

香港交易及結算所有限公司及香港聯合交易所有限公司對本公告的內容概不負責，對其準確性或完整性亦不發表任何聲明，並明確表示，概不對因本公告全部或任何部分內容而產生或因倚賴該等內容而引致的任何損失承擔任何責任。



CHINA SUNTIEN GREEN ENERGY CORPORATION LIMITED*

新天綠色能源股份有限公司

(於中華人民共和國註冊成立的股份有限公司)

(股份代號：00956)

海外監管公告

本公告乃由新天綠色能源股份有限公司(「本公司」)根據《香港聯合交易所有限公司證券上市規則》第13.10B條作出。

茲載列本公司於上海證券交易所網站刊發之《新天綠色能源股份有限公司關於非公開發行A股股票申請文件反饋意見回覆的公告》及《新天綠色能源股份有限公司及中德證券有限責任公司關於新天綠色能源股份有限公司非公開發行A股股票申請文件反饋意見的回覆》，僅供參閱。

承董事會命
新天綠色能源股份有限公司
梅春曉
執行董事及總裁

中國河北省石家莊市，2021年6月4日

於本公告日期，本公司非執行董事為曹欣博士、李連平博士、秦剛先生及吳會江先生；本公司執行董事為梅春曉先生及王紅軍先生；以及本公司獨立非執行董事為郭英軍先生、尹焰強先生及林濤博士。

* 僅供識別

证券代码：600956

证券简称：新天绿能

公告编号：2021-046

债券代码：155956.SH

债券简称：G19 新 Y1

债券代码：175805.SH

债券简称：G21 新 Y1

新天绿色能源股份有限公司

关于非公开发行 A 股股票申请文件反馈意见回复的公告

本公司董事会及全体董事保证本公告内容不存在任何虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，并对其内容的真实性、准确性和完整性承担个别及连带责任。

2021年5月17日，新天绿色能源股份有限公司（以下简称“公司”）收到中国证券监督管理委员会（以下简称“中国证监会”）就公司非公开发行A股股票事项出具的《中国证监会行政许可项目审查一次反馈意见通知书》（211022号）（以下简称“反馈意见”）。

公司与相关中介机构按照反馈意见的要求，对中国证监会提出的问题进行了认真核查，并按照反馈意见的要求进行了逐项说明和解释。现将反馈意见回复进行公开披露，具体内容详见公司同日披露的《新天绿色能源股份有限公司及中德证券有限责任公司关于新天绿色能源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》（以下简称“反馈意见回复”）。公司将于上述反馈意见回复披露后2个工作日内向中国证监会报送反馈意见回复相关材料。

公司本次非公开发行A股股票事项尚需获得中国证监会的核准，能否获得核准尚存在不确定性。公司将根据中国证监会对该事项的审批进展情况及时履行信息披露义务，敬请广大投资者注意投资风险。

特此公告。

新天绿色能源股份有限公司董事会

2021年6月4日



新天绿色能源股份有限公司

与

中德证券有限责任公司

关于新天绿色能源股份有限公司

非公开发行 A 股股票申请文件反馈意见的回复

保荐机构（主承销商）



中德证券有限责任公司
Zhong De Securities Co., Ltd.

二〇二一年六月

目录

问题一、控股股东河北建设投资集团参与本次非公开发行股票认购，请披露（1）认购资金来源，说明是否为自有资金，是否存在对外募集、代持、结构化安排或直接间接使用申请人及其关联方资金用于认购的情形，是否存在申请人或利益相关方提供财务资助或补偿等情形；（2）控股股东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情况或减持计划，如有，就该情形是否违反《证券法》第四十四条等相关规定发表明确意见；如无，出具承诺并公开披露。请保荐机构和律师发表核查意见。	4
问题二、请申请人补充说明，申请人及子公司在报告期内受到的行政处罚及相应采取的整改措施情况，相关情形是否符合《上市公司证券发行管理办法》等法律法规规定。请保荐机构和律师发表核查意见。	6
问题三、本次募投项目的部分项目用地、用海手续尚未办理完成，请申请人补充说明相关手续取得进展情况，是否存在法律障碍，能否保证募投项目的顺利实施。请保荐机构和申请人律师发表核查意见。	16
问题四、申请人本次发行拟募集资金 51.1 亿元，投资于唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）等项目。请申请人补充说明：（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；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。（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）募投项目效益预测情况，具体测算过程、测算依据，效益测算的谨慎性、合理性。请保荐机构发表核查意见。	27
问题五、最近一期末，申请人应收账款金额 486,627.47 万元，主要为应收可再生能源补贴款和电网公司的电价款，应收账款减值准备计提比例较低。请申请人补充说明：（1）报告期内可再生能源补贴收入确认情况，结合收入确认条件及可比公司确认情况，说明相关收入确认是否谨慎合理，是否符合企业会计准则的规定。（2）截止目前尚未纳入国补目录的项目情况，对收入、利润及应收款项的影响是否对公司经营成果构成重大影响；尚未纳入国补目录项目是否符合纳入国补目录的条件，尚未纳入的原因，未来纳入是否存在重大不确定性风险。（3）应收账款减值准备计提的合理性，结合同行业可比公司减值计提政策，说明减值计提是否充分谨慎。请保荐机构及会计师发表核查意见。	55
问题六、请申请人补充说明本次发行董事会决议日前六个月至今公司实施或拟实施的财务性投资及类金融业务的具体情况，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，下同）情形。请保荐机构发表核查意见。	73

中国证券监督管理委员会：

贵会于 2021 年 5 月 14 日出具的《中国证监会行政许可项目审查一次反馈意见通知书》（211022 号）（以下简称“反馈意见”）的要求，新天绿色能源股份有限公司（以下简称“新天绿能”、“公司”、“申请人”或“发行人”）会同中德证券有限责任公司（以下简称“中德证券”或“保荐机构”）、安永华明会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“安永”、“会计师”）、北京市嘉源律师事务所（以下简称“嘉源”、“律师”）等相关各方根据反馈意见要求对所列问题进行了逐项核实和解答。现就反馈意见中的问题回复如下，请贵会予以审核。

说明：

1、除非文义另有所指，本反馈回复所用释义与尽职调查报告保持一致。

2、本反馈回复中的字体代表以下含义：

黑体：反馈意见所列问题

宋体：对反馈意见所列问题的回复

问题一、控股股东河北建设投资集团参与本次非公开发行股票认购，请披露
（1）认购资金来源，说明是否为自有资金，是否存在对外募集、代持、结构化安排或直接间接使用申请人及其关联方资金用于认购的情形，是否存在申请人或利益相关方提供财务资助或补偿等情形；（2）控股股东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情况或减持计划，如有，就该情形是否违反《证券法》第四十四条等相关规定发表明确意见；如无，出具承诺并公开披露。请保荐机构和律师发表核查意见。

回复：

一、认购资金来源，说明是否为自有资金，是否存在对外募集、代持、结构化安排或直接间接使用申请人及其关联方资金用于认购的情形，是否存在申请人或利益相关方提供财务资助或补偿等情形

1、2021年6月4日，河北建设投资集团有限责任公司（以下简称“河北建投”）出具《关于认购新天绿色能源股份有限公司非公开发行股份资金来源的说明》，说明如下：“本集团用于认购本次发行股份的资金来源均为自有资金，不存在对外募集、代持、结构化安排或者直接间接使用新天绿能及其关联方资金用于本次认购的情形，也不存在新天绿能或其他利益相关方向本集团提供财务资助、补偿或其他协议安排的情形。”

2、2021年6月4日，公司出具《关于本次非公开发行A股股票不涉及不正当利益安排的承诺函》，说明及承诺如下：“1、本公司不存在向河北建投集团作出保底收益或变相保底保收益承诺的情形；2、本公司不存在直接或间接通过其他利益相关方向河北建投集团提供财务资助、补偿或其他协议安排的情形；3、在本次发行过程中，本公司将严格遵守《上市公司非公开发行股票实施细则》第二十九条、《证券发行与承销管理办法》第十七条的相关规定。”

根据上述说明及承诺函，河北建投用于认购本次发行股份的资金来源均为自有资金，不存在对外募集、代持、结构化安排或者直接间接使用公司及其关联方资金用于本次认购的情形，也不存在公司或其他利益相关方向河北建投提供财务资助或补偿等情形。

公司已于2021年6月5日就上述说明及承诺事项进行公开披露。

二、控股股东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情况或减持计划，如有，就该情形是否违反《证券法》第四十四条等相关规定发表明确意见；如无，出具承诺并公开披露

根据本次发行方案，本次非公开发行的定价基准日为本次非公开发行 A 股股票的发行期首日。

2021 年 6 月 4 日，河北建投出具《关于特定期间不减持新天绿色能源股份有限公司股份的承诺函》，说明及承诺如下：“1、本集团在本承诺函出具之日前六个月内未减持所持有的新天绿能股份；2、自本承诺函出具之日起至本次发行定价基准日（即本次非公开发行 A 股股票的发行期首日）期间，本集团承诺不减持所持有的新天绿能股份；3、自本次发行定价基准日至本次发行完成后六个月内，本集团承诺不减持所持有的新天绿能股份；4、自本次发行完成后三十六个月内，本集团承诺不减持本次认购取得的新天绿能股份。”

公司已于 2021 年 6 月 5 日就上述承诺事项进行公开披露。

三、请保荐机构和律师发表核查意见。

（一）核查程序

1、保荐机构核查程序：

（1）查询了河北建投的工商信息、财务资料等资料；

（2）获取并核查了公司出具的《关于本次非公开发行 A 股股票不涉及不正当利益安排的承诺函》；

（3）查阅了公司相关公告，了解公司公告公开承诺情况；

（4）获取并核查了河北建投与公司签署的《附条件生效认购协议书》；

（5）获取并核查了河北建投出具的《关于认购新天绿色能源股份有限公司非公开发行股份资金来源的说明》及《关于特定期间不减持新天绿色能源股份有限公司股份的承诺函》。

2、律师核查程序：

（1）查询了河北建投的工商信息、财务资料等资料；

(2) 获取并核查了河北建投与公司签署的《附条件生效认购协议书》;

(3) 获取并核查了公司出具的《关于本次非公开发行 A 股股票不涉及不正当利益安排的承诺函》;

(4) 获取并核查了河北建投出具的《关于认购新天绿色能源股份有限公司非公开发行股份资金来源的说明》及《关于特定期间不减持新天绿色能源股份有限公司股份的承诺函》;

(5) 查阅了公司相关公告, 了解公司公告公开承诺情况。

(二) 核查意见

经核查, 保荐机构、律师认为:

1、河北建投用于认购本次发行股份的资金来源均为自有资金, 不存在对外募集、代持、结构化安排或者直接间接使用公司及其关联方资金用于本次认购的情形, 也不存在公司或其他利益相关方向河北建投提供财务资助或补偿等情形。

2、河北建投自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, 河北建投已针对前述减持事项作出确认和承诺。

3、公司已就认购资金来源相关事项、减持确认和承诺进行公开披露。

问题二、请申请人补充说明, 申请人及子公司在报告期内受到的行政处罚及相应采取的整改措施情况, 相关情形是否符合《上市公司证券发行管理办法》等法律法规规定。请保荐机构和律师发表核查意见。

回复:

一、申请人及子公司在报告期内受到的行政处罚及相应采取的整改措施情况

根据公司提供的资料及公司书面确认并经核查, 报告期内, 公司及其境内下属子公司受到的处罚金额在 5,000 元以上的行政处罚及整改情况如下表所示:

序号	公司名称	处罚机关	处罚文件	处罚事由	处罚内容	整改措施
1	保定建投天然气有限公司	保定市国土资源局	2018-1030	未经批准擅自占用国有建设用地 13,333 平方米建设“保定 CNG 加	退还非法占用的 13,333 平方米国有土地; 罚款 173,329 元。	已足额缴纳罚款; 已取得土地证。

序号	公司名称	处罚机关	处罚文件	处罚事由	处罚内容	整改措施
				气母站”。		
2	保定建投天然气有限公司	保定市竞秀区城市管理综合行政执法局	保竞城执（江）罚决字[2019]第1号	未取得建设工程规划许可证，施工建设“保定 CNG 加气母站”。	责令停止建设； 罚款 114,391.56 元。	已足额缴纳罚款；已按照要求取得了建设工程规划许可证。
3	建投燕山（沽源）风能有限公司	沽源县国土资源局	沽国土罚字[2018]06号	未经批准擅自占用集体土地，用于建设制氢站项目，占地面积共计 19,439 平方米（29.1585 亩）。	责令退还非法占用的土地 29.1585 亩；并处罚款 242,460 元。	已足额缴纳罚款；正在重新办理征转组卷手续。
4	昌黎新天风能有限公司	昌黎县城乡规划局	（昌规罚）决字（2018）第（003）号	昌黎大滩风电场 48 兆瓦工程项目在建设中擅自改变规划方案的违法建设行为。	罚 款 163,088 元。	已足额缴纳罚款；已取得城乡规划局的核准批复。
5	卫辉新天绿色能源有限公司	卫辉市文化广播电视局	（卫）文罚字[2018]第 06 号	在文物保护单位的建设控制地带内进行建设工程，工程设计方案未经文物行政部门同意，报城乡建设规划部门批准，对文物保护单位的历史风貌造成破坏。	罚 款 100,000 元。	已足额缴纳罚款。
6	卫辉新天绿色能源有限公司	卫辉市国土资源局	卫国土资罚决字[2018]012号	未取得合法用地手续，擅自占用土地建风力发电升压站及七个风力发电机座，宗地占地面积 13,566.92 平方米。占地类型为林地 13,532.36 平方米，建设用地 34.56 平方米，占地位置符合狮豹头乡土地利用总体规划，构成非法占用土地行为。	责令退还非法占用土地 13,566.92 平方米，并处： 1.没收非法占用的 13,532.36 平方米土地上新建的建筑物面积 1,404.61 平方米； 2.依据《河南省国土资源厅行政处罚裁量标准》给予卫辉新天绿色能源有限公司非法占用的林地 13,532.36 平方米，每平方米 8 元的罚款，计 108,258.88 元；非法占用的建设用地 34.56 平	已足额缴纳罚款，正在与当地沟通办理不动产权证。

序号	公司名称	处罚机关	处罚文件	处罚事由	处罚内容	整改措施
					方米，每平方米3元的罚款，计103.68元；罚款共计108,362.56元。	
7	河北建投张家口风能有限公司沽源分公司	张家口市环境保护局	张环罚[2018]21号	未制定废机油危险废物意外事故应急预案，未向环保部门备案	罚款50,000元。	已足额缴纳罚款；已按照要求完成平台备案，目前定期在平台上填报相关数据。
8	河北建投张家口风能有限公司沽源分公司	张家口市环境保护局	张环罚[2017]26号	110kv 升压站及其配套设施未经环保部门验收投入生产和使用罚款	罚款200,000元。	已足额缴纳罚款，已取得张家口市行政审批局出具的环评文件批复。
9	昌黎新天风能有限公司	昌黎县城乡建设局	(昌建)罚字(2018)第8号	昌黎大滩风电场48兆瓦工程未办理施工许可证擅自施工	罚款64,420元。	已足额缴纳罚款；已取得城乡建设局的消防验收备案，目前正在办理不动产权证。
10	蠡县建投天然气有限公司	蠡县城市管理综合执法局	蠡城执规罚决字[2018]第019号	在蠡县永盛大街建设的天然气管道项目，未办理建设工程规划许可证	1.责令办理相关规划手续； 2.罚款118,126元。	已足额缴纳罚款；积极办理相关规划手续，已取得部分中压管道的规划意见；每月定期对类似问题进行自查自纠，后期杜绝此类情况再次发生。
11	蠡县建投天然气有限公司	蠡县城市管理综合执法局	蠡城执规罚决字[2018]第020号	在蠡县永盛大街建设的天然气管道项目，未办理建设工程施工许可证，擅自开工建设	1.责令办理相关施工手续； 2.罚款47,250.40元。	已足额缴纳罚款；积极办理相关规划手续，已取得部分中压管道的规划意见；每月定期对类似问题进行自查自纠，后期杜绝此类情况再次发生。
12	安国市华港燃	安国市水利局	安水政罚决字[2019]	在未办理取水许可审批手续的情	1.责令停止违法行为，采取补救	已足额缴纳罚款；已取得

序号	公司名称	处罚机关	处罚文件	处罚事由	处罚内容	整改措施
	气有限公司		第 39 号	况下,擅自取用地下水	措施; 2. 罚 款 20,000 元。	取水许可证书。
13	安国市华港燃气有限公司	安国市环境保护局	安环罚决字 [2019]-2-16 号	产生含挥发性有机物废气 (VOCs) 的生产活动,未按规定正常使用污染防治设施	罚款 20,000 元。	已足额缴纳罚款;通过采取管道喷塑工艺替代管道刷漆、钢管供应商出厂前完成刷漆等措施,防止施工过程中有机物废气 (VOCs) 的产生及挥发。
14	防城港新天绿色能源有限公司	防城港市生态环境局	防环罚字 [2020]19 号	在项目建设过程中未同时组织实施环境影响报告书及其审批部门审批决定中提出的环境保护对策措施。	罚 款 300,000 元。	已足额缴纳罚款;已按要求采取了相关环境保护措施,包括道路排水、植被恢复、山体治理等。
15	河北省天然气有限责任公司	辛集市城市管理综合行政执法局	(辛综执规划)罚字 (2020)第 (009) 号	冀中十县管网工程(二期)辛集分输站、制革园区分输站、新城末站、小辛庄末站未办理建设工程规划许可证擅自开工。	罚款 221,489.75 元。	已按期足额缴纳罚款;已办理建设工程规划许可证。
16	河北省天然气有限责任公司	辛集市城市管理综合行政执法局	(辛综执规划)罚字 (2020)第 (009) 号	冀中十县管网工程(二期)辛集分输站、制革园区分输站、新城末站、小辛庄末站未办理建设工程施工许可证擅自开工。	罚 款 44,297.95 元。	已按期足额缴纳罚款;正在与当地沟通办理不动产权证。
17	安国市华港燃气有限公司	安国市市场监督管理局	安市监处 (2020) 0398 号	高于政府定价销售天然气	责令立即改正违法行为,并处罚款 60,372.40 元。	已按期足额缴纳罚款,并将消费者多付的价款退还。
18	哈尔滨瑞风新能源有限责任公司	哈尔滨市自然资源和规划局	哈国土行处罚字 [2020]第 8203 号	未依法取得供地手续占地建设升压站及风机基础	1.责令退还非法占用的 21,906.3 平方米土地; 2.对未依法取得供地手续占地建设行为处以每平方米 5 元罚款,共计 109,531.50 元。	已足额缴纳罚款;已完成相关占地手续报批工作,并签署土地成交确认书及国有建设用地出让合同。

序号	公司名称	处罚机关	处罚文件	处罚事由	处罚内容	整改措施
19	河北省天然气有限责任公司	晋州市住房和城乡建设局	(晋住建)罚字[2020]第(08002)号	将依法必须招标的项目化整为零或者以其他方式规避招标	罚款 69,020 元。	已按期足额缴纳罚款；已补办了招标备案手续。

除上述金额 5,000 元以上的行政处罚外，报告期内，公司及其境内下属分、子公司还存在 9 项金额在 5,000 元以下的行政处罚，合计罚款金额为 1,200 元，处罚原因为未按照规定期限申报办理变更登记和报送纳税资料等，相关主体已足额缴纳罚款并进行整改；根据《中华人民共和国税收管理办法》等相关规定，公司及其境内下属分、子公司的前述违法行为不构成重大违法行为。

二、相关情形是否符合《上市公司证券发行管理办法》等法律法规规定

根据《上市公司证券发行管理办法》（以下简称“《管理办法》”）第三章“非公开发行股票的条件”的相关规定，上市公司存在下列情形之一的，不得非公开发行股票：

（一）本次发行申请文件有虚假记载、误导性陈述或重大遗漏；

（二）上市公司的权益被控股股东或实际控制人严重损害且尚未消除；

（三）上市公司及其附属公司违规对外提供担保且尚未解除；

（四）现任董事、高级管理人员最近三十六个月内受到过中国证监会的行政处罚，或者最近十二个月内受到过证券交易所公开谴责；

（五）上市公司或其现任董事、高级管理人员因涉嫌犯罪正被司法机关立案侦查或涉嫌违法违规正被中国证监会立案调查；

（六）最近一年及一期财务报表被注册会计师出具保留意见、否定意见或无法表示意见的审计报告。保留意见、否定意见或无法表示意见所涉及事项的重大影响已经消除或者本次发行涉及重大重组的除外；

（七）严重损害投资者合法权益和社会公共利益的其他情形。

根据上文第（七）项的规定，上市公司存在严重损害投资者合法权益和社会公共利益的其他情形的，不得非公开发行股票。根据中国证监会于 2020 年 6 月发布的《再融资业务若干问题解答》，“重大违法行为”的认定标准包括：发行人

合并报表范围内的各级子公司，若对发行人主营业务收入和净利润不具有重大影响（占比不超过 5%），其违法行为可不视为发行人存在相关情形，但违法行为导致严重环境污染、重大人员伤亡或社会影响恶劣的除外；严重损害投资者合法权益和社会公共利益的其他情形的判断标准：对于主板（中小板）发行人非公开发行股票和非公开发行优先股发行条件中规定的“严重损害投资者合法权益和社会公共利益的其他情形”，需根据行为性质、主观恶性程度、社会影响等具体情况综合判断。如相关违法行为导致严重环境污染、重大人员伤亡、社会影响恶劣等，原则上视为构成严重损害投资者合法权益和社会公共利益的违法行为。

根据公司提供的资料及公司书面确认并经核查，报告期内，公司及其境内下属子公司受到的罚款金额在 5,000 元以上的行政处罚情况如下：

序号	公司名称	处罚机关	处罚文件	处罚事由	处罚内容	是否构成重大违法行为
1	保定建投天然气有限公司	保定市国土资源局	2018-1030	未经批准擅自占用国有建设用地 13,333 平方米建设“保定 CNG 加气母站”。	退还非法占用的 13,333 平方米国有土地；罚款 173,329 元。	保定市国土资源局已出具情况证明：该违法行为未造成危害后果，同时，该行政处罚不属于重大行政处罚。
2	保定建投天然气有限公司	保定市竞秀区城市管理综合行政执法局	保竞城执（江）罚决字[2019]第 1 号	未取得建设工程规划许可证，施工建设“保定 CNG 加气母站”。	责令停止建设；罚款 114,391.55 元。	保定市竞秀区城市管理综合行政执法局已出具情况说明：该单位现已按照要求取得了建设工程规划许可证，上述违法行为不构成重大违法违规行为。
3	建投燕山（沽源）风能有限公司	沽源县国土资源局	沽国土罚字[2018]06 号	未经批准擅自占用集体土地，用于建设制氢站项目，占地面积共计 19,439 平方米（29.1585 亩）。	责令退还非法占用的土地 29.1585 亩；并处罚款 242,460 元。	沽源县国土资源局已出具情况证明：该违法行为未造成危害后果，同时，该行政处罚不属于重大行政处罚。
4	昌黎新天风能	昌黎县城乡规划	（昌规罚）决字（2018）第	昌黎大滩风电场 48 兆瓦工程	罚款 163,088 元。	昌黎县城乡规划局已出具证明：该违法行为未造成危害后果，同时不属于重大违法违规

序号	公司名称	处罚机关	处罚文件	处罚事由	处罚内容	是否构成重大违法行为
	有限公司	划局	(003) 号	项目在建 建设中擅自 改变规划违 法建设行为。		行为。
5	卫辉新天绿色能源有限公司	卫辉市文化广电 播电影电视局	(卫)文罚 字[2018]第 06 号	在文物的保 护单位建设 控制地带内 进行建设工程, 工程设计方案 未经文物行政 部门同意,报 城乡规划部门 批准,对文物 保护单位的历史 风貌造成破坏。	罚款 100,000 元。	卫辉市文化广电和旅游局已 出具情况证明:上述违法行为 未造成危害后果,同时,上述 行政处罚不属于重大行政处 罚。 (注:2019 年 1 月卫辉市机 构改革完成后,卫辉市文化广 电和旅游局承接原卫辉市文 化广播电影电视局职权)
6	卫辉新天绿色能源有限公司	卫辉市国土资 源局	卫国土资 罚决字 [2018]012 号	未取得合法 用地手续,擅 自占用土地 建设风力发 电升压站及 七个风力发 电机座,宗地 占地面积 13,566.92 平方米。占 地类型为林 地 13,532.36 平方米,建 设用地 34.56 平方米,占地 位置符合狮 豹头乡土地 利用总体规划, 构成非法占 用土地行为。	责令退还非法 占用土地 13,566.92 平方米,并 处: 1.没收非法 占用的 13,532.36 平方米土地 上新建的建 筑物面积 1,404.61 平 方米; 2.依据《河 南省国土资 源厅行政处 罚裁量标准 》给予卫辉 新天绿色能 源有限公司 非法占用的 林地 13,532.36 平方米,每 平方米 8 元 的罚款,计 108,258.88 元;非法占 用的建设用 地 34.56 平 方米,每平	卫辉市自然资源和规划局已 出具证明:该违法行为未造成 危害后果,同时,该行政处罚 不属于重大行政处罚。

序号	公司名称	处罚机关	处罚文件	处罚事由	处罚内容	是否构成重大违法行为
					方米 3 元的罚款，计 103.68 元；罚款共计 108,362.56 元。	
7	河北建投张家口风能有限公司沽源分公司	张家口环境保护局	张环罚[2018]21 号	未制定废机油危险废物应急预案，未向环保部门备案	罚款 50,000 元	张家口市生态环境局已出具证明：该违法行为未造成危害后果，且企业已按要求积极整改，该违法行为不属于情节严重的情形。
8	河北建投张家口风能有限公司沽源分公司	张家口环境保护局	张环罚[2017]26 号	110kv 升压站及其配套设施未经环保部门验收投入生产和使用罚款	罚款 200,000 元。	张家口市生态环境局已出具证明：该违法行为未造成危害后果，且企业已按要求积极整改，该违法行为不属于情节严重的情形。
9	昌黎新天风能有限公司	昌黎城乡建设局	(昌建)罚字(2018)第 8 号	昌黎大滩风电场 48 兆瓦工程未办理施工许可证擅自施工	罚款 64,420 元	昌黎县城乡建设局已出具证明：该违法行为未造成危害后果，同时不属于重大违法违规处罚。
10	蠡县建投天然气有限公司	蠡县城市管理综合执法局	蠡城执规罚决字[2018]第 019 号	在蠡县永盛大街天然气管道项目，未办理建设工程规划许可证	1. 责令办理相关规划手续； 2. 罚款 118,126 元	蠡县城市管理综合执法局已出具证明：该违法行为未造成危害后果，同时，该行政处罚不属于重大行政处罚。
11	蠡县建投天然气有限公司	蠡县城市管理综合执法局	蠡城执规罚决字[2018]第 020 号	在蠡县永盛大街天然气管道项目，未办理建设工程施工许可证，擅自开工建设	1. 责令办理相关施工手续； 2. 罚款 47,250.40 元。	蠡县城市管理综合执法局已出具证明：该违法行为未造成危害后果，同时，该行政处罚不属于重大行政处罚。
12	安国市华港燃气有限公司	安国市水利局	安水政罚决字[2019]第 39 号	在未办理取水许可审批手续的情况下，	1. 责令停止违法行为，采取补救措施；	安国市水利局已出具证明：该违法行为未造成危害后果，同时，该行政处罚不属于重大行政

序号	公司名称	处罚机关	处罚文件	处罚事由	处罚内容	是否构成重大违法行为
	限公司			擅自取用地下水	2. 罚 款 20,000 元。	政处罚。
13	安国市华港燃气有限公司	安国市环境保护局	安环罚决字 [2019]-2-16号	产生含挥发性有机物废气（VOCs）的生产活动，未按照规定正常使用污染防治设施	罚款 20,000 元	保定市生态环境局安国市分局已出具证明：该违法行为未造成危害后果，同时，该行政处罚不属于重大行政处罚。
14	防城港新天绿色能源有限公司	防城港市生态环境局	防环罚字 [2020]19号	在项目建设过程中同时组织实施环境影响报告书审批部门审批决定的环境保护对策措施。	罚 款 300,000 元	防城港市生态环境局已出具证明，证明：该违法行为未造成危害后果，同时不属于重大违法违规行为。
15	河北省天然气有限责任公司	辛集市城市管理综合行政执法局	（辛综执规划）罚字 （2020）第 （009）号	冀中十县管网工程（二期）辛集分输站、制革园区分输站、新城末站、小辛庄末站未办理建设工程规划许可证擅自开工	罚 款 221,489.75 元	辛集市城市管理综合行政执法局出具证明，证明：该违法行为未造成危害后果，同时不属于重大违法违规行为。
16	河北省天然气有限责任公司	辛集市城市管理综合行政执法局	（辛综执规划）罚字 （2020）第 （009）号	冀中十县管网工程（二期）辛集分输站、制革园区分输站、新城末站、小辛庄末站未办理建设工程施工许可证擅自开工。	罚 款 44,297.95 元。	辛集市城市管理综合行政执法局出具证明，证明：该违法行为未造成危害后果，同时不属于重大违法违规行为。
17	安国市华港燃气有限公司	安国市市场监督管理局	安市监处 （2020） 0398号	高于政府定价销售天然气	责令立即改正违法行为，并处罚款 60,372.40 元	安国市市场监督管理局出具证明，证明：该违法行为未造成危害后果，同时不属于重大违法违规行为。

序号	公司名称	处罚机关	处罚文件	处罚事由	处罚内容	是否构成重大违法行为
18	哈尔滨瑞风新能源有限责任公司	哈尔滨市自然资源和规划局	哈国土行处罚字[2020]第8203号	未依法取得供地手续建设升压站及风机基础	1.责令退还非法占用的21,906.3平方米土地； 2.对未依法取得供地手续占地建设行为处以每平方米5元罚款，共计109,531.50元	哈尔滨市双城市国土资源执法监察局已出具证明：该违法案行为未造成危害后果，同时，该行政处罚不属于重大行政处罚。 该等处罚系依据《中华人民共和国土地管理法》、《中华人民共和国土地管理法实施条例》相关规定作出，罚款金额在规定的罚款金额区间（每平方米30元以下）的中位数以下，因此该等处罚不属于情节严重的违法违规行为，不会对本次发行构成重大不利影响。
19	河北省天然气有限责任公司	晋州市住房和城乡建设局	（晋住建）罚字[2020]第（08002）号	将依法必须招标项目化整为零或以其他方式规避招标	罚款 69,020元	晋州市住房和城乡建设局已出具证明：该违法行为未造成危害后果，同时不属于重大违法违规行为。

综上，公司及其境内下属子公司上述行政处罚均不涉及导致严重环境污染、重大人员伤亡或社会影响恶劣的情形，不构成《管理办法》第三十九条所称严重损害投资者合法权益和社会公共利益的违法行为，且相关处罚机关已出具了证明，认定上述行为不属于重大违法行为或处罚行为不属于重大行政处罚，不会构成对本次非公开发行的实质法律障碍。

三、请保荐机构和律师发表核查意见。

（一）核查程序

1、保荐机构核查程序：

（1）获取并核查了公司缴纳罚款的凭证、关于内部整改的说明、相关内部记录文件，用以核查公司及其境内下属子公司对相关违法行为的整改情况；

（2）获取并核查了相关政府部门出具的证明，并核查相关处罚依据以及适用的行政处罚自由裁量标准，用以判断相关违法行为是否构成重大违法行为。

2、律师核查程序：

(1) 获取并核查了公司报告期的营业外支出明细，登录国家企业信用信息公示系统、信用中国网站、中国证监会网站等进行查询，取得并查阅了处罚决定书/告知书，用以核查公司及其子公司报告期内受到行政处罚的情况；

(2) 获取并核查了公司缴纳罚款的凭证、关于内部整改的说明、相关内部记录文件，用以核查公司及其境内下属子公司对相关违法行为的整改情况；

(3) 获取并核查了相关政府部门出具的证明，并核查相关处罚依据以及适用的行政处罚自由裁量标准，用以判断相关违法行为是否构成重大违法行为。

(二) 核查意见

经核查，保荐机构、律师认为：

公司及其境内子公司报告期内的上述行政处罚，相关主体已足额缴纳了罚款，并进行了相应整改；前述行政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，公司不存在《管理办法》规定的不得非公开发行股票的情形。

问题三、本次募投项目的部分项目用地、用海手续尚未办理完成，请申请人补充说明相关手续取得进展情况，是否存在法律障碍，能否保证募投项目的顺利实施。请保荐机构和申请人律师发表核查意见。

回复：

截至本反馈意见回复出具之日，本次募投项目中：唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）、唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）涉及用海以及填海造地事宜，公司正在办理海域使用审批手续并后续相应办理填海造地区域的用地审批手续；唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）、唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）涉及天然气输气管线中阀室、分输站的永久用地事宜，公司正在办理相关的用地审批手续。该等募投项目的实施主体均为公司的控股子公司曹妃甸新天液化天然气有限公司（以下简称“曹妃甸公司”），相关用地、用海手续取得进展情况具体如下：

一、唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）、唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）涉及用海以及填海造地区域用地的相关手续进展情况，以及是否存在法律障碍

（一）曹妃甸公司所涉募投项目已列为围填海历史遗留问题并取得了自然资源部的用海预审意见以及国家发改委的核准批复

根据公司提供的资料、书面确认并经核查，曹妃甸公司所涉募投项目是环渤海地区天然气基础设施建设重点工程，也是国家 2019 年天然气基础设施互联互通重点工程。曹妃甸公司于 2019 年 5 月取得自然资源部批复的用海预审意见，并于 2019 年 10 月取得国家发改委的核准批复。具体如下：

1、曹妃甸公司所涉募投项目系国家重点工程，获得国家政策支持

根据河北省发展和改革委员会（以下简称“河北省发改委”）于 2018 年 4 月 9 日下发的《关于做好唐山曹妃甸 LNG 接收站及外输管线工程建设有关工作的通知》，按照国家能源局 4 月 2 日召开的项目协调会的要求，落实国家总体规划，确保 2022 年完成项目建设的总体目标，同意由曹妃甸公司作为投资主体承建该项目，请各级地方政府和相关部门给予支持并协调出具各项前期支持性文件。

根据国家能源局石油天然气司于 2018 年 10 月 19 日召开的煤电油气运相关工作机制第二次联合周例会形成的《煤电油气运相关工作机制联合周例会纪要》，国家发改委支持唐山 LNG 项目外输管道分阶段核准和控制性工程提前开工，请各有关部门按照“合规提速、特事特办、联审联办”的推进原则，积极支持加快项目建设。

根据国家发改委、国家能源局于 2018 年 12 月 19 日下发的《关于印发〈环渤海地区液化天然气储运体系建设实施方案（2019-2022）〉的通知》（发改能源[2018]1876 号），曹妃甸公司所涉募投项目已纳入重点任务 2019 年工作部署。

根据河北省发改委于 2019 年 6 月 6 日向国家发改委报送的《河北省发展和改革委员会关于申请曹妃甸新天液化天然气有限公司唐山 LNG 项目核准的请示》（冀发改能源[2019]782 号），唐山 LNG 项目已列入国家《环渤海地区液化天然气储运体系建设实施方案（2019-2022）》，是环渤海地区天然气基础设施建设重点工程，也是 2019 年国家天然气基础设施互联互通重点工程，可缓解京津冀及华北地区天然气供应紧张局面。

国家发展改革委办公厅于 2020 年 2 月 5 日下发《关于加快推进 2020 年石油天然气基础设施重点工程有关事项的通知》，本次募投项目属于国家石油天然气基础设施重点工程。其中要求：唐山 LNG 接收站项目第一阶段计划 2022 年 12

月完成，第二阶段 2025 年 12 月完成，唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）计划 2022 年 10 月 30 日完成。

2、曹妃甸公司所涉募投项目用海已列为围填海历史遗留问题并取得了自然资源部的用海预审意见以及国家发改委的核准

（1）唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）

①2019 年 4 月 11 日，河北省发改委出具《关于曹妃甸新天液化天然气有限公司唐山 LNG 项目用海有关情况的说明》（冀发改能源[2019]488 号），项目申请用海部分已完成填海造地，并纳入其围填海历史遗留问题处置清单，不新增围填海。项目取得海域使用权并通过填海项目海域使用验收后，以协议出让方式办理土地相关手续。

②2019 年 5 月 29 日，自然资源部出具《关于唐山 LNG 项目用海预审意见的函》（自然资函[2019]256 号），同意唐山 LNG 项目用海选址、用海面积、方式和用途，项目用海符合《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》，用海面积控制在 498 公顷以内。其中申请海域范围内的建设填海造地用海区域（77.2494 公顷）已经填海成陆，属于围填海历史遗留问题，需根据国务院 24 号文的规定做好处置工作。

③2019 年 10 月 24 日，国家发改委出具《关于曹妃甸新天液化天然气有限公司唐山液化天然气项目核准的批复》（发改能源[2019]1678 号），核准唐山 LNG 项目。

（2）唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）

①2019 年 5 月 29 日，自然资源部出具《关于唐山 LNG 外输管线项目用海预审意见的函》（自然资函[2019]257 号），同意该项目用海选址、用海面积、方式和用途，项目用海符合《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》，用海面积控制在 22 公顷以内。其中申请海域范围内的建设填海造地用海区域（19.8334 公顷）已经填海成陆，属于围填海历史遗留问题，需根据国务院 24 号文的规定做好处置工作。

②2019 年 10 月 24 日，国家发改委出具《关于河北新天唐山液化天然气接收站外输管线项目（曹妃甸-宝坻段）核准的批复》（发改能源[2019]1677 号），

核准唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）。

（二）曹妃甸公司所涉募投项目的用海以及填海造地区域用地手续的办理具有特殊的政策背景

为了保护渤海湾的整体生态环境，原国家海洋局于 2017 年 5 月 18 日下发《国家海洋局关于进一步加强渤海生态环境保护工作的意见》（国海发〔2017〕7 号），明确提出暂停受理、审核渤海内围填海项目，暂停受理、审批渤海内区域用海规划，暂停安排渤海内的年度围填海计划指标。

国务院于 2018 年 7 月 14 日下发《关于加强滨海湿地保护 严格管控围填海的通知》（国发〔2018〕24 号，以下简称“国务院 24 号文”），明确要求加快处理围填海历史遗留问题，有关省级人民政府在 2019 年底前制定围填海历史遗留问题处理方案，提出年度处置目标，严格限制围填海用于房地产开发、低水平重复建设旅游休闲娱乐项目及污染海洋生态环境的项目，并要求妥善处置合法合规围填海项目，依法处置违法违规围填海项目。

自然资源部、国家发改委于 2018 年 12 月 20 日下发《关于贯彻落实〈国务院关于加强滨海湿地保护严格管控围填海的通知〉的实施意见》（自然资规〔2018〕5 号），各省（区、市）于 2018 年 12 月底前形成围填海历史遗留问题清单，2019 年 6 月底前制定围填海历史遗留问题处理方案，并报自然资源部备案，抄报国家发展改革委。未列入围填海历史遗留问题清单的，原则上不予办理项目用海审批手续。并进一步明确涉及围填海历史遗留问题的项目用海，要优化海域审批流程，简化海域使用论证内容，提高审批效率，用海审批权限依照《中华人民共和国海域使用管理法》及国务院有关文件执行。

自然资源部于 2018 年 12 月 27 日下发《关于进一步明确围填海历史遗留问题处理有关要求的通知》（自然资规〔2018〕7 号），在“依法处置未取得海域使用权的围填海项目”一节中明确规定，省级自然资源主管部门报经省级人民政府同意后，将围填海历史遗留问题区域的具体处理方案及相关附件报自然资源部备案；符合国务院 24 号文及有关要求的，由自然资源部函复省级自然资源主管部门，明确审查意见及监管要求；已经纳入通过审查的围填海历史遗留问题区域具体处理方案的项目，属于国务院审批权限的，建设项目主体通过项目所在地省级人民政府向自然资源部提出用海申请，具体可由省级自然资源主管部门报经省级人民政府同意后转报；属于地方审批权限的项目，由省级人民政府依法依规开展海域

使用权审批、出让工作。

河北省自然资源厅与河北省发改委于 2019 年 2 月下发《关于严格管控围填海加快处置历史遗留问题的通知》（冀自然资规[2019]1 号），对河北省区域内处理围填海历史遗留问题的具体工作要求和时间予以明确。

（三）本次募投项目所涉围填海事项正在按照国家及河北省有关围填海历史遗留问题处置的相关规定及方案予以处理

根据公司提供的资料、书面确认并经核查，曹妃甸公司所涉募投项目相关的围填海土地是因为 2008 年曹妃甸区人民政府抢抓国家扩大内需政策实施区域填海造地形成的，已填成陆未办理用海审批手续的区域系历史遗留问题，本次募投项目并未涉及新增围填海事宜。但由于国务院及相关部委、河北省相关部门于 2018 年至 2019 年发布的一系列规范性文件对处理围填海历史遗留问题的政策影响，曹妃甸公司所涉募投项目的用海以及填海造地区域手续正在按照国家及河北省有关围填海历史遗留问题的相关规定进行处理。

根据河北省自然资源厅向唐山市政府转发的《自然资源部海域海岛管理司关于唐山市曹妃甸区规划建设近中期投资项目的已填成陆区域历史遗留问题处理方案备案意见的复函》（自然资海域海岛函[2019]39 号），鉴于唐山市曹妃甸区规划建设近中期投资项目的已填成陆区域已纳入河北省围填海历史遗留问题清单，自然资源部原则同意将该区域按照围填海历史遗留问题进行处理，并要求严格按照规定的权限、程序和要求办理用海手续。同时，河北省自然资源厅在复函中提出请唐山市人民政府按照该复函要求抓好工作落实。

根据《河北省曹妃甸区规划建设近中期投资项目的已填成陆区域历史遗留问题处理方案》，唐山 LNG 接收站及外输管线项目已填成陆且已利用的海域已被列入“曹妃甸区围填海历史遗留问题清单”。

曹妃甸公司已于 2019 年 11 月向自然资源部报送唐山 LNG 接收站项目以及外输管线项目的海域使用权申请文件并取得了自然资源部出具的《材料接收单》。

综上所述，唐山 LNG 接收站及外输管线项目涉及围填海历史遗留问题，已纳入河北省围填海历史遗留问题清单，正在按照国家及河北省有关围填海历史遗留问题处置的相关规定及方案的要求和程序进行处理。

（四）后续办理用海、用地手续不存在实质性法律障碍

根据《中华人民共和国海域使用管理法》第十八条规定，本次募投项目所涉围填海面积超过 50 公顷，需要提交国务院审批。

根据公司的书面确认，截至本反馈意见回复出具之日，公司用海手续已通过自然资源部审查，自然资源部按国务院要求征求相关部委意见后，提交国务院审批。

根据《中华人民共和国海域使用管理法》第十九条及三十二条规定，海域使用申请经依法批准后，国务院批准用海的，由国务院海洋行政主管部门登记造册，向海域使用申请人颁发海域使用权证书；地方人民政府批准用海的，由地方人民政府登记造册，向海域使用申请人颁发海域使用权证书。海域使用申请人自领取海域使用权证书之日起，取得海域使用权。海域使用权人应当自填海项目竣工之日起三个月内，凭海域使用权证书，向县级以上人民政府土地行政主管部门提出土地登记申请，由县级以上人民政府登记造册，换发国有土地使用权证书，确认土地使用权。

因此，曹妃甸公司取得用海批复后，可依法申请办理相应的海域使用权证书，并后续换领所涉的围填海用地的国有土地使用权证书。

根据河北省人民政府办公厅向自然资源部办公厅出具的《关于唐山 LNG 接收站等 2 个项目用海意见的函》（冀政办函[2018]54 号），确认唐山 LNG 接收站项目和唐山 LNG 外输管线项目申请用海界址清楚，权属无争议；用海选址符合《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》、《河北省海洋主体功能规划》、《河北省海岸线保护与利用规划》、《曹妃甸工业区总体规划》、《河北省海洋生态红线》等相关要求，不存在违法用海行为；该等项目不涉及新增围填海造地，拟占填海造地全部位于已填海成陆区域，属于围填海历史遗留问题处理事项，该等项目不存在违法用海行为。

根据唐山市曹妃甸区自然资源和规划局出具的证明以及与该局和唐山市曹妃甸区人民政府进行访谈，公司唐山 LNG 项目填海形成的土地是 2008 年曹妃甸区政府抢抓国家扩大内需政策实施区域填海造地形成的，已填成陆未办理用海审批手续的区域系历史遗留问题，并非企业本身的违规行为，截至本反馈意见回复之日，主管部门未对曹妃甸公司作出过行政处罚，目前曹妃甸公司正在按程序办

理海域使用、规划许可等审批手续，后续办理用海、用地使用权证书没有实质性障碍。

综上所述，在按照国家及河北省有关围填海历史遗留问题处置的相关规定及方案履行相应的程序后，曹妃甸公司取得相关海域使用权证书、以及后续换领围填海用地的土地使用权证书的相关手续不存在实质性法律障碍。

二、唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）、唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）天然气输气管线的永久用地的相关手续进展情况，以及是否存在法律障碍

（一）永久用地情况

根据公司提供的资料、书面确认并经核查，本次募投项目中唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）及接收站外输管线项目（宝坻—永清段）涉及永久用地，主要用于阀室、工艺站场。具体情况如下：

1、唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）涉及永久用地总计 38,799 平方米，其中 8 个阀室用地面积共计 11,669 平方米，2 个分输站用地面积共计 27,130 平方米。

2、唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）涉及永久用地总计 21,476 平方米，其中 5 个阀室用地面积共计 6,608 平方米，1 个末站用地面积 14,868 平方米。

（二）永久用地相关手续办理进展情况

截至本反馈意见回复之日，唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）、唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）天然气输气管线已完成用地预审，具体情况如下：

1、唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）

（1）2018 年 12 月 14 日，天津市规划和自然资源局出具《关于唐山 LNG 外输管线项目（曹宝段）天津段建设用地预审初审意见的报告》（津规自业报[2018]38 号），拟同意该项目用地。

（2）2018 年 12 月 18 日，河北省自然资源厅出具《关于唐山 LNG 外输管

线项目（曹宝段）河北段建设用地预审初审意见的报告》（冀自然资呈[2018]374号），拟同意该项目用地。

（3）2019年3月21日，自然资源部出具《关于唐山 LNG 外输管线项目（曹宝段）建设用地预审意见的复函》（自然资预审字[2019]93号），同意通过预审。

2、唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）

（1）2019年1月10日，河北省自然资源厅出具《关于唐山 LNG 外输管线项目（宝永段）河北段建设用地预审初审意见的报告》（冀自然资呈[2019]27号），拟同意该项目用地。

（2）2019年4月10日，天津市规划和自然资源局出具《关于唐山 LNG 外输管线项目（宝永段）天津段建设用地预审初审意见的报告》（津规自业报[2019]129号），拟同意该项目用地。

（3）2019年8月2日，自然资源部出具《关于唐山 LNG 外输管线项目（宝永段）建设用地预审意见的复函》（自然资预审字[2019]1340号），同意通过预审。

截至本反馈意见回复之日，上述永久用地办理进展情况如下：

（1）唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）的南堡分输站已取得冀（2021）曹妃甸区不动产权第 0008681 号《不动产权证书》；2 个阀室已完成用地预审，所涉土地均为建设用地，无需办理调规手续，正在办理用地手续；2 个阀室已完成用地预审，所涉土地均为建设用地，无需办理调规手续，正在办理征地补偿及土地组卷申报手续；4 个阀室及宝坻分输站已完成用地预审，正在办理调规手续、征地补偿及土地组卷申报手续。

（2）唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）3 个阀室已完成用地预审及调规手续，正在办理征地补偿及土地组卷申报手续；1 个阀室已完成用地预审、调规手续及土地组卷工作，正在办理用地报批手续；1 个阀室及末站已完成用地预审及调规手续，正在办理土地组卷申报及用地报批手续。

根据公司的书面确认，截至本反馈意见回复之日，除南堡分输站已取得不动产权证书准备开始进场建设外，其他地面工艺站场及阀室尚未开始建设，尚不涉及实际用地的行为。

（三）长输管道类建设项目土地手续办理的特殊性

1、长输管道类建设项目永久用地位置分散、面积总量较小

长输管道类建设项目中，管道本身不涉及永久用地需求，完成管道铺设工程后，即可将地表土地恢复原貌；而在长输管道沿线设置的阀室、分输站属于地上设施，需要永久性用地，且单个用地面积较小。与一般工业企业厂房等单块用地面积较大的项目不同，长输管道类建设项目所需土地的特点为永久用地位置分散、面积总量较小。

2、项目用地需单独选址，审批流程较为复杂

长输管道类项目本身距离长、跨度大，通常需翻越山体、穿越河流、湿地、农田、林地，地上设施一般沿管道建设，不可避免的坐落在土地利用总体规划的建设用地范围之外；且根据《输气管道设计规范》等相关要求，管道线路应避开城镇规划区，输气站应与附近工业企业、公共设施等保持一定的安全距离。因此，长输管道类项目用地一般需单独选址，并逐级报批修改土地利用总体规划（以下简称“调规”），将所需土地规划调整为建设用地后再履行常规用地报批程序取得土地使用权。

根据《中华人民共和国土地管理法》等相关法规规定，调规报批手续一般需省级以上自然资源主管部门或国务院批准，实践中一般由县级、市级国土部门统一组织，对辖区内所有需调规事项统一收集，并编纂成调规方案统一逐层上报，审批流程较为复杂。

综上，本次募投项目所涉永久用地系长输管道项目，行业特殊性决定了长输管道建设项目用地手续审批流程较为复杂、用时较长。

（四）后续办理用地手续不存在实质性法律障碍

天然气长输管道系有益于人民生活和社会经济发展的基础设施项目和民生工程，属于《产业结构调整指导目录（2019年本）》中的鼓励类产业，本次募投项目符合国家产业政策。同时，本次募投项目是环渤海地区天然气基础设施建设重点工程，也是国家2019年天然气基础设施互联互通重点工程。

根据《中华人民共和国土地管理法》、《建设用地审查报批管理办法》等相关规定，项目取得用地预审意见后，可以向国土资源主管部门提出用地申请，经批

准后办理土地出让或划拨手续，取得土地使用权证书。

从行业实际操作情况来看，公司及同行业公司过往长输管道建设项目普遍存在办理土地权属程序复杂、耗时较长的现象，但不存在实质性障碍。

以同行业上市公司陕西省天然气股份有限公司（以下简称“陕天然气”）2008年首次公开发行股票时的募投项目宝鸡-汉中天然气管道工程（以下简称“宝汉线”）为例：宝汉线起于宝鸡市眉县汶家滩首站，经太白县、留坝县至汉中赵庄末站，线路总长 228 公里，共涉及分输站、阀室等用地 20 处。该管线于 2008 年 10 月投入建设时尚未取得土地权属证书，后续全部土地权属证书均已陆续取得。

以公司过往长输管线项目冀中十县一期以及冀中十县二期为例，其情况如下：

冀中十县一期：安平-肃宁线起于安平首站，经安平、安国、博野、蠡县至肃宁末站，安平-深州线起于安平首站，经安平、饶阳、深州至深州末站，线路总长 118 公里，共涉及站场、阀室等用地 10 处，该管线于 2012 年 12 月投入建设时尚未取得土地权属证书，后续全部土地权属证书均已陆续取得。

冀中十县二期：包括新建 1 条输气管道，3 条支线，1 条联络线。其中深州—藁城输气管道，起于深州末站，经深州、辛集、晋州、无极至藁城接收站；辛集支线起自辛集清管站，止于辛集分输站；小辛庄支线起自辛集清管站，止于小辛庄末站；新城支线起自辛集分输站，止于新城末站；联络线即安平输气站—安平首站联络线，起自中石化安济线安平输气站，止于安平首站；线路总长 135 公里。共涉及站场、阀室等用地 8 处，该管线于 2015 年 5 月投入建设时尚未取得土地权属证书，后续全部土地权属证书均已陆续取得。

根据公司提供的资料，唐山市曹妃甸区自然资源和规划局、唐山市自然资源和规划局丰南区分局、廊坊市自然资源和规划局安次区分局及廊坊市永清县自然资源和规划局已出具证明，证明公司在该区域的外输管线项目建设符合国家和地方土地管理及城乡规划相关法律法规，公司后续办理永久性用地土地使用权证不存在实质性法律障碍。

综上，本次募投项目属于国家重点项目，曹妃甸公司已取得项目用地预审意见，虽然受行业特殊性影响，办理土地权属审批周期较长，但后续取得用地批复、办理土地出让或划拨手续、取得土地使用权证书不存在实质性法律障碍。

三、请保荐机构和申请人律师发表核查意见。

（一）核查程序

1、保荐机构核查程序：

（1）查阅《关于做好唐山曹妃甸 LNG 接收站及外输管线工程建设有关工作的通知》、《煤电油气运相关工作机制联合周例会纪要》、《关于印发<环渤海地区液化天然气储运体系建设实施方案（2019-2022）>的通知》、《关于唐山 LNG 接收站等 2 个项目用海意见的函》（冀政办函[2018]54 号）等文件；

（2）查阅《中华人民共和国海域使用管理法》、《中华人民共和国土地管理法》、《建设用地审查报批管理办法》等相关法律法规；

（3）就募投项目用地事宜对唐山市曹妃甸区自然资源和规划局及唐山市曹妃甸区人民政府相关领导进行了访谈；

（4）获取并核查了募投项目用地已办理的用地手续；

（5）获取并核查了募投项目用地所在县级土地主管部门出具的用地合规证明；

（6）向公司了解本次募投项目部分用地相关用地、用海手续的办理进展；

（7）查询公司及其同行业公司过往长输管道建设项目在投入建设时尚未办理土地权属证书，但后续取得相关土地权属证书的情况。

2、律师核查程序：

（1）查阅《关于做好唐山曹妃甸 LNG 接收站及外输管线工程建设有关工作的通知》、《煤电油气运相关工作机制联合周例会纪要》、《关于印发<环渤海地区液化天然气储运体系建设实施方案（2019-2022）>的通知》、《关于唐山 LNG 接收站等 2 个项目用海意见的函》（冀政办函[2018]54 号）等文件；

（2）查阅《中华人民共和国海域使用管理法》、《中华人民共和国土地管理法》、《建设用地审查报批管理办法》等相关法律法规；

（3）就募投项目用地事宜对唐山市曹妃甸区自然资源和规划局及唐山市曹妃甸区人民政府相关领导进行了访谈；

(4) 获取并核查了募投项目用地已办理的用地手续;

(5) 获取并核查了募投项目用地所在县级土地主管部门出具的用地合规证明;

(6) 向公司了解本次募投项目部分用地相关用地、用海手续的办理进展。

(二) 核查意见

经核查, 保荐机构、律师认为:

本次募投项目属于国家重点项目, 获得国家政策支持, 具有特殊性。曹妃甸公司正在按程序办理相关的用海、用地审批手续, 南堡分输站已取得不动产权证书, 在按照国家及河北省有关围填海历史遗留问题处置的相关规定及方案履行相应程序后, 曹妃甸公司取得相关海域使用权证书以及后续换领围填海用地的土地使用权证书、办理永久用地部分土地使用权证书不存在实质性法律障碍, 不会对本次募投项目的实施造成实质性不利影响。

问题四、申请人本次发行拟募集资金 51.1 亿元, 投资于唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）等项目。请申请人补充说明: (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; 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。(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) 募投项目效益预测情况, 具体测算过程、测算依据, 效益测算的谨慎性、合理性。请保荐机构发表核查意见。

回复:

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; 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。

(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;

本次募集资金使用计划情况如下:

单位：亿元

项目名称	实施主体	投资总额	是否使用募集资金投入	募集资金使用金额	募集资金投入方式
唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）	曹妃甸新天液化天然气有限公司	185.97	是	26.96	资本金投入
唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）	曹妃甸新天液化天然气有限公司	64.17	是	7.86	资本金投入
唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）	曹妃甸新天液化天然气有限公司	29.54	是	2.66	资本金投入
补充流动资金及偿还银行贷款	新天绿色能源股份有限公司	13.62	是	13.62	
合计		293.30		51.10	

本次募投项目建设投资计划使用 30%自有资金，募集资金计划以增加资本金的形式注入项目实施主体，其余 70%拟以借款形式解决资金需求。

1、唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）

唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）总投资为 185.97 亿元，拟使用募集资金为 26.96 亿元，投资明细如下：

单位：万元

序号	工程或费用名称	投资概算	是否为资本性支出
一	LNG 接收站（第一阶段、第二阶段）	1,471,136.37	
1	工程费用	1,270,568.76	是
1.1	设备购置费	285,018.51	是
1.2	主材购置费	659,622.81	是
1.3	安装工程费	99,089.72	是
1.4	建筑工程费	226,837.72	是
2	其他费用	125,246.38	是
3	预备费	75,321.23	是
二	码头（第一阶段、第二阶段）	247,750.78	

1	工程费用	199,086.78	是
1.1	建安工程费	182,110.99	是
1.2	设备购置费	16,875.79	是
1.3	其他费用	100.00	是
2	其他费用	32,456.01	是
3	预备费	16,207.99	是
三	建设期利息	84,521.00	是
四	铺底流动资金	56,262.00	否
合计		1,859,670.15	

(1)LNG 接收站（第一阶段、第二阶段）工程费用

本项目 LNG 接收站（第一阶段、第二阶段）工程费用为 1,471,136.37 万元，主要包括设备购置费、主材购置费、安装工程费及建筑工程费。其中：

①设备购置费：

单位：万元

工程或费用名称	LNG 接收站第一阶段	LNG 接收站第二阶段	合计
LNG 贮存系统	6,087.31	6,155.11	12,242.42
工艺装置区	132,686.86	115,229.23	247,916.09
公用工程区	23,395.52	1,464.48	248,60.00
合计	162,169.69	122,848.82	285,018.51

②主材购置费：

单位：万元

工程或费用名称	LNG 接收站第一阶段	LNG 接收站第二阶段	合计
LNG 贮存系统	144,016.24	288,033.61	432,049.85
工艺装置区	65,213.43	113,702.86	178,916.29
公用工程区	32,018.55	16,638.12	48,656.67
合计	241,248.22	418,374.59	659,622.81

③安装工程费：

单位：万元

工程或费用名称	LNG 接收站第一阶段	LNG 接收站第二阶段	合计
LNG 贮存系统	16,705.34	33,380.16	50,085.50
工艺装置区	14,371.65	20,328.50	34,700.15
公用工程区	10,147.90	4,156.17	14,304.07
合计	41,224.89	57,864.83	99,089.72

④建筑工程费：

单位：万元

工程或费用名称	LNG 接收站第一阶段	LNG 接收站第二阶段	合计
LNG 贮存系统	54,079.26	107,152.45	161,231.71
工艺装置区	4,951.87	1,781.06	6,732.93
公用工程区	21,423.95	-	21,423.95
厂前区	1,111.80	-	1,111.80
总图	17,288.49	19,048.84	36,337.33
合计	98,855.37	127,982.35	226,837.72

(2)LNG 接收站（第一阶段、第二阶段）其他费用、预备费

单位：万元

序号	费用项目名称	LNG 接收站第一阶段	LNG 接收站第二阶段	合计
一	其他费用	80,308.21	44,938.17	125,246.38
1	建设用地费和赔偿费	49,156.00	-	49,156.00
2	建设管理费	8,328.01	11,551.97	19,879.98
3	专项评价及验收费	3,267.85	-	3,267.85
4	勘察设计费	6,208.79	17,851.38	24,060.18
5	场地准备费和临时设施费	2,173.99	2,908.28	5,082.28
6	引进技术和进口设备材料其他费	554.88	647.88	1,202.77
7	工程保险费	1,630.49	2,181.21	3,811.71
8	联合试运转费	1,906.64	3,021.11	4,927.75
9	特殊设备安全监督检验标定费	500.00	500.00	1,000.00
10	项目工程管理承包费用	3,000.00	3,000.00	6,000.00
11	开车消耗费	1,500.00	1,500.00	3,000.00
12	其他	2,081.55	1,776.33	3,857.88
二	预备费	33,479.55	41,841.68	75,321.23

预备费计算公式：(工程费用+其他费用-引进设备费)×6%+引进设备费×2%

(3)码头（第一阶段、第二阶段）

本项目码头（第一阶段、第二阶段）投资金额为 247,750.78 万元，主要包括建安工程费、设备购置费和其他费用：

单位：万元

名称	码头一阶段			码头二阶段			合计
	建安工程费	设备购置费	其他费用	建安工程费	设备购置费	其他费用	
工程费	100,361.9	13,856.85	100.00	81,749.03	3,018.94	-	199,086.78

用	6						
其他费用	-	-	25,674.96	-	-	6,781.05	32,456.01
预备费	-	-	9,799.56	-	-	6,408.43	16,207.99

其中：

①码头（第一阶段）

单位：万元

序号	工程或费用项目名称	估算价值				主要经济指标	
		建安工程费	设备购置费	其他费用	合 计	单位	数量
一	工程费用	100,361.96	13,856.85	100.00	114,318.81		
1	地基处理工程	28,654.94			28,654.94	万m ²	68.40
2	水工工程	69,752.33			69,752.33	项	1
3	控制工程	57.22	1,092.44		1,149.66	项	1
4	码头消防设施	181.60	1,816.00		1,997.60	项	1
5	环境保护工程		773.91	100.00	873.91	项	1
6	港作车船		10,000.00		10,000.00	艘	2
7	大型临时工程	1100.00			1,100.00	项	1
8	其他	615.87	174.50		790.37		
二	其他费用			25,674.96	25,674.96		
1	海域使用金			8,200.00	8,200.00	万m ²	497.6534
2	建设单位管理费			925.98	925.98		
3	工程建设监理费			1,911.87	1,911.87		
4	前期工作费			1,252.30	1,252.30		
5	设计费			3,116.30	3,116.30		
6	勘察费			2,500.00	2,500.00		
7	生态补偿费			6,285.80	6,285.80		
8	研究试验及检测费			700.00	700.00		
9	其他			782.71	782.71		
三	预备费			9,799.56	9,799.56		
	合计	100,361.96	13,856.85	35,574.53	149,793.34		

②码头（第二阶段）

单位：万元

序号	费用或项目名称	估算价值				主要经济指标	
		建安工程费	设备购置费	其他费用	合 计	单位	数量
一	工程费用	81,749.03	3,018.94	-	84,767.97		
1	地基处理	10,040.61	-	-	10,040.61	万 m ²	25.40
2	水工工程	71,231.37	-	-	71,231.37	项	1
3	控制工程	57.22	1,092.44	-	1,149.66	项	1
4	码头消防设施	181.60	1,816.00	-	1,997.60	项	1
5	其他	238.23	110.50	-	348.73		
二	其他费用	-	-	6,781.05	6,781.05		
1	建设单位管理费	-	-	686.62	686.62		
2	工程建设监理费	-	-	1,616.38	1,616.38		
3	设计费	-	-	2,593.39	2,593.39		
4	勘察费	-	-	1,000.00	1,000.00		
5	其他	-	-	884.66	884.66		
三	预备费	-	-	6,408.43	6,408.43		
	合计	81,749.03	3,018.94	13,189.48	97,957.45		

(4) 根据本项目可行性研究报告，本项目投资数额测算依据主要如下：

①《建设项目可行性研究投资估算编制规定》（中油计[2013]429号）；

②《中国石油天然气集团公司建设项目其他费用和相关费用规定》（中油计[2012]534号）；

③《石油建设安装工程概算指标》（中油计[2015]11号）；

④《河北省建筑工程消耗量定额 2012》；

⑤财综[2018]15号文关于印发《调整海域无居民海岛使用金征收标准》的通知；

⑥《关于全面推开营业税改增值税试点后工程建设项目增值税有关事项通知》（中油计[2016]270号）；

⑦《关于深化增值税改革有关政策的公告》（财政部税务总局海关总署公告2019年第39号）；

⑧《关于重新调整石油建设安装工程计价依据增值税税率有关事项的通知》（计划[2019]355号）；

⑨工程所在地政府的相关费用规定。

该募投项目所形成的建设工程最终会在项目建设当地形成长期使用的资产，工程费用及工程建设其他费用、预备费以及建设期利息系该等工程建设所必须的支出，影响效益超过一年，属于资本性支出。

2、唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）

唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）总投资为 64.17 亿元，拟使用募集资金为 7.86 亿元，投资明细如下：

单位：万元

序号	工程或费用名称	投资概算	是否为资本性支出
一	工程费用	390,037.89	是
1.1	设备购置费	154,768.78	是
1.2	主要材料费	4,353.40	是
1.3	安装费	175,018.56	是
1.4	建筑工程费	55,897.16	是
二	其他费用	185,714.28	是
三	预备费	46,060.17	是
四	建设期利息	19,404.36	是
五	铺底流动资金	458.00	否
合计		641,674.71	

（1）工程费用

本项目工程费用为 390,037.89 万元，主要包括设备购置费、主要材料费、安装费及建筑工程费。其中：

①设备购置费：

单位：万元

工程或费用名称	金额
线路工程	141,742.25

工程或费用名称	金额
阀室工程	4,046.53
站场工程	7,760.20
配套工程	1,219.80
合计	154,768.78

②主要材料费：

单位：万元

工程或费用名称	金额
线路工程	2,497.68
阀室工程	732.43
站场工程	1,123.28
合计	4,353.40

③安装费：

单位：万元

工程或费用名称	金额
线路工程	168,340.55
阀室工程	892.55
站场工程	1,682.68
配套工程	4,102.78
合计	175,018.56

④建筑工程费：

单位：万元

工程或费用名称	金额
线路工程	51,225.10
阀室工程	518.15
站场工程	1,063.01
配套工程	3,090.90
合计	55,897.16

(2) 其他费用、预备费及建设期利息

单位：万元

序号	费用项目名称	金额
一	其他费用	185,714.28
1	建设用地费和赔偿费	153,447.19
2	前期工作费	651.65
3	建设管理费	9,084.97

序号	费用项目名称	金额
4	专项评价及验收费	2,414.42
5	勘察设计费	11,138.12
6	场地准备及临时设施费	1,560.15
7	工程保险费	1,170.11
8	联合试运转费	1,176.35
9	土地预审、路由规划及地方关系协调费	880.00
10	智慧管道	752.36
11	施工队伍调遣费	1,764.52
12	中转站费用	1,000.00
13	其他	674.44
二	预备费	46,060.17
三	建设期利息	19,404.36

预备费计算公式：(工程费用+其他费用)×8%

(3) 根据本项目可行性研究报告，本项目投资数额测算依据主要如下：

①中国石油天然气股份有限公司油计字[2013]429 号关于印发《中国石油天然气股份有限公司石油建设工程项目可行性研究投资估算编制规定》的通知；

②中国石油天然气股份有限公司中油计[2015]11 号关于印发《石油建设安装工程概算指标》（2015 版）的通知；

③中国石油天然气总集团公司计划[2012]534 号关于印发《中国石油天然气集团公司建设项目其他费用和相关费用规定》的通知；

④中国石油天然气股份有限公司中油计[2015]12 号关于印发《石油建设安装工程费用定额》（2015 版）的通知；

⑤《全统建筑工程基础定额河北省消耗量定额》（2012 年）、《全统建筑装饰装修工程消耗量定额河北省消耗量定额》（2012 年）、《全统市政工程预算定额河北省消耗量定额》（2012）及其配套费用定额；

⑥《天津市建设工程预算基价》（建筑、装饰装修、安装、市政）（2016 年）及其配套费用定额；

⑦中国石油天然气集团公司中油计[2016]270 号《关于全面推开营业税改征增值税试点后工程建设项目增值税有关事项的通知》；

⑧中国石油天然气集团公司中油计[2018]275 号《关于工程建设项目增值税有关事项的补充通知》；

⑨中国石油天然气集团公司油总造字[2015]6 号《直径 1422 毫米天然气管道工程临时计价依据（试行）》、《直径 1422 毫米天然气管道工程临时概算指标（试行）》；

⑩最近类似相关工程项目以及其他有关地方文件。

该募投项目所形成的建设工程最终会在项目建设当地形成长期使用的资产，工程费用及工程建设其他费用、预备费以及建设期利息系该等工程建设所必须的支出，影响效益超过一年，属于资本性支出。

3、唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）

唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）总投资为 29.54 亿元，拟使用募集资金为 2.66 亿元，投资明细如下：

单位：万元

序号	工程或费用名称	投资概算	是否为资本性支出
一	工程费用	188,325.83	是
1.1	设备购置费	87,805.68	是
1.2	主要材料费	3,351.25	是
1.3	安装费	78,825.78	是
1.4	建筑工程费	18,343.11	是
二	其他费用	76,766.13	是
三	预备费	21,207.36	是
四	建设期利息	8,934.30	是
五	铺底流动资金	211.00	否
合计		295,444.61	

（1）工程费用

本项目工程费用为 188,325.83 万元，主要包括设备购置费、主要材料费、安装费及建筑工程费。其中：

①设备购置费：

单位：万元

工程或费用名称	金额
---------	----

工程或费用名称	金额
线路工程	80,953.01
阀室工程	2,187.24
站场工程	4,665.43
合计	87,805.68

②主要材料费：

单位：万元

工程或费用名称	金额
线路工程	2,750.56
阀室工程	406.59
站场工程	194.11
合计	3,351.25

③安装费：

单位：万元

工程或费用名称	金额
线路工程	75,576.73
阀室工程	489.39
站场工程	599.79
配套工程	2,159.88
合计	78,825.78

④建筑工程费：

单位：万元

工程或费用名称	金额
线路工程	17,207.50
阀室工程	175.79
站场工程	400.72
配套工程	559.10
合计	18,343.11

(2) 其他费用、预备费及建设期利息

单位：万元

序号	费用项目名称	金额
一	其他费用	76,766.13
1	建设用地费和赔偿费	60,286.38
2	前期工作费	480.85
3	建设管理费	4,875.24

序号	费用项目名称	金额
4	专项评价及验收费	1,597.56
5	勘察设计费	5,765.17
6	场地准备及临时设施费	753.30
7	工程保险费	564.98
8	联合试运转费	502.60
9	土地预审、路由规划及地方关系协调费	388.26
10	智慧管道	423.64
11	施工队伍调遣费	753.90
12	其他	374.24
二	预备费	21,207.36
三	建设期利息	8,934.30

预备费计算公式：(工程费用+其他费用)×8%

(3) 根据本项目可行性研究报告，本项目投资数额测算依据主要如下：

①中国石油天然气股份有限公司油计字[2013]429 号关于印发《中国石油天然气股份有限公司石油建设工程项目可行性研究投资估算编制规定》的通知；

②中国石油天然气股份有限公司中油计[2015]11 号关于印发《石油建设安装工程概算指标》（2015 版）的通知；

③中国石油天然气总集团公司计划[2012]534 号关于印发《中国石油天然气集团公司建设项目其他费用和相关费用规定》的通知；

④中国石油天然气股份有限公司中油计[2015]12 号关于印发《石油建设安装工程费用定额》（2015 版）的通知；

⑤《全统建筑工程基础定额河北省消耗量定额》（2012 年）、《全统建筑装饰装修工程消耗量定额河北省消耗量定额》（2012 年）、《全统市政工程预算定额河北省消耗量定额》（2012）及其配套费用定额；

⑥《天津市建设工程预算基价》（建筑、装饰装修、安装、市政）（2016 年）及其配套费用定额；

⑦中国石油天然气集团公司中油计[2016]270 号《关于全面推开营业税改征增值税试点后工程建设项目增值税有关事项的通知》；

⑧中国石油天然气集团公司中油计[2018]275 号《关于工程建设项目增值税有关事项的补充通知》；

⑨最近类似相关工程项目以及其他有关地方文件。

该募投项目所形成的建设工程最终会在项目建设当地形成长期使用的资产，工程费用及工程建设其他费用、预备费以及建设期利息系该等工程建设所必须的支出，影响效益超过一年，属于资本性支出。

4、补充流动资金及偿还银行贷款

公司拟将本次非公开发行募集资金中的 13.62 亿元用于补充流动资金和偿还银行贷款，满足公司规模不断扩张对营运资金的需求，提高公司资源配置效率，为公司健康持续发展提供保障，该部分支出不属于资本性支出。

（1）补充流动资金测算

①流动资金需求测算原理

流动资金估算是以估算企业的营业收入为基础，综合考虑经营性应收（应收票据、应收账款、预付款项等）、应付（应付票据、应付账款、预收款项等）及存货科目占营业收入的比例，对构成企业日常生产经营所需流动资金的主要经营性流动资产和经营性流动负债分别进行估算，进而预测企业未来期间生产经营对流动资金的需求程度。

流动资金需求测算的基本公式如下：

流动资金需求额=期末流动资金-期初流动资金

流动资金=经营性应收科目及存货-经营性应付科目

经营性应收科目及存货=应收款项融资+应收账款+预付款项+其他货币资金+其他流动资产+存货

经营性应付科目=应付票据+应付账款+预收款项+应付职工薪酬+应交税费+其他流动负债

经营性应收应付科目按以下公式计算：

期末金额=当期营业收入×基期营业收入占比

基期营业收入占比=基期期末余额/基期营业收入

②预测期

本次预测以 2020 年为基期，预测期确定为 3 年，即 2021-2023 年。

③营业收入增长率预测

公司最近五年营业收入增长情况如下：

单位：万元

项目	2020 年	2019 年	2018 年	2017 年	2016 年
营业收入	1,251,088.53	1,198,583.76	999,201.26	707,094.89	439,506.47
营业收入增长率	4.38%	19.95%	41.31%	60.88%	3.57%
近五年平均增长率	26.02%				

受到近年国家大力发展清洁能源、推动“煤改气”工作持续开展以及京津冀地区清洁能源消费需求大幅增加等多方面影响，2016 年-2020 年，公司营业收入平均增长率为 26.02%。假设公司 2021 年-2023 年营业收入以 15%的增长率保持成长，以此计算，2021 年-2023 年公司的营业收入分别为 1,438,751.81 万元、1,654,564.58 万元和 1,902,749.27 万元。

该等测算不代表公司对 2021 年-2023 年经营情况及趋势的判断，亦不构成对公司的盈利预测，投资者不应据此进行投资决策，投资者据此进行投资决策造成损失的，公司不承担赔偿责任。

④流动资金需求测算及结果

根据上述营业收入增长率预测及基本假设，未来三年新增流动资金需求的测算如下：

单位：万元

项目	2020 年 12 月 31 日 (实际)	基期占比 (%)	2021 年-2023 年营运资金需求测算			2023 年期末预计数-2020 年末实际数
			2021/12/31 (预计)	2022/12/31 (预计)	2023/12/31 (预计)	
营业收入	1,251,088.53	100.00%	1,438,751.81	1,654,564.58	1,902,749.27	651,660.74
其他货币资金	2,574.68	0.21%	2,960.88	3,405.01	3,915.77	1,341.09
应收账款	486,627.47	38.90%	559,621.59	643,564.83	740,099.56	253,472.09
应收票据	42,039.27	3.36%	48,345.16	55,596.93	63,936.47	21,897.20
存货	5,810.99	0.46%	6,682.64	7,685.04	8,837.79	3,026.80
预付款项	38,077.16	3.04%	43,788.74	50,357.05	57,910.61	19,833.44
其他流动资产	91,575.93	7.32%	105,312.31	121,109.16	139,275.54	47,699.61
经营性流动资产合计	666,705.51	54.04%	766,711.33	881,718.03	1,013,975.74	347,270.23

项目	2020年12月31日(实际)	基期占比(%)	2021年-2023年营运资金需求测算			2023年期末预计数-2020年末实际数
			2021/12/31(预计)	2022/12/31(预计)	2023/12/31(预计)	
应付账款	17,694.79	1.41%	20,349.01	23,401.36	26,911.56	9,216.77
应收款项融资	451.65	0.04%	519.40	597.31	686.91	235.25
应付职工薪酬	9,208.63	0.74%	10,589.92	12,178.41	14,005.17	4,796.54
应交税费	13,608.00	1.09%	15,649.20	17,996.58	20,696.06	7,088.07
其他流动负债(剔除股东借款)	50,000.00	4.00%	57,500.00	66,125.00	76,043.75	26,043.75
经营性流动负债合计	90,963.07	7.27%	104,607.53	120,298.66	138,343.46	47,380.39
流动资金占用额(经营资产-经营负债)	575,742.44	46.02%	662,103.80	761,419.38	875,632.28	299,889.84

根据上表测算, 2021年至2023年公司预计将累计产生流动资金缺口29.99亿元。

(2) 偿还银行贷款

截至2020年12月31日, 公司银行贷款(包括短期借款、一年内到期的长期借款以及长期借款)余额合计为273.40亿元。

综上, 公司流动资金缺口及银行贷款余额合计共303.39亿元, 超出本次非公开发行募集资金中用于补充流动资金和偿还银行贷款的13.62亿元。综合考虑未来三年公司的流动资金缺口及银行借款规模, 本次非公开发行补充流动资金及偿还银行借款13.62亿元具有合理性。

(二) 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、唐山LNG项目(第一阶段、第二阶段)

根据公开信息查询, 公司及其他可比公司LNG接收站项目概况如下:

序号	项目简称	项目地点	披露时间
1	江苏滨海液化天然气(LNG)项目	江苏盐城	2018年8月
2	烟台港西港区液化天然气(LNG)项目	山东烟台	2021年1月

其中, 江苏滨海液化天然气(LNG)项目建设内容包括: 工程建设规模为年接收LNG 300万吨, 主要包括1座可靠泊LNG运输船的专用码头, 4座22万立

方米 LNG 储罐。该项目由中海石油气电集团、淮南矿业清洁能源有限公司共同投资建设。

烟台港西港区液化天然气 (LNG) 项目建设内容包括：5 座 20 万立方米 LNG 储罐，1 座 3-26.6 万立方米 LNG 接卸泊位、1 座 0.25-5 万立方米 LNG 转水泊位及相关配套接卸、气化、外输等主要工程设施。烟台西港 LNG 接收站最大能力 590 万吨/年。该项目由山东保利协鑫环亚国际能源有限公司投资建设。

唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）与其他 LNG 接收站项目单位投资规模对比情况如下：

项目	项目投资总额(亿元)	LNG 储罐（万立方米）	周转能力/设计接驳能力（万吨/年）	泊位（座）
唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）	185.97	240	1,000	2
江苏滨海液化天然气（LNG）项目	70.25	88	300	1
烟台港西港区液化天然气（LNG）项目	83.16	100	590	1

本次募投项目中唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）主要包括接收站和码头两部分。新建两个泊位项目分三个阶段建设，本次募集资金主要用于第一阶段和第二阶段建设，一阶段主要建设 4 座 20 万立方米 LNG 储罐、1 座 8-26.6 万立方米 LNG 船舶接卸泊位，及相关配套接卸、气化、外输等主要工程设施，设计接卸能力 500 万吨/年；二阶段主要建设内容包括：8 座 20 万立方米 LNG 储罐、1 座 1-26.6 万立方米 LNG 船舶接卸泊位及相关配套接卸、气化、外输等主要工程设施，设计接卸能力 500 万吨/年；唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）投资总额高于可比项目，主要原因包括：

（1）建设规模较大：唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）计划建设的储罐数量、储罐容量以及设计接驳能力都高于可比项目；

（2）配套设施规模较大：唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）合计计划共建造 2 座 26.6 万立方米的 LNG 船舶接卸泊位，可比项目分别计划建造 1 座接卸泊位。

此外，唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）与江苏滨海液化天然气 (LNG) 项目以及同时期的烟台港西港区液化天然气 (LNG) 项目单位投资规模基本相当。

按储量计算，唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）、烟台港西港区液化天然气（LNG）项目及江苏滨海液化天然气（LNG）项目每万立方米的投资规模分别约为 0.77 亿元、0.83 亿元和 0.80 亿元；按周转能力计算，每万吨/年的投资规模分别为 0.19 亿元、0.14 亿元和 0.23 亿元，不存在实质性差异。

综上所述，唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）投资规模合理。

2、唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）及唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）

本次募投项目唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）及唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）与可比输气管线投资规模对比情况如下：

单位：万元

项目	总投资	管道长度(公里)	管径(毫米)	日最大输气能力(万立方米/天)	每公里投资额	日最大输气能力与每公里投资额的比值
唐山 LNG 接收站外输管线项目(曹妃甸—宝坻段)	641,700	176.18	1,422	16,000	3,642	4.39
唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）	295,400	112	1,422	16,000	2,638	6.07
中石油-陕京四线输气管道	1,450,000	1114	1,219	4,409	1,302	3.39

本次募投项目唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）及唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）项目的每公里投资额分别为 3,642 万元和 2,638 万元，高于可比项目 1,302 万元的主要原因包括：

（1）管道成本：唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）及唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）项目采用 1,422 毫米管径，大于可比项目，故管道成本高于可比项目。

（2）施工成本：由于唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）及唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）项目采用 1,422 毫米的大口径输气管线，施工铺设的难度及要求较高，故施工成本较可比项目较高。

(3) 原材料价格上涨：可比项目陕京四线输气管道的建设期在 2016-2017 年，与可比项目相比，输气管线的主要原材料钢材的价格已上涨，从而导致管道成本上升，故唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）及唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）项目的投资额较高。

此外，唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）及唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）的日最大输气能力与每公里投资额的比值分别为 4.39 和 6.07，均高于可比项目的 3.39，说明募投项目的投资效率高于可比项目，差异主要由管道成本、施工成本、原材料价格上涨等因素所致，不存在实质性差异。

综上所述，唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）及唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）投资规模合理。

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。

（一）本次募投项目目前进展情况、预计进度安排；

1、唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）

本项目第一阶段计划拟建成投产 4 座 20 万立方米 LNG 储罐、1 座 8-26.6 万立方米 LNG 船舶接卸泊位，及相关配套接卸、气化、外输等配套工艺设施，设计接卸能力 500 万吨/年，计划于 2022 年建成。目前码头工程、接收站工程均已开工建设，其中码头工程正在进行桩基施工，接收站工程已经完成 4 座储罐外罐土建施工和气升顶，正在分别进行拱顶、外罐壁板安装和保冷施工；第二阶段计划拟建成 8 座 20 万立方米 LNG 储罐、1 座 1-26.6 万立方米 LNG 船舶接卸泊位及相关配套接卸、气化、外输等配套工艺设施，设计接卸能力 500 万吨/年，计划于 2025 年建成，目前 2 座储罐已开工建设，正在进行桩基施工。截至 2021 年 5 月 20 日，项目已累计投入 10.34 亿元。

2、唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）

本项目起于唐山 LNG 接收站，止于天津市宝坻分输站，管道全长 176.18 公里，沿线设置 2 座工艺站场，9 座阀室，并配套建设相关工程设施。本项目属于

唐山 LNG 接收站外输管线项目的一部分，时间进度将与唐山 LNG 项目第一阶段建设进度相匹配，计划于 2022 年建成。目前线路工程已开工建设，累计完成扫线 94.68 公里、布管 96.25 公里、焊接 82.64 公里。截至 2021 年 5 月 20 日，项目已累计投入 15.29 亿元。

3、唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）

本项目起于天津市宝坻分输站，止于河北省廊坊市永清末站，管道全长 112 公里，沿线设置 5 座阀室，并配套建设相关工程设施。本项目属于唐山 LNG 外输管线项目的一部分，建设进度将与唐山 LNG 项目第一阶段建设进度相匹配，计划于 2022 年建成。目前线路工程已开工建设，累计完成扫线 103.68 公里、布管 73.098 公里、焊接 79.87 公里，截至 2021 年 5 月 20 日，已累计投入 12.02 亿元。

（二）本次募投项目资金的预计使用进度，是否存在置换董事会前投入的情形。

本次募投项目资金的预计使用进度如下：

单位：亿元

项目名称	投资总额	2020 年 及以前	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年 及以后
唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）	185.97	9.13	31.51	33.58	32.94	38.19	36.14
唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）	64.17	10.06	25.30	27.61	1.20	-	-
唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）	29.54	9.41	8.48	11.61	0.04	-	-

本次募投项目董事会前投入金额及尚需投入资金情况如下：

单位：亿元

项目名称	投资总额 (a)	董事会前已投入金额 (b)	截至董事会决议日尚需投入金额 (c=a-b)	拟使用募集资金金额
唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）	185.97	9.22	176.75	26.96

项目名称	投资总额 (a)	董事会前已投入金额 (b)	截至董事会决议日尚需投入金额 (c=a-b)	拟使用募集资金金额
唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）	64.17	12.27	51.90	7.86
唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）	29.54	11.65	17.89	2.66

公司于 2021 年 3 月 5 日召开了第四届董事会第二十一临时会议，审议并通过了本次非公开发行 A 股股票相关议案。截至第四届董事会第二十一临时会议前，本次募投项目尚需投入金额均高于项目拟使用募集资金金额，不存在置换董事会前投入的情形。

三、募投项目效益预测情况，具体测算过程、测算依据，效益测算的谨慎性、合理性。

（一）唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）

唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）位于河北省唐山市曹妃甸港口物流园区内。本项目第一阶段计划拟建成投产 4 座 20 万立方米 LNG 储罐、1 座 8-26.6 万立方米 LNG 船舶接卸泊位，及相关配套接卸、气化、外输等配套工艺设施，设计接卸能力 500 万吨/年，计划于 2022 年建成；第二阶段计划拟建成 8 座 20 万立方米 LNG 储罐、1 座 1-26.6 万立方米 LNG 船舶接卸泊位及相关配套接卸、气化、外输等配套工艺设施，设计接卸能力 500 万吨/年，计划于 2025 年建成。

1、项目效益预测情况

根据该项目可行性研究报告的测算，本项目运营期内年平均净利润为 90,064 万元，投资回收期 14.04 年（包括建设期 3 年）。

2、收入测算依据、过程及测算的谨慎合理性

根据本项目可行性研究报告，本项目的收入系 LNG 接收站售气收入，依据接收站销售气价以及销售气量（气化外输量）测算得出。

（1）气化外输量

单位：亿立方米/年

年份	气化外输量
2022 年	7
2023 年	21
2024 年	28
2025 年	81.2
2026 年	98
2027 年	105
2028 年	112
2029 年	126
2030 年及以后	145.6

（2）销售气价

本项目效益预测采用的销售气价为 2.46 元/立方米。

（3）测算的谨慎合理性

本项目收入测算的谨慎合理性主要体现在以下几个方面：

①气化外输量

唐山 LNG 项目一阶段计划气化外输能力达到 8,000 万立方米/天，二阶段建成后，项目合计气化外输能力合计达到 1.6 亿立方米/天，气化外输能力远高于效益预测所采用的假设的气化外输量。

②销售气价/综合储转费

本项目效益预测采用的销售气价为 2.46 元/立方米，换算为综合储转费为 0.332 元/立方米，主要参照周边区域销售气价标准计算。国家石油天然气管网集团有限公司天津 LNG 码头管道气态交付价格（即综合储转费）为 0.3 元/立方米，国家石油天然气管网集团有限公司大连 LNG 码头管道气态交付价格（即综合储转费）为 0.335 元/立方米，与本项目综合储转费 0.332 元/立方米不存在实质差异。

③其他说明

随着我国天然气行业快速发展，天然气消费持续快速增长，在国家能源体系中重要性不断提高，其中，京津冀地区清洁能源消费需求大幅增加，因此进一步带动本项目所在区域的天然气需求。本项目的天然气销售的单价和数量仍有进一步提高的空间。

3、成本费用测算依据、过程及测算的谨慎合理性

（1）项目建设投入

根据本项目可行性研究报告，项目建设的设备材料价格主要参照以下标准进行估计：

①定型设备：按现行市场价格确定。采用近期的询（报）价，关键设备询价，不足部分参考近期有关工程经济信息价格资料；

②参考类似工程价格资料；

③引进设备、材料按不免税考虑，美元兑换人民币按外汇牌价 1:6.83 计；

④安装工程：采用综合指标方法（系数法）和参照类似工程投资进行估算；

⑤建筑工程：参考类似工程估算。

其他说明：

①土地使用费按 33.5 万元/亩计算；

② LNG 接收站国内部分预备费按 6%计取，LNG 接收站外汇部分预备费按 2%计取。

（2）项目运营相关成本费用

根据本项目可行性研究报告，项目运营相关的成本费用假设：

费用	假设
LNG 购入费用	LNG 购气价格（到岸价）3,024 元/吨（不含税）
外购辅助材料、燃料动力	外购辅助材料按柴油 6,355 元/吨（含税）
新鲜水	3.2 元/吨（含税）
电价	0.62 元/千瓦时计算（含税）
接收站基本容量费	每年为 600 万元
港口作业费	暂按 20 元/吨 LNG 计取
码头租赁及其他	12,200 万元/年
损耗费	损耗率 0.65%，单价 3024 元/t
人员费用	定员 119 人，人员费用按 25 万元/人.年计算
折旧费	折旧费按直线折旧法计取，折旧年限为 15 年，净残值率为 3%
修理费	按固定资产原值（扣除建设期利息）的 2%计算
其他制造费用	按固定资产原值（扣除建设期利息）的 1%计算
其他管理费	按 3 万元/人年计算

项目运营相关的成本费用假设主要参照依据为：

①国家发展和改革委员会、建设部颁发的《建设项目经济评价方法与参数》

②《中国石油天然气集团公司油气管道及 LNG 投资项目经济评价方法》

③《中国石油天然气集团投资项目经济评价参数》（2020）

根据该项目可行性研究报告的测算，运营期平均总成本费用为 2,742,465 万元（其中包含外购 LNG 成本）。

（3）测算的谨慎合理性

本次募投项目之唐山 LNG 项目（第一阶段、第二阶段）的各分项投资数据以项目可行性研究报告为依据，并结合以往同类施工项目的分项项目成本、现行材料、设备市场价格进行编制，具有合理性及谨慎性。

（二）唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）

唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）起于唐山 LNG 接收站，止于天津市宝坻分输站，管道全长 176.18 公里，管径 1,422 毫米，设计压力 10 兆帕，设计年输气量 112 亿立方米，最大输气能力 1.6 亿立方米/天。沿线设置 2 座工艺站场，9 座阀室，并配套建设相关工程设施。

1、项目效益预测情况

根据该项目可行性研究报告的测算，本项目运营期内年平均净利润为 34,168 万元，预计投资回收期为 13.06 年（含建设期）。

2、收入测算依据、过程及测算的谨慎合理性

根据本项目可行性研究报告，本项目的收入系 LNG 接收站外输管线的 LNG 管输费收入，依据管输量以及单位体积管输费测算得出。

（1）管输量

以曹宝段 176.18km 线路、站场与阀室预测，管线预计管输量如下：

单位：亿立方米/年

年份	管输量
2022 年	5.32
2023 年	15.96
2024 年	21.28
2025 年	59.8
2026 年及以后	59.8

（2）管输费

本项目效益预测采用的管输费为 0.1701 元/立方米。

（3）测算的谨慎合理性

本项目收入测算的谨慎合理性主要体现在以下几个方面：

①管输量

本项目收入测算采用的管输量仅以接收站一阶段为主进行预测，若以接收站二、三阶段最大接收能力工况下，预计管输量如下：

单位：亿立方米/年

年份	管输量
2022 年	5.32
2023 年	15.96
2024 年	21.28
2025 年	59.8
2026 年	74.48
2027 年	79.8
2028 年	85.12
2029 年	95.76
2030 年及以后	111.5

②管输费

本项目效益预测采用的管输费为 0.1701 元/立方米，主要参照周边区域管输费标准计算。目前已投入运行的国家石油天然气管网集团有限公司鄂安沧输气管道一期的管输费约为 0.178 元/立方米。

③其他说明

随着我国天然气行业快速发展，天然气消费持续快速增长，在国家能源体系中重要性不断提高，其中，京津冀地区清洁能源消费需求大幅增加，可进一步带动本项目所在区域的天然气需求。因此，本项目的长输管线利用效率仍有进一步提高的空间。

3、成本费用测算依据、过程及测算的谨慎合理性

（1）项目投入

根据本项目可行性研究报告，本项目投入测算采用工程量法，即按各专业提供的推荐方案工程量，采用现行的指标、定额以及设备、材料价格对项目投资进行估算。

主要设备及材料价格：所用管材价格按询价计入本工程投资。其他设备、材料价格参照已建工程价格信息或厂家近期报价、行业指导价格计算。

预备费计费基数及费率：预备费以工程费用和其他费用之和为计费基数，费率按 8% 计取。

贷款利率：本项目建设投资借款年名义利率为 4.9%，流动资金借款年名义利率为 4.35%。

（2）项目运营相关成本费用

根据本项目可行性研究报告，其他运营相关的成本费用假设如下：

费用	假设
电费	0.55 元/千瓦时
耗电量	全线年耗电 80.47×10^4 千瓦时/年
水价	2.91 元/吨
耗水量	0.213×10^4 吨/年
人工工资	16 万元/人·年
修理费	按固定资产原值的 2.5% 计取
其他运营费用	按 18,000 元/人·年
其他管理费用	按 30,000 元/人·年
营业费用	营业收入的 1% 计算
输送损耗	0.20%

项目运营相关的成本费用假设主要参照依据为：

①国家发展改革委、建设部颁发的《建设项目经济评价方法与参数（第三版）》（2006）

②《中国石油天然气集团公司建设项目经济评价参数》

根据以上假设，预估项目运营期间年均总成本费用 46,405 万元。

（3）测算的谨慎合理性

本次募投项目之唐山 LNG 接收站外输管线项目（曹妃甸—宝坻段）的各分项投资数据以项目可行性研究报告为依据，并结合以往同类施工项目的分项项目

成本、现行材料、设备市场价格进行编制，具有合理性及谨慎性。

（三）唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）

唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）起自天津市宝坻分输站，止于河北省廊坊市永清末站，全长 112 公里，设计年输气量 112 亿立方米，管径 1,422 毫米，设计压力 10 兆帕，日最大输气能力 1.51 亿立方米，沿线设置 5 座阀室，并配套建设相关工程设施。

1、项目效益预测情况

根据该项目可行性研究报告的测算，本项目运营期内年平均净利润为 16,093 万元，预计投资回收期为 13.05 年（含建设期）。

2、收入测算依据、过程及测算的谨慎合理性

根据本项目可行性研究报告，本项目的收入系 LNG 接收站外输管线的 LNG 管输费收入，依据管输量以及管输费测算得出。

（1）管输量

以宝永段 111.82km 线路、站场与阀室预测，管线预计管输量如下：

单位：亿立方米/年

年份	管输量
2022 年	2.128
2023 年	6.384
2024 年	8.512
2025 年	28
2026 年及以后	28

（2）管输费

本项目效益预测采用的管输费为 0.1693 元/立方米。

（3）测算的谨慎合理性

本项目收入测算的谨慎合理性主要体现在以下几个方面：

①管输量

本项目收入测算采用的管输量仅以接收站一阶段为主进行预测，若以接收站

二、三阶段最大接收能力工况下，预计管输量如下：

单位：亿立方米/年

年份	管输量
2022 年	2.128
2023 年	6.384
2024 年	8.512
2025 年	28
2026 年	29.792
2027 年	31.92
2028 年	34.048
2029 年	38.304
2030 年及以后	45

②管输费

本项目效益预测采用的管输费为 0.1693 元/立方米，主要参照周边区域管输费标准计算。目前已投入运行的国家石油天然气管网集团有限公司鄂安沧输气管道一期的管输费约为 0.178 元/立方米。

③其他说明

随着我国天然气行业快速发展，天然气消费持续快速增长，在国家能源体系中重要性不断提高，其中，京津冀地区清洁能源消费需求大幅增加，可进一步带动本项目所在区域的天然气需求。因此，本项目的长输管线利用效率仍有进一步提高的空间。

3、成本费用测算依据、过程及测算的谨慎合理性

（1）项目投入

根据本项目可行性研究报告，本项目投入测算采用工程量法，即按各专业提供的推荐方案工程量，采用现行的指标、定额以及设备、材料价格对项目投资进行估算。

主要设备及材料价格：所用管材价格按询价计入本工程投资。其他设备、材料价格参照已建工程价格信息或厂家近期报价、行业指导价格计算。

预备费计费基数及费率：预备费以工程费用和其他费用之和为计费基数，费率按 8%计取。

贷款利率：本项目建设投资借款年名义利率为 4.9%，流动资金借款年名义利率为 4.35%。

（2）项目运营相关成本费用

根据本项目可行性研究报告，其他运营相关的成本费用假设如下：

费用	假设
电费	0.55 元/千瓦时
耗电量	全线年耗电 40.23×10^4 千瓦时/年
水价	2.91 元/吨
耗水量	0.107×10^4 吨/年
人工工资	16 万元/人·年
修理费	按固定资产原值的 2.5% 计取
其他运营费用	按 18,000 元/人·年
其他管理费用	按 30,000 元/人·年
营业费用	营业收入的 1% 计算
输送损耗	0.20%

项目运营相关的成本费用假设主要参照依据为：

①国家发展改革委、建设部颁发的《建设项目经济评价方法与参数（第三版）》（2006）

②《中国石油天然气集团公司建设项目经济评价参数》

根据以上假设，预估项目运营期间年均总成本费用 21,206 万元。

（3）测算的谨慎合理性

本次募投项目之唐山 LNG 接收站外输管线项目（宝坻—永清段）的各分项投资数据以项目可行性研究报告为依据，并结合以往同类施工项目的分项项目成本、现行材料、设备市场价格进行编制，具有合理性及谨慎性。

四、请保荐机构发表核查意见。

（一）核查程序

1、保荐机构核查程序：

（1）查阅本次非公开发行募投项目可行性研究报告，核查募投项目的投资构成、拟使用募集资金投入的具体建设内容、投资数额及安排明细、各项投资是否构成资本性支出；

(2) 查阅同类项目单位投资规模情况，分析本次募投项目投资规模的合理性；

(3) 向公司了解本次募投项目的资金使用和项目建设进度安排；

(4) 查阅本次募投项目的效益测算底稿，并通过公开信息查询以及向相关工程负责人员及其他业务人员进行交流等方式了解其他同类项目的收入情况，分析募投项目效益测算的合理性和谨慎性。

(二) 核查意见

经核查，保荐机构认为：

1、本次募投项目具体投资数额及安排明细、募投项目的测算依据和测算过程、资本性支出情况和募集资金投入情况已披露，本次募投项目投资规模合理。

2、本次募投项目资金使用和项目建设进度安排已披露，不存在使用本次募集资金置换董事会决议日前投入的情形。

3、本次募投项目效益测算谨慎、合理。

问题五、最近一期末，申请人应收账款金额 486,627.47 万元，主要为应收可再生能源补贴款和电网公司的电价款，应收账款减值准备计提比例较低。请申请人补充说明：(1) 报告期内可再生能源补贴收入确认情况，结合收入确认条件及可比公司确认情况，说明相关收入确认是否谨慎合理，是否符合企业会计准则的规定。(2) 截止目前尚未纳入国补目录的项目情况，对收入、利润及应收款项的影响是否对公司经营成果构成重大影响；尚未纳入国补目录项目是否符合纳入国补目录的条件，尚未纳入的原因，未来纳入是否存在重大不确定性风险。(3) 应收账款减值准备计提的合理性，结合同行业可比公司减值计提政策，说明减值计提是否充分谨慎。请保荐机构及会计师发表核查意见。

回复：

一、报告期内可再生能源补贴收入确认情况，结合收入确认条件及可比公司确认情况，说明相关收入确认是否谨慎合理，是否符合企业会计准则的规定。

(一) 报告期内可再生能源补贴收入确认情况

报告期内，公司发电业务主要为风力发电和光伏发电业务，属于可再生能源发电业务，适用国家出台的一系列可再生能源补贴法律法规及有关政策文件，包括《可再生能源法》、《可再生能源发电有关管理规定》、《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》、《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》、《可再生能源电价附加补助资金管理办法》等法律法规及财政部、国家发改委、国家能源局不时发布的有关通知。根据上述有关法律法规及有关政策文件的相关规定，“国家财政设立可再生能源发展基金，资金来源包括国家财政年度安排的专项资金和依法征收的可再生能源电价附加收入等”。可再生能源电价分为两个部分，当地电网脱硫燃煤机组标杆上网电价和可再生能源补贴。其中，风电上网电价在当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘电价）以内的部分，由当地省级电网结算；高出部分由国家可再生能源发展基金予以补贴。报告期内，公司已投入运营风电项目均与当地电网公司签订购售电合同，并按照相关法律法规及合同条款严格执行。其中：当地电网公司按月支付脱硫燃煤机组标杆上网电价部分；可再生能源补贴部分由可再生能源发展基金分批拨付至电网公司后，再由电网公司支付给公司已投入商运的风电可再生能源项目。

报告期内可再生能源补贴收入确认情况如下表：

项目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
可再生能源补贴收入（万元）	154,579.15	140,945.32	108,109.18
收入（万元）	1,251,088.53	1,198,583.76	999,201.26
可再生能源补贴收入占收入比例	12.36%	11.76%	10.82%

（二）结合收入确认条件及可比公司确认情况，说明相关收入确认是否谨慎合理，是否符合企业会计准则的规定

1、收入确认条件

公司下属子公司与所在地电网公司签署《购售电合同》，包括特许经营权项目与电网公司所签署购售电合同。一般主要条款包括：购电人购买售电人风电机组的电能；风电机组的商业运行期上网电价按政府价格主管部门批准的上网电价执行；电能计量，在上网电量和用网电量计量点安装主、副电能表；上网电量以月为结算期，以计量点计费电能表最后一天北京时间 24:00 抄见电量为依据，经双方共同确认；上网电费计算公式为：上网电费=上网电量×对应的上网电价(含税)。

根据《企业会计准则第 16 号——政府补助》第五条规定，企业从政府取得的经济资源，如果与企业销售商品或提供服务等活动密切相关，且是企业商品或服务的对价或者是对价的组成部分，适用《企业会计准则第 14 号——收入》等相关会计准则。

根据以上购售电合同及相关特许权协议的约定，公司控股子公司在购售电业务中的实质性义务为向各地电网公司供应上网电力。上网电力供应完成后，双方执行的抄表、核对、结算单填制、发票开具等其他事项仅为程序性工作。在电力供应至各风电场所在地电网公司时，公司同时满足以下条件：

（1）电力供应已经完成；

（2）由于电力的生产、供应及使用具有“即时性”的特点，公司在电力供应完成后，即不再保留对所供应商品（电力）的控制权和管理权；

（3）供电量在电力供应完成后即可通过读表获得，并得到购电方的确认；同时，可再生能源电价补助资金已包含在供电价格中并在购售电合同中明确约定。因此，可以可靠地计算计量相关收入的金额；

（4）购电方为各地电网公司，其资信能力及根据协议付款的历史记录良好，可以合理确信相关经济利益可以流入企业；对于已列入国家可再生能源附加资金补助目录的风电项目，按照国家可再生能源补助资金拨付进度，可逐步收到可再生能源电价补贴款。对于目前尚未列入补贴目录的已投产风电项目，其均已列入国家核准计划及开发建设计划，并按时完成核准、并网发电，并取得物价部门的电价批复，符合国家申报可再生能源补贴资金的条件，待国家可再生能源信息管理平台审核通过，电网企业按照《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建[2020]5 号）的要求公布审核后的补贴清单后，即可按可再生能源补助资金拨付进度获得补贴款；

（5）公司与电力供应相关的成本（主要包括折旧、人工、运营维护等）能够可靠地计量。

报告期内，根据《企业会计准则—收入准则》(财会[2017]22 号)，公司与客户之间的销售商品合同通常仅包含销售电力的履约义务。在电力供应至各风电场所在地电网公司时，客户已取得相关商品或服务控制权，公司已取得商品的现时

收款权利、商品所有权上的主要风险和报酬已转移、商品的法定所有权已转移、商品实物资产已转移、客户已接受该商品。

2、可比公司确认情况

发电业务收入确认政策与同行业可比公司对比如下：

公司	主营业务	收入确认政策
新天绿能	风电、光伏、燃气	本公司通常在综合考虑了下列因素的基础上，以控制权转移时点确认收入。取得商品的现时收款权利、商品所有权上的主要风险和报酬的转移、商品的法定所有权的转移、商品实物资产的转移、客户接受该商品。 风力/光伏发电收入以电力供应至各电场所在地电网公司时确认，以经双方确认的结算电量作为当月销售电量，以经发改委核定的上网电价作为销售单价。
节能风电	风电	收入是该公司在日常活动中形成的、会导致股东权益增加且与股东投入资本无关的经济利益的总流入。收入在其金额及相关成本能够可靠计量、相关的经济利益很可能流入该公司、并且同时满足以下不同类型收入的其他确认条件时，予以确认。 电力收入于电力供应至各电厂所在地的省电网公司时确认。该公司按已收或应收的合同或协议价款的公允价值确定电力销售收入金额。
嘉泽新能	风电、光伏	该公司已将商品所有权上的主要风险和报酬转移给购货方；该公司既没有保留通常与所有权相联系的继续管理权，也没有对已售出的商品实施控制；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时，确认营业收入的实现。 收入确认具体政策：以电力公司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，以经发改委核定的上网电价作为销售单价。
银星能源	风电	以电力公司月末抄表日作为收入确认时点，以经双方确认的上网电量作为当月销售电量，以经当地发改委核定的上网电价作为销售单价。
大唐发电	火电、热力	发电企业应于月末，根据购售电双方共同确认的上网电量和国家有关部门批准执行的上网电价以及竞价电价确认电力产品销售收入。
上海电力	火电、热力	电力销售以取得电网公司确认的上网电量统计表作为确认销售收入的时点；热力销售以收到经客户确认的热力销售结算单作为确认销售收入的时点。

注：以上同行业可比公司会计政策摘自公开披露的年报或招股说明书。

综上，公司取得的可再生能源电价补助资金作为电价款的组成部分，与标杆

电价同时以电力供应至各电场所在地的省电网公司时确认，与同行业可比公司不存在差异，相关收入确认谨慎合理、符合《企业会计准则》的规定。

二、最近一期末，申请人应收账款金额 486,627.47 万元，主要为应收可再生能源补贴款和电网公司的电价款，应收账款减值准备计提比例较低。截止目前尚未纳入国补目录的项目情况，对收入、利润及应收款项的影响是否对公司经营成果构成重大影响；尚未纳入国补目录项目是否符合纳入国补目录的条件，尚未纳入的原因，未来纳入是否存在重大不确定性风险

（一）截止目前尚未纳入国补目录的项目情况

1、国家有关可再生能源补贴款政策分析

时间	法规文件	相关内容
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）	陆上风电方面：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；海上风电方面：对 2018 年底前已核准的海上风电项目，如在 2021 年底前全部机组完成并网的，执行核准时的上网电价；2022 年及以后全部机组完成并网的，执行并网年份的指导价。
2020 年 1 月	财政部、国家发展改革委和国家能源局联合发布《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）	一是坚持以收定支原则，新增补贴项目规模由新增补贴收入决定，做到新增项目不新欠；二是开源节流，通过多种方式增加补贴收入、减少不合规补贴需求，缓解存量项目补贴压力；三是符合条件的存量项目均纳入补贴清单；四是部门间相互配合，增强

		政策协同性，对不同可再生能源发电项目实施分类管理。
2020 年 11 月	财政部发布《关于加快推进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〕70 号）	通知规定纳入补贴清单的可再生能源发电项目需满足以下条件： A.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、地热发电、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，并已全部容量完成并网。 B.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，生物质发电项目需纳入国家或省级规划，农林生物质发电项目应符合《农林生物质发电项目防治掺煤监督管理指导意见》（国能综新能〔2016〕623 号）要求。其中，2019 年光伏新增项目，2020 年光伏、风电和生物质发电新增项目需满足国家能源主管部门出台的新增项目管理办法。 C.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。

根据上述规定，陆上风电方面，2018 年底以前核准项目需要在 2020 年底前完成并网发电，方可申请国补。公司尚未纳入国补目录的陆上风电项目均于 2018 年底核准，并于 2020 年底前完成并网发电，满足申请纳入国补目录的条件。此外，公司的光伏项目已经在 2018 年前完成全部容量并网，满足纳入国补目录的条件。

2、截止目前尚未纳入国补目录的项目情况

截止目前，公司尚未纳入国补目录的风电/光伏项目共计 24 个，均满足纳入目录的申报条件。其中 19 个项目处于流程审核阶段，另外 5 个项目处于准备和提交申报资料阶段。公司尚未纳入国补目录的风电/光伏项目均在 2020 年底完成全部并网且获得了电价批复文件，符合国家政策。具体情况如下：

公司名称	项目名称	是否符合条件	未纳入目录原因	核准时间	全部并网时间	电价批复文件号
昌黎新天风能有限公司	刘台 48MW 风电场项目	已在 2020 年底以前完成并网，具备资格	审核流程正在进行	2014 年 12 月 13 日	2020 年 12 月 27 日	发改价格[2014]3008 号
朝阳新天新能源有限公司	朝阳南双庙 10MW 光伏项目	已在 2020 年底以前完成并网，具备资格	审核流程正在进行	2015 年 7 月 28 日	2016 年 6 月 8 日	辽价函[2016]111 号
承德御枫风能有限公司	承德围场大唤起 48MW 风电项目	已在 2020 年底以前完成并网，具备资格	准备提交申报资料	2015 年 12 月 24 日	2020 年 12 月 16 日	发改价格[2014]3008 号
承德御景新能源有限公司	承德围场富丰 200MW 风电项目	已在 2020 年底以前完成并网，具备资格	审核流程正在进行	2014 年 12 月 31 日	2018 年 12 月 9 日	发改价格[2014]3008 号
河北丰宁建投新能源有限公司	森吉图一期项目 150MW 风电	已在 2020 年底以前完成并网，具备资格	审核流程正在进行	2013 年 9 月 29 日	2016 年 8 月 20 日	冀价管[2016]35 号
河北丰宁建投新能源有限公司	森吉图二期项目 200MW 风电	已在 2020 年底以前完成并网，具备资格	审核流程正在进行	2013 年 9 月 29 日	2017 年 6 月 15 日	冀价管[2016]35 号
河北丰宁建投新	森吉图三期项目	已在 2020 年底以前	审核流程正在进行	2014 年 12 月 31 日	2019 年 4 月 17 日	冀价管[2017]141

公司名称	项目名称	是否符合条件	未纳入目录原因	核准时间	全部并网时间	电价批复文件号
能源有限公司	150MW 风电	完成并网，具备资格				号
河北丰宁建投新能源有限公司	大营子项目 48MW 风电	已在 2020 年底以前完成并网，具备资格	审核流程正在进行	2016 年 12 月 16 日	2020 年 1 月 1 日	发改价格 [2015]3044 号
河北丰宁建投新能源有限公司	喇叭沟项目 48MW 风电	已在 2020 年底以前完成并网，具备资格	审核流程正在进行	2016 年 12 月 16 日	2020 年 11 月 24 日	发改价格 [2015]3044 号
河北丰宁建投新能源有限公司	东梁风电场丰宁森吉图全钒液流电池风储示范项目一期工程项目 100MW 风电	已在 2020 年底以前完成并网，具备资格	审核流程正在进行	2017 年 11 月 17 日	2020 年 12 月 3 日	发改价格 [2015]3044 号
科右前旗新天风能有限公司	兴安盟科右前旗哈拉黑巴拉格歹二期 100MW 风电项目	已在 2020 年底以前完成并网，具备资格	审核流程正在进行	2017 年 12 月 29 日	2020 年 12 月 15 日	发改价格 [2015]3044 号
灵丘建投衡冠风能有限公司	凤凰山 49.5MW 风电项目	已在 2020 年底以前完成并网，具备资格	审核流程已经完成，待公示完成后即可纳入目录	2017 年 6 月 23 日	2019 年 11 月 8 日	晋发改商品发 [2018]603 号
卢龙县六音光伏电力有限公司	卢龙 20MW 光伏电站	已在 2020 年底以前完成并网，具备资格	审核流程正在进行	2014 年 11 月 26 日	2016 年 6 月 30 日	冀价管 [2016]55 号
泰来新天绿色能源有限公司	泰来宁姜 10MW 光伏项目	已在 2020 年底以前完成并网，具备资格	审核流程正在进行	2015 年 7 月 2 日	2017 年 6 月 28 日	黑价格 [2017]79 号
泰来新天绿色能源有限公司	泰来立志 10MW 光伏项目	已在 2020 年底以前完成并网，具备资格	审核流程正在进行	2015 年 7 月 2 日	2017 年 6 月 28 日	黑价格 [2017]78 号

公司名称	项目名称	是否符合条件	未纳入目录原因	核准时间	全部并网时间	电价批复文件号
		格				
泰来新天绿色能源有限公司	泰来新天双胜20MW光伏项目	已在2020年底以前完成并网，具备资格	审核流程正在进行	2017年12月4日	2018年6月25日	黑龙江省发改委中标通知书HLJ-TZZT-063
蔚县新天风能有限公司	秀水盆 49.5MW风电场	已在2020年底以前完成并网，具备资格	审核流程正在进行	2015年12月31日	2020年8月12日	发改价格[2014]3008号
新天绿色能源（丰宁）有限公司	水泉项目 49.5MW风电	已在2020年底以前完成并网，具备资格	审核流程正在进行	2014年6月3日	2016年12月6日	冀价管[2016]35号
新天绿色能源（丰宁）有限公司	梁后项目 49.5MW风电	已在2020年底以前完成并网，具备资格	审核流程正在进行	2014年12月31日	2018年1月27日	冀价管[2017]141号
新天绿色能源（丰宁）有限公司	千松坝项目 49.5MW风电	已在2020年底以前完成并网，具备资格	审核流程正在进行	2014年12月31日	2018年1月30日	冀价管[2017]141号
新天绿色能源围场有限公司	东台子 48MW风电场	已在2020年底以前完成并网，具备资格	准备提交申报材料	2014年11月14日	2020年12月19日	发改价格[2014]3008号
新天绿色能源围场有限公司	高家山 48MW风电场	已在2020年底以前完成并网，具备资格	准备提交申报材料	2015年12月24日	2020年12月20日	发改价格[2014]3008号
蒙阳新天风能有限公司	飞龙顶 34.2MW风电项目	已在2020年底以前完成并网，具备资格	准备提交申报材料	2014年7月29日	2020年12月31日	发改价格[2014]3008号
涞源新天风能有限公司	金家井 10MW光伏电站	已在2020年底以前完成并网，具备资格	审核流程正在进行	2009年12月29日	2015年1月28日	冀价管[2015]299号

公司名称	项目名称	是否符合条件	未纳入目录原因	核准时间	全部并网时间	电价批复文件号
武川县蒙天风能有限公司	武川大元山（德胜）50MW 风电项目	已在 2020 年底以前完成并网，具备资格	审核流程正在进行	2017 年 12 月 27 日	2020 年 6 月 18 日	发 改 价 格 [2015]3044 号

综上，公司当前尚未纳入补贴目录项目均拥有完善的核准及批复手续，并均已在 2020 年底以前完成全部并网，符合国家有关国补政策，满足未来纳入国补目录的条件。尚未纳入的主要原因系：1）大部分项目正在审核流程之中；2）部分项目全容量并网时间较短，正在按审批要求准备提交相关申报资料。上述项目未来纳入国补目录不存在重大不确定性。公司所有投入运营的风电/光伏项目均满足申请可再生能源补贴的申报条件，且一直在积极配合申报，从公司以往申请可再生能源补贴的经验来看，未有申报失败而无法列入目录的情况。该申请仅是程序性的要求，不存在不能列入目录的风险，且待风电/光伏项目列入补贴目录后，申请电价补贴款无需履行其他实质性审批程序，通常在项目并网投产后，按月在国家可再生能源信息管理平台上申报月度生产运营信息，在补贴发放前，由电网公司审核申报信息是否准确，审核无误后进行发放。

可再生能源补贴款项是由国家财政拨付，虽然回款周期会比应收标杆电价款项回款周期长，但是由于有国家财政的信誉保障，发生坏账的可能性较小。公司所有投入运营的风电/光伏项目均满足申请可再生能源补贴的申报条件，且一直在积极申报。经公开渠道查询，不存在同行业上市公司公告补贴款无法收到的情况；从历史申报、发放的记录看，公司符合国家规定申报截止时间投入运营的风电/光伏项目均成功申报进入国补目录，并获得可再生能源补贴发放。因此，报告期各期末公司应收可再生能源补贴款的可回收性不存在重大不确定性风险，不存在进入国补目录最终却无法收到补贴款的情况。

（二）截止目前尚未纳入国补目录的项目情况，对收入、利润及应收款项的影响是否对公司经营成果构成重大影响

截至目前尚未纳入国补目录的项目对公司收入、利润影响如下表所示：

项目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
尚未纳入国补目录的项目发电补贴收入（万元）	35,607.20	26,401.50	21,397.44
营业收入（万元）	1,251,088.53	1,198,583.76	999,201.26
对营业收入的影响比率	2.85%	2.20%	2.14%
风力/光伏业务毛利率	60.99%	61.64%	61.42%
对毛利的影响（万元）	21,716.83	16,273.88	13,142.31
平均所得税税率	14.63%	16.31%	9.64%
对净利润的影响（万元）	18,539.09	13,619.20	11,875.74
净利润（万元）	193,273.17	183,433.49	157,516.40
对净利润的影响比率	9.59%	7.42%	7.54%

截至目前尚未纳入国补目录的项目对公司应收款项影响如下表所示：

项目	2020 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日	2018 年 12 月 31 日
尚未纳入国补目录的项目应收可再生能源补贴账面余额（万元）	127,131.40	84,368.73	52,393.47
应收账款余额（万元）	486,627.47	353,177.83	280,460.13
对应收账款的影响比率	26.12%	23.89%	18.68%

综上，报告期内公司未纳入国补目录的项目的补贴收入为 21,397.44 万元、26,401.50 万元和 35,607.20 万元，未纳入国补目录的项目的补贴收入对营业收入的影响为 2.14%、2.20%和 2.85%，对净利润的影响为 7.54%、7.42% 和 9.59%。报告期内，公司未纳入国补目录的项目应收账款中可再生能源补贴部分金额分别为 52,393.47 万元、84,368.73 万元和 127,131.40 万元，占当期末应收账款比例分别为 18.68%、23.89%和 26.12%。2020 年，受政策影响，公司加快了风电场的工程建设进度并投入运营。由于纳入国补目录按流程逐步审批需要一定时间，导致 2020 年 12 月 31 日应收补贴款较 2019 年 12 月 31 日有较大幅度增加。公司当前尚未纳入国补目录项目均拥有完善的核准及批复手续，并均已在 2020 年底以前完成全部并网，符合国家有关国补政策，具备纳入国补目录的条件，报告期各期末公司应收可再生能源补贴款（含未纳入国补目录的项目）的可回收性不存在重大不确定性风险，也不存在进入国补目录最终却无法收到补贴款的情况。因此，该等未纳入国补目录项目对收入、利润及应收款项的影响不会对公司经营成果构成重大影响。

（三）尚未纳入国补目录项目是否符合纳入国补目录的条件，尚未纳入的原因，未来纳入是否存在重大不确定性风险

详见本题回复（一）。

三、应收账款减值准备计提的合理性，结合同行业可比公司减值计提政策，说明减值计提是否充分谨慎

报告期内，公司未纳入国补目录的项目应收账款中可再生能源补贴部分金额分别为 52,393.47 万元、84,368.73 万元和 127,131.40 万元，占当期末应收账款比例分别为 18.68%、23.89%和 26.12%，该等应收账款与公司其他境内项目的标杆电费以及已纳入目录项目可再生能源补贴所产生应收账款执行同样的坏账准备计提政策。

报告期内，公司按照有关规定以预期信用损失的金额计量损失准备，采取单项评估预期信用损失计提坏账准备和按信用风险特征组合评估预期信用损失计提坏账准备相结合的方法。

截至 2020 年 12 月 31 日，应收账款及坏账准备按类别情况如下：

单位：万元

项目	账面余额		坏账准备	
	金额	比例	金额	计提比例
单项评估预期信用损失计提坏账准备*	39,915.51	7.49%	39,915.51	100%
按信用风险特征组合评估预期信用损失计提坏账准备	493,314.00	92.51%	6,686.52	1.36%
其中：可再生能源补贴款及标杆电价	488,623.18	91.63%	4,886.23	1.00%
按信用风险特征组合计提坏账准备的应收账款	4,690.81	0.88%	1,800.29	38.38%
合计	533,229.51	100%	46,602.04	8.74%

截至 2019 年 12 月 31 日，应收账款及坏账准备按类别情况如下：

单位：万元

项目	账面余额		坏账准备	
	金额	比例	金额	计提比例
单项评估预期信用损失计提坏账准备*	48,138.74	11.83%	48,138.74	100.00%

按信用风险特征组合评估预期信用损失计提坏账准备	358,651.90	88.17%	5,474.07	1.53%
其中：可再生能源补贴款及标杆电价	352,335.01	86.61%	3,523.35	1.00%
按信用风险特征组合计提坏账准备的应收账款	6,316.90	1.55%	1,950.72	30.88%
合计	406,790.64	100.00%	53,612.81	13.17%

截至 2018 年 12 月 31 日，应收账款及坏账准备按类别情况如下：

单位：万元

项目	账面余额		坏账准备	
	金额	比例	金额	计提比例
单项评估预期信用损失计提坏账准备*	55,351.44	16.62%	50,901.44	91.96%
按信用风险特征组合评估预期信用损失计提坏账准备	277,756.32	83.38%	1,746.19	0.63%
其中：管理层评估后认为无回收风险的款项	265,383.92	79.67%	-	-
按信用风险特征组合计提坏账准备的应收账款	12,372.40	3.71%	1,746.19	14.11%
合计	333,107.76	100.00%	52,647.62	15.80%

*单项评估预期信用损失计提坏账准备的应收账款主要是天然气业务应收大客户的存在特定回收风险的款项。

管理层评估后认为无回收风险的款项主要是应收电网公司售电款和可再生能源补贴款。按信用风险特征组合计提坏账准备的应收账款主要是天然气应收账款和其他。

报告期内，公司应收账款的坏账计提政策如下：

公司根据《企业会计准则》的要求，以预期信用损失为基础，对以摊余成本计量的金融资产、以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的债务工具投资、租赁应收款、合同资产、贷款承诺及财务担保合同进行减值处理并确认损失准备。

信用损失，是指公司按照原实际利率折现的、根据合同应收的所有合同现金流量与预期收取的所有现金流量之间的差额，即全部现金短缺的现值。其中，对于本集团购买或源生的已发生信用减值的金融资产，应按照该金融资产经信用调整的实际利率折现。

对于不含重大融资成分的应收款项以及合同资产，公司运用简化计量方法，按照相当于整个存续期内的预期信用损失金额计量损失准备。

对于租赁应收款、包含重大融资成分的应收款项以及合同资产，公司选择运用简化计量方法，按照相当于整个存续期内的预期信用损失金额计量损失准备。

除上述采用简化计量方法以外的金融资产、贷款承诺及财务担保合同，公司在每个资产负债表日评估其信用风险自初始确认后是否已经显著增加，如果信用风险自初始确认后未显著增加，处于第一阶段，公司按照相当于未来 12 个月内预期信用损失的金额计量损失准备，并按照账面余额和实际利率计算利息收入；如果信用风险自初始确认后已显著增加但尚未发生信用减值的，处于第二阶段，公司按照相当于整个存续期内预期信用损失的金额计量损失准备，并按照账面余额和实际利率计算利息收入；如果初始确认后发生信用减值的，处于第三阶段，公司按照相当于整个存续期内预期信用损失的金额计量损失准备，并按照摊余成本和实际利率计算利息收入。对于资产负债表日只具有较低信用风险的金融工具，公司假设其信用风险自初始确认后未显著增加。

公司基于单项和组合评估金融工具的预期信用损失。公司考虑了不同客户的信用风险特征，以账龄组合为基础评估以摊余成本计量的金融工具的预期信用损失。

公司在评估预期信用损失时，考虑有关过去事项、当前状况以及未来经济状况预测的合理且有依据的信息。

2019 年末，尽管风电行业大部分上市公司对应收电网公司售电款和可再生能源补贴款不计提坏账准备，但公司也关注到 A 股市场中部分同行业上市公司或拟上市公司对应收电网公司售电款和可再生能源补贴款计提了坏账准备。参考同行业公司处理，并考虑公司实际经营情况，基于谨慎性原则，公司在历史信用损失率 0%的基础上，将前瞻性因素的调整从 0%提高至 1%，按照预期信用损失率 1%对应收电网公司售电款和可再生能源补贴款计提坏账准备。

因此，公司于 2019 年 12 月 31 日召开董事会，审议通过了《关于应收款项预期信用损失的会计估计变更》的决议，决议内容如下：对应收电网公司售电款和可再生能源补贴款的预期信用损失率由 0%调整至 1%；以账龄组合为基础评

估预期信用损失组合的 6 个月以内应收账款和其他应收款的预期信用损失率由 0%调整至 5%；原无回收风险组合的其他应收款的预期信用损失率由 0%调整为以账龄分析法组合为基础评估预期信用损失。上述决议自董事会通过之日起适用。

报告期内，公司的应收账款主要为应收可再生能源补贴款和电网公司的电价款，公司与同行业上市公司同类应收账款坏账计提比例政策如下：

（1）应收电网公司售电款和可再生能源补贴款坏账准备的计提

公司应收电网公司售电款和可再生能源补贴款坏账准备计提政策与风电或光伏行业上市公司的比较情况如下：

公司名称	应收电网公司售电款和可再生能源补贴款坏账准备计提情况
龙源电力	未计提
大唐新能源	未计提
节能风电	按期末余额的 1%预期信用损失率计提坏账准备
川能动力	未计提
中闽能源	未计提
珈伟新能	未计提
上海电力	未计提
大唐发电	未计提
嘉泽新能	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%
江苏新能	按账龄法计提坏账准备
晶科科技	按期末余额的 1%预期信用损失率计提坏账准备
新天绿能	按期末余额的 1%预期信用损失率计提坏账准备

资料来源：年度报告

从上表可见，风电行业 H 股上市公司龙源电力、大唐新能源等，以及 A 股上市公司川能动力、中闽能源、珈伟新能、上海电力、大唐发电等均未对应收电网公司售电款和可再生能源补贴款计提坏账准备。因此，公司按照 1%的预期信用损失率对相关款项计提坏账准备，较同行业大部分上市公司更为谨慎，且与晶科科技、节能风电的处理方式和计提比例一致。

（2）按信用风险特征组合计提坏账准备的比例及与同行业对比

账龄	新天绿能	风电行业		天然气行业		
		节能风电	嘉泽新能	金鸿控股	陕天然气	皖天然气
6个月以内	5%（2019年以后）/0%（2019年以前）	0%	0%	5%	5%	5%
6个月至1年	10%	5%	10%	5%	5%	5%
1至2年	30%	10%	20%	10%	10%	10%
2至3年	50%	30%	50%	30%	20%	20%
3至4年	100%	50%	70%	50%	50%	50%
4至5年	100%	80%	80%	50%	70%	70%
5年以上	100%	100%	100%	50%	100%	100%

从上表可见，与同行业可比上市公司相比，公司对应收账款计提坏账准备的计提比例较为谨慎，3年以上账龄的应收账款的坏账准备计提比例为100%，明显高于同行业可比上市公司的计提比例。

四、保荐机构及会计师发表核查意见

（一）核查程序

1、保荐机构核查程序：

（1）访谈公司管理层，了解公司发电业务适用的可再生能源补贴政策；

（2）查阅国家能源局网站和财政部网站可再生能源补贴相关政策文件依据，以及申报进入可再生能源补贴名录的核准进度，评估公司应收电网公司售电款和可再生能源补贴款是否满足政策规定的补贴条件；

（3）查阅公司与主要客户签订的购售电合同，包括合同中控制权转移描述、权利与义务等条款，关注相关会计处理是否符合会计准则的规定；

（4）获取公司应收补贴款明细等资料，确认公司应收补贴款计算的准确性，并结合历史发放情况评价公司补贴款的可回收性；

（5）获取公司尚未纳入国补目录的风电/光伏项目的情况，查阅其全部并网时间及电价批复文件，核查其是否符合国家政策；

（6）对报告期内的主要客户进行函证、走访，函证内容包括与电力公司的

各年累计售电量；

（7）查阅同行业可比上市公司的应收账款坏账准备计提政策、信用政策，对比分析公司应收账款坏账准备计提政策、信用政策与同行业可比上市公司是否存在较大差异。

2、会计师核查程序：

（1）访谈公司管理层，了解公司发电业务适用的可再生能源补贴政策、相关电价款以及补贴款的构成情况等内容，并了解项目进入国补目录的流程及符合申请条件后，申请电价补贴款是否还需履行其他实质性审批程序；

（2）查阅国家能源局网站和财政部网站可再生能源补贴相关政策文件依据，以及申报进入可再生能源补贴名录的核准进度，检查公司的确认收入的风电/光伏项目是否均已进入国补目录，评估公司应收电网公司售电款和可再生能源补贴款是否满足政策规定的补贴条件；

（3）查阅公司与主要客户签订的购售电合同，包括合同中控制权转移描述、权利与义务等条款，关注相关会计处理是否符合会计准则的规定；

（4）获取公司应收补贴款明细，检查相应记账凭证、银行回单等资料，确认公司应收补贴款计算的准确性，结合历史发放情况评价公司补贴款的可回收性，并检查报告期内应收补贴款的回收情况；

（5）了解并测试公司销售与收款业务流程的内部控制。通过访谈公司相关业务人员和查阅相关制度文件了解公司销售与收款业务流程的内部控制，识别、评估相关风险，执行相关穿行测试和控制测试；

（6）检查公司报告期内与主要客户的电量电费结算单，对报告期内的重大客户进行函证、走访，函证内容包括与电力公司的各年累计售电量；

（7）查阅同行业可比上市公司的应收账款坏账准备计提政策、信用政策，对比分析公司应收账款坏账准备计提政策、信用政策与同行业可比上市公司是否存在较大差异。

（二）核查意见

经核查，保荐机构、会计师认为：

1、报告期内公司涉及可再生能源补贴的营业收入确认时点及金额谨慎合理，符合企业会计准则的规定。

2、公司截止报告期末尚未纳入国补目录项目均拥有完善的核准及批复手续，并均已在 2020 年底以前完成并网，符合国家有关国补政策，具备纳入国补目录的资格。尚未纳入国补目录的原因主要是程序性审批流程需要时间完成。上述项目未来纳入国补目录不存在重大不确定性。

3、截止目前公司尚未纳入国补目录的项目，对公司的收入、利润及应收款项的影响不会对公司经营成果构成重大影响。

4、公司应收账款减值准备计提充分谨慎。

问题六、请申请人补充说明本次发行董事会决议日前六个月至今公司实施或拟实施的财务性投资及类金融业务的具体情况，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，下同）情形。请保荐机构发表核查意见。

回复：

一、补充说明本次发行董事会决议日前六个月至今公司实施或拟实施的财务性投资及类金融业务的具体情况

（一）财务性投资及类金融业务的认定标准

1、财务性投资认定标准

根据中国证监会《发行监管问答——关于引导规范上市公司融资行为的监管要求（修订版）》要求，上市公司申请再融资时，除金融类企业外，原则上最近一期末不得存在持有金额较大、期限较长的交易性金融资产和可供出售的金融资产、借予他人款项、委托理财等财务性投资的情形。

根据中国证监会2016年3月发布的《关于上市公司监管指引第2号——有关财务性投资认定的问答》的相关规定，财务性投资除监管指引中已明确的持有交易性金融资产和可供出售金融资产、借予他人、委托理财等情形外，对于上市公司投资于产业基金以及其他类似基金或产品的，如同时属于以下情形的，应认定为

财务性投资：1、上市公司为有限合伙人或其投资身份类似于有限合伙人，不具有该基金（产品）的实际管理权或控制权；2、上市公司以获取该基金（产品）或其投资项目的投资收益为主要目的。

根据中国证监会发布的《再融资业务若干问题解答（2020年6月修订）》的相关规定，（1）财务性投资的类型包括不限于：类金融；投资产业基金、并购基金；拆借资金；委托贷款；以超过集团持股比例向集团财务公司出资或增资；购买收益波动大且风险较高的金融产品；非金融企业投资金融业务等。（2）围绕产业链上下游以获取技术、原料或渠道为目的的产业投资，以收购或整合为目的的并购投资，以拓展客户、渠道为目的的委托贷款，如符合公司主营业务及战略发展方向，不界定为财务性投资。（3）金额较大指的是，公司已持有和拟持有的财务性投资金额超过公司合并报表归属于母公司净资产的30%（不包括对类金融业务的投资金额）。期限较长指的是，投资期限或预计投资期限超过一年，以及虽未超过一年但长期滚存。

2、类金融业务的认定标准

根据中国证监会发布的《再融资业务若干问题解答（2020年6月修订）》的相关规定，除人民银行、银保监会、证监会批准从事金融业务的持牌机构为金融机构外，其他从事金融活动的机构均为类金融机构。类金融业务包括但不限于：融资租赁、商业保理和小贷业务等。

与公司主营业务发展密切相关，符合业态所需、行业发展惯例及产业政策的融资租赁、商业保理及供应链金融，暂不纳入类金融计算口径。

（二）补充说明本次发行董事会决议日前六个月至今公司实施或拟实施的财务性投资及类金融业务的具体情况

1、设立或投资产业基金、并购基金

本次发行相关董事会决议日前六个月起至今，公司不存在设立或投资产业基金、并购基金的情形或相关计划。

2、拆借资金、委托贷款

本次发行相关董事会决议日前六个月起至今，公司不存在拆借资金、委托贷款的情形或相关计划。

3、以超过集团持股比例向集团财务公司出资或增资

本次发行相关董事会决议日前六个月起至今，公司不存在以超过集团持股比例向集团财务公司出资或增资的情形或相关计划。

4、购买收益波动大且风险较高的金融产品

本次发行相关董事会决议日前六个月起至今，公司不存在购买收益波动大且风险较高的金融产品的情形或相关计划。

5、非金融企业投资金融业务

本次发行相关董事会决议日前六个月起至今，公司不存在投资金融业务的情况或相关计划。

6、类金融业务

本次发行相关董事会决议日前六个月起至今，公司不存在新增投资类金融业务的情况或相关计划。

二、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，下同）情形

截至 2020 年 12 月 31 日，公司不存在交易性金融资产和可供出售金融资产。公司长期股权投资、其他权益性投资、其他非流动金融资产的具体情况如下：

（一）长期股权投资

截至 2020 年 12 月 31 日，公司长期股权投资基本情况如下：

单位：万元

项目	截至 2020 年 12 月 31 日持股比例	2020 年 12 月 31 日投资账面价值	是否属于财务性投资
河北新天国化燃气有限责任公司	50.00%	4,032.07	否
承德大元新能源有限公司	49.00%	4,802.79	否

项目	截至 2020 年 12 月 31 日持股比例	2020 年 12 月 31 日投资账面价值	是否属于财务性投资
承德市双滦区建投液化天然气有限责任公司	41.00%	322.25	否
河北金建佳天然气有限公司	30.00%	1,050.00	否
中石油京唐液化天然气有限公司	20.00%	106,657.91	否
中海油华北天然气管道有限公司	34.00%	24,321.38	否
河北围场龙源建投风力发电有限公司	50.00%	14,562.27	否
龙源建投（承德）风力发电有限公司	45.00%	25,663.04	否
河北丰宁抽水蓄能有限公司	20.00%	44,746.36	否
汇海融资租赁股份有限公司	30.00%	20,359.88	是
衡水鸿华燃气有限公司	30.00%	1,097.09	否
合计		247,615.04	

除汇海融资租赁股份有限公司外，其余公司的主营业务均为天然气相关业务或发电相关业务，符合公司的主营业务方向，不属于财务性投资。截至 2020 年 12 月 31 日，公司持有的汇海融资租赁股份有限公司 30%的股权账面价值为 20,359.88 万元，占最近一期末公司合并报表归属于母公司净资产的比例为 1.55%，小于规定要求的 30%。

（二）其他权益工具投资

截至 2020 年 12 月 31 日，公司其他权益工具投资基本情况如下：

单位：万元

项目	2020 年 12 月 31 日		
	成本	公允价值	是否属于财务性投资
河北建投集团财务有限公司	20,000.00	20,000.00	否
保定中石油昆仑燃气有限公司	680.00	1,860.57	否
合计	20,680.00	21,860.57	

注 1：河北建投持有河北建投集团财务有限公司 60%的股权，公司持有河北建投集团财务有限公司 10%的股权。

注 2：河北省天然气有限责任公司持有保定中石油昆仑燃气有限公司 17%的股权。

公司不存在以超过河北建投持股比例向河北建投集团财务有限公司出资或增资的情形，不属于财务性投资。

保定中石油昆仑燃气有限公司的主营业务为天然气相关业务，符合公司的主营业务方向，不属于财务性投资。

（三）其他非流动资产

报告期各期末，公司其他非流动资产的基本情况如下：

单位：万元

项目	2020 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日	2018 年 12 月 31 日
预付设备款	37,217.76	174,946.76	71,679.33
预付工程款	8,006.89	21,351.83	8,132.39
预付其他	15,170.88	10,223.46	9,889.48
待抵扣进项税额	124,976.12	83,891.66	73,938.96
委托贷款投资	-	1,120.94	1,120.94
小计	185,371.64	291,534.65	164,761.09
减：一年内到期的非流动资产	-	1,120.94	-
合计	185,371.64	290,413.71	164,761.09
其他非流动资产占非流动资产比例	3.81%	7.53%	5.03%
其他非流动资产占总资产比例	3.24%	6.31%	4.21%

截至 2020 年 12 月 31 日，公司委托贷款投资金额为 0 万元。

（四）类金融业务承诺

公司针对类金融业务出具如下承诺：“公司在本次发行募集资金使用完毕前或募集资金到位 36 个月内，不再新增对类金融业务的资金投入（包含增资、借款等各种形式的资金投入）。 ”

综上，截至 2020 年 12 月 31 日，公司持有的汇海融资租赁股份有限公司 30%的股权账面价值为 20,359.88 万元，占最近一期末公司合并报表归属于母公司净

资产的比例为 1.55%，小于规定要求的 30%。公司本次募集资金不会投向类金融业务，公司就类金融业务已经出具相关承诺，符合《再融资业务若干问题解答（2020 年 6 月修订）》相关规定。因此，公司财务性投资和类金融业务的开展情况符合《再融资业务若干问题解答》有关规定。

三、保荐机构核查意见

（一）核查程序

针对上述问题，保荐机构主要实施了以下核查程序：

- 1、取得并查阅公司的公告文件、审计报告、年度报告、季度报告等资料对公司财务性投资情况进行核查；
- 2、通过公开网站进行查询被投资企业基本情况；
- 3、向公司了解对外投资背景目的、持有计划和后续投资计划等情况；
- 4、核查了公司出具的关于不新增对类金融业务资金投入的承诺。

（二）核查意见

经核查，保荐机构认为：

公司已如实说明本次发行董事会决议日前六个月至今公司实施或拟实施的财务性投资及类金融业务的具体情况；最近一期末，公司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，下同）情形。公司类金融业务符合《再融资业务若干问题解答（2020 年 6 月修订）》相关规定。

（本页无正文，为《新天绿色能源股份有限公司与中德证券有限责任公司关于新天绿色能源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》之签章页）

新天绿色能源股份有限公司



2021年6月4日

（本页无正文，为《新天绿色能源股份有限公司与中德证券有限责任公司关于新天绿色能源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》之签章页）

保荐代表人： 陈祥有 胡晋
陈祥有 胡 晋



保荐机构总经理声明

本人已认真阅读新天绿色能源股份有限公司本次反馈意见回复的全部内容，了解本反馈意见回复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，反馈意见的回复不存在虚假记载、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。

保荐机构总经理：



段 涛

