合补贴电费特别是未纳入国家可再生能源目录项目补贴电费的申请和发放流程，披露应收账款发放周期延长的具体情况，补贴电费是否存在补贴时间及金额不及预期的风险，应收账款相应会计处理是否符合企业会计准则规定，未来现金流入中补贴电费按过去三年补贴电费回款平均值进行测算是否合理、审慎；（4）“抢装潮”下申请人相关项目的最新建设进度，后续资金就位、设备排产及采购、施工团队、工程建造、验收并网等安排能否确保在国家规定的时限内并网发电，是否存在无法按期并网并获取补贴电费的风险。请保荐机构说明核查过程、依据，并发表明确核查意见。

回复：

#### 一、对国家财政发放补贴电费的依赖风险

2017 年末、2018 年末、2019 年末，申请人应收补贴电费的金额分别为 88,204.22 万元、109,573.73 万元、145,584.78 万元，分别占申请人各年营业收入的比例为 106.50%、102.49%、130.51%。由于新能源发电行业的特性，其补贴发放的时间不固定，国家会结合每年的行业政策、资金状况、项目的审批进度等因素综合考虑进行核算发放。截至 2019 年末，国家能源局已审核通过了第一至七批可再生能源补贴名录中的项目，其中，公司在上述名录中项目截至 2018 年 4 月的补贴电费已发放。

国家财政发放的补贴电费对于申请人已建成的风电项目无不利影响，不影响申请人的持续盈利能力。但是，由于应收补贴电费金额较大，会影响申请人新建风电项目的规模及增速。同时，应收补贴款增加将占用公司更多营运资金，进而可能导致公司流动资金紧缺。因此申请人存在对国家财政发放补贴电费的依赖风险。

针对国家财政发放补贴电费的依赖风险，申请人在募集说明书之“第三节 风险因素及其他重要事项”之“三、财务风险”进行补充披露。

## 二、应收账款对应的项目情况、补贴电费金额、申请发放的进度、预计后续收款进度

### （一）应收账款对应的项目情况、补贴电费金额情况

截至 2019 年末，申请人已建项目的应收标准电费、应收补贴电费情况如下：

单位：万元

序号	已建项目名称	2019 年末应收标准电费金额	2019 年末应收补贴电费金额	并网时间	补贴电费发放进度	纳入补贴名录批次	补贴名录文号
1	宁夏红寺堡风电场嘉泽一期 49.5MW 项目	153.29	5,961.93	2012 年 3 月	截至 2018 年 4 月的补贴电费均已发放	第四批	财建[2013]64 号
2	宁夏红寺堡风电场（大河乡耍艺山）嘉泽 49.5MW 项目	201.28	6,627.76	2012 年 3 月	截至 2018 年 4 月的补贴电费均已发放	第三批	财建[2012]1067 号
3	宁夏红寺堡风电场（大河乡磨脐子）嘉泽 49.5MW 项目	120.17	5,538.79	2013 年 5 月	截至 2018 年 4 月的补贴电费均已发放	第四批	财建[2013]64 号
4	宁夏红寺堡风电场（大河乡小井子）嘉泽 49.5MW 项目	151.88	4,462.65	2013 年 5 月/ 2014 年 2 月	截至 2018 年 4 月的补贴电费均已发放	第四批	财建[2013]64 号
5	宁夏同心风电场嘉泽田家岭 49.5MW 项目	235.39	5,916.10	2013 年 5 月	截至 2018 年 4 月的补贴电费均已发放	第四批	财建[2013]64 号
6	宁夏同心风电场嘉泽康家湾 49.5MW 项目	193.08	5,288.83	2013 年 5 月	截至 2018 年 4 月的补贴电费均已发放	第四批	财建[2013]64 号
7	宁夏红寺堡大河乡一期 20MWp 光伏并网发电项目	34.25	3,517.99	2013 年 8 月	截至 2018 年 4 月的补贴电费均已发放	第五批	财建[2014]489 号
8	宁夏红寺堡大河乡二期 30MWp 光伏并网发电项目	58.74	5,423.83	2013 年 12 月	截至 2018 年 4 月的补贴电费均已发放	第六批	财建[2016]669 号
9	宁夏红寺堡风电场嘉泽青山 49.5MW 项目	180.74	4,812.12	2014 年 2 月	截至 2018 年 4 月的补贴电费均已发放	第三批	财建[2012]1067 号
10	嘉泽第一风电场（国博 150MW）	705.44	19,746.58	2015 年 9 月	截至 2018 年 4 月的补贴电费均已发放	第七批	财建[2018]250 号
11	智能微网 <sup>注 1</sup>	40.87	765.26	2016 年 2 月	截至 2018 年 4 月的补贴电费均已发放	第七批	财建[2018]250 号

序号	已建项目名称	2019 年末应收 标准电费金额	2019 年末应收 补贴电费金额	并网时间	补贴电费发放进度	纳入补贴 名录批次	补贴名录文号
12	新疆鄯善楼兰风电场二期 49MW 项目	16.63	6,571.08	2016 年 3 月	截至 2018 年 3 月的补贴电费均已发 放, 2018 年 4 月补贴已发放 20.87% <sup>注 2</sup>	第七批	财建[2018]250 号
13	嘉泽第二风电场 (国博 150MW)	452.90	18,091.92	2016 年 5 月	截至 2018 年 4 月的补贴电费均已发放	第七批	财建[2018]250 号
14	新疆鄯善楼兰风电场一期 49MW 项目	18.10	7,084.51	2017 年 3 月	-	-	-
15	嘉泽第三风电场 (国博 150MW)	538.57	28,436.75	2017 年 5 月	-	-	-
16	嘉泽第四风电场 (国博 150MW)	685.58	17,338.68	2018 年 5 月	-	-	-
合计		<b>3,786.90</b>	<b>145,584.78</b>	-	-	-	-

注 1: 2016 年 2 月智能微网并网装机容量为风电 2MW, 光伏 0.375MWp。智能微网 4MW 风电扩建项目于 2018 年 2 月并网发电。

注 2: 新疆鄯善楼兰风电场二期 49MW 项目已经纳入第七批补贴名录, 2018 年 4 月的补贴电费已经审核通过, 目前国网新疆电力有限公司尚未发放的该项目 2018 年 4 月 79.13% 的补贴电费, 后续将根据电力公司的安排发放。



截至 2019 年末，国家能源局已审核通过了第一至七批可再生能源补贴名录中的项目，其中，公司在上述名录中项目截至 2018 年 4 月的补贴电费已发放。截至 2019 年末，申请人应收补贴电费为 145,584.78 万元，为 2018 年 4 月以后尚未发放的补贴电费，国家将根据进度有序发放。

前述名录以外的项目，根据财政部、国家发改委、国家能源局 2020 年 2 月联合发布的《可再生能源电价附加资金管理办法》，未纳入第一至七批的可再生能源项目的补贴电费，符合可再生能源发电补助条件的，由发电企业统一向国家电网申报，再由国家电网向财政部申报并下发。申请人已并网发电但未列入第一至七批补贴名录的嘉泽第三风电场、嘉泽第四风电场、鄯善风电一期 49MW 项目符合可再生能源发电补助条件，公司已向国家电网上报相关资料，由国家电网审核后，相关补贴电费由国家电网统一向财政部申报并下发。截至 2019 年末，上述三个风电项目的补贴电费尚未发放。

截至本回复出具日，嘉泽第三风电场、嘉泽第四风电场的应收补贴电费分别为 28,436.75 万元、17,338.68 万元，均已通过国家电网审核，并已完成公示；鄯善风电一期 49MW 项目应收补贴电费为 7,084.51 万元，正在国家电网审核中。

## (二) 补贴电费申请发放进度

2016年至2020年5月31日，申请人补贴电费发放进度如下：

列入第一至第六批可再生能源补贴名录的项目										
2016年补贴发放周期统计表										
补贴对应发电时段	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9月-11月
补贴发放时间	2016年2月	2016年3月	2016年4月	2016年5月	2016年7月	2016年7月	2016年8月	2016年9月	2016年10月	2017年12月
间隔时长	1个月	1个月	1个月	1个月	1个月	1个月	1个月	1个月	1个月	13-15个月
2017-2019年补贴发放周期统计表										
补贴对应发电时段	2016年12月-2017年1月	2017年2月-3月	2017年4月	2017年5月-7月	2017年8月-10月	2017年11月	2017年12月-2018年4月	2018年5月-2019年12月		
补贴发放时间	2018年9月	2018年10月	2018年12月	2018年12月 2019年2月	2019年7月 2019年8月	2019年7月 2019年8月 2019年12月	2019年12月 2020年1月	尚未发放		
间隔时长	20-21个月	19-20个月	20个月	17-21个月	21-24个月	20-25个月	20-25个月	-		
列入第七批可再生能源补贴名录的项目										
补贴发放周期统计表										
补贴对应发电时段	2015年10月-2017年1月	2017年2月-3月	2017年4月-6月	2017年7月	2017年8月-9月	2017年10月	2017年11月	2017年12月-2018年3月	2018年4月	2018年5月-2019年12月
补贴发放时间	宁夏国博 2018年9月	2018年10月	2018年12月 2019年2月	2019年8月	2019年7月 2019年8月	2019年7月 2019年8月 2019年12月	2019年12月 2020年1月		尚未发放	

	新疆 嘉泽	2018年9月 2018年11月	2018年10 月	2018年12月	2019年7月	2019年7月 2019年11月	2019年11月	2019年11月 2019年12月 2020年1月	2019年12月 2020年1月 20.87%	79.13% 尚未发 放	尚未发放
间隔时长	-	19-20个月	17-22个月	22-24个月	21-25个月	20-24个月	21-25个月	20个月	-	-	

2016年1月至9月的补贴电费发放较为及时，补贴电费发放时间与其所对应的发电时间间隔较短。自2016年9月起，补贴电费发放进度逐步放缓。自2017年至2019年间，补贴电费的发放进度较为稳定，补贴电费发放时间与其所对应的发电时间间隔约为2年。

补贴电费由国家财政部按照相关法律法规履行内部程序并提交全国人大审批后向国家电网公司支付，国家电网再拨付省级电网，由省级电网核对企业实际结算电量，将发电项目享受的补贴资金统一代发放至企业，电费补贴的发放周期由国家财政部拨付时间决定。关于补贴电费的财政预算需在每年上半年经由全国人大审批，因此2017年至2019年间的补贴电费发放时间为每年的下半年及次年的1-2月份，预计后续补贴电费的发放时间亦为每年的下半年。

### （三）补贴电费的预计后续收款进度

根据《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建[2020]5号），风力发电的补贴电费来源于可再生能源发展基金，是国家为支持可再生能源发电、促进可再生能源发电行业稳定发展而设立由政府性基金。补助资金由可再生能源电价附加收入筹集。

根据《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》（财综[2011]115号），可再生能源发展基金的资金来源为国家财政公共预算安排的专项资金和依法向电力用户征收的可再生能源电价附加收入等。可再生能源电价附加，由电网企业在向电力用户收取电费时一并代征，再由财政监察专员办事处按月向电网企业征收，实行直接缴库，收入全额上缴中央国库。

由此可知，可再生能源电价附加的收入是按月向电力用户收取，补贴电费的资金已经按月进入中央国库，因此申请人应收补贴电费的资金来源稳定且有保障。

由于新能源发电行业的特性，补贴电费发放的时间不固定，国家会结合每年的行业政策、资金状况、项目的审批进度等因素综合考虑进行核算发放，一般发放期限为两年。根据2020年1月20日财政部、发展改革委、能源局发布了《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号）及《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5号）后，预计2020年下半年

能够收到部分补贴电费，主要原因如下：

### **1、简化目录制管理**

国家不再发布可再生能源电价附加目录。所有可再生能源项目通过国家可再生能源信息管理平台填报电价附加申请信息。电网企业根据财政部等部门确定的原则，依照项目类型、并网时间、技术水平等条件，确定并定期向全社会公开符合补助条件的可再生能源发电项目清单，并将清单审核情况报财政部、国家发展改革委、国家能源局。此前，三部委已发文公布的 1-7 批目录内项目直接列入电网企业可再生能源发电项目补贴清单。

### **2、简化补贴电费发放流程**

根据前述补贴电费新旧发放流程的对比，最显著的区别为，现行补贴电费发放流程中，申请人涉及的风电项目，无需经所在地省级财政、价格、能源主管部门审核，由电网企业直接向财政部提出补助资金申请。

### **3、补贴电费按年度拨付**

财政部根据年度可再生能源电价附加收入预算和补助资金申请情况，将补助资金拨付到电网企业，电网企业根据补助资金收支情况，按照相关部门确定的优先顺序兑付补助资金。电网企业切实加快兑付进度，确保资金及时拨付。

与 2017 年以来补贴电费两年的发放期限相比，按年度拨付补贴电费的政策，缩短了补贴电费发放周期。

### **4、2020 年可再生能源电价附加预算已公布**

2020 年 6 月 17 日，财政部公布了《关于 2020 年中央政府性基金预算的说明》，其中，2020 年可再生能源电价附加支出预算数为 923.55 亿元，比 2019 年执行数增加 64.37 亿元，增长 7.5%，其中：（1）中央本级支出预算数为 838.65 亿元，比 2019 年执行数增加 60.55 亿元，增长 7.8%。（2）中央对地方转移支付预算数为 84.9 亿元，比 2019 年执行数增加 3.82 亿元，增长 4.7%。按规定标准，对利用可再生能源发电的企业和个人进行补贴，支持可再生能源产业发展。

2018 年中央政府性基金预算的说明发布于 2018 年 4 月，补贴电费于 2018

年9月开始发放；2019年中央政府性基金预算的说明发布于2019年4月，补贴电费于2019年7月开始发放。因此，相较于2018年、2019年，预计2020年补贴电费的发放时间会相应延迟2个月发放。

#### **（四）补充披露内容**

针对应收账款对应的项目情况、补贴电费金额、申请发放的进度、预计后续收款进度，申请人在募集说明书之“第七节 管理层讨论与分析”之“一、财务情况分析”之“（一）资产分析”之“1、流动资产分析”进行了补充披露。

**三、结合补贴电费特别是未纳入国家可再生能源目录项目补贴电费的申请和发放流程，披露应收账款发放周期延长的具体情况，补贴电费是否存在补贴时间及金额不及预期的风险，应收账款相应会计处理是否符合企业会计准则规定，未来现金流入中补贴电费按过去三年补贴电费回款平均值进行测算是否合理、审慎**

**（一）补贴电费特别是未纳入国家可再生能源目录项目补贴电费的申请和发放流程**

##### **1、原补助项目确认流程和补贴电费发放流程**

根据已废止的《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》（财建[2012]102号）规定，原补助项目确认流程及补贴电费发放流程如下：

##### **（1）补助项目确认流程**

① 可再生能源发电企业、可再生能源发电上网工程项目单位、公共可再生能源独立电力系统项目单位，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；

② 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；

③ 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。

##### **（2）补贴电费发放流程**

① 省级电网企业、地方独立电网企业根据本级电网覆盖范围内的列入可再生能源电价附加资金补助目录的并网发电项目和接网工程有关情况，提出可再生能源电价附加补助资金申请表，经所在地省级财政、价格、能源主管部门审核后，报财政部、国家发展改革委、国家能源局；

② 按照中央政府性基金预算管理要求和程序，财政部会同国家发展改革委、国家能源局编制可再生能源电价附加补助资金年度收支预算；

③ 财政部根据可再生能源电价附加收入、省级电网企业和地方独立电网企业资金申请等情况，将可再生能源电价附加补助资金拨付到省级财政部门。省级财政部门按照国库管理制度有关规定及时拨付资金；

④ 省级电网企业、地方独立电网企业根据可再生能源上网电价和实际收购的可再生能源发电上网电量，与可再生能源发电企业结算电费。

## **2、现补助项目确认流程和补贴电费发放流程**

根据现行的《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》（财建[2020]5号），现补助项目确认流程和补贴电费发放流程如下：

### **（1）补助项目确认流程**

#### **① 新增项目**

新增项目由财政部根据补助资金年度增收水平、技术进步和行业发展等情况，合理确定补助资金当年支持的新增可再生能源发电项目补贴总额。国家发展改革委、国家能源局根据可再生能源发展规划、技术进步等情况，在不超过财政部确定的年度新增补贴总额内，合理确定各类需补贴的可再生能源发电项目新增装机规模。

#### **② 存量项目**

存量项目需符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围，并按流程经电网企业审核后纳入补助项目清单。

### **（2）补贴电费发放流程**

① 纳入补助目录的可再生能源发电项目，由电网企业向财政部提出补助资金申请；

② 按照中央政府性基金预算管理要求和程序，由财政部按照以收定支的原则编制补助资金年度收支预算

③ 财政部根据电网企业申请以及本年度可再生能源电价附加收入情况，按照以收定支的原则向电网企业拨付补助资金；

④ 电网企业按以下办法兑付补助资金：A、当年纳入国家规模管理的新增项目足额兑付补助资金；B、纳入补助目录的存量项目，由电网企业依照项目类型、并网时间、技术水平和相关部门确定的原则等条件，确定目录中项目的补助资金拨付顺序并向社会公开。

综上，通过补贴电费的项目确认流程和发放流程的对比，可知现行流程要更为简洁。其中，较为显著的区别是，现行补贴电费发放流程中，无需经省级财政、价格、能源主管部门审核，因此预计审核流程将进一步缩短。

## （二）披露应收账款发放周期延长的具体情况

申请人的应收账款主要由应收标准电费和应收补贴电费组成。

电网公司与申请人按月结算标准电费，结算模式稳定，标准电费一般在次月底前到账，不存在回款周期延长的情况。

补贴电费由国家财政部按照相关法律法规履行内部程序并提交全国人大审批后向国家电网公司支付，国家电网再拨付省级电网，由省级电网核对企业实际结算电量，将发电项目享受的补贴资金统一代发放至企业，电费补贴的发放周期由国家财政部拨付时间决定。

根据本题第二问补贴电费申请发放进度的表格可知，2016年1月至9月补贴电费的发放及时，时间间隔为1个月；2016年9月至11月补贴电费的发放时间延长，时间间隔为13-15个月；2017年至2019年间补贴电费的发放时间进一步延长，延长至时间间隔约为2年。基于前述补贴电费的项目确认流程和发放流程的简洁化，预计未来应收补贴电费的发放周期亦不会继续延长。



### （三）补贴电费是否存在补贴时间及金额不及预期的风险

#### 1、补贴电费存在补贴时间不及预期的风险

由于新能源发电行业的特性，补贴电费发放的时间不固定，国家会结合每年的行业政策、资金状况、项目的审批进度等因素综合考虑进行核算发放。参考历史发放情况，补贴电费一般发放期限为两年。根据 2020 年 1 月 20 日财政部、发展改革委、能源局发布了《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4 号）及《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5 号），简化了目录制管理和补贴电费发放流程，并要求补贴电费按年度拨付。因此，申请人预计未来应收补贴电费的发放周期不会继续延长。

《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》《可再生能源电价附加资金管理办法》刚刚实行，尚未发放补贴电费，无可参考的历史数据，存在一定的不确定性，因此补贴电费发放时间存在不及申请人预期的风险。

申请人在募集说明书之“第三节 风险因素及其他重要事项”之“三、财务风险”进行补充披露。

#### 2、补贴电费不存在补贴金额不及预期的风险

根据《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》（发改价格〔2006〕7 号），可再生能源发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分、可再生能源发电项目接网费用等，通过向电力用户征收电价附加的方式，在全国省级及以上电网销售电量中分摊。

根据现行的《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》（财建〔2020〕5 号），电网企业收购补助项目清单内项目的可再生能源发电量，按照上网电价给予补助的，补助标准=（电网企业收购价格-燃煤发电上网基准价）/（1+适用增值税率）。

申请人已并网的风电项目补贴电费金额的计算方式与现行补助标准一致，应收补贴电费的金额确定，因此补贴电费不存在补贴金额不及预期的风险。

### （四）应收账款相应会计处理是否符合企业会计准则规定

截至 2019 年 12 月 31 日，申请人应收账款余额 149,373.97 万元，其中，应收标准电费 3,786.90 万元，应收补贴电费 145,584.78 万元。

## 1、应收账款的确认

### (1) 标准电费

申请人与项目所在地电网公司签署购售电合同，根据合同条款，申请人将电场所发电能输至指定的上网电量计量点进行交割时，商品所有权上的主要风险和报酬转移给地方电网公司，申请人既没有保留通常与所有权相联系的继续管理权，也没有对已售出的电能实施控制；申请人以月末抄表日作为收入确认时点，以经双方确认的结算电量作为当月销售电量，以经发改委核定或者与交易对方约定的电价作为销售单价，在销售实现时，与交易相关的经济利益很可能流入企业，并且相关的收入和成本能够可靠地计量，符合收入确认条件，以及应收账款的挂账依据。

### (2) 补贴电费

根据《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》(发改价格[2006]7号)可再生能源发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分、可再生能源发电项目接网费用等，通过向电力用户征收电价附加的方式，在全国省级及以上电网销售电量中分摊。

申请人的风力发电、光伏发电项目属于可再生能源发电项目，风电和光电标杆上网电价高于当地煤电标杆上网电价部分，享受国家可再生能源电价补贴。

根据财政部、国家发展改革委、国家能源局《关于印发<可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法>的通知》(财综〔2011〕115号)和《可再生能源电价附加补助资金管理办法》(财建〔2020〕5号)规定，申请人所建设的风力发电、光伏发电以及电网接入工程在项目投入运营、开始并网发电时，已经符合补贴的申请条件，具有收取可再生能源电价附加资金补助的权利，与该收入相关的经济利益很可能流入企业，符合收入确认原则，因此申请人补贴电费收入与标准电费收入同时确认，以及应收账款挂账。

申请人按照权责发生制确认与可再生能源电价补贴相关的收入。根据财政部

《可再生能源电价附加有关会计处理规定》(财会[2012]24号): 可再生能源发电企业销售可再生能源电量时, 按实际收到或应收的金额, 借记“银行存款”“应收账款”等科目, 按实现的电价收入, 贷记“主营业务收入”科目, 按专用发票上注明的增值税额, 贷记“应交税费—应交增值税(销项税额)”科目。申请人每月依据次月 10 号当地电网公司下发的正式电费结算单进行收入及应收账款确认的会计处理。

## 2、应收账款坏账的计提

申请人对有客观证据表明某项应收账款已经发生信用减值的, 对该应收账款单项计提坏准备并确认预期信用损失。当单项应收账款无法以合理成本评估预期信用损失的信息时, 申请人依据信用风险特征将应收款项划分为若干组合, 在组合基础上计算预期信用损失。

申请人应收账款主要是应收当地国网公司电费款, 针对该类款项公司采用风险参数模型进行预期信用损失减值测试。

申请人结合前瞻性信息进行预期信用损失评估, 预期信用损失的计量中使用了模型和假设。这些模型和假设涉及未来的宏观经济情况和市场环境等状况。申请人根据会计准则的要求在预期信用风险的计量中使用了判断、假设和估计。

根据信用风险是否发生显著增加以及是否已发生信用减值, 申请人对不同的资产分别以 12 个月或整个存续期的预期信用损失计量减值准备。预期信用损失的关键参数包括违约概率、违约损失率、违约风险和地区调整因素。申请人通过历史数据分析, 识别出影响业务类型信用风险及预期信用损失的关键经济指标, 如经济下滑的风险、预期失业率的增长率、外部市场环境、技术环境和客户情况变化等。并应用专家判断对宏观经济指标进行预测, 分析经济指标之间的内生关系, 建立预测函数, 结合专家分析和专业判断, 对其进行前瞻性调整, 计算概率加权的预期信用损失。

项目	确定组合的依据	计提方法
组合一	应收各地国网公司款项	申请人通过违约风险敞口和预期信用损失率计算预期信用损失, 并基于违约概率和违约损失率确定预期信用损失率。在确定预期信用损失率时, 申请人使用内部历史

		信用损失经验等数据，并结合当前状况和前瞻性信息对历史数据进行调整。在考虑前瞻性信息时，申请人使用的指标包括经济下滑的风险、预期失业率的增长、外部市场环境、技术环境和客户情况的变化等。申请人定期监控并复核与预期信用损失计算相关的假设。
组合二	除组合一之外的应收款项	参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过违约风险敞口和整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失。

综上所述，申请人按照权责发生制确认与可再生能源电价补贴相关的收入符合《企业会计准则》规定，应收账款的确认与坏账计提符合企业会计准则规定。

#### **（五）未来现金流入中补贴电费按过去三年补贴电费回款平均值进行测算是否合理、审慎**

根据本题第二问的申请人补贴电费的发放进度，2016年9月前补贴电费发放较为及时，补贴电费发放时间与其所对应的发电时间间隔较短。自2016年9月起，补贴电费发放进度放缓，补贴电费发放时间与其所对应的发电时间间隔约为2年。

同时，2017年至2019年申请人装机容量和上网电量逐年提升，相应的应收补贴电费金额亦逐年提升，因此，未来现金流入中补贴电费按过去三年补贴电费回款平均值进行测算是合理且审慎的。

#### **（六）补充披露内容**

针对补贴电费及应收账款的相关内容，申请人在募集说明书之“第七节 管理层讨论与分析”之“一、财务情况分析”之“（一）资产分析”之“1、流动资产分析”进行了补充披露。

### **四、“抢装潮”下申请人相关项目的最新建设进度，后续资金就位、设备排产及采购、施工团队、工程建造、验收并网等安排能否确保在国家规定的时限内并网发电，是否存在无法按期并网并获取补贴电费的风险**

#### **（一）相关项目的最新建设进度**

在“抢装潮”的环境背景下，申请人预计于今年年底前并网的风电项目分别为：

苏家梁 100MW 风电项目、焦家畔 100MW 风电项目、新农村风电项目、兰考兰熙 50MW 风电项目、宁河镇 17.5MW 分散式风电项目、红寺堡谭庄子 50MW 风电项目、三道山 150MW 风电项目。

鉴于申请人与金融机构及供应商长期友好的合作关系，上述 7 个项目的资金、设备、施工团队等关键因素得到落实，项目建设稳步推进中。

**(二) 相关项目后续资金就位、设备排产及采购、施工团队、工程建造、验收并网等安排能否确保在国家规定的时限内并网发电**

除不可抗力因素或电网外送线路未能如期建设完成外，相关项目后续资金就位、设备排产及采购、施工团队、工程建造、验收并网等安排能够确保相关项目在国家规定的时限内并网发电，相关项目具体情况如下：

**1、后续资金就位情况**

截至本回复出具日，申请人相关项目的资金投入及融资安排情况如下：

单位：万元

序号	项目名称	计划投资总额	已签订融资合同金额	资金来源
1	苏家梁 100MW 风电项目	72,000.00	57,000.00	自有资金、募集资金
2	焦家畔 100MW 风电项目	70,000.00	49,000.00	自有资金、募集资金、融资租赁
3	新农村风电项目	14,000.00	10,000.00	自有资金、银行贷款
4	兰考兰熙 50MW 风电项目	41,133.00	20,000.00	自有资金、募集资金、融资租赁
5	宁河镇分散式风电项目	14,835.45	10,000.00	自有资金或融资租赁
6	红寺堡谭庄子 50MW 风电项目	30,000.00	22,000.00	自有资金、融资租赁
7	三道山 150MW 风电项目	110,000.00	89,900.00	自有资金、融资租赁、募集资金
<b>合 计</b>		<b>351,968.45</b>	<b>257,900.00</b>	-

由上表可知，上述项目计划投资总额为 351,968.45 万元，已签订融资合同的金额为 257,900.00 万元，差额部分将由申请人自有资金或自筹资金解决，后续需要投入的资金落实情况较好。

其中，苏家梁 100MW 风电项目和三道山 150MW 风电项目为本次公开发行

可转债拟募集资金投资项目，分别计划使用募集资金 37,000.00 万元和 56,000.00 万元，募集资金到位后，可用于支付项目剩余款项及置换前期自有资金或自筹资金投入。同时，本次公开发行可转债募集资金中，有 37,000.00 万元计划用于补充流动资金，可以进一步加强申请人的资金实力。

## 2、设备排产及采购情况

基于申请人与供应商良好的战略合作关系，“抢装潮”下申请人相关项目的设备均已生产完成，将根据申请人不同项目的实施进度，供应商将设备运输到项目现场，进行最后的整机吊装工程。

## 3、施工团队情况

前述相关在建项目的相应施工团队，均在项目施工现场，按照施工计划及安排进行施工作业。

## 4、工程建造情况

截至 2020 年 5 月 31 日，“抢装潮”下申请人相关项目的工程建造情况如下：

序号	在建项目名称	道路工程	风机基础	升压站土建	升压站电气	35kV 集电线路	风机安装工程
1	苏家梁 100MW 风电项目	已完成 100%	已完成 100%	已完成 100%	设备全部到场，安装工程整体完成 90%	已完成 98%	共需完成 40 台，塔筒到场 13 套，发电机到场 6 套
2	焦家畔 100MW 风电项目	已完成 100%	已完成 100%	已完成 100%	设备全部到场，安装工程整体完成 70%	已完成 98%	共需完成 40 台，塔筒到场 20 套，发电机到场 20 套，整机已完成 9 台
3	新农村风电项目	已完成 100%	已完成 100%	接入焦家畔项目升压站		已完成 98%	共需完成 7 台，主机设备陆续到场
4	兰考兰熙 50MW 风电项目	已完成 100%	已完成 100%	已完成 100%	已完成 100%	已完成 70%	共需完成 20 台，塔筒到场 18 套，发电机到场 18 套，已完成 9 台
5	宁河镇 17.5MW 分散式风电项目	已完成 10%	-	地基处理完成	设备招标完成	设计完成	-

序号	在建项目名称	道路工程	风机基础	升压站土建	升压站电气	35kV 集电线路	风机安装工程
6	红寺堡谭庄子 50MW 风电项目	已完成 100%	已完成 73.33%	基础设计交桩完成	-	-	设备已采购
7	三道山 150MW 风电项目	已完成 100%	已完成 78.26%	已完成 60%	设备已采购	已完成 21.34%	设备已采购

苏家梁 100MW 风电项目、焦家畔 100MW 风电项目、新农村风电项目、兰考兰熙 50MW 风电项目的建设进度较快，已经进入风机整体安装的阶段；红寺堡谭庄子 50MW 风电项目、三道山 150MW 风电项目已经完成了大部分前期基础设施建设工作，相关设备均已采购；宁河镇 17.5MW 分散式风电项目目前仍在前期道路工程建设，由于该项目仅涉及 7 台风机，预计后续建设周期较短。

## 5、验收并网安排

上述项目，申请人关于验收并网安排的具体情况如下：

序号	在建项目名称	预计并网时间
1	苏家梁 100MW 风电项目	2020 年 12 月底之前
2	焦家畔 100MW 风电项目	2020 年 12 月底之前
3	新农村风电项目	2020 年 12 月底之前
4	兰考兰熙 50MW 风电项目	2020 年 12 月底之前
5	宁河镇 17.5MW 分散式风电项目	2020 年 12 月底之前
6	红寺堡谭庄子 50MW 风电项目	2020 年 12 月底之前
7	三道山 150MW 风电项目	2020 年 12 月底之前

除不可抗力因素或电网外送线路未能如期建设完成外，申请人预计上述项目均能够于 2020 年 12 月底之前完成并网。

### （三）是否存在无法按期并网并获取补贴电费的风险

2019 年 5 月 21 日，《国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882 号）明确规定，“2018 年底之前核准的陆上风电项目，2020 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准的陆上风电项目，2021 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴。自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴”。

申请人上述项目获得核准批文情况如下：

序号	在建项目名称	核准时间	最晚并网并获取补贴电费时间	预计并网时间
1	苏家梁 100MW 风电项目	2017 年 11 月 23 日	2020 年 12 月底之前	2020 年 12 月底之前
2	焦家畔 100MW 风电项目	2017 年 11 月 23 日	2020 年 12 月底之前	2020 年 12 月底之前
3	新农村风电项目	2017 年 11 月 7 日	2020 年 12 月底之前	2020 年 12 月底之前
4	兰考兰熙 50MW 风电项目	2018 年 9 月 26 日	2020 年 12 月底之前	2020 年 12 月底之前
5	宁河镇 17.5MW 分散式风电项目	2019 年 4 月 13 日	2021 年 12 月底之前	2020 年 12 月底之前
6	红寺堡谭庄子 50MW 风电项目	2018 年 12 月 30 日	2020 年 12 月底之前	2020 年 12 月底之前
7	三道山 150MW 风电项目	2019 年 1 月 22 日	2021 年 12 月底之前	2020 年 12 月底之前

最晚于 2020 年底前并网并能够获得补贴电费的项目为：苏家梁 100MW 风电项目、焦家畔 100MW 风电项目、新农村风电项目、兰考兰熙 50MW 风电项目；最晚于 2021 年底前并网并能够获得补贴电费的项目为：宁河镇 17.5MW 分散式风电项目、三道山 150MW 风电项目。

根据上述项目后续资金就位、设备排产及采购、施工团队、工程建设、验收并网等安排，申请人预计上述项目均能够于 2020 年底前完成并网并获得国家补贴电费。

假设不考虑本次可转债募集资金，申请人存在无法支付经营性资金支出及债务性资金支出的风险，具体内容请参见本告知第四题第五问。因此，申请人在考虑多渠道融资的同时，也会考虑将资金优先投入至将 2019 年之前获取批文的项目上，从而将会影响 2019 年度获取批文的三道山 150MW 风电项目、宁河镇 17.5MW 分散式风电项目的建设进度。但是，只要上述两个项目于 2021 年 12 月底之前并网，按照《国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知》，申请人依然能够获得补贴电费。

综上，申请人上述项目不存在无法按期并网并获取补贴电费的风险，部分项目存在无法按照预期并网的风险，申请人已在募集说明书之“五、募集资金投资项目实施的风险”之“(一) 募集资金投资项目无法实施的风险”“(二) 募集资金投资项目建设进度不及预期的风险”进行了风险披露。

#### (四) 补充披露内容



针对“抢装潮”下申请人相关项目的最新建设进度，申请人在募集说明书之“第七节 管理层讨论与分析”之“一、财务情况分析”之“（一）资产分析”之“2、非流动资产分析”进行了补充披露。

## 五、保荐机构发表核查意见

### （一）核查程序

- 1、查阅了申请人报告期各年的年度审计报告；
- 2、查阅了申请人的《宁夏嘉泽新能源股份有限公司关于上海证券交易所对公司 2019 年年度报告的信息披露监管问询函的回复公告》(公告编号：2020-036)；
- 3、查阅了风力发电相关的法律法规、行业政策、中央政府性基金预算及会计处理规定等；
- 4、获取了申请人《关于“抢装潮”下相关项目最新建设进度的说明》；
- 5、抽查了申请人的借款及抵押合同、融资租赁合同、施工工程合同。

### （二）核查意见

经核查，保荐机构认为：

- 1、申请人存在对国家财政发放补贴电费的依赖风险，保荐机构已督促申请人在募集说明书中补充披露相关风险；
- 2、保荐机构已督促申请人在募集说明书中补充披露应收账款对应的项目情况、补贴电费金额、申请发放的进度、预计后续收款进度；
- 3、结合补贴电费特别是未纳入国家可再生能源目录项目补贴电费的申请和发放流程，保荐机构已督促申请人披露应收账款发放周期延长的具体情况；补贴电费存在补贴时间不及预期的风险，不存在补贴金额不及预期的风险；应收账款相应会计处理符合企业会计准则规定；未来现金流入中补贴电费按过去三年补贴电费回款平均值进行测算是合理且审慎的；
- 4、“抢装潮”下申请人相关项目的最新建设进度稳定，除不可抗力因素或电网外送线路未能如期建设完成外，后续资金就位、设备排产及采购、施工团队、

工程建设、验收并网等安排能够确保相关项目在国家规定的时限内并网发电；申请人上述项目不存在无法按期并网并获取补贴电费的风险，部分项目存在无法按照预期并网的风险。

4、关于偿债风险。申请人截至 2019 年末货币资金余额仅 2.22 亿元，应收账款余额为 14.94 亿元，大于当期营业收入。其中 1 年以上应收款项余额 7 亿元以上，占比超过 50%，应收账款坏账准备总体计提比例仅 1.14%。2019 年末有息负债达到 53.64 亿元，其中长期借款 39.39 亿元、长期应付款 9.37 亿元，一年内到期的非流动负债 4.87 亿元。

请申请人：（1）结合同行业可比公司情况，说明和披露应收账款余额大于当期营业收入，一年以上款项余额占比超过 50% 以上的原因及合理性；应收账款坏账准备总体计提比例仅 1.14% 是否足够充分；（2）分析 2020 年 1 月发布的《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》以及一系列关于可再生能源发电补贴审核及补助管理等有关政策对发行人现有业务的影响；发行人现有应收电价补贴款是否存在部分难以收回的风险，是否存在影响持续经营的重大不利变化情形；（3）说明财务费用 2.43 亿元，仅占有息负债 4.52%，与有息负债的总额及实际利率或综合成本不一致的原因；（4）结合报告期内公司银行贷款和融资租赁借款的利率、成本支出情况，说明未来债务支出以现行五年以上贷款基准利率（4.90%）为测算依据是否符合实际、是否审慎；（5）结合本次发行付息条款、现有风电项目的实际运营情况及 2020 年期后疫情影响、应收账款中应收电价补贴款 2020 年的收回情况、未受限货币资金较少及现金流紧张的现状、2020 年经营及投资承诺的现金流支出及在手订单等情况，审慎测算申请人最近一年的现金流入、支出及费用等；说明并披露在不考虑本次融资的前提下，是否能够足额偿付已有的短期借款、其他应付款、一年内到期的其他负债、其他经营及投资承诺的现金支出；分析可能导致不能偿付的关键因素，以及该因素对现金流预测的敏感程度；充分量化揭示偿债相关风险并做重大事项提示。请保荐机构、申报会计师说明核查依据、过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、结合同行业可比公司情况，说明和披露应收账款余额大于当期营业收入，一年以上款项余额占比超过 50% 以上的原因及合理性；应收账款坏账准备总体计提比例仅 1.14% 是否足够充分

（一）结合同行业可比公司情况，说明和披露应收账款余额大于当期营业

## 收入，一年以上款项余额占比超过 50% 以上的原因及合理性

截至 2019 年末，申请人与同行业可比上市公司应收账款及占营业收入情况如下：

单位：万元

证券简称 (证券代码)	江苏新能 (603693)	中闽能源 (600163)	节能风电 (601016)	银星能源 (000862)	嘉泽新能 (601619)
①营业收入	148,440.40	58,075.13	248,737.07	135,656.41	111,552.68
②期末应收账款余额	123,888.47	49,444.26	250,975.74	146,924.47	149,373.97
③1 年以上应收账款	51,794.34	17,856.64	106,107.67	61,710.72	70,305.58
②/①	<b>83.46%</b>	<b>85.14%</b>	<b>100.90%</b>	<b>108.31%</b>	<b>133.90%</b>
③/①	<b>34.89%</b>	<b>30.75%</b>	<b>42.66%</b>	<b>45.49%</b>	<b>63.02%</b>
③/②	<b>41.81%</b>	<b>36.11%</b>	<b>42.28%</b>	<b>42.00%</b>	<b>47.07%</b>

注：由于江苏新能除了经营风电业务以外还经营一定规模的生物质发电业务，生物质发电业务在营运资本结构方面与风电业务具有一定的差别，因此在比较应收账款结构时予以剔除。

### 1、风力发电企业的电费收入来源导致风力发电企业的应收账款余额占比较高且账期偏长

风电企业的风力发电上网电价由标杆电价和补贴电价两部分组成，其中当月标杆电价由电网公司于次月向发电企业支付，补贴电价部分由国家财政部统筹下发至电网公司，再由电网公司向发电企业支付。由于新能源发电行业的特性，其补贴发放的时间不固定，国家财政部根据补助资金年度增收水平、技术进步和行业发展等情况综合考虑进行发放。

截至 2019 年末，风电企业已经国家能源局审核通过的第一至第七批可再生能源补贴名录的项目，风电项目结算至 2018 年 4 月，因此导致风电行业内企业应收账款余额及一年以上应收账款余额占营业收入的比重较高。

### 2、申请人应收账款余额较同行业可比上市公司占比较高、账期较长的原因

#### (1) 应收账款余额占比较高的原因

风力发电企业的风力发电收入为风力发电上网电价与发电量的乘积，而风力

发电上网电价由标杆电价和补贴电价两部分组成，如果补贴电价占上网电价比重越高，则由此形成的应收补贴电费占比也越高，应收补贴电费占企业营业收入的比重也会越高。

报告期内，申请人同行业可比上市公司的期末应收账款余额占营业收入的比重均处于较高水平，主要系由于可比上市公司的风电场分布与申请人存在较大差异，受风电场所在地标杆电价及风电上网电价的不同，导致应收补贴款的金额存在较大差异。申请人与可比上市公司风电资源分布情况如下：

单位：元/度

可比公司	主要风场分布 (资源区)	标杆 电价	核准时间	风电上网 参考电价	补贴 电价	补贴电价/ 上网电价
中闽能源	福建省(IV类)	0.39	2016年-2017年核准项目	0.60	0.21	35.00%
			2018年1月1后核准项目	0.57	0.18	31.58%
	黑龙江佳木斯 (IV类)	0.37	2016年-2017年核准项目	0.54	0.17	31.48%
			2018年1月1后核准项目	0.49	0.12	24.49%
节能风电	河北张北(II区)	0.37	2016年-2017年核准项目	0.50	0.13	26.00%
			2018年1月1后核准项目	0.45	0.08	17.78%
	甘肃酒泉(II区)	0.30	2016年-2017年核准项目	0.50	0.20	40.00%
			2018年1月1后核准项目	0.45	0.15	33.33%
	新疆达坂城(I区)	0.25	2016年-2017年核准项目	0.47	0.22	46.81%
			2018年1月1后核准项目	0.40	0.15	37.50%
银星能源	宁夏(III区)	0.26	2016年-2017年核准项目	0.54	0.28	51.85%
			2018年1月1后核准项目	0.49	0.23	46.94%
	蒙西(I区)	0.28	2016年-2017年核准项目	0.47	0.19	40.43%
			2018年1月1后核准项目	0.40	0.12	30.00%
嘉泽新能	宁夏(III区)	0.26	2016年-2017年核准项目	0.54	0.28	51.85%
			2018年1月1后核准项目	0.49	0.23	46.94%
	新疆鄯善地区	0.25	2016年-2017年核准项目	0.54	0.29	53.70%

可比公司	主要风场分布 (资源区)	标杆 电价	核准时间	风电上网 参考电价	补贴 电价	补贴电价/ 上网电价
	(III区)		2018年1月1后核准项目	0.49	0.24	48.98%

注：本表选取用作参考的风电上网电价依据《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格[2015]3044号），《国家发展改革委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），不代表可比上市公司单个项目实际补贴电价水平。

数据来源：上市公司年报、《国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》（发改价格〔2015〕3105号）、《关于取消、降低部分政府性基金及附加合理调整电价结构的通知》（发改价格〔2017〕1152号）、《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格[2015]3044号），《国家发展改革委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）。

由上表可以看出，申请人报告期内经营的风电场全部位于宁夏及新疆鄯善地区，上述地区的风力发电企业补贴电价占上网电价的比重显著高于福建、佳木斯、甘肃酒泉、蒙西等地区，因此造成申请人截至2019年末应收账款余额占2019年度营业收入的比重高于同行业可比上市公司。

## （2）应收账款账龄较长的原因

由于风电企业的国家补贴发放周期存在一致性，因此，截至2019年末，申请人1年期以上应收账款占比较同行业可比上市公司高主要系主要是由于申请人风电场建成时间较晚、近年来风电业务发展较快，尚未列入一至七批目录。

申请人与同行业可比上市公司2019年以前并网但尚未列入一至七批目录的国内风电项目具体情况如下：

证券简称 (证券代码)	1年以上应收账款 占期末余额比例	2019年之前新增尚未 列入目录的风电项目	并网年度	装机容量	装机合计
中闽能源 (600163)	36.11%	-	-	-	-
节能风电 (601016)	42.28%	广元剑阁天台山风电 场项目	2018年	100MW	199MW
		丰镇市邓家梁49.5MW 风电供热项目	2017年	49.5MW	
		德令哈尔海二期49.5 兆瓦风力发电项目	2017年	49.5MW	
银星能源	42.00%	太阳山风电场-六期	2018年	50MW	100MW

证券简称 (证券代码)	1年以上应收账款 占期末余额比例	2019年之前新增尚未 列入目录的风电项目	并网年度	装机容量	装机合计
(000862)		朱庄项目	2018年	50MW	
嘉泽新能 (601619)	47.07%	嘉泽第三风电场	2017年	150MW	349MW
		嘉泽第四风电场	2018年	150MW	
		鄯善楼兰风电场一期 (49MW)项目	2017年	49MW	

注：由于江苏新能除了经营风电业务以外还经营一定规模的生物质发电业务，生物质发电业务在营运资本结构方面与风电业务具有一定的差别，因此在比较应收账款结构时予以剔除。

综上，截至2019年末，申请人截至目前有349MW风电项目尚未列入一至七批补贴名录，明显高于同行业上市公司，且上述风电项目的并网时间均在一年以上，因此导致申请人截至2019年末1年以上应收账款余额占比较同行业可比上市公司高。

## (二) 应收账款坏账准备总体计提比例仅1.14%是否足够充分

### 1、应收账款坏账计提政策

申请人对有客观证据表明某项应收账款已经发生信用减值的，对该应收账款单项计提坏账准备并确认预期信用损失。当单项应收账款无法以合理成本评估预期信用损失的信息时，申请人依据信用风险特征将应收款项划分为若干组合，在组合基础上计算预期信用损失。

申请人应收账款主要是应收当地国网公司电费款，针对该类款项申请人采用风险参数模型进行预期信用损失减值测试。

申请人结合前瞻性信息进行预期信用损失评估，预期信用损失的计量中使用了模型和假设。这些模型和假设涉及未来的宏观经济情况和市场环境等状况。申请人根据会计准则的要求在预期信用风险的计量中使用了判断、假设和估计。

根据信用风险是否发生显著增加以及是否已发生信用减值，申请人对不同的资产分别以12个月或整个存续期的预期信用损失计量减值准备。预期信用损失的关键参数包括违约概率、违约损失率、违约风险和地区调整因素。申请人通过历史数据分析，识别出影响业务类型信用风险及预期信用损失的关键经济指标，

如经济下滑的风险、预期失业率的增长率、外部市场环境、技术环境和客户情况变化等。并应用专家判断对宏观经济指标进行预测，分析经济指标之间的内生关系，建立预测函数，结合专家分析和专业判断，对其进行前瞻性调整，计算概率加权的预期信用损失。

组合一	应收各地国网公司款项	公司通过违约风险敞口和预期信用损失率计算预期信用损失，并基于违约概率和违约损失率确定预期信用损失率。在确定预期信用损失率时，公司使用内部历史信用损失经验等数据，并结合当前状况和前瞻性信息对历史数据进行调整。在考虑前瞻性信息时，公司使用的指标包括经济下滑的风险、预期失业率的增长、外部市场环境、技术环境和客户情况的变化等。公司定期监控并复核与预期信用损失计算相关的假设。
组合二	除组合一之外的应收款项	参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过违约风险敞口和整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失。

## 2、同行业可比上市公司应收账款坏账计提政策

从应收账款的结构来看，申请人所属风电行业内的上市公司应收账款的结构均由标准电费和补贴电费组成，其中标准电费由电网公司承担，补贴电费由国家财政部承担，因此行业内可比上市公司的应收账款债务人主要为电网公司（国家电网、南方电网）及中华人民共和国财政部，根据中债资信、中诚信、联合评级等主流信用评级公司对上述债务人的评级结果，上述债务人的信用评级均为AAA，具备较强的还本付息能力。

在应收补贴电费坏账计提方面，申请人同行业可比上市公司的会计政策均存在一定的差异，具体如下：

### （1）未计提坏账准备的上市公司

申请人同行业可比上市公司，部分公司未对应收补贴电费计提坏账，具体如下：

同行业上市公司	报告期末应收补贴款是否计提坏账准备
节能风电	否，对所有应收电费款进行分析评估，运用组合方式评估预期信用损失。其中截至 2019 年末应收电费坏账计提比例为 0.00%。



同行业上市公司	报告期末应收补贴款是否计提坏账准备
龙源电力*	否，采用拨备矩阵计量预期信用损失。公司认为应收补贴款过往无坏账记录，且补贴源于政府分配，电价补助应收账款可全数收回。其中截至2019年末应收补贴电费坏账计提比例为0.00%。
华能新能源*	否，公司认为这些项目将会适时取得批复，过往记录无坏账，且可再生能源电价附加由政府资助，因此这类应收款可以全数收回，无坏账风险。其中截至2019年末应收补贴电费坏账计提比例为0.00%。
大唐新能源*	否，公司认为电价补助批准将会于适当时候取得，鉴于国网与电网公司并无坏账记录且该等电价补助乃由中国政府提供资金，故该等电价补助应收账款可全部收回。其中截至2019年末应收补贴电费坏账计提比例为0.00%。

注：带\*上市公司为港股上市公司。

## (2) 计提坏账准备的上市公司

申请人同行业可比上市公司，部分公司对应收补贴电费计提了坏账，具体如下：

同行业上市公司	报告期末应收补贴款是否计提坏账准备
中闽能源	是，存续期内预期信用损失的金额计量其损失准备，由此形成的损失准备的增加或转回金额，作为减值损失或利得计入当期损益。其中截至2019年末应收电费坏账计提比例为3.85%。
银星能源	是，根据流动资金贷款利率，计算应收补贴款预计未来现金流量现值低于其账面价值的差额，计算预期信用损失。其中截至2019年末应收电费坏账计提比例为1.93%。

注：由于江苏新能除了经营风电业务以外还经营一定规模的生物质发电业务，生物质发电业务在营运资本结构方面与风电业务具有一定的差别，因此在比较应收账款结构时予以剔除。

综上，申请人截至2019年末应收账款坏账准备总体计提比例为1.14%，在同行业上市公司中处于中游水平，应收款主要系应收电网公司及财政部的电费款，相关债务人信用情况较好，坏账计提比例具备合理性。

## 3、在《募集说明书》中的披露情况

针对申请人应收账款占营业收入比重及坏账计提的合理性，申请人已在《募集说明书》之“第七节 管理层讨论与分析”之“一、财务情况分析”之“(一) 资产分析”之“1、流动资产分析”之“(3) 应收账款”中进行披露。

二、分析 2020 年 1 月发布的《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》以及一系列关于可再生能源发电补贴审核及补助管理等有关政策对发行人现有业务的影响；发行人现有应收电价补贴款是否存在部分难以收回的风险，是否存在影响持续经营的重大不利变化情形

### （一）新能源补贴相关政策

近年来，为大力推动我国可再生能源行业的发展，国家财政部、发改委、能源局等发布了一系列鼓励和支持措施。随着我国新能源行业逐步迈入稳定有序的发展阶段，新能源行业相关的补贴力度逐渐减弱，与风力发电相关的政策文件具体情况如下：

政策文件	发布时间	发布机关	主要内容
《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）	2016 年 12 月	国家发改委	规定 I-IV 类资源区 2018 年以后核准的风电项目上网标杆电价将降至 0.40/0.45/0.49/0.57 元，已逐渐接近国内很多地区的火电标杆电价
《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》（发改能源[2019]19 号）	2019 年 1 月	国家发改委、国家能源局	在消纳条件较好的区域推进不需要国家补贴、执行燃煤标杆上网电价的风电、光伏发电平价上网项目的建设
《国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882 号）	2019 年 5 月	国家发改委	2019 年 I~IV 类资源区符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准陆上风电指导价分别调整为每千瓦时 0.34 元、0.39 元、0.43 元、0.52 元；2020 年指导价分别调整为每千瓦时 0.29 元、0.34 元、0.38 元、0.47 元。2018 年底之前核准的陆上风电项目，2020 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准的陆上风电项目，2021 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴。自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。
《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建[2020]4 号）	2020 年 1 月	国家财政部、国家发改委、国家能源局	本意见主要围绕完善现行补贴方式、完善市场配置资源和补贴退坡机制、优化补贴兑付流程、加强组织领导等四个方面对非水可再生能源的健康发展提出了意见。
《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建	2020 年 1 月	国家财政部、国家发改委、	本办法印发后需补贴的新增可再生能源发电项目（以下简称新增项目），由财政部根据

政策文件	发布时间	发布机关	主要内容
(2020) 5 号)		国家能源局	补助资金年度增收水平、技术进步和行业发展等情况，合理确定补助资金当年支持的新增可再生能源发电项目补贴总额。 本办法印发前需补贴的存量可再生能源发电项目（以下简称存量项目），需符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围，并按流程经电网企业审核后纳入补助项目清单
《关于开展可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建[2020]6 号）	2020 年 3 月	国家财政部	本通知对申请可再生能源发电补贴项目清单及相关审核工作提出了具体要求

## （二）新能源行业现有补贴政策对申请人的影响

2020 年 1 月 20 日，财政部、国家发改委、国家能源局联合下发了《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建[2020]4 号）（以下简称“《意见》”），其中与申请人现有业务补贴相关的文件内容如下：

《意见》之“一、完善现行补贴方式”第二条：“（二）充分保障政策延续性和存量项目合理收益。已按规定核准（备案）、全部机组完成并网，同时经审核纳入补贴目录的可再生能源发电项目，按合理利用小时数核定中央财政补贴额度。对于自愿转为平价项目的存量项目，财政、能源主管部门将在补贴优先兑付、新增项目规模等方面给予政策支持。价格主管部门将根据行业发展需要和成本变化情况，及时完善垃圾焚烧发电价格形成机制。”

《意见》之“三、优化补贴兑付程序”第七条：“简化目录制管理。国家不再发布可再生能源电价附加目录。所有可再生能源项目通过国家可再生能源信息管理平台填报电价附加申请信息。电网企业根据财政部等部门确定的原则，依照项目类型、并网时间、技术水平等条件，确定并定期向全社会公开符合补助条件的可再生能源发电项目清单，并将清单审核情况报财政部、国家发展改革委、国家能源局。此前，三部委已发文公布的 1-7 批目录内项目直接列入电网企业可再生能源发电项目补贴清单。”

《意见》之“三、优化补贴兑付程序”第八条：“明确补贴兑付主体责任。

电网企业依法依规收购可再生能源发电量，及时兑付电价，收购电价（可再生能源发电上网电价）超出常规能源发电平均上网电价的部分，中央财政按照既定的规则与电网企业进行结算。”

《意见》之“三、优化补贴兑付程序”第九条：“补贴资金按年度拨付。财政部根据年度可再生能源电价附加收入预算和补助资金申请情况，将补助资金拨付到国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司和省级财政部门，电网企业根据补助资金收支情况，按照相关部门确定的优先顺序兑付补助资金，光伏扶贫、自然人分布式、参与绿色电力证书交易、自愿转为平价项目等项目可优先拨付资金。电网企业应切实加快兑付进度，确保资金及时拨付。”

《意见》之“三、优化补贴兑付程序”第十条：“鼓励金融机构按照市场化原则对列入补贴发电项目清单的企业予以支持。鼓励金融机构按照市场化原则对于符合规划并纳入补贴清单的发电项目，合理安排信贷资金规模，切实解决企业合规新能源项目融资问题。同时，鼓励金融机构加强支持力度，创新融资方式，加快推动已列入补贴清单发电项目的资产证券化进程。”

《意见》的相关内容旨在完善现行补贴方式，优化现有补贴电费的发放程序，对申请人的持续经营不存在重大不利变化，且申请人的补贴电费发放周期有望进一步缩短。

具体而言，《意见》及国家相关部门其他关于风电行业补贴审核及补助管理等方面的相关法律法规对申请人影响如下：

### **1、申请人已建成并网风电项目**

根据《意见》：“国家不再发布可再生能源电价附加目录。所有可再生能源项目通过国家可再生能源信息管理平台填报电价附加申请信息。电网企业根据财政部等部门确定的原则，依照项目类型、并网时间、技术水平等条件，确定并定期向全社会公开符合补助条件的可再生能源发电项目清单，并将清单审核情况报财政部、国家发展改革委、国家能源局。此前，三部委已发文公布的1-7批目录内项目直接列入电网企业可再生能源发电项目补贴清单。”

上述政策主要涉及申请人已纳入一至七批目录的风电项目及尚未纳入一至

七批目录的建成项目。

(1) 已纳入一至七批目录的风电项目

根据财政部《关于开展可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建[2020]6号）：“此前由财政部、国家发展改革委、国家能源局发文公布的第一批至第七批可再生能源电价附加补助目录内的可再生能源发电项目，由电网企业对相关信息进行审核后，直接纳入补贴清单。”

综上，申请人现已纳入一至七批目录的项目将直接纳入可再生能源发电项目补贴清单。

(2) 尚未纳入一至七批目录的风电项目

根据财政部《关于开展可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建[2020]6号）：“纳入首批补贴清单的可再生能源发电项目需满足以下条件：（一）符合我国可再生能源发展相关规划的陆上风电、海上风电、集中式光伏电站、非自然人分布式光伏发电、光热发电、生物质发电等项目。所有项目应于2006年及以后年度按规定完成核准（备案）手续。其中，风电项目需于2019年12月底前全部机组完成并网，光伏发电项目需于2017年7月底前全部机组完成并网（光伏“领跑者”基地项目和2019年光伏竞价项目并网时间可延长至2019年12月底），生物质发电项目需于2018年1月底前全部机组完成并网。（二）符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内。（三）符合国家可再生能源价格政策，上网电价已获得价格主管部门批复。”

截至本回复出具日，申请人已建成并网但是尚未纳入一至七批目录的风电项目具体情况如下：

项目名称	并网时间	是否纳入年度建设规模管理范围	上网电价是否获得价格主管部门批复
嘉泽第三风电场	2017年5月	是（宁发改审发[2014]242号）	是（宁价商发[2017]2号）
嘉泽第四风电场	2018年5月	是（宁发改审发[2014]242号）	是 <sup>注</sup>
鄯善楼兰风电场一期（49MW）项目	2017年3月	是（吐地发改能交[2015]309号）	是（吐市发改价管[2015]54号）

注：根据宁夏自治区物价局 2017 年 9 月 30 日下发的《关于我区可再生能源发电项目上网电价管理有关问题的通知》（宁价商发[2017]34 号）：“自 2017 年 10 月 1 日起，凡是国家发展改革委已制定统一上网电价政策的可再生能源发电项目，自治区物价局不再对具体发电项目单独批复上网电价”。

综上，申请人上述项目符合《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》、《关于开展可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》等法律法规及政策关于纳入可再生能源发电项目补贴清单的要求，由申请人向国家电网进行申报后，由国家电网履行相关程序将嘉泽第三风电场、嘉泽第四风电场、鄯善楼兰风电场一期（49MW）项目纳入可再生能源发电项目补贴清单，并履行相关的补贴电费申请和下发程序，上述程序的履行时间存在一定的不确定性。

截至本回复出具日，嘉泽第三风电场、嘉泽第四风电场均已通过国家电网审核，并已完成公示；鄯善风电一期 49MW 项目国家电网正在审核中。

## 2、申请人在建风电项目

根据《国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格[2019]882 号）：“2019 年 I~IV 类资源区符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准陆上风电指导价分别调整为每千瓦时 0.34 元、0.39 元、0.43 元、0.52 元；2020 年指导价分别调整为每千瓦时 0.29 元、0.34 元、0.38 元、0.47 元。

2018 年底之前核准的陆上风电项目，2020 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准的陆上风电项目，2021 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴。自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。”

截至本回复出具日，申请人计划于 2020 年建成并网的主要项目情况如下：

项目名称	核准时间	享受补贴电价要求并网时间	预计验收并网时间	是否纳入年度建设规模管理范围
红寺堡苏家梁 100MW 风电项目	2017 年 11 月	2020 年底前	2020 年 12 月	是（宁发改审发[2017]196 号）
同心焦家畔 100MW 风电项目	2017 年 11 月	2020 年底前	2020 年 12 月	是（宁发改审发[2017]194 号）
兰考兰熙 50MW 风电项目	2018 年 9 月	2020 年底前	2020 年 12 月	是（兰发改核[2018]4 号）

项目名称	核准时间	享受补贴电价要求并网时间	预计验收并网时间	是否纳入年度建设规模管理范围
红寺堡谭庄子 50MW 风电项目	2018 年 12 月	2020 年底前	2020 年 12 月	是（宁发改审发[2018]131 号）
新农村 18MW 风电项目	2017 年 11 月	2020 年底前	2020 年 12 月	是（宁发改审发[2017]162 号）
三道山 150MW 风电项目	2019 年 1 月	2021 年底前	2020 年 12 月	是（宁发改审发[2019]7 号）
宁河镇 17.5MW 分散式风电项目	2019 年 4 月	2021 年底前	2020 年 12 月	是（津宁审批投资[2019]16 号）

注：三道山 150MW 风电项目的批文获得时间为 2019 年 1 月，为获得补贴电价，应最晚于 2021 年底前建成并网，申请人 2020 年将通过多种融资途径推进三道山 150MW 风电项目的建设，并于募集资金到账后进行资金置换。

综上，申请人红寺堡苏家梁 100MW 风电项目、同心焦家畔 100MW 风电项目、兰考兰熙 50MW 风电项目、红寺堡谭庄子 50MW 风电项目等项目应于 2020 年底前建成并网，以享受补贴电价，三道山 150MW 风电项目及宁河镇 17.5MW 分散式风电项目应于 2021 年底前建成并网，以享受补贴电价。

申请人在上述项目建成并网后将向国家电网申请项目纳入可再生能源发电项目补贴清单，并履行相关的补贴电费申请和下发程序。

因此，申请人未纳入一至七批目录的风电项目虽然在申请补贴电费的程序上存在一定的变化，但仍然符合国家相关法律法规对于享受补贴电费的的标准；申请人在建项目如果能够在规定时间内建成并网，则也符合国家相关法律法规对于享受补贴电费的的标准。

申请人补贴电费的后续收款进度详见本回复之“问题三”之“二、应收账款对应的项目情况、补贴电费金额、申请发放的进度、预计后续收款进度”之“（三）补贴电费的预计后续收款进度”；具体确认和发放流程详见本回复之“问题三”之“三、结合补贴电费特别是未纳入国家可再生能源目录项目补贴电费的申请和发放流程，披露应收账款发放周期延长的具体情况，补贴电费是否存在补贴时间及金额不及预期的风险，应收账款相应会计处理是否符合企业会计准则规定，未来现金流入中补贴电费按过去三年补贴电费回款平均值进行测算是否合理、审慎”之“（一）补贴电费特别是未纳入国家可再生能源目录项目补贴电费的申请和发

放流程”。

综上，2020年1月发布的《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》以及一系列关于可再生能源发电补贴审核及补助管理等有关政策对申请人的持续经营不会产生重大不利影响。

### 三、说明财务费用 2.43 亿元，仅占有息负债 4.52%，与有息负债的总额及实际利率或综合成本不一致的原因

#### 1、申请人有息债务融资费用的会计处理

##### (1) 银行借款

申请人 2019 年末银行借款均为前期项目借款，在支付利息时根据项目建设实际情况计入“财务费用-利息支出”（费用化）或“在建工程”（资本化）。

##### (2) 融资租赁

申请人融资租赁融资成本在融资租赁期间各期进行分摊，相关成本根据项目建设实际情况计入“财务费用-未确认融资费用分摊”（费用化）或“在建工程”（资本化）。

综上，申请人报告期内与有息债务相关的融资成本支出主要包含两个部分，分别为利息支出和未确认融资费用分摊，其中利息支出为支付银行借款利息所发生的支出，未确认融资费用分摊为支付融资租赁融资成本所发生的支出，相关支出在发生当期根据项目建设情况作费用化或者资本化处理。

2019 年，申请人上述融资支出情况如下：

单位：万元

项目		2019 年度
银行借款	利息支出-费用化	24,266.32
	利息支出-资本化	-
融资租赁	融资成本-费用化	4,761.29
	融资成本-资本化	772.38
合计		29,799.99



其中：费用化合计	29,027.61
资本化合计	772.38

## 2、申请人有息债务情况

2019 年度，申请人的有息债务情况如下：

单位：万元

序号	项目	期末
<b>1</b>	<b>1 年内到期的非流动负债</b>	<b>48,740.01</b>
1.1	其中：1 年内到期的长期借款	41,882.00
1.2	1 年内到期的长期应付款	6,858.01
<b>2</b>	<b>非流动负债</b>	<b>487,635.34</b>
2.1	其中：长期借款	393,938.00
2.2	长期应付款	93,697.34
<b>有息债务合计</b>		<b>536,375.35</b>

2019 年度，申请人财务费用支出金额为 2.90 亿元，资本化利息支出 772.38 万元，利息支出总金额为 2.98 亿元，占申请人年末有息债务余额的比例为 5.56%。

## 3、申请人债务融资分产品的综合成本情况

2019 年度，申请人银行借款及融资租赁的综合融资成本占年末融资余额的比例如下：

单位：万元

序号	项目	2019 年末
银行借款	融资余额	435,820.00
	融资成本	24,266.32
	<b>融资成本率</b>	<b>5.57%</b>
融资租赁	融资余额	100,555.35
	融资成本	5,533.67
	<b>融资成本率</b>	<b>5.50%</b>

注：融资租赁融资成本率较银行借款低的原因是申请人 2019 年部分融资租赁为下半年开始提款，以年末余额计算会导致融资成本偏低。如果按融资租赁余额年度平均数计算，申请人 2019 年融资租赁年度加权平均融资成本率为 6.23%

综上，申请人 2019 年度银行借款融资成本占 2019 年末银行借款余额比例为 5.57%，融资租赁融资成本占 2019 年末融资租赁余额比例为 5.50%。

**四、结合报告期内公司银行贷款和融资租赁借款的利率、成本支出情况，说明未来债务支出以现行五年以上贷款基准利率（4.90%）为测算依据是否符合实际、是否审慎**

申请人在《关于公开发行 A 股可转换公司债券申请文件反馈意见的回复》之“问题 4”回复中，对未来公司债务性支出进行预测时，针对采用以基准利率作为定价基础的有息债务，采用现行五年以上贷款基准利率（4.90%）作为测算依据符合实际情况。

报告期内，申请人融资类型主要分为银行借款及融资租赁两类，具体如下：

### **1、银行借款**

报告期内，申请人银行借款全部以基准利率作为定价依据，利率成本包括基准利率（4.90%），基准利率上浮 10%（5.39%）以及基准利率上浮 12%（5.488%）。

2017 年、2018 年及 2019 年，申请人实际银行借款综合利率为 5.24%、5.32% 及 5.32%，以五年以上贷款基准利率（4.90%）为依据测算的利率为 5.21%、5.21% 及 5.22%，与实际情况相符。

因此，申请人在《关于公开发行 A 股可转换公司债券申请文件反馈意见的回复》之“问题 4”的回复中以五年以上贷款基准利率（4.90%）为债务成本测算未来债务支出依据符合实际情况，相关测算结果合理、审慎。

### **2、融资租赁**

申请人的所有融资租赁合同均未采用基准利率作为定价基础，因此，申请人在《关于公开发行 A 股可转换公司债券申请文件反馈意见的回复》之“问题 4”的回复中对融资租赁支出进行测算时，以实际还款计划表金额作为依据进行测算，未采用基准利率作为测算基础。

综上，申请人报告期内以五年以上贷款基准利率作为定价依据的融资全部为银行借款，据此计算的加权平均利息率与申请人实际利息费用率相符，与五年以上贷款基准利率（4.90%）为债务成本测算依据符合实际情况，相关测算结果合理、审慎。

五、结合本次发行付息条款、现有风电项目的实际运营情况及 2020 年期后疫情影响、应收账款中应收电价补贴款 2020 年的收回情况、未受限货币资金较少及现金流紧张的现状、2020 年经营及投资承诺的现金流支出及在手订单等情况，审慎测算申请人最近一年的现金流入、支出及费用等；说明并披露在不考虑本次融资的前提下，是否能够足额偿付已有的短期借款、其他应付款、一年内到期的其他负债、其他经营及投资承诺的现金支出；分析可能导致不能偿付的关键因素，以及该因素对现金流预测的敏感程度；充分量化揭示偿债相关风险并做重大事项提示

（一）结合本次发行付息条款、现有风电项目的实际运营情况及 2020 年期后疫情影响、应收账款中应收电价补贴款 2020 年的收回情况、未受限货币资金较少及现金流紧张的现状、2020 年经营及投资承诺的现金流支出及在手订单等情况，审慎测算申请人最近一年的现金流入、支出及费用等；说明并披露在不考虑本次融资的前提下，是否能够足额偿付已有的短期借款、其他应付款、一年内到期的其他负债、其他经营及投资承诺的现金支出

截至本回复出具日，申请人已建成并网的装机容量为 1,100.875MW，其中风电装机容量 1,044.50MW、光伏装机容量 50MWp、智能微网装机容量 6.375MW。

申请人目前已有的装机规模在 2019 年产生的营业收入为 11.16 亿元，净利润为 2.93 亿元，经营性活动现金流量净额为 6.61 亿元，能够覆盖公司正常经营的经营性支出和存量债务性支出，经营情况良好。若未来保持目前的装机规模，由于新能源发电行业具有盈利能力稳定、下游客户信用高、受宏观经济波动影响较小等特点，申请人可在目前的经营规模下实现平稳运行，为股东创造稳定且固定的回报。

但是，申请人为了抓住陆上风电行业平价上网前的“可享受补贴电价”的政策窗口期，促进公司进一步发展，为股东创造更高的回报，拟将已经获取核准批

复的优质风电项目在 2020 年底或 2021 年底全部建成并网。为了保证上述目标的实现，申请人申请发行本次可转债用于部分风电项目，即三道山项目和苏家梁项目的建设。

本次可转债募投的两个项目在顺利实施并网后，申请人将新增并网装机容量 250MW，提升装机规模 22.71%；预计将增加发电量 5.95 亿千瓦时，较 2019 年增长 24.50%；预计将增加发电收入 2.52 亿元，较 2019 年增长 22.62%，公司的经营业绩将得到大幅提升。

如不考虑申请人本次可转债发行募集资金，申请人存量风电项目仍将为公司带来稳定的收入，存量债务无法到期支付的风险较小，但申请人部分现有在建项目的建设进度将有可能受到影响。

综上，申请人 2020 年现金流整体测算情况如下：

### 1、现有发电项目的实际运营情况及收入预测

#### (1) 装机容量及业务数据情况

截至 2019 年末，申请人风电及光伏装机容量、售电量及上网电价情况如下：

项目	装机容量 (MW)	售电量 (万千瓦时)	上网电价 (元/兆瓦时)
<b>宁夏</b>			
风电	946.5	202,599.00	540.2
光伏	50.0	7,076.80	957.6
<b>新疆</b>			
风电	98.0	18,988.86	452.6
<b>合计</b>	<b>1,094.5</b>	<b>230,147.66</b>	<b>545.8</b>

鉴于申请人在建风电项目预计均将于 2020 年底建成并网，对 2020 年当年收入贡献较小，2020 年全年申请人主要收入来源仍系上述截至 2019 年底的发电装机容量。

发电行业属于与全国宏观经济影响关联度较高的行业，根据国家统计局发布的一季度经济数据，受新冠疫情影响，我国 2020 年 1 季度 GDP 同比下降 6.8%，

而根据国家发改委公布的数据，同期全社会用电量同比下降 6.5%，跌幅小于 GDP。用电结构方面，一产、二产、三产和居民生活用电量同比分别增长 4.0%、-8.8%、-8.3%和 3.5%。

根据《可再生能源法》，电网公司对于申请人所处风电和光伏行业的发电上网电量应当全额消纳，因此申请人 2020 年一季度售电量较去年同期基本持平，具体如下：

项目	售电量（万千瓦时）		
	2020 年 1-3 月	2019 年 1-3 月	同比
<b>宁夏</b>			
风电	45,402.06	45,855.60	-0.99%
光伏	1,713.48	1,756.20	-2.43%
<b>新疆</b>			
风电	2,159.52	1,610.40	34.10%
<b>合计</b>	<b>49,275.06</b>	<b>49,222.20</b>	<b>0.11%</b>

后续，随着国家复工复产工作的稳步推进，全国经济预计将步入正常发展阶段，全社会用电量预计将会稳步回升至去年同期水平，申请人的上网电量预计将有所增长，但基于谨慎性原则，假设申请人 2020 年售电量与 2019 年持平，据此预测计算申请人 2020 年营业收入及现金流情况如下：

项目	售电量 (万千瓦时)	上网电价 (元/兆瓦时)	含税收入 (万元)	综合标杆电价 <sup>注</sup> (元/兆瓦时)	标杆电费收入 (万元)	平均补贴电价 (元/兆瓦时)	补贴电费收入 (万元)
<b>宁夏</b>							
风电	202,599.00	540.2	109,443.98	226.0	45,787.37	314.2	63,656.61
光伏	7,076.80	957.6	6,776.74	217.1	1,536.37	740.5	5,240.37
<b>新疆</b>							
风电	18,988.86	452.6	8,594.36	131.8	2,502.73	320.8	6,091.63
<b>合计</b>	<b>228,664.66</b>	-	<b>124,815.08</b>	-	<b>49,826.48</b>	-	<b>74,988.61</b>

注：综合标杆电价为含市场化交易电量的标杆电价。

## （2）标杆电费现金流入

申请人标杆电费收入部分由国家电网承担并支付，由国家电网按月填制电费结算单，申请人确认电费结算单后向国家电网开具增值税发票，国家电网在收到增值税发票后 15 个工作日内付清标杆电费。

因此，申请人预计 2020 年营业收入中标杆电费现金流入预计约为 49,826.48 万元。

## （3）补贴电费现金流入

截至 2019 年末，申请人应收补贴电费合计 145,584.78 万元，截至本回复出具日，申请人已收回上述补贴电费中的 931.14 万元，由于补贴电费的发放需要全国人大审议通过财政部年度预算补贴，因此补贴电费的发放主要集中在下半年。

由于补贴电费的收回时间和金额具有一定的不确定性，而 2017 年至 2019 年公司装机容量和上网电量逐年提升，因此，为合理测算 2020 年的补贴电费下发金额，考虑采用报告期补贴电费平均收回金额作为基础进行测算。

报告期内，申请人过去三年的补贴电费回款情况如下：

单位：万元

项目	2019 年度	2018 年度	2017 年度
补贴电费	39,268.13	52,661.65	9,421.47
平均值	<b>33,783.75</b>		

因此，本测算假设申请人未来每年补贴电费回收金额为 33,783.75 万元。

## 2、经营性资金支出

### （1）现金成本及费用支出率

报告期内，申请人主营业务成本中剔除折旧摊销以外，造成现金流出的主要为运维费等现金成本及管理费用，上述两项费用（成本）占申请人营业收入情况如下：

单位：万元

项目	2019 年度	2018 年度	2017 年度
营业收入	111,552.68	106,908.77	83,169.44
现金支出成本	8,704.31	7,869.84	5,898.18
管理费用	3,438.10	4,006.86	3,046.24
(现金支出成本+管理费用)/营业收入	<b>10.88%</b>	<b>11.11%</b>	<b>10.75%</b>
平均值	<b>10.92%</b>		

### (2) 所得税支出

报告期内，申请人利润总额占营业收入比例如下：

单位：万元

项目	2019 年度	2018 年度	2017 年度
营业收入	111,552.68	106,908.77	83,169.44
利润总额	31,020.42	28,105.62	17,063.17
利润总额/营业收入	27.81%	26.29%	20.52%
平均值	<b>24.87%</b>		

2020 年，申请人部分风电场不在享受所得税减半征收优惠政策，具体如下：

项目	享受减半征收	不享受减半征收
风电	698.0MW	346.5MW
光伏	-	50MWp
小计	<b>698.0MW</b>	<b>396.5MW</b>
占总装机容量比例	63.77%	36.23%
应纳税所得额/营业收入	12.44%	24.87%
所得税率	15%	

### (3) 现金成本及费用支出测算

申请人依据上述假设测算的现金成本及费用支出情况如下：

单位：万元

项目	2020 年度
现金成本及费用支出	12,061.78
所得税费用	2,807.24
<b>现金支出合计</b>	<b>14,869.02</b>

注 1: 所得税费用=营业收入\*享受减半征收装机容量占比\*应纳税所得额减半比率\*企业所得税率+营业收入\*不享受减半征收装机容量占比\*应纳税所得额比率\*企业所得税率;

注 2: 营业收入=含税收入/1.13, 其中含税收入为 124,815.08 万元。

### 3、项目资本性资金支出

截至 2019 年底, 申请人在建并必须于 2020 年底前并网才能享受补贴电价的风电项目情况如下:

项目名称	核准时间	享受补贴电价要求并网时间	投资总预算 (万元)	自有资金 (万元)	外部融资 (万元)
红寺堡苏家梁 100MW 风电项目	2017 年 11 月	2020 年底前	72,000.00	15,000.00	57,000.00
同心焦家畔 100MW 风电项目	2017 年 11 月	2020 年底前	70,000.00	21,000.00	49,000.00 <sup>注 1</sup>
兰考兰熙 50MW 风电项目	2018 年 9 月	2020 年底前	41,133.00	21,133.00	20,000.00
红寺堡谭庄子 50MW 风电项目	2018 年 12 月	2020 年底前	30,000.00	8,000.00	22,000.00
新农村 18MW 风电项目	2017 年 11 月	2020 年底前	14,000.00	4,000.00	10,000.00
<b>合计</b>			<b>227,133.00</b>	<b>69,133.00</b>	<b>158,000.00</b>

注 1: 截至本回复出具日, 同心焦家畔 100MW 风电项目借款实际提款金额为 22,000 万元;

注 2: 三道山 150MW 风电项目的批文获得时间为 2019 年 1 月, 为获得补贴电价, 应最晚于 2021 年底前建成并网, 申请人 2020 年将通过多种融资途径推进三道山 150MW 风电项目的建设, 并于募集资金到账后进行资金置换。

上述自有资金投资的 69,133.00 万元中, 申请人截至 2019 年底已实际支出 25,204.75 万元, 此外, 申请人在项目建设完成后一般会预留一部分尾款作为质保金, 该部分金额无需于 2020 年底前支付, 该部分质保金金额为 3,562.82 万元。

综上, 申请人 2020 年尚需支付的项目资本性投资金额为 40,365.43 万元。



#### 4、债务性支出金额

##### (1) 现有债务支出

截至本回复出具日，申请人 2020 年经测算债务性资金支出金额如下：

单位：万元

项目		支出金额
银行借款	本金	41,882.00
	利息	21,670.00
融资租赁	租赁本金 <sup>注</sup>	13,516.00
	融资成本	9,219.00
合计		<b>86,287.00</b>

注：2020 年应当支付的融资租赁本金与 2019 年末 1 年内到期的长期应付款存在差异主要系由于 2020 年存在当年新增融资租赁。

##### (2) 本次可转债发行所产生的利息支出

根据联合评级对申请人的评级结果，申请人本次公开发行可转债的债项评级为 AA，2020 年以来，债项评级为 AA 级的发行人公开发行可转债第一年平均利率为 0.37%，据此计算，假设申请人 2020 年 8 月 31 日完成本次可转债的发行，发行规模为 13 亿元，由此产生的利息费用为 160.33 万元。

但是，本次可转债发行的利息付息日为 2021 年 8 月（假设 2020 年 8 月 31 日完成发行），因此不会对 2020 年当期债务性现金支出产生影响。

综上，申请人 2020 年合计债务支出金额约为 86,287.00 万元。

#### 5、2020 年资金流测算

单位：万元

项目	金额
标杆电费收入	49,826.48
补贴电费收入	33,783.75
<b>收入小计 ①</b>	<b>83,610.23</b>
经营性资金支出	14,869.02
资本性资金支出	40,365.43

债务性资金支出	86,287.00
<b>支出小计 ②</b>	<b>141,521.45</b>
<b>收入-支出 ③ (=①-②)</b>	<b>-57,911.22</b>
2019 年底未受限货币资金 ④	12,285.27
可用于还本付息的受限资金 ⑤	9,500.00
<b>测算资金缺口 ⑥ (=— (③+④+⑤))</b>	<b>36,125.95</b>
<b>本次可转债融资</b>	<b>130,000.00</b>
其中：补充流动资金	37,000.00

注 1：本次募集资金中的 37,000 万元将用于补充流动资金，覆盖 2020 年度的资金缺口；

注 2：本次募集资金中的 37,000 万元将用于苏家梁 100MW 风电项目建设，即可以用于弥补部分涉及苏家梁 100MW 风电项目的资金缺口。

根据上述测算，如果申请人本次公开发行可转债募集 130,000 万元的资金并综合考虑电费收入情况，申请人 2020 年所有必须的经营性资金支出、资本性资金支出及债务性资金均能够得到覆盖，且三道山 150MW 风电项目等非必须于 2020 年建成并网才能享受补贴电价的风电项目也能够顺利建设。

如果不考虑申请人本次公开发行可转债的资金募集，仅考虑电费收入情况，申请人 2020 年的经营性支出及债务性支出预计将能够得到覆盖，但现有在建项目将存在无法顺利建成并网的风险。

## 6、在《募集说明书》中的披露情况

针对申请人上述不考虑本次融资前提下债务性支出、经营性支出及资本性支出的偿还及覆盖能力，申请人已在《募集说明书》之“第七节 管理层讨论与分析”之“七、财务状况和盈利能力的趋势分析”中进行披露。

### (二) 分析可能导致不能偿付的关键因素，以及该因素对现金流预测的敏感程度

由于受国家财政部补贴发放程序的影响，申请人现金流入中，补贴电费的现金流入存在一定的不确定性，如果申请人 2020 年应收补贴电费的收回金额较低，则申请人存在无法偿付相关债务及支付经营性现金支出的风险，具体如下：

#### 1、假设不考虑本次可转债募集资金

假设不考虑本次可转债募集资金，申请人现有在建项目将存在无法顺利建成并网的风险，2020 年的经营性支出及债务性支出预计将能够得到覆盖，但如果补贴电费回款金额较低，则存在无法覆盖经营性支出及债务性支出的风险，具体测算如下：

项目	金额
标杆电费收入	49,826.48
补贴电费收入	33,783.75
<b>收入小计 ①</b>	<b>83,610.23</b>
经营性资金支出	14,869.02
债务性资金支出	86,287.00
<b>支出小计（剔除资本性支出） ②</b>	<b>101,156.02</b>
<b>收入-支出 ③（=①-②）</b>	<b>-17,545.79</b>
2019 年底未受限货币资金 ④	12,285.27
可用于还本付息的受限资金 ⑤	9,500.00
<b>测算资金结余 ⑥（=④+⑤）</b>	<b>4,239.48</b>
<b>补贴电费收入平衡点</b>	<b>29,544.27</b>

注：补贴电费收入平衡点=补贴电费收入-测算资金结余

综上，如果 2020 年补贴电费收入低于 29,544.27 万元，则申请人存在无法支付经营性资金支出及债务性资金支出的风险。

## 2、假设考虑本次可转债募集资金

假设考虑本次可转债募集资金，2020 年的经营性支出、资本性支出及债务性支出预计将能够得到覆盖，且即便补贴电费回款情况为 0 万元，亦不会产生无法支付经营性支出、资本性支出及债务性支出的风险，具体测算如下：

项目	金额
标杆电费收入	49,826.48
补贴电费收入	33,783.75
<b>收入小计 ①</b>	<b>83,610.23</b>
经营性资金支出	14,869.02
资本性资金支出	40,365.43

债务性资金支出	86,287.00
<b>支出小计 ②</b>	<b>141,521.45</b>
<b>收入-支出 ③ (=①-②)</b>	<b>-57,911.22</b>
2019 年底未受限货币资金 ④	12,285.27
可用于还本付息的受限资金 ⑤	9,500.00
<b>测算资金缺口 ⑥ (=— (③+④+⑤))</b>	<b>36,125.95</b>
<b>本次可转债融资</b>	<b>130,000.00</b>
其中：补充流动资金	37,000.00
苏家梁 100MW 风电项目资金	37,000.00
<b>测算资金结余</b>	<b>37,874.05</b>

注：测算资金结余=补充流动资金+苏家梁 100MW 风电项目资金-测算资金缺口

综上，如果申请人本次公开发行可转债募集资金 13 亿元，则用于支付 2020 年经测算经营性资金支出、资本性资金支出（剔除三道山 150MW 风电项目）及债务性资金支出后，测算资金结余为 37,874.05 万元，高于补贴电费测算收入，即如果补贴电费测算收入为 0 万元，申请人亦有资金结余。

### 3、申请人具备一定的抗财务风险能力

#### （1）申请人具备一定的债务融资能力

申请人依靠其较强的盈利能力和良好的信用与银行等金融机构保持了良好稳固的合作关系，历年到期贷款偿付率和到期利息偿付率均为 100%，无任何逾期贷款，具备一定的债务融资能力。针对短期流动资金缺口，公司可以通过银行贷款、承兑票据等途径解决。

#### （2）申请人的风电场资产具备较高的变现价值

申请人所投资和运营的风电场资产系现金流入较为稳定的优质资产，具有较高的变现价值，不会使公司出现无法偿付债务的问题。

#### 1) 风电运营企业具备经营模式优势

与一般制造企业不同，风电运营企业一旦并网发电后，发电收入稳定，虽然补贴电费有一定发放周期，但是标准电费部分由电网按月支付，即现金流相对稳

定，另外，风电场在运行期间所需的运维费用、管理费用等付现成本相对较低，收入所带来的现金流足够覆盖经营性支出和财务费用支出。

因此，风电场资产是运行稳定、现金流有保障的优质资产。

### 2) 风电场资产在资本市场有较为活跃的交易行为

成熟风电场的资产交易系行业普遍情况。近年来，资本市场上风电项目收购典型案例如下：

单位：万元

首次披露日	收购主体	标的名称	出售主体	装机量 (MW)	交易对价 (换算为 100% 股权)
2019-12-30	申能股份	榆林协和新能源有限公司	协和风电投资有限公司	100.00	92,115.67
2019-11-27	中核山东能源有限公司	永州界牌协合风力发电有限公司	协合新能源	96.00	24,438.00
2019-10-26	农银金融资产投资有限公司	朔州市平鲁区天石风电有限公司	金风科技	149.50	62,810.00
		朔州市平鲁区天润风电有限公司		199.50	97,610.00
2019-06-14	国开新能源科技有限公司	德州润津新能源有限公司	金风科技	200.00	93,078.00
2019-08-17	珠海港昇新能源股份有限公司	安徽埇秦新能源技术有限公司	协合新能源	33.00	6,282.47
2019-03-26	江南化工	内蒙古大漠风电有限责任公司	(香港)联越集团有限公司	97.50	51,879.47
2018-12-29	大连重工	华电虎林风力发电有限公司	华锐风电	94.50	26,709.06
2018-11-17	中广核风电有限公司	锡林郭勒盟融丰风电有限公司	沃尔核材	49.50	5,518.45

因此，优质风电场资产在资本市场有较为活跃的交易行为。

### 3) 申请人拥有的风电场的盈利能力较强

申请人与同行业上市公司主要盈利能力指标对比情况如下：

上市公司	截至 2019 年底 装机容量/MW	净利润 /亿元	单位装机贡献 净利润/万元 /MW	毛利率 /%	净利率 /%	扣非后 ROE
节能风电	3,105.50	6.48	20.87	52.40	26.06	7.87
银星能源	1,456.80	0.26	1.78	30.83	1.89	1.11
江苏新能	1,055.15	2.97	28.15	38.69	20.02	5.44
中闽能源	468.90	1.61	34.34	55.79	27.76	7.70
龙源电力*	22,157.00	43.25	19.52	--	19.27	7.07
华电福新*	16,453.10	24.16	14.68	--	13.58	6.56
华能新能源*	11,964.80	30.86	25.79	--	26.74	10.56
大唐新能源*	9,761.00	9.36	9.59	--	13.74	4.89
协合新能源*	2,394.00	6.04	25.23	61.06	33.16	8.33
<b>平均值</b>	<b>7,646.25</b>	<b>13.89</b>	<b>18.16</b>	<b>47.75</b>	<b>20.25</b>	<b>6.61</b>
<b>嘉泽新能</b>	<b>1,100.88</b>	<b>2.93</b>	<b>26.62</b>	<b>57.11</b>	<b>26.28</b>	<b>10.63</b>

注：带\*上市公司为港股上市公司

因此，与同行业上市公司相比，申请人的单位装机贡献净利润、毛利率、净利率、扣非后 ROE 等指标均较为领先，盈利能力突出。

综上所述，申请人优质风电场资产较强的变现能力为公司提供了强大的抵抗财务风险能力，即为申请人风电场的正常运行及偿付较高的资本性支出和财务费用提供保障。

### （三）充分量化揭示偿债相关风险并做重大事项提示

申请人已在《募集说明书》之“重大事项提示”之“六、公司提请投资者仔细阅读本募集说明书“风险因素”全文，并特别注意以下风险”之“（三）财务风险”中就偿债风险作如下披露：

#### “3、债务无法偿还的风险

截至报告期末，公司应收账款余额为 149,373.97 万元，其中，应收补贴电费金额为 145,584.78 万元，受补贴电费周期不确定的影响，公司未来补贴电费回收时间存在不确定性。

公司所属发电行业具有投资额较大、建成后收入稳定等特点，因此较多采用部分资本金外加银行或其他金融机构贷款的形式进行融资，且相关债务周期一般较长，公司在项目建设过程中也较多采用上述项目融资模式。此外，受新能源行业发电上网价格政策的影响，公司部分风电项目如无法于 2020 年底前建成并网，将无法享受风电补贴电价，因此公司目前正在推进多项风电项目建设工作，存在较大的资本性支出需求。

如果公司应收补贴电费的发放周期进一步延长，则公司存在部分债务无法到期偿还的风险。”

申请人亦在《募集说明书》之“第三节 风险因素及其他重要事项”之“三、财务风险”披露上述风险。

## 六、保荐机构核查意见

### （一）核查程序

1、针对申请人应收账款占比较高的情况，保荐机构对比分析了申请人与同行业可比公司的应收账款结构，查阅了申请人与可比上市公司风电场的主要位置，并查阅了当地风电上网价格的结构；针对申请人的应收账款坏账计提合理性，保荐机构获取并查阅了申请人应收账款坏账计提测算模型，并与同行业上市公司的坏账计提情况进行了对比分析。

2、针对国家有关部门对于补贴电费相关政策文件的影响，保荐机构查阅了国家财政部、国家发改委、国家能源局等政府部门对新能源行业补贴电费的相关政策及申请人风电项目相关批复，并对照分析了对申请人所有风电项目的影响。

3、针对申请人的债务情况，保荐机构获取并查阅了申请人全部在执行的融资合同、还款计划表；对利息费用的分摊进行了复核。针对申请人的在建项目情况，保荐机构获取并查阅了申请人所有在建项目的项目核准文件、可行性研究报告、资本性支出计划；针对申请人的偿债能力，保荐机构获取并查阅了申请人报告期内的应收账款序时账、财务费用序时账、在建工程明细账、期间费用明细账等，并对申请人 2020 年现金收入和支出测算进行了复核，并分析了可能存在的债务偿还风险。

## （二）核查意见

经核查，保荐机构认为：

1、报告期内，应收账款逐年增长主要是由于补贴电价发放周期较长所致，相关应收账款质量较高，无法回收的风险较小；与同行业可比上市公司相比，申请人应收账款占营业收入比例较高系由于风电场分布差异导致的电费结构差异所致，具有合理性；申请人对应收账款坏账计提的会计政策合理，与同行业可比上市公司相比具有合理性。

2、申请人已建成的风电项目符合国家财政部、国家发改委、国家能源局等政府部门关于发电补贴审核及补助管理相关政策的要求，在建项目如果能够在补贴享受时限范围内建成并网，则符合上述补贴电费相关政策的要求，国家财政部、国家发改委、国家能源局等政府部门关于发电补贴审核及补助管理的相关政策不会对申请人的持续经营产生重大不利影响。

3、申请人标杆电费收入现金流稳定，未来债务支出金额确定性高，但申请人 2020 年计划的项目建设资本性支出较高，如果补贴电费不能及时发放，申请人存在无法完全支付经营性支出、债务性支出及资本性支出的风险，保荐机构已就上述风险作充分披露。

## 七、会计师核查意见

### （一）核查程序

1、针对申请人应收账款占比较高的情况，会计师对比分析了申请人与同行业可比公司的应收账款结构，查阅了申请人与可比上市公司风电场的主要位置，并查阅了当地风电上网价格的结构；针对申请人的应收账款坏账计提合理性，会计师复核公司应收账款坏账准备计提政策，检查应收账款坏账准备计提政策与新金融工具准则的规定的一致性，检查公司有关应收账款减值的内部控制制度以及执行情况，并与同行业上市公司的坏账计提情况进行了对比分析。

2、针对国家有关部门对于补贴电费相关政策文件的影响，会计师查阅了国家财政部、国家发改委、国家能源局等政府部门对新能源行业补贴电费的相关政策及申请人风电项目相关批复，并对照分析了对申请人所有风电项目的影响。



3、针对申请人的债务情况，会计师获取并查阅了申请人全部在执行的融资合同、还款计划表；对利息费用的分摊进行复核。针对申请人的在建项目情况，会计师获取并查阅了申请人所有在建项目的项目核准文件、可行性研究报告、资本性支出计划；针对申请人的偿债能力，会计师获取并查阅了申请人报告期内的应收账款、财务费用、在建工程、借款等明细账，分析复核报告期内现金流入、流出情况，并对申请人引用报告期财务数据进行了核对。

## （二）核查意见

经核查，会计师认为：

1、报告期内，应收账款逐年增长主要是由于补贴电价发放周期较长所致，相关应收账款无法回收的风险较小；与同行业可比上市公司相比，申请人应收账款占营业收入比例较高系由于风电场分布差异导致的电费结构差异所致，具有合理性；申请人对应收账款坏账计提政策合理，与同行业可比上市公司相比具有合理性，未发现相关坏账准备计提不充分的情形。

2、申请人已建成的风电项目符合国家财政部、国家发改委、国家能源局等政府部门关于发电补贴审核及补助管理相关政策的要求；在建项目如果能够在补贴享受时限范围内建成并网，则符合上述补贴电费相关政策的要求。补贴电费由国家财政部支付，应收电费补贴的确认符合国家相关规定，申请人判断应收账款的回收风险较小，会计师认为申请人判断无不妥之处。

3、如果补贴电费不能及时发放，并国家电网接收申请人发电量的政策发生变化，申请人存在无法完全支付经营性支出、债务性支出及资本性支出的风险，相关风险已做作充分披露。

5、关于前次募集资金项目。申请人前次非公开发行募集资金于 2019 年 12 月到账，前次募投项目曾被延期调整。

请申请人说明：（1）前次募投项目延期的原因及合理性；（2）再次融资募投的原因与必要性，两次募投是否存在重复建设；（3）本次募投项目投资规模的合理性。请保荐机构说明核查过程、依据，并发表明确核查意见。

回复：

#### 一、前次募投项目延期的原因及合理性

2020 年 3 月 9 日，公司公告前次非公开发行募投项目达到预定可使用状态的时间由原计划的 2019 年 12 月 31 日前延期至 2020 年 12 月 31 日前。具体原因如下：

2019 年 5 月 24 日，国家发改委发布《关于完善风电上网电价政策的通知》，规定“2018 年底之前核准的陆上风电项目，2020 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准的陆上风电项目，2021 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴。自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴”。

为了陆上风电项目能在 2020 年底前实现并网以享受补贴电价，相关企业开始进行项目抢装建设，风电行业出现“抢装潮”。中国风电设备公开招标市场数据显示，2019 年前三季度国内风电设备公开招标量达到 49.90GW，同比增长 108.50%，超过 2018 年全年水平，其中，三季度招标 17.60GW，同比增长 144.00%，创历史新高。风电设备招标量的迅速提升致使风电设备制造和安装出现供不应求局面。

上述风电行业的“抢装潮”直接导致公司募投项目所用风电设备的采购和安装周期延长：一方面，风电设备因供不应求出现涨价潮，主机厂商要求公司就已经签订的风电设备采购合同进行重新谈判，较长的谈判周期致使公司风电设备的采购进度延后；另一方面，风电设备制造厂商短期内出现产能不足，其会根据客户的付款条件、重要程度，并综合考虑维护客户等进行排产，不及预期的排产安排致使公司募投项目所需风电设备的到场及安装进度延后。募投项目所使用风电

设备的采购及安装周期的延长致使项目进度出现延期。

同时，为了尽可能降低“抢装潮”所造成的公司采购成本提升等负面影响，公司在不影响项目获取补贴电价所必须的并网进度的前提下，适度延缓了募投项目的建设进度。该延缓调整不影响募投项目核准批复的有效性，亦不影响募投项目获取补贴电价，不会对公司目前及未来的生产经营造成实质性影响。

综上所述，公司前次募投项目延期主要是因为项目进度受到风电行业“抢装潮”的影响以及公司根据实际情况对项目建设进度进行了适度调整，具备合理性。

## **二、再次融资募投的原因与必要性，两次募投是否存在重复建设**

### **（一）再次融资募投的原因与必要性**

#### **1、再次融资募投向的原因**

##### **（1）公司的主营业务以风电运营为主，公司通过不断增加装机规模实现持续发展**

公司投建的风电场在并网发电以后，具备盈利能力较强、现金流稳定、受宏观经济波动影响较小等优势，能够保证公司实现良好经济效益，因此，公司通过不断开发、建设和运营优质风电项目可使公司实现持续发展，经济效益持续增长。

公司通过部分资本金加部分贷款的方式解决风电项目开发、建设所需资金，其中资本金部分公司通过自有或自筹方式解决。作为上市公司，通过资本市场进行股权融资是公司解决项目所需资金的重要途径之一。

因此，公司再次融资募投风电项目是业务模式所需，亦是公司利用上市公司资本市场融资能力开发优质风电项目以实现公司持续发展所需。

##### **（2）公司再次融资募投是希望抓住风电行业平价上网前的政策机遇，实现公司快速发展并为股东创造更高回报**

近年来，国家从行业监管、装机规划、补贴机制等多方面陆续出台了多项政策，在促进风电产业稳步发展的同时，也推进风电行业向“低补贴、无补贴”方向逐步有序过度。

国家发改委于 2019 年 5 月 24 日发布《关于完善风电上网电价政策的通知》，正式宣告陆上风电将从 2022 年开始完全进入平价上网时代，同时给风力发电企业可在 2020 年底（针对 2018 年年底前核准的项目）或 2021 年底前（针对 2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准的项目）并网的项目留了最后可享受补贴电价的建设并网窗口期。

由于享受补贴电价的风电项目的盈利能力要显著强于不享受补贴电价的风电项目，故公司再次融资募投将有利于把握上述政策窗口期，继续投建并拥有可享受国家补贴电价的高盈利能力项目，以促进公司实现快速发展并为股东创造更高的回报。

因此，公司再次融资募投的原因是希望能进一步实现快速发展并为股东创造更高回报。

### **(3) 再次融资拟投建的风电项目的风资源情况良好，项目效益有保障，可显著提升上市公司经营业绩**

宁夏回族自治区风能资源的分布受地形地貌和山地走势的影响，存在三条风能资源较丰富带，分别位于贺兰山脉、香山-罗山-麻黄山、西华山-南华山-六盘山区。公司本次发行拟投建的三道山 150MW 风电项目和苏家梁 100MW 风电项目均位于香山-罗山-麻黄山地带，风能资源丰富。

#### **1) 三道山 150MW 风电项目**

三道山 150MW 风电项目位于宁夏吴忠市盐池县惠安堡镇境内，风场所在区域内主风向明确，全年南风向出现的频次最高，主风能方向与主风向一致性较高，有利于风力发电机组排布。该地区 100 米高度平均风速为 6.7m/s，适合于并网型风力发电，具有良好的开发前景。

#### **2) 苏家梁 100MW 风电项目**

苏家梁 100MW 风电项目位于宁夏吴忠市红寺堡区，风场所在区域盛行风向稳定，主风向和主风能密度的方向一致，均为南风 and 偏西风，有利于风力发电机组排布。该区域 90 米高度平均风速为 6.28m/s，适合于并网型风力发电，具有良好的开发前景。

风场所在区域较为丰富的风资源为公司本次募投项目建成后的发电利用小时数提供了保障，根据公司的测风数据情况并基于谨慎性角度考虑，三道山 150MW 风电项目和苏家梁 100MW 风电项目的利用小时数分别可达到 2,500 小时和 2,200 小时。另外，三道山 150MW 风电项目和苏家梁 100MW 风电项目建成后的上网电价均为固定批复电价，且国家对包含风电在内的可再生能源发电实行保障收购制度。因此，公司再次融资募投的项目效益有保障。

本次募投项目达产后，公司将新增并网装机容量 250MW，提升装机规模 22.71%；预计将增加发电量 5.95 亿千瓦时，较 2019 年增长 24.50%；预计将增加发电收入 2.52 亿元，较 2019 年增长 22.62%，公司的经营业绩得到大幅提升。

因此，公司再次融资募投是因为拟投建的两个风电项目风资源优异，项目效益较好，可显著提升上市公司经营业绩。

## **2、再次融资募投的必要性**

### **(1) 再次融资募投风电项目有利于国家实现清洁能源的发展目标**

《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》明确指出，坚持“节约、清洁、安全”的战略方针，加快构建清洁、高效、安全、可持续的现代能源体系，实施绿色低碳战略，着力优化能源结构，把发展清洁低碳能源作为调整能源结构的主攻方向。坚持发展非化石能源与化石能源高效清洁利用并举，逐步降低煤炭消费比重，提高天然气消费比重，大幅增加风能、太阳能、地热能等可再生能源和核能消费比重，形成与我国国情相适应、科学合理的能源消费结构，大幅减少能源消费排放，促进生态文明建设。

《风电发展“十三五”规划》明确指出，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，风电年发电量确保达到 4,200 亿千瓦时，约占全国总发电量的 6%。

因此，公司再次融资募投风电项目符合国家大力发展清洁能源的发展战略，项目的实施有利于满足我国新能源需求的快速增长，实现我国风电发展的规划目标。

### **(2) 公司再次融资募投有利于满足宁夏地区用电量和外送电量持续上升的**

## 需求

公司本次募投项目的风电场均位于宁夏地区，2017-2019年，宁夏地区全社会用电量和外送电量数据如下：

单位：亿千瓦时

项目	2019年	2018年	2017年
全社会用电量	1,083.90	935.15	978.26
外送电量	613.20	564.45	433.66
合计	<b>1,697.10</b>	<b>1,499.60</b>	<b>1,411.92</b>
合计增速(%)	<b>13.17</b>	<b>6.21</b>	-

数据来源：国家能源局、宁夏回族自治区统计局、国家电网宁夏电力公司

根据上表统计数据，2017-2019年，宁夏地区全社会用电量和外送电量均呈现稳步增长趋势，未来随着宁夏地区经济的持续发展及“±800千伏灵州-绍兴特高压直流、±800千伏伊克昭-临沂特高压直流、±660千伏宁夏-山东超高压直流”三条特高压、超高压输电线路的全面运行，预计宁夏地区的全社会用电量和外送电量仍会呈现增长态势。

公司本次募集资金拟投建的两个风电项目建成后预计每年可合计发电 5.95 亿千瓦时，有利于满足宁夏地区用电量和外送电量持续上升的需求。

### (3) 公司在运行风电项目产能利用率较高，再次融资新增产能具有必要性

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，公司过往三年风电平均利用小时数分别为 1,912 小时、2,130 小时和 2,237 小时，同期全国风电平均利用小时数分别为 1,948 小时、2,095 小时和 2,082 小时，公司的发电效率逐年提升，并已逐步超越全国平均水平。

因此，公司产能利用率较高，新增产能具有必要性。

综上所述，公司再次融资募投具备必要性。

### (二) 两次募投是否存在重复建设

公司前次募投项目和本次募投项目均为风电项目，公司风电项目的并网销售

模式如下：

公司风电项目并网后根据与电网公司签订的购售电合同将风电场所发电量并入电网公司指定的并网点，由电网公司对发电量统一调度并输送给终端电力用户。电网公司根据计量装置计量的上网电量按月度与公司进行电量交割，公司实现发电收入。

根据国家相关产业政策，国家对包含风电在内的可再生能源发电实行保障收购制度，要求电网企业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，并进一步通过保障收购核定的最低年利用小时数、安排市场化交易等方式实现新能源发电量的全额收购。

公司本次募投项目和前次募投项目均已经取得了当地发改委的核准批复和电网公司的接入电网系统设计评审意见，因此，本次募投项目和前次募投项目的并网及并网后的发电量消纳均有保证，不会产生相互替代，不存在重复建设情形。

另外，公司本次募投项目和前次募投项目均包含苏家梁 100MW 风电项目，因两次募集资金投向该项目的不同建设阶段，故不属于重复建设情形，具体情况如下：

公司前次募集资金净额为 46,448.19 万元，对前次募投项目的分配安排如下：

单位：万元

序号	项目名称	募集资金实际投入金额
1	焦家畔 100MW 风电项目	17,564.42
2	<b>苏家梁 100MW 风电项目</b>	<b>3,637.91</b>
3	兰考兰熙 50MW 风电项目	12,245.87
4	补充流动资金	13,000.00
合计		<b>46,448.19</b>

苏家梁 100MW 风电项目的投资总额为 72,000.00 万元，而公司前次募集资金净额中仅有 3,637.91 万元用于该项目，与投资总额相差较大，为进一步加快该项目的建设并网进度，公司拟将本次募集资金中的 37,000.00 万元继续投入该项目建设。

苏家梁 100MW 风电项目的建设环节按先后顺序依次包括道路工程建设、升压变电站施工、风机基础施工、集电及输电线路施工和风电机组购买及安装等。公司前次募集资金投入的 3,637.91 万元主要用于该项目的道路工程建设、升压变电站施工、风机基础施工等环节，本次募集资金拟投入的 37,000.00 万元主要用于该项目的集电及输电线路施工和风电机组购买及安装等环节。因此，前次募集资金和本次募集资金投向该项目的不同建设阶段。

另外，公司前次和本次共有 40,637.91 万元投资于苏家梁 100MW 风电项目，对于与其投资总额 72,000.00 万元的差额部分，公司将通过自筹或自有资金解决。

综上所述，公司本次募投项目和前次募投项目不存在重复建设。

### 三、本次募投项目投资规模的合理性

募投项目的投资规模等于装机容量乘以单位投资规模（每单位装机的投资规模），公司风电项目的装机容量均为当地发改委核准批复的固定值，因此项目的投资规模取决于单位投资规模。

#### 1、公司本次募投项目与前次募投项目的单位投资规模比较情况如下：

项目名称		装机容量 (MW)	投资总额 (万元)	单位投资 (元/W)	核准 时间
本次发行募投项目	三道山 150MW 风电项目	150.00	110,000.00	<b>7.33</b>	2019 年
	苏家梁 100MW 风电项目	100.00	72,000.00	<b>7.20</b>	2017 年
2019 年非公开发行募投项目	焦家畔 100MW 风电项目	100.00	70,000.00	<b>7.00</b>	2017 年
	苏家梁 100MW 风电项目	100.00	70,000.00	<b>7.00</b>	2017 年
	兰考兰熙 50MW 风电项目	50.00	41,132.60	<b>8.23</b>	2018 年
2017 年首次公开发行募投项目	宁夏同心风电场国博新能源有限公司二期 300MW 风电项目	300.00	240,000.00	<b>8.00</b>	2014 年

随着中国风电设备制造业技术升级和国际化进程加快，风电机组销售价格整体呈现下降趋势。同时，风电场选址的优化、风场运营效率的提高、风机质量和



维护水平的提升、以及风场控制系统自动化程度不断加深等因素，都在一定程度上起到了降低风电成本的作用。因此，公司本次发行的募投项目与 2017 年首次公开发行的募投项目相比，单位投资有所下降。

但是，自 2019 年 5 月 24 日国家发改委发布《关于完善风电上网电价政策的通知》以来，风电行业出现“抢装潮”，风电机组价格有所上涨。因此，公司本次发行的三道山项目的单位投资较 2019 年非公开发行的焦家畔项目、苏家梁项目略有提升，且苏家梁项目的单位投资较 2019 年非公开发行时亦有所提升，具备合理性。

2019 年非公开发行的兰考兰熙项目单位投资较高，系该项目的所在地河南省是公司当时新开拓的风电市场，其前期的开发费用、建筑工程费用、建设管理费用等相对较高所致。

## 2、公司本次募投项目与可比公司同类项目的单位投资规模比较情况如下：

上市公司	项目名称	项目地	装机容量 (MW)	投资总额 (万元)	单位投资 (元/W)	核准时间
嘉泽新能	三道山 150MW 风电项目	宁夏	150.00	110,000.00	<b>7.33</b>	2019 年
	苏家梁 100MW 风电项目	宁夏	100.00	72,000.00	<b>7.20</b>	2017 年
华电福新	河南华电商丘民权 100MW	河南	100.00	82,441.00	<b>8.24</b>	2019 年
大唐发电	大唐国际新庄集乡（原南川）150MW 风电项目	宁夏	150.00	113,300.00	<b>7.55</b>	2017 年
明阳智能	明阳锡林浩特市 100MW 项目	内蒙	100.00	77,196.00	<b>7.72</b>	2017 年
漳泽电力	织女泉风电四期 99.5MW 项目	山西	99.50	82,176.00	<b>8.26</b>	2017 年
节能风电	温县一期 100MW 风电场项目	河南	100.00	82,576.06	<b>8.26</b>	2017 年

注：为增加可比性，选取同行业可比公司在中西部省份同等规模的风电项目作为比较对象。

由上表可见，与同行业上市公司同类风电项目相比，公司本次募投项目的单位投资规模相对较低，具备合理性。

综上所述，与前次募投项目及可比公司同类项目建造成本相比，本次募投项目投资规模具备合理性。

#### **四、保荐机构发表核查意见**

##### **（一）核查程序**

1、查阅了风电行业“抢装潮”的相关政策、查阅了2019年前3季度国内风电设备公开招标量等公开数据；

2、查阅了国家大力发展清洁能源的产业政策、核查了申请人产能利用率等情况、搜集了国家能源局、宁夏统计局、宁夏电力交易中心等网站披露的公开数据、核查了申请人两次募投项目的建设进度等详细内容；

3、查找了可比上市公司同类项目的单位投资规模等相关数据。

##### **（二）核查意见：**

经核查，保荐机构认为：

1、申请人前次募投项目延期主要是因为项目进度受到风电行业“抢装潮”的影响以及公司根据实际情况对项目建设进度进行了适度调整，具备合理性；

2、申请人再次融资募投，一是业务发展模式所需，二是希望抓住风电行业平价上网前的政策机遇，实现公司快速发展并为股东创造更高回报，三是再次融资拟投建的项目效益较好，可显著提升上市公司经营业绩，因此再次融资募投具备必要性；申请人两次募投项目的并网和并网后的电量消纳均有保障，不会相互替代，不存在重复建设；

3、申请人本次募投项目与前次募投项目及可比公司同类项目的单位投资规模均可比，投资规模具备合理性。

（本页无正文，为宁夏嘉泽新能源股份有限公司关于《关于请做好嘉泽新能源可转债发行发审委会议准备工作的函》的回复之盖章页）

宁夏嘉泽新能源股份有限公司

2020年6月29日



(本页无正文,为招商证券股份有限公司关于《关于请做好嘉泽新能可转债发行发审委会议准备工作的函》的回复之签字盖章页)

保荐代表人签名: 张维  
张 维

于珊珊  
于珊珊



2020年6月29日