

证券代码：600856

证券简称：中天能源



**长春中天能源股份有限公司
和
东兴证券股份有限公司
关于长春中天能源股份有限公司
非公开发行股票申请文件反馈意见
（《中国证监会行政许可项目审查反馈意见通知书》161263 号）
的回复**

保荐机构（主承销商）



（北京市西城区金融大街5号新盛大厦B座6层）

二〇一六年八月

长春中天能源股份有限公司
和
东兴证券股份有限公司
关于长春中天能源股份有限公司
非公开发行股票申请文件反馈意见
（《中国证监会行政许可项目审查反馈意见通知书》161263 号）
的回复

中国证券监督管理委员会：

根据贵会出具的《长春中天能源股份有限公司非公开发行股票申请文件反馈意见》（中国证监会行政许可项目审查反馈意见通知书 161263 号）（以下简称“反馈意见”）的要求，长春中天能源股份有限公司（以下简称“发行人”、“申请人”、“中天能源”、“公司”）会同东兴证券股份有限公司（以下简称“东兴证券”、“保荐机构”）及其他各中介机构对中天能源非公开发行股票申请文件的反馈意见进行了充分的核查、讨论，现将反馈问题答复如下，请贵会予以审核。

如无特别说明，本回复中词语的释义与尽调报告中的释义相同。

本反馈意见答复中的报告期特指 2013 年、2014 年、2015 年和 2016 年 1-3 月。

一、重点问题

1、发行人本次拟募集不超过 23 亿元，其中 119,404 万元用于江阴液化天然气集散中心 LNG 储配站项目；48,960 万元用于收购中天石油投资有限公司 49.74%股权并出资；61,636 万元用于偿还贷款并补充流动资金。

(1) 本次募投江阴液化天然气集散中心 LNG 储配站项目，实施主体为发行人全资子公司青岛中天持股 50%的子公司江苏泓海，该项目投资 154,751.08 万元，发行人本次募集 119,404 万元，发行人本次非公开申请文件中披露：本次发行募集资金到位后，公司将通过青岛中天向江苏泓海增资。请发行人说明未由上市公司或全资子公司承担项目实施主体的原因，发行人是否能够有效控制江苏泓海，并说明募集资金是否全部用于增资并完成募投项目，增资价格的确定方法及公允性，增资后江苏泓海的股权结构情况，江苏泓海现有其他股东是否同比例增资。

【回复】：

一、未由上市公司或全资子公司承担项目实施主体的原因

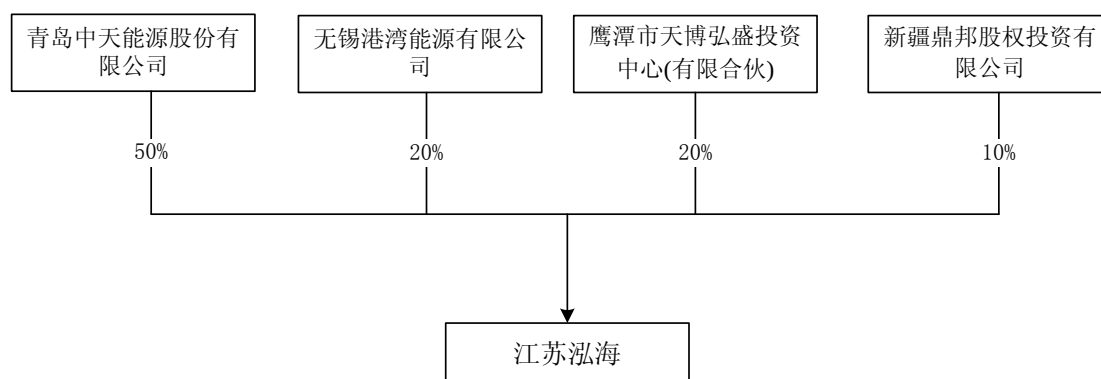
除发行人的全资子公司青岛中天外，本次项目实施主体江苏泓海的另外三位股东是无锡港湾能源有限公司、鹰潭市天博弘盛投资中心（有限合伙）和新疆鼎邦股权投资有限公司。

发行人本次募投项目液化天然气集散中心 LNG 储配站项目位于江苏省无锡江阴市。发行人之所以与无锡港湾能源有限公司合作，因其主要业务在当地，对地方政策更为熟悉，且更便于与当地政府沟通协调，推动项目落地，协助项目选址并在获取建设用地的过程中，可以起到重要的作用。同时，无锡港湾能源有限公司在项目地区拥有良好的大企业客户资源，在项目建成后，能够在很大程度上协助打开当地市场，扩大销售。

在项目运作过程中，发行人及合作方无锡港湾能源有限公司自有资金不足，因而又引进了外部财务投资者鹰潭市天博弘盛投资中心（有限合伙）和新疆鼎邦股权投资有限公司，来满足资金缺口，以确保项目顺利推进。受资本市场变化等因素影响，前述两位财务投资者及合作方无锡港湾能源有限公司的持续出资能力受限，因而为推动项目顺利开展，发行人拟采取通过本次非公开发行股票方式募集资金，并注入江苏泓海，以满足项目需求。

二、 发行人能对江苏泓海实施有效控制

江苏泓海股权控制关系图如下：



（一）股权控制：发行人对项目实施主体江苏泓海的持股比例达到 50%，另外三位股东的持股比例分别为：20%、20%、10%。发行人处于控股地位。本次增资由发行人的全资子公司青岛中天单方面实施，增资完成后发行人对于江苏泓海的控制地位将进一步加强。

（二）董事会和监事会：根据江苏泓海公司章程，对董事会所议事项作出的决定由占全体董事三分之二以上的董事表决通过方为有效。江苏泓海董事会由 7 人组成，有 5 名为发行人委派，并由发行人委派的董事担任董事长。另外，江苏泓海现有监事一人，由发行人委派。

（三）经营管理层：江苏泓海的总理由发行人委派的人员担任。

综上，基于发行人对项目实施主体处于控股地位，且实施主体的董事、监事和经营管理层人员主要由发行人委派，因此发行人能对江苏泓海实施有效控制。

三、 募集资金是否全部用于增资并完成募投项目

根据江苏泓海股东会决议，发行人全资子公司青岛中天采取增资方式，将本项目募集资金全部用于增资江苏泓海并完成该募投项目。

四、 增资价格的确定方法及公允性

1、增资价格的确定方法

根据江苏泓海股东会决议，发行人本次募集资金到位后对江苏泓海进行增资时，江苏泓海将聘请具有证券业务资格的评估机构对公司股东的全部权益进行评估，并在评估后由公司全体股东根据相应评估结果确定本次增加注册资本的认缴价格（但不得低于 1.60 元/出资份额）。

2、增资价格的公允性

本次增资价格在满足不低于 1.60 元/出资份额的前提下，以评估价格为依据。

前次增资时（由江苏泓海 2015 年 8 月 26 日股东会审议通过），青岛中天、鹰潭市天博弘盛投资中心（有限合伙）和新疆鼎邦股权投资有限公司的增资价格为 1.5 元/出资份额，综合考虑资金利息等因素后，江苏泓海股东会决议约定发行人本次募集资金到位增资时的增资价格不得低于 1.6 元/出资份额。考虑到本次募集资金到位时间，假设 2016 年 8 月到位，江苏泓海相关股东前次增资的价格 1.5 元加上约 1 年的资金成本（参考非银行金融机构市场平均融资成本超过年化 8%，假定按 8% 计算）将超过 1.6 元，因此，江苏泓海相关股东会决议的 1.6 元的增资价格是公允的。

根据本次募集资金投资项目编制的可行性研究报告的财务分析结果，本项目建成投产后的年均净利润为 23,051.29 万元，若按照 1.6 元 / 出资份额计算，则发行人本次募集资金拟增资江苏泓海的市盈率约为 7.5 倍。而同属于天然气行业的上市公司大通燃气(000593.SZ)、陕天然气(002267.SZ)、广汇能源(600256.SH)、长春燃气（600333.SH）、金鸿能源（000669.SZ）2016 年 8 月 8 日的动态市盈率分别为 494.14 倍、8.54 倍、221.08 倍、62.25 倍、23.80 倍，因此，就此来看，江苏泓海相关股东会决议的 1.6 元的增资价格是公允的。

在不低于 1.6 元 / 出资份额的基础上，本次募集资金拟增资江苏泓海的价格将以具有证券业资格的资产评估机构评估结果为依据，因此，相关增资价格也将是公允的。

综上，本次募集资金拟增资江苏泓海的价格确定是公允的。

五、 增资后江苏泓海的股权结构情况

发行人本项目拟募集资金 119,404 万元，若按照 1.6 元/出资份额增值进入江苏泓海，则增资完成后的股权结构如下：

序号	股东名称	注册资本（万元）	持股比例
1	青岛中天能源股份有限公司	91,302.50	84.57%
2	无锡港湾能源有限公司	6,660.00	6.17%
3	鹰潭市天博弘盛投资中心(有限合伙)	6,660.00	6.17%
4	新疆鼎邦股权投资有限公司	3,335.00	3.09%
合计		107,957.50	100.00%

因江苏泓海的评估结果尚未确定，最终股权结构将根据评估结果调整。

六、江苏泓海现有其他股东是否同比例增资

根据江苏泓海股东会决议及其他 3 名股东签署的承诺函，其他 3 名股东均无条件、不可撤销地同意放弃对本次增资的优先认缴权，即由中天能源的全资子公司青岛中天单方面增资。

(2) 请发行人详细补充说明并披露此次募投江阴液化天然气集散中心 LNG 储配站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，结合相关行业主要公司的收入及盈利情况说明本次募投各项目收益情况的具体测算过程、测算依据及合理性。并请发行人披露募投项目投资进度安排情况，请保荐机构就上述事项进行核查，并就各项目投资金额及收益的测算依据、过程、结果的合理性发表明确意见，并核查申请人此次非公开发行各募投项目金额是否超过实际募集资金需求量，相关测算依据及结果是否合理。

【回复】:

一、江阴液化天然气集散中心 LNG 储配站项目投资数额的测算依据

公司聘请中国石油集团工程设计有限责任公司华北分公司就“江阴液化天然气集散中心 LNG 储配站项目”编制了《江阴液化天然气集散中心 LNG 储配站项目可行性研究报告》，对募投项目投资金额、收益等情况进行了分析测算。

本项目投资主要测算依据如下：(1) 中国石油天然气股份有限公司石油计字[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) 中国石油天然气集团公司中油计[2015]12 号，关于印发《石油建设安装工程费用定额（2015 版）》的通知；(4) 中国石油天然气集团公司计划[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；(5) 国家计委、建设部计价格[2002]10 号关于《工程勘察设计收费标准》（2002 年修订本）等文件。

二、江阴液化天然气集散中心 LNG 储配站项目投资数额的安排明细

本项目计划总投资为 154,751.08 万元（拟用募集资金 119,404.00 万元），其中建设投资为 154,472.53 万元，铺底流动资金为 278.55 万元，具体构成如下

表：

序号	项目名称	金额（万元）	占总投资比例（%）
1	工程费用	122,703.90	79.29
2	其他费用	21,197.55	13.70
3	预备费用	10,571.08	6.83
4	铺底流动资金	278.55	0.18
5	总投资	154,751.08	100.00

三、江阴液化天然气集散中心 LNG 储配站项目投资数额的具体测算过程

(一)工程费用的测算过程

本项目的工程费用总额为 122,703.90 万元，由设备费、主要材料费、安装费、建筑工程费构成，金额分别为 31,007.30 万元、31,524.35 万元、33,950.91 万元和 26,221.34 万元，具体测算过程如下：

单位：万元

序号	项目	设备费	主材费	安装费	建筑工程费	合计	占比（%）
1	工艺	20,883.55	6,608.42	10,136.61		37,628.58	30.67
2	仪表	6,561.16	1,033.28	1,327.75		8,922.19	7.27
3	电气	467.27	261.33	239.96		968.56	0.79
4	给排水及消防	1,784.22	846.11	817.61	255.70	3,703.64	3.02
5	通信	206.68	171.88	237.25		615.81	0.50
6	暖通	156.67	0.46	15.97		173.09	0.14
7	总图				2,462.85	2,462.85	2.01
8	建筑				2,361.46	2,361.46	1.92
9	结构				8,139.44	8,139.44	6.63
10	LNG 储罐 2×80000 方		22,063.59	20,960.42	12,402.00	55,426.01	45.17
11	消防水罐 2×10000 方	8.00	239.27	215.35	599.90	1,062.52	0.87
12	配套	939.75	300.00	-	-	1,239.75	1.01
12.1	职业卫生	42.96				42.96	0.04
12.2	供电线路		300.00			300.00	0.24
12.3	化验设备	576.19				576.19	0.47
12.4	车辆	185.00				185.00	0.15
12.5	维抢修	135.60				135.60	0.11
合计		31,007.30	31,524.3	33,950.	26,221.3	122,703.90	100.00

		5	91	4		
--	--	---	----	---	--	--

(二)其他费用的测算过程

本项目的其他费用主要由建设用地费和赔偿费、建设管理费、勘察设计费、联合试运转费、场地准备费和临时设施费等构成，具体测算过程如下表：

序号	项目	金额	备注
1	建设用地费和赔偿费	7,912.00	
1.1	永久征地费用	7,777.00	永久征地及附着物赔偿、税等
1.2	临时赔偿费	135.00	1 万元/亩
2	前期工作费	455.22	
2.1	可行性研究报告编制及评估费	308.89	取费基数×行业系数 1.2×可研报告编制调整系数 1.8
2.2	造价咨询费	100.00	暂估
2.3	申报核准费	46.33	
3	建设管理费	2,750.76	
3.1	建设单位管理费	1,141.29	(工程费-引进设备费×50%)×费率
3.2	建设工程监理费	1,411.90	((建安工程费+设备费-引进设备费×0.5+联合试运转费用)-100000)*2712.5+(200000-(建安工程费+设备费-引进设备费×0.5+联合试运转费用)*1507)/(200000-100000)*0.9*1.15*0.8
3.3	设备监造费	140.51	国产设备监造费率 0.8%
3.4	HSE 费用	57.06	建设单位管理费×费率
4	专项评价及验收费	897.77	
4.1	环境影响评价及验收费	126.06	中油计【2012】543 号
4.2	安全预评价及验收费	116.81	中油计【2012】543 号
4.3	职业病危害预评价及控制效果评价费	52.84	中油计【2012】543 号
4.4	地震安全性评价费	21.14	中油计【2012】543 号
4.5	地质灾害危险性评价费	20.28	中油计【2012】543 号
4.6	水土保持评价及验收	81.70	中油计【2012】543 号
4.7	压覆矿产评价费	20.00	估列
4.8	节能评估费	21.70	中油计【2012】543 号
4.9	危险与可操作性评价 (HAZOP) 及安全完整性分析 SIL	77.24	中油计【2012】543 号
4.10	防洪评价及验收	10.00	估列
4.11	重大项目社会稳定风险评估费	100.00	估列
4.12	消防设计审查及验收费	100.00	估列

4.13	防雷防静电评价、验收和检测	150.00	估列
5	研究试验费	100.00	估列
6	勘察设计费	6,272.63	
6.1	勘察费	500.00	
6.2	设计费	2,976.07	$(\text{工程费用}-\text{引进设备费} \times \text{汇率} \times 0.5 + \text{联合试运转费} + \text{工器具购置费} - 100000) \times 4450.8 + (200000 - (\text{工程费用}-\text{引进设备费} \times \text{汇率} \times 0.5 + \text{联合试运转费} + \text{工器具购置费}) \times 2393.4) / (200000 - 100000) \times 0.8 \times 1.2 \times 1.08$
6.3	非标设计费	2,796.56	LNG 储罐
7	场地准备费和临时设施费	490.82	
7.1	临时设施费	490.82	工程费 $\times$ 费率(0.4%)
8	引进技术和进口设备材料其他费	143.77	
8.1	引进项目图纸资料翻译复制费	40.00	估列
8.2	出国人员费用	50.00	2.5 万元/人 次 $\times$ 20 人
8.3	来华人员费用	0.00	
8.4	进口设备材料国内检验费	53.77	进口设备到岸价 $\times$ 外汇汇率 $\times$ 费率 0.4%
9	工程保险费	368.11	工程费用 $\times$ 0.3%
10	联合试运转费	458.48	建安工程费用 $\times$ 0.5%
11	特种设备安全监督检验标定费	232.00	
11.1	特种设备安全监督检验费	200.00	压力容器按受检设备安装费的 3% 计算，其他设备按设备费 1% 计算。
11.2	标定费	32.00	
12	超限设备运输特殊措施费	150.00	估列
13	施工队伍调遣费	366.79	建安工程费用 $\times$ 0.4%
14	大型机具进出场费	150.00	估列
15	外电接口费	100.00	估列
16	生产准备费	349.20	
16.1	生产人员提前进场费	228.00	设计定员 $\times$ 38000 元/人 年 $\times$ 6 个月
16.2	生产人员培训费	49.20	设计定员 $\times$ 4100 元/人
16.3	工器具及生产家具购置费	24.00	设计定员 $\times$ 2000 元/人
16.4	办公及生活家具购置费	48.00	设计定员 $\times$ 4000 元/人

(三) 预备费用和铺底流动资金

本项目预备费用按全部工程和费用扣除引进设备费后的金额的 8%加上引进设备费的 1%计算，为 10,571.08 万元。

本项目铺底流动资金 279 万元，为估计数。

四、江阴液化天然气集散中心 LNG 储配站项目收益具体测算依据

（一）项目基础数据说明

本项目设计产能为年 LNG 周转量 200 万吨 / 年，项目运营过程中主要收入来源于 LNG 仓储收费，LNG 的损耗率为 1%。鉴于目前国内 LNG 站运营的市场情况，谨慎起见，项目按设计能力最高 60% 测算，项目逐年储备量详见下表：

逐年储备量

年份	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年及以后
LNG 周转量(10^4 t/a)	40	60	80	100	120

项目运营过程中主要消耗电、水、燃料气。电价格为 0.81 元/kw.h，水价格为 3.10 元/t，燃料气为 2.93 元/m³，以上价格均不含税，其中水、燃料气税率均为 13%，电增值税率为 17%。项目逐年消耗量详见下表：

逐年消耗量

年份	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年及以后
耗水(10^4 t/a)	0.22	0.33	0.44	0.55	0.66
耗电(10^4 kw.h/a)	54.00	81.00	108.00	135.00	162
耗燃料气(10^4 m ³ /a)	6.16	9.24	12.32	15.4	18.48

（二）营业收入估算

营业收入 = LNG 储备收入 + 天然气气化收入；

LNG 储备收入 = LNG 储备价格（不含税 433.33 元/t）× 商业储备量；

天然气气化收入 = 天然气含税气化费（不含税 0.312 元/Nm³）× 气化量。

城市维护建设税 = 增值税 × 税率（参数：税率为 7%）

教育费附加 = 增值税 × 税率（参数：税率为 5%）

（三）营业成本、费用估算

该项目营业成本、费用由外购燃料及动力费、折旧费、人员费用、码头租赁费、摊销费、修理费用等构成。

燃料动力：外购燃料及动力费 = Σ 设计消耗量 × 价格；

折旧费：折旧采用直线折旧法，折旧费用 = 固定资产原值 ×（1 - 残值率）×

折旧率, 建筑工程折旧年限为 40 年, 净残值为 3%, 其他资产折旧年限为 20 年, 净残值为 3%;

人员费用: 项目建成运营期间定员为 120 人, 人员费用=项目定员×每人年均的人员费用 (参数: 人均费用为 8 万元/人/年);

码头租赁费: 一年按 1200 万元计取;

摊销费: 摊销采用直线摊销法, 建设用地摊销年限为 20 年;

修理费用: 修理费=固定资产原值 (不含建设期利息、增值税抵扣和土地费用) ×修理费费率 (参数: 费率为 2%);

安全生产费: 按超额累退法计算, 营业收入 1000 万元以内按 4%, 1000 万元-1 亿元按 2%, 1 亿元-10 亿元按 0.5%, 10 亿元以上按 0.2%;

其他制造费用: 其他制造费=固定资产原值 (扣除建设期利息) ×其他制造费费率, 其他制造费率取固定资产原值 (扣除建设期利息) 的 1%;

其他营业费用: 其他营业费=营业收入×其他营业费费率, 其他营业费费率取营业收入的 0.5%。

(四) 营业税金及附加估算

增值税=销项税额-进项税额 (参数: 增值税税率 6%)

(五) 管理费用、财务费用估算

管理费用: 管理费用=项目定员×管理费用 (参数: 管理费用为 2 万元/人/年);

财务费用: 利息支出包括生产经营期长期借款利息、流动资金利息、短期借款利息。

五、江阴液化天然气集散中心 LNG 储配站项目项目收益具体测算过程及合理性

本项目预算投资总额为 154,751.08 万元, 建设期 1.5 年, 运营期为 20 年, 经综合测算, 本项目运营期年平均收入 47,666.67 万元, 年平均净利润 23,051.29 万元, 税后财务内部收益率达到 16.68%, 项目拥有较好的效益, 具体测算过程如下:

营业收入、营业税金及附加和增值税估算表

单位：万元

序号	年份 产品名称	单位	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	第 21 年
1	营业收入		17333	26000	34667	43333	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000
1.1	LNG 营业收入		6067	9100	12133	15167	18200	18200	18200	18200	18200	18200	18200	18200	18200	18200	18200	18200	18200	18200	18200	18200
	数量	万 t	14	21	28	35	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
	涨价系数		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	单价	元/t	433.33	433.33	433.33	433.33	433.33	433.33	433.33	433.33	433.33	433.33	433.33	433.33	433.33	433.33	433.33	433.33	433.33	433.33	433.33	433.33
1.2	天然气营业收入		11267	16900	22533	28167	33800	33800	33800	33800	33800	33800	33800	33800	33800	33800	33800	33800	33800	33800	33800	33800
	数量	万 m ³	36111	54167	72222	90278	108333	108333	108333	108333	108333	108333	108333	108333	108333	108333	108333	108333	108333	108333	108333	108333
	涨价系数		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	销售单价	元/m ³	0.312	0.312	0.312	0.312	0.312	0.312	0.312	0.312	0.312	0.312	0.312	0.312	0.312	0.312	0.312	0.312	0.312	0.312	0.312	0.312
2	增值税		0	0	0	0	1565	3090	3090	3090	3090	3090	3090	3090	3090	3090	3090	3090	3090	3090	3090	3090
	销项税		1040	1560	2080	2600	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120
	进项税		10	15	20	25	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	抵扣固定资产进项税额		1030	1545	2060	2575	1526	0	0	0	0	0										
3	税金及附加		0	0	0	0	188	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371
	城市维护建设税 7%		0	0	0	0	110	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216
	教育费附加 5%		0	0	0	0	78	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
4	待扣固定资产进项税额		7706.28	6161.11	4100.87	1525.59	0.00															

总成本费用估算表

单位：万元

序号	年份	合计	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	第 21 年
1	外购原材料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	外购燃料	991	18.02	27.03	36.04	45.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05
2.1	燃料气	991	18.02	27.03	36.04	45.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05
	数量 (10 ⁴ m ³ /a)	339	6.16	9.24	12.32	15.40	18.48	18.48	18.48	18.48	18.48	18.48	18.48	18.48	18.48	18.48	18.48	18.48	18.48	18.48	18.48	18.48
	单价 (元/m ³)		2.93	2.93	2.93	2.93	2.93	2.93	2.93	2.93	2.93	2.93	2.93	2.93	2.93	2.93	2.93	2.93	2.93	2.93	2.93	2.93
3	外购动力	2449	45	67	89	111	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
3.1	耗水	37	0.68	1.02	1.36	1.70	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04
	数量 (万 t)	12	0.22	0.33	0.44	0.55	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66
	单价 (元/t)	62	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10
3.2	耗电	2412	44	66	88	110	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132
	数量 (万 kw. h/a)	2970	54	81	108	135	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162
	电价 (元/kWh)	16	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81
4	工资及福利费	5664	192	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288
5	码头租赁费	24000	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
6	安全生产费	6167	157	200	243	287	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
7	修理费	55130	2756	2756	2756	2756	2756	2756	2756	2756	2756	2756	2756	2756	2756	2756	2756	2756	2756	2756	2756	2756
8	损耗	89375	1625	2438	3250	4063	4875	4875	4875	4875	4875	4875	4875	4875	4875	4875	4875	4875	4875	4875	4875	4875
9	其他管理费	2640	48	72	96	120	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
10	其他制造费	15161	276	413	551	689	827	827	827	827	827	827	827	827	827	827	827	827	827	827	827	827
11	其他营业费	4767	87	130	173	217	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260
12	折旧费	117618	3016	6032	6032	6032	6032	6032	6032	6032	6032	6032	6032	6032	6032	6032	6032	6032	6032	6032	6032	6032
13	摊销费	8261	745	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396
14	利息支出	660	20	24	28	31	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
14.1	长期借款利息	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14.2	流动资金借款利息	660	20	24	28	31	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
14.3	其他短期借款利息	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	总成本费用	332882	10184	14043	15139	16234	17330	17330	17330	17330	17330	17330	17330	17330	17330	17330	17330	17330	17330	17330	17330	17330
16	经营成本	206343	6403	7591	8684	9776	10868	10868	10868	10868	10868	10868	10868	10868	10868	10868	10868	10868	10868	10868	10868	10868

17	可变成本	103748	1931	2861	3792	4722	5653	5653	5653	5653	5653	5653	5653	5653	5653	5653	5653	5653	5653	5653	5653	5653
18	固定成本	229133	8253	11182	11347	11512	11677	11677	11677	11677	11677	11677	11677	11677	11677	11677	11677	11677	11677	11677	11677	11677
19	采购天然气	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

利润及利润分配估算表

单位：万元

序号	年份	合计	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	第 21 年
1	营业收入	953333	17333	26000	34667	43333	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000
2	税金及附加	5750	0	0	0	0	188	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371
3	总成本费用	332882	10184	14043	15139	16234	17330	17330	17330	17330	17330	17330	17330	17330	17330	17330	17330	17330	17330	17330	17330	17330
4	补贴收入	0																				
5	利润总额	614701	7149	11957	19528	27099	34482	34299	34299	34299	34299	34299	34299	34299	34299	34299	34299	34299	34299	34299	34299	34299
6	弥补前年度亏损	0																				
7	应纳税所得额	614701	7149	11957	19528	27099	34482	34299	34299	34299	34299	34299	34299	34299	34299	34299	34299	34299	34299	34299	34299	34299
8	所得税	153675	1787	2989	4882	6775	8621	8575	8575	8575	8575	8575	8575	8575	8575	8575	8575	8575	8575	8575	8575	8575
9	净利润	461026	5362	8968	14646	20324	25862	25724	25724	25724	25724	25724	25724	25724	25724	25724	25724	25724	25724	25724	25724	25724
10	期初未分配利润	3533798		4826	12897	26078	44370	67645	90797	113949	137101	160253	183405	206557	229708	252860	276012	299164	322316	345468	368620	391771
11	累计可分配利润	3994823	5362	13794	27543	46402	70232	93370	116522	139673	162825	185977	209129	232281	255433	278585	301736	324888	348040	371192	394344	417496
12	提取法定盈余公积金	46103	536	897	1465	2032	2586	2572	2572	2572	2572	2572	2572	2572	2572	2572	2572	2572	2572	2572	2572	2572
13	投资者分配利润	0																				
14	累计未分配利润	3948721	4826	12897	26078	44370	67645	90797	113949	137101	160253	183405	206557	229708	252860	276012	299164	322316	345468	368620	391771	414923
15	息税前利润	615361	7170	11981	19556	27130	34517	34334	34334	34334	34334	34334	34334	34334	34334	34334	34334	34334	34334	34334	34334	34334
16	调整所得税	153840	1792	2995	4889	6783	8629	8583	8583	8583	8583	8583	8583	8583	8583	8583	8583	8583	8583	8583	8583	8583
17	息前税后利润	461521	5377	8986	14667	20348	25888	25750	25750	25750	25750	25750	25750	25750	25750	25750	25750	25750	25750	25750	25750	25750
18	息税折旧摊销前利润	741240	10930	18409	25983	33558	40944	40761	40761	40761	40761	40761	40761	40761	40761	40761	40761	40761	40761	40761	40761	40761
19	盈亏平衡点(%)		0.54	0.48	0.37	0.30	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
	总投资收益率（ROI）		17.88%																			
	资本金净利润率（ROE）		14.92%																			

现金流及财务指标计算表

单位：万元

序号	年份	合计	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	第 21 年
1	现金流入	982856	0	18363	27545	36727	45909	53526	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	72786
1.1	营业收入	953333		17333	26000	34667	43333	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000	52000
1.2	补贴收入	0																					
1.3	回收固定资产余值	19857																					19857
1.4	回收流动资金	929																					929
1.5	增值税抵扣	8736		1030	1545	2060	2575	1526	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	现金流出	367494	108131	53290	7696	8776	9869	11149	11239	11239	11239	11239	11239	11239	11239	11239	11239	11239	11239	11239	11239	11239	11239
2.1	建设投资	154473	108131	46342	0	0	0	0	0														
2.2	流动资金	929		545	105	93	93	93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	经营成本	206343		6403	7591	8684	9776	10868	10868	10868	10868	10868	10868	10868	10868	10868	10868	10868	10868	10868	10868	10868	10868
2.4	税金及附加	5750		0	0	0	0	188	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371
2.7	维持运营投资	0																					
3	所得税前净现金流量Ⅰ	615361	-108131	-34927	19849	27951	36040	42377	40761	40761	40761	40761	40761	40761	40761	40761	40761	40761	40761	40761	40761	40761	61547
4	累计税前净现金流量Ⅰ	4113793	-108131	-143057	-123208	-95258	-59218	-16841	23920	64681	105443	146204	186965	227726	268487	309248	350009	390770	431531	472292	513053	553815	615361
5	调整所得税	153840		1792	2995	4889	6783	8629	8583	8583	8583	8583	8583	8583	8583	8583	8583	8583	8583	8583	8583	8583	8583
6	所得税后净现金流量Ⅱ	461521	-108131	-36719	16854	23062	29257	33748	32178	32178	32178	32178	32178	32178	32178	32178	32178	32178	32178	32178	32178	32178	52963
7	累计税后净现金流量Ⅱ	2649646	-108131	-144850	-127996	-104934	-75677	-41929	-9752	22426	54604	86781	118959	151137	183314	215492	247669	279847	312025	344202	376380	408558	461521
计算 指标			所得税前（Ⅰ）			所得税后（Ⅱ）																	
	财务内部收益率（%）		20.54%			16.68%																	
	财务净现值（ic=12%）		91996.23			47489.78																	
	投资回收期（年）		6.41			7.30																	

LNG 储配站是整个天然气销售的中间储备环节，目前从事天然气业务的上市公司均没有单独披露该部分相似业务的经营数据，因此无法将公司募投项目“江阴液化天然气集散中心 LNG 储配站项目”的收益测算与其他同行业上市公司进行比较。本次募投项目的投资规模及明细构成、投资数额测算依据及过程经过了具有从事该类业务资质的权威专业可研机构的充分详细的论证，可研机构充分考虑了行业市场实际情况、公司现有业务模式、行业及公司运营经验等相关因素，并经过了公司董事会及相关独立董事的认真分析讨论，公司本次募集资金投资项目投资金额及收益情况的测算依据、过程、结果是合理的。

五、“收购青岛中天石油投资有限公司 49.74%股权并出资”项目收益情况的具体测算过程、测算依据及合理性

收购青岛中天石油投资有限公司 49.74%股权并出资从而最终收购 Long Run 公司项目收益情况的具体测算过程、测算依据及合理性详见本反馈意见“一、重点问题”之第 2 大问题之第（4）小问题之回复。

六、“偿还贷款及补充流动资金”项目的具体测算过程、测算依据及合理性

偿还贷款及补充流动资金的具体测算过程、测算依据及合理性详见本反馈意见“一、重点问题”之第 1 大问题第（3）、（4）小问题之回复。

七、募投项目投资进度安排情况

（一）“江阴液化天然气集散中心 LNG 储配站”项目投资进度安排情况

项目选址位于江苏省江阴市，该区域交通方便，水、电、通信等配套设施较为完善，公司已对该项目开展前期建设准备工作并逐渐开工。2015 年 12 月开展设计招标工作，确定中国寰球工程公司为中标人，确定了建设施工单位；2016 年 6 月取得了苏（2016）江阴市不动产权第 0000054 号不动产权证书（国有建设土地使用权），取得了项目建设用地；目前，正在进行场地平整。本项目建设期为 1.5 年，待募集资金到位后公司将全面开展主体建设等工作，根据可研报告拟第 1 年投入建设资金 108,131 万元，第二年投入建设资金 46,342 万元，最快预计 2017 年底可以完工。

（二）“收购青岛中天石油投资有限公司 49.74%股权并出资”项目投资进度安排情况

2016 年 6 月，中天能源完成收购天际泓盛所持有的中天石油投资 49.74%的

股权及承接尚未到位的出资义务，于 2016 年 6 月 24 日，办理了此次股权转让的工商变更登记；截至本回复出具日，发行人已支付给天际泓盛上述股权转让款 5,000 万元，已向中天石油投资支付了承接的出资款 42,540 万元。

2016 年 6 月 22 日，发行人收到加拿大联邦政府工业部投资审查局出具的《关于卡尔加里中天石油投资有限公司收购加拿大 Long Run 勘探有限公司的控制权回复》（文件编码：210-C2717/1）。本次最终收购 Long Run 公司符合投资法案的相关要求，即已经通过加拿大工业投资审查局的审核。

2016 年 6 月 29 日（加拿大时间），Long Run 100%股份及次级无担保可转债所有权过户登记至卡尔加里中天名下的手续已办理完毕。

2016 年 7 月 5 日，Long Run 完成了从加拿大多伦多证券交易所私有化退市。

截至本回复出具日，中天石油投资已经为最终收购 Long Run 支付约 2.8 亿加元，其中：收购 Long Run 100%股份支付约 1 亿加元、收购 Long Run 全部发行在外的可转债支付约 0.6 亿加元、支付受限股份奖励及支付相关交易成本约 0.2 亿加元、按照 Long Run 银团贷款协议约定预存资金 1 亿加元。

八、保荐机构核查意见

保荐机构查阅了相关产业政策、行业资料与数据；查阅了发行人募集资金投资项目的可行性研究报告、估值报告等；对发行人高级管理人员及相关人员就各募集资金投资项目的具体投资安排、收益测算进行了访谈，了解了各募投项目拟实施情况以及发行人现有业务的发展情况；分析募集资金投资项目投资数额、收益等回报指标的测算过程、测算依据等。

经核查，保荐机构认为：（一）发行人募投项目投资数额及收益的测算依据、过程和结果具备合理性，符合行业和公司实际的情况。（二）“江阴液化天然气集散中心 LNG 储配站”项目拟使用募集资金的金额为 119,404.00 万元，远小于本次募投项目总投资额 154,751.08 万元，亦小于本募投项目工程费用支出 122,703.90 万元；“收购青岛中天石油投资有限公司 49.74%股权并出资”项目拟使用募集资金 48,960.00 万元，小于收购青岛中天石油投资有限公司 49.74%股权并履行出资义务 95,500.00 万元，更小于最终收购 Long Run 公司总体交易金额 36.88 亿元（按 2015 年 12 月 31 日汇率计算）；拟将本次非公开发行募集资金中 61,636 万元用于偿还银行贷款及补充流动资金，其中偿还银行贷款 2,300 万元，

补充流动资金 59,336 万元，合计占本次募集资金总额的 26.80%。其中发行人收购 Long Run 后的备考资产负债率为 76.03%，远高于同行业上市公司资产负债率，偿还贷款具有合理性和必要性。同时补充流动资金 59,336 万元远小于发行人营运资金缺口 80,772.32 万元。综上，发行人不存在募投项目金额超过实际募集资金需求量的情形，相关测算依据及结果合理。

（3）请发行人分别明确偿还负债和补充流动资金的金额，并详细披露此次偿还银行的具体安排及公司对未来财务结构的战略安排。并结合本次发行前后的自身及同业可比上市公司资产负债比例、银行授信及使用等情况，补充说明并披露通过股权融资方式偿还全部银行贷款的必要性和合理性，补充披露募集资金偿还银行贷款的具体安排，是否可能超过实际需要量。请保荐机构核查上述事项并发表明确意见。

【回复】：

一、偿还负债和补充流动资金的金额

公司拟将本次非公开发行募集资金中 61,636 万元用于偿还银行贷款及补充流动资金，其中偿还银行贷款 2,300 万元，补充流动资金 59,336 万元，合计占本次募集资金总额的 26.80%。

二、拟偿还银行贷款的具体安排及对公司未来财务结构的战略安排

根据中天能源年报，截至 2015 年末，中天能源贷款余额为 139,533.10 万元，其中短期借款 114,583.10 万元，一年内到期的长期借款 4,800.00 万元，长期借款 20,150.00 万元。公司拟用本次募集资金提前偿还公司全资子公司武汉中能的长期贷款，该贷款情况如下：

单位：万元

借款主体	贷款银行	贷款用途	贷款期限	贷款总额	截至 2015 年底 剩余贷款金额	贷款到期日
武汉中能	中国建设银行-武汉经济技术开发区支行	固定资产贷款-CNG 加气站建设	6 年	2,000.00	600.00	2017.1.27
				3,000.00	800.00	2017.3.3
				2,000.00	600.00	2017.4.11
				1,000.00	300.00	2017.4.25
合计				8,000.00	2,300.00	

注：上表中 CNG 加气站项目已于 2013 年建设完毕。

针对上述募集资金偿还贷款事宜，公司取得了中国建设银行武汉经济技术开发区支行的确认，同意武汉中能可提前偿还相关借款。

近年来，公司业务快速发展，产业链布局不断扩张，公司在战略发展进程中资产规模不断扩大，经营资金需求也不断上升，公司合理地利用了财务杠杆，客观上增加了公司的债务规模和负债率水平，对公司偿债能力造成较大压力。为进一步优化财务结构、降低财务风险、增加公司财务的稳健性，缓解公司面临的资金需求较大的局面，公司拟将本次非公开发行募集资金中 2,300 万元用于偿还银行贷款。

三、结合本次发行前后的自身及同业可比上市公司资产负债比例、银行授信及使用等情况，补充说明并披露通过股权融资方式偿还全部银行贷款的必要性和合理性

（一）发行人与同行业上市公司资产负债率情况

最近三年，中天能源资产负债率与同行业上市公司比较情况如下：

公司	2015 年 12 月 31 日	2014 年 12 月 31 日	2013 年 12 月 31 日
大通燃气 000593.SZ	17.77	13.50	26.34
陕天然气 002267.SZ	49.43	52.80	62.80
广汇能源 600256.SH	68.93	66.56	64.89
长春燃气 600333.SH	66.35	56.01	48.54
金鸿能源 000669.SZ	54.68	54.47	59.87
平均值	51.43	48.67	52.49
中天能源	47.93	48.85	51.18
中天能源（考虑收购 Long Run 备考口径）	76.03	-	-

整体上中天能源近三年资产负债率处于同行业上市公司平均水平，但是随着本次募投项目之一收购青岛中天石油投资有限公司 49.74% 股权并出资，并对最终目标公司 Long Run 的收购完成后，公司资产负债率将大幅上升。根据立信会计师事务所（特殊普通合伙）针对中天能源收购 Long Run 出具的备考审计报告，截至 2015 年 12 月 31 日，本次收购前后资产负债率分别为 47.93% 和 76.03%。收购完成后资产负债率大幅上升，远高于同行业上市公司资产负债率情况，为了满足公司业务发展需求及收购 Long Run 产生的资产负债率上升问题，中天能源拟利用本次非公开发行股票募集资金偿还部分长期贷款。本次非公开发行完成后，

中天能源的资本结构将得到有效改善，抗风险能力将得到提升，降低收购 Long Run 产生的资产负债率上升等不利影响，有利于公司长期稳健的发展。

（二）公司银行授信及使用情况

截至 2016 年 3 月 31 日，公司已与银行签署授信协议的授信额度为 8.45 亿元，在此授信额度内取得银行贷款 8.15 亿元，授信额度使用率约为 96.39%。另外公司根据银行内部评审取得未签署授信协议的银行贷款 8.78 亿。受货币政策、信贷政策等变化影响，贷款规模、发放时点具有不确定性，且银行授信通常附有一定的约束、限制条件和使用范围。因此，公司以剩余授信额度取得银行贷款额度较小且存在一定不确定性，难以满足公司持续稳定经营需要。本次通过股权融资方式补充流动资金，可以降低公司财务成本，从而更好的保护广大中小投资者的合法利益。

（三）发行人通过股权融资偿还银行贷款的经济性

1、以股权融资偿还银行贷款的必要性

（1）降低资产负债率，保持稳健经营

近年来，公司业务不断向产业链上游扩展和延伸，在发展过程中，除了生产经营积累以外，主要通过银行贷款满足经营所需。随着产业布局的不断完善，公司债务规模整体呈快速上升趋势，资产负债率不断升高。根据立信会计师针对中天能源收购 Long Run 出具的备考审计报告，截至 2015 年 12 月 31 日，本次收购前后资产负债率分别为 47.93%和 76.03%。

公司银行借款规模较大，授信额度使用率较高，且收购 Long Run 完成后资产负债率明显高于同行业可比上市公司，不利于公司的长远发展，另外，公司银行授信剩余额度不多，考虑到银行借款使用范围的限制、贷款规模和发放时点的不确定性及资金成本的影响，进一步债务融资无法满足公司长期发展的资金需求。

因此，公司以股权融资偿还银行贷款，将降低自身的资产负债率，保持稳健经营，有利于公司长期稳定发展，股权融资还贷规模也较为合理。

（2）减少利息费用，提升经营业绩

近年来，伴随债务规模的快速上升，公司利息费用也不断增加，占利润总额的比重较大。2015 年，公司利息支出金额为 3,741.07 万元，占利润总额比重为 10.00%；2016 年 1-3 月，公司利息支出金额为 762.51 万元，占利润总额比重为

11.69%。

尽管银行贷款为公司生产经营提供了良好的支持和保障，但也直接影响了公司盈利能力。本次募集资金偿还银行借款后，公司资产结构将得到优化，利息费用将下降，有利于增强公司的盈利水平，提升经营业绩。

2、以股权融资偿还银行贷款的经济性

根据本次募集资金使用计划，公司拟使用募集资金 2,300 万元偿还银行贷款，该贷款利率为 4.90%，经测算通过股权融资偿还银行贷款每年节约 112.70 万元利息支出。本次非公开发行的部分募集资金将用于补充流动资金，有利于增强公司资产结构的稳定性和抗风险能力，提高公司整体盈利能力。

综上所述，公司业务逐渐向产业链上游扩张，资产负债率水平将大幅提高。为了降低资产负债率、保持稳健经营以及减少利息费用、提升经营业绩，公司有必要通过股权融资偿还银行贷款。同时，本次以股权融资还贷具有较好的经济性，还贷规模也较为合理，且归还的银行贷款全部为项目贷款。

四、保荐机构核查意见

保荐机构查阅了立信会计师出具的审计报告，查阅了同行业上市公司对外披露的财务数据，对公司历年的财务数据进行了分析，并对公司管理层进行了访谈。

经核查，保荐机构认为：公司本次募集资金偿还银行贷款与公司现有资产、业务规模相匹配，募集资金偿还部分银行贷款具有必要性和合理性，未超过实际需求，募集资金用途披露充分合规，未损害上市公司及中小股东的利益。

（4）申请人 2015 年 3 月完成重大资产重组，请申请人结合 2015 年完成重大资产重组收购标的公司评估值所依据的预测收入对未来流动资金需求量进行测算，根据报告期可比口径的营业收入增长情况，经营性应收（应收账款、预付账款及应收票据）、应付（应付账款、预收账款及应付票据）及存货科目对流动资金的占用情况，说明未来流动资金的需求量及测算过程。请保荐机构核查上述事项并就申请人未来流动资金需求量测算、本次募集资金补充流动资金规模的合理性发表明确意见。

【回复】：

一、重大资产重组收购标的公司评估值所依据的预测收入情况

根据中企华评估师出具的中企华评报字(2015)第 3022 号《评估报告》中采

用收益法评估的标的公司，青岛中天 2016 年度、2017 年度、2018 年度的营业收入情况如下：

单位：万元

项目	2016 年度	2017 年度	2018 年度
营业收入	321,880.01	404,540.84	404,832.37

二、公司近三年收入情况

中天能源最近三年营业收入情况：

单位：万元

项目	2015 年度	2014 年度	2013 年度
营业收入	197,895.36	119,626.34	76,011.31
营业收入算数平均增长率	61.40%		

三、未来流动资金需求量的测算及测算过程

（一）测算相关公式

公司补充流动资金需求规模测算公式如下：

流动资金占用额=营业收入×（应收票据销售百分比+应收账款销售百分比+预付账款销售百分比+存货销售百分比-应付票据销售百分比-应付账款销售百分比-预收账款销售百分比）。

应收票据销售百分比=（应收票据/营业收入）×100%，其他以此类推。

（二）测算具体过程

以 2015 年为基期，2016-2018 年为预测期，假设 2016-2018 年的营业收入增长率为 2013-2015 年营业收入增长率的算数平均水平的 50%，即为 30.70%，或假设 2016-2018 年度的营业收入按照评估报告中采用收益法评估的公司 2016-2018 年度的营业收入。根据流动资金估算法和上述假设，在其他经营要素不变的情况下，分别测算 2016-2018 年中天能源因经营资产及经营负债的变动需增加的营运资金情况。

2013 年至 2015 年，公司各经营性指标占营业收入的比重情况如下：

单位：万元

项目	2013 年		2014 年		2015 年	
	金额	比率	金额	比率	金额	比率
营业收入	76,011.31	100.00%	119,626.34	100.00%	197,895.36	100.00%

应收票据	395.54	0.52%	269.58	0.23%	4,461.99	2.25%
应收账款	21,811.00	28.69%	18,475.79	15.44%	17,363.92	8.77%
预付账款	9,223.19	12.13%	15,712.83	13.13%	48,946.22	24.73%
存货	11,049.90	14.54%	10,007.95	8.37%	12,033.51	6.08%
各项经营性资产合计	42,479.63	55.89%	44,466.15	37.17%	82,805.64	41.84%
应付票据	1,112.00	1.46%	-	-	-	-
应付账款	4,674.43	6.15%	5,609.59	4.69%	13,332.01	6.74%
预收账款	2,351.95	3.09%	2,202.85	1.84%	1,755.55	0.89%
各项经营性负债合计	8,138.38	10.71%	7,812.44	6.53%	15,087.56	7.62%
流动资金占用额（经营性资产-经营性负债）	34,341.25	45.18%	36,653.71	30.64%	67,718.08	34.22%

2013 年、2014 年、2015 年，公司经营性资产减经营性负债数据占营业收入的比例分别为 45.18%、30.64%和 34.22%，平均值为 36.68%。假设 2016-2018 年公司经营性资产减经营性负债数据占营业收入的比例保持 2013-2015 年平均值水平，根据销售百分比法，对公司 2016-2018 年需要补充的流动资金进行测算。

假设 2016-2018 年的营业收入增长率为 2013-2015 年营业收入增长率的算数平均水平的 50%，即为 30.70%，测算如下：

单位：万元

项目	2015 年 实际金额	2013-2015 平均比例	2016 年 预测金额	2017 年 预测金额	2018 年 预测金额
营业收入	197,895.36	100.00%	258,649.24	338,054.55	441,837.30
应收票据	4,461.99	1.00%	2,586.87	3,381.05	4,419.03
应收账款	17,363.92	17.64%	45,619.94	59,625.26	77,930.22
预付账款	48,946.22	16.67%	43,110.17	56,344.99	73,642.91
存货	12,033.51	9.66%	24,988.91	32,660.50	42,687.27
小计	82,805.64	44.97%	116,305.89	152,011.80	198,679.43
应付票据	-	0.49%	1,261.29	1,648.51	2,154.61
应付账款	13,332.01	5.86%	15,153.23	19,805.27	25,885.49
预收账款	1,755.55	1.94%	5,020.18	6,561.37	8,575.71
小计	15,087.56	8.29%	21,434.70	28,015.16	36,615.81
营运资金净额	67,718.08	36.68%	94,871.19	123,996.64	162,063.61
营运资金未来三年需求			94,345.53		

假设 2016-2018 年度的营业收入采用评估报告中收益法预测的营业收入，测

算如下：

单位：万元

项目	2015 年 实际金额	2013-2015 平均比例	2016 年 预测金额	2017 年 预测金额	2018 年 预测金额
营业收入	197,895.36	100.00%	321,880.01	404,540.84	404,832.37
应收票据	4,461.99	1.00%	3,219.28	4,046.01	4,048.92
应收账款	17,363.92	17.64%	56,772.44	71,351.96	71,403.38
预付账款	48,946.22	16.67%	53,649.12	67,426.55	67,475.14
存货	12,033.51	9.66%	31,097.83	39,083.95	39,112.11
小计	82,805.64	44.97%	144,738.65	181,908.46	182,039.55
应付票据	-	0.49%	1,569.64	1,972.73	1,974.15
应付账款	13,332.01	5.86%	18,857.67	23,700.44	23,717.52
预收账款	1,755.55	1.94%	6,247.44	7,851.82	7,857.48
小计	15,087.56	8.29%	26,674.75	33,524.99	33,549.15
营运资金净额	67,718.08	36.68%	118,063.91	148,383.47	148,490.40
营运资金未来三年需求			80,772.32		

根据上述两种假设测算营运资金，采用孰低原则，2016-2018 年中天能源的营运资金需求为 80,772.32 万元，远大于本次募集资金用于补充流动资金的金额 59,336 万元，符合企业发展的合理需要。另外，为了保持行业内的领先地位，公司近年来积极通过并购和新设等形式，延伸主营业务产业链，增强主营业务，公司的业务扩张，需要大量资金支持，将本次发行部分募集资金补充公司流动资金，能够为未来公司业务扩张提供强有力的支撑；同时，本次发行募集资金收购标的公司股权后，公司将具备较为完善的产业链体系，收购完成后，公司也需要投入营运资金用于加快产业链条的梳理和管理融合，实现资源的优化配置，促进各个主体间的优势互补，形成管理协同效应，提升公司整体的业绩。

四、保荐机构核查意见

保荐机构查阅了立信会计师出具的审计报告、中企华评估出具的评估报告，对公司历年的财务数据进行了分析，并对公司管理层进行了访谈。

经核查，保荐机构认为，公司本次非公开发行拟使用 59,336 万元用于补充流动资金，资金需求测算过程合理、依据充分，补充流动资金金额远小于公司资金需求额。

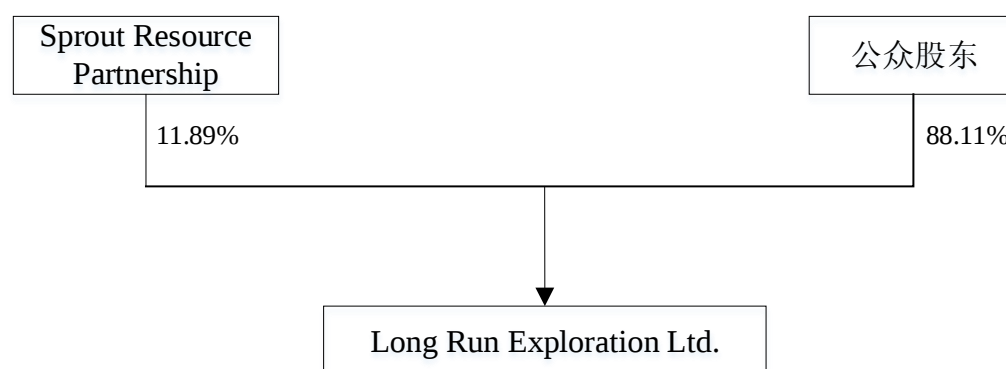
2、根据申请材料，本次通过非公开募集资金 48,960 万元用于青岛中天收购天际泓盛持有中天石油投资 49.74% 股权，中天石油投资注册资本 19.2 亿元，目前天际泓盛实际出资 5,000 万元（对应的股权比例为 2.6%），青岛中天将在收购完成后履行相应的出资义务。而后通过该公司的海外孙公司卡尔加里中天收购加拿大油气田公司 Long Run 100%（多伦多交易所上市公司）股权及相关交易。

（1）请发行人补充披露 Long Run 股权结构，请保荐机构核查发行人股东及关联方与 Long Run 是否存在关联关系，本次非公开发行相关披露是否准确。

【回复】：

一、发行人补充披露 Long Run 股权结构

（一）收购前 Long Run 的股权结构图如下：



（二）内部人员（Insider）和持股 10% 以上实益股东持股情况

根据加拿大律师事务所 McCarthy Tétrault LLP 法律意见书和中伦律师引用的法律意见，在加拿大证券法律项下，仅上市公司的董事、高级管理人员和持股 10% 及以上的实益股东等特定人员须公开披露其对上市公司的实际持股比例。作为在加拿大多伦多证券交易所上市多年的上市公众公司，Long Run 股份分散，不存在单一的实际控制人。截至 2015 年 12 月 31 日，Long Run 内部人员和持股 10% 以上实益股东的持股情况如下：

姓名	职位	持股数量（股）	持股比例（%）
William E. Andrew	董事长兼首席执行官	799,489	0.41
John A. Brussa	董事	989,841	0.51
Edward Chwyl	董事	577,032	0.30

Michael M. Graham	董事	330,000	0.17
Dale A. Miller	董事、总裁兼首席运营官	342,301	0.18
Bradley R. Munro	董事	40,212	0.01
William A. Stevenson	董事	24,000	0.01
Stephen M. Yuzpe	董事	-	-
Corine Bushfield	高级副总裁兼首席财务官	297,801	0.15
Dale Orton	高级副总裁兼开发业务负责人	284,809	0.15
Devin Sundstrom	副总裁兼生产业务负责人	232,305	0.12
Sprott Resources Partnership	持股 10%以上股东	23,000,000	11.89

Sprott Resources Partnership（以下简称“SRP”）是唯一持有 Long Run 10%以上股份的股东。SRP 是在 WestFire Energy Ltd.(Long Run 前身)收购 Orion Oil and Gas Company 时成为了 WestFire Energy Ltd.的股东。2012 年 10 月 Long Run 普通股总股数为 1.101 亿股，SRP 持有 Long Run 2,010 万股普通股（占普通股总数的 18.2%），并持有无表决权可转股 1,550 万股。2014 年 5 月 SRP 以每股 5.35 加元的价格在市场上售出 1,260 万股普通股，同时将其持有的 1,550 万股的无表决权可转股转换为 1,550 万股的普通股。交易完成后，SRP 持有 Long Run 2,300 万股普通股，占当时 Long Run 总发行普通股股数的 18.3%。2014 年 5 月和 8 月，Long Run 共发行了 6,730 万股普通股股票，发行完成后，SRC 持股比例降至 11.89%，自此后至本次收购前，SRC 持股比例未再发生变化。

二、保荐机构对发行人股东及关联方与 Long Run 是否存在关联关系的核查意见

保荐机构查阅了发行人主要股东及其关联方出具的与 Long Run 不存在关联

关系的承诺函、Long Run 高管出具的声明函，问询了加拿大律师事务所 McCarthy Tétrault LLP 并查阅了其出具的法律意见书，对发行人主要股东及其关联方的主要人员进行了访谈。

经保荐机构进一步核查，发行人主要股东及其关联方与 Long Run 不存在关联关系，上述 Long Run 股权机构及股东信息，发行人已在本次非公开发行相关的最终收购 Long Run 的重大资产重组报告书中予以了披露，本次非公开发行相关披露准确。

（2）请发行人披露嘉兴盛天、天际泓盛的股权结构情况；并说明发行人与嘉兴盛天共同出资中天石油公司并通过全资孙公司收购 Long Run 的原因；在完成 Long Run 私有化后，上市公司是否会收购嘉兴盛天所持有的 Long Run 股权，是否会增加关联交易，是否会损害上市公司及中小股东利益，请保荐机构就上述事项进行核查并发表明确意见。

【回复】：

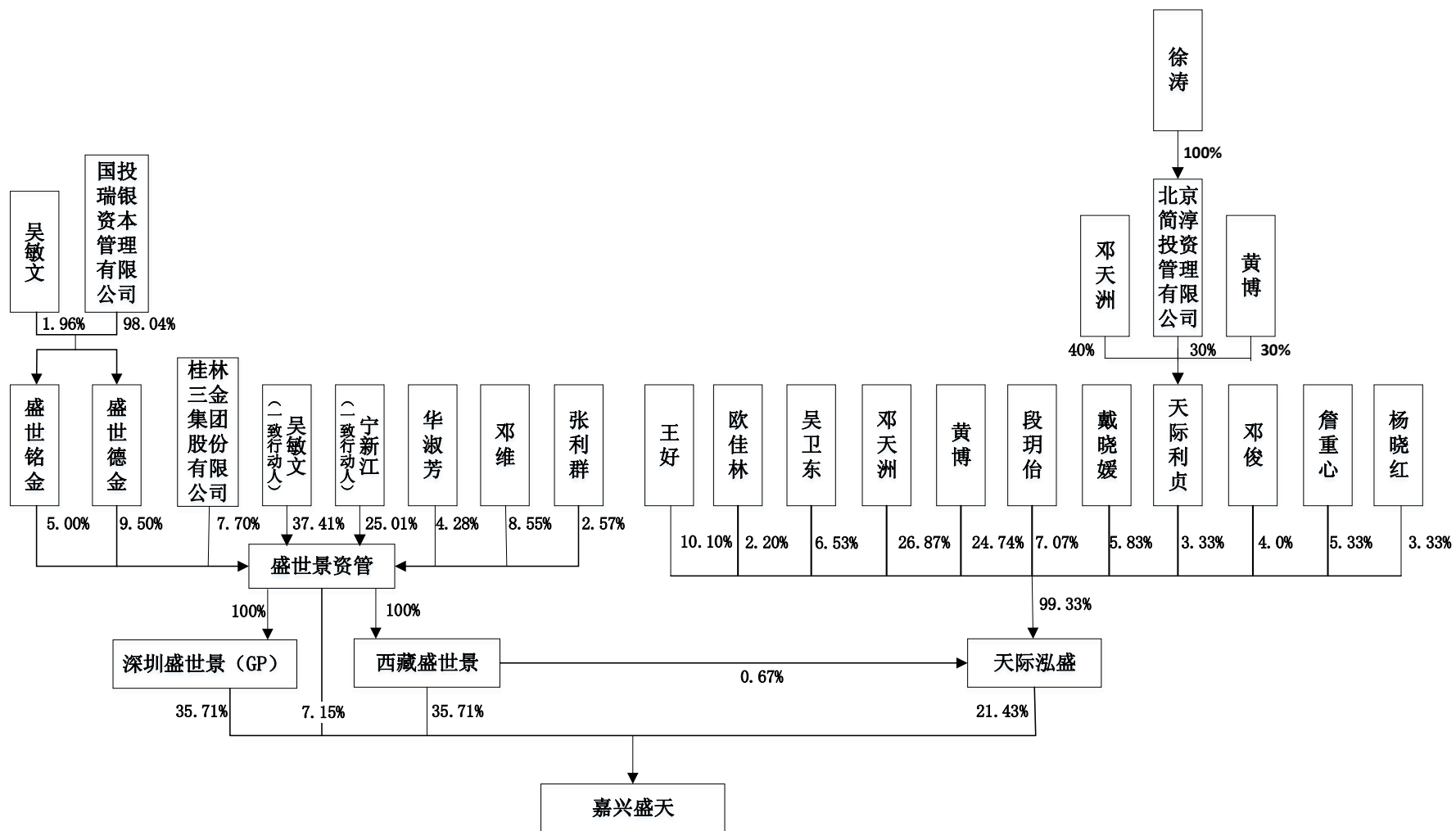
一、嘉兴盛天、天际泓盛的股权结构情况：

（一）嘉兴盛天

1、截至 2016 年 6 月 30 日，嘉兴盛天的合伙人认缴出资情况如下：

序号	合伙人	认缴出资额（万元）	出资比例	合伙人性质
1	西藏盛世景	25,000	35.71%	有限合伙人
2	深圳盛世景	25,000	35.71%	普通合伙人
3	天际泓盛	15,000	21.43%	有限合伙人
4	盛世景资管	5,000	7.15%	有限合伙人
合计		70,000	100%	

2、截至 2016 年 6 月 30 日，嘉兴盛天股权结构结构如下：

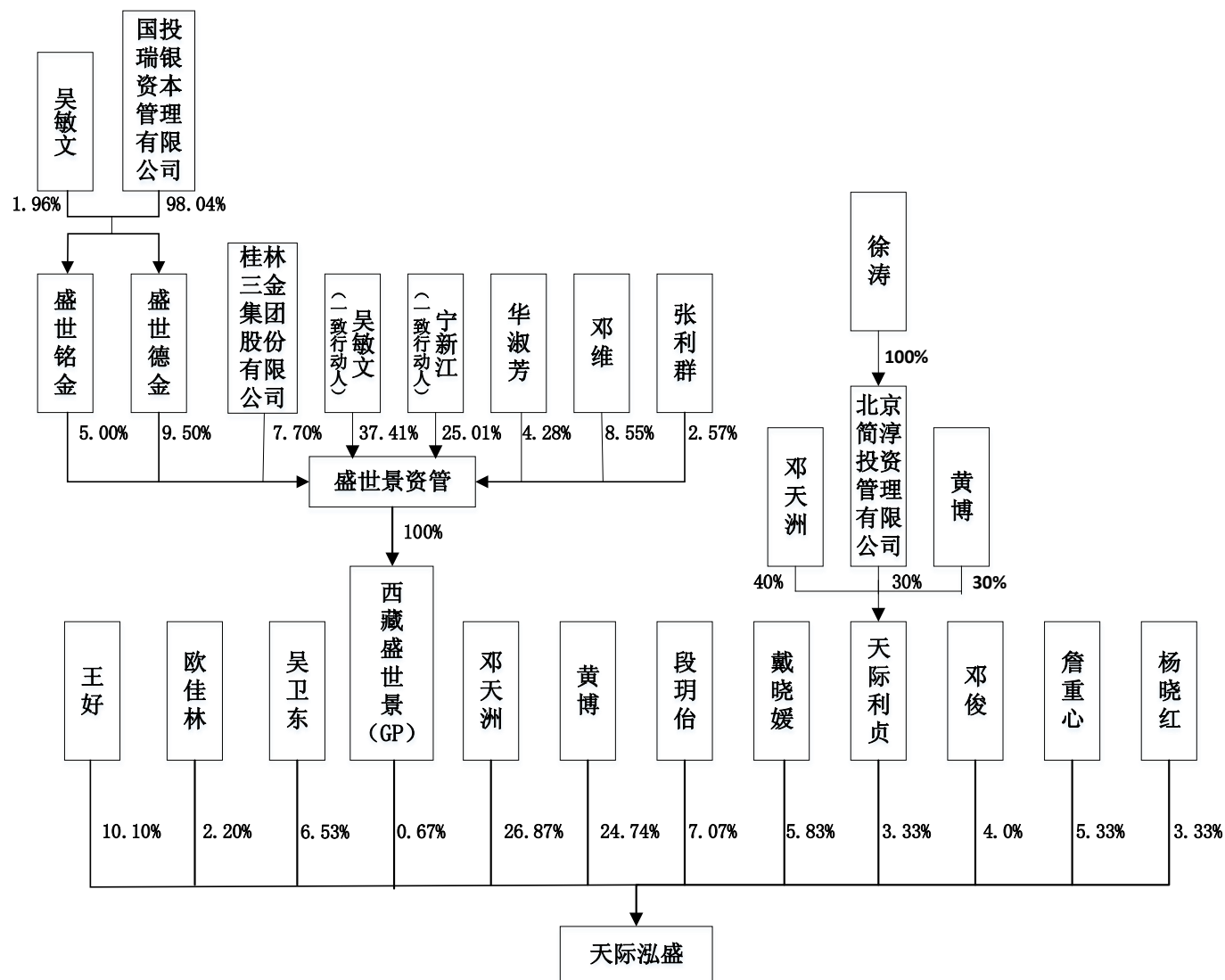


（二）天际泓盛

1、截至 2016 年 6 月 30 日，天际泓盛的合伙人认缴出资情况如下：

序号	合伙人	认缴出资额（万元）	出资比例	合伙人性质
1	西藏盛世景	100	0.67%	普通合伙人
2	天际利贞	500	3.33%	有限合伙人
3	邓天洲	4,030	26.87%	有限合伙人
4	黄博	3,710	24.74%	有限合伙人
5	王好	1,515	10.10%	有限合伙人
6	欧加林	330	2.20%	有限合伙人
7	吴卫东	980	6.53%	有限合伙人
8	段玥怡	1,060	7.07%	有限合伙人
9	戴晓媛	875	5.83%	有限合伙人
10	邓俊	600	4.00%	有限合伙人
11	詹重兴	800	5.33%	有限合伙人
12	杨晓红	500	3.33%	有限合伙人
合计		15,000	100.00%	

2、截至 2016 年 6 月 30 日，天际泓盛股权结构结构如下：



二、发行人与嘉兴盛天共同出资中天石油公司并通过全资孙公司收购 Long Run 的原因

上市公司本身资金实力有限，为了解决资金缺口，联合并购基金嘉兴盛天共同进行收购，并为了管理及决策便利，共同在国内设立了收购平台中天石油公司，而未直接收购 Long Run。

通过在 BVI 设立收购平台 Sinoenergy Oil 收购的主要原因是 BVI 税负非常低，基本为零，尤其是资本利得税。公司设立收购平台 Sinoenergy Oil 主要是基于避税考虑。

通过在加拿大设立收购平台 Calgary Sinoenergy（即卡尔加里中天）收购的主要原因是：（1）在收购完成 Long Run 后的最初几年，Long Run 日常经营管理仍由原有主要管理层（均系外籍人士）负责，为避免出现财务和资金失控，中天石油投资计划在保留 Long Run 日常经营所需资金后，每月将其他资金全部转由自己控制，而为了每月资金转移方便，设立了全资孙公司 Calgary Sinoenergy（若每月将资金划转到加拿大境外的公司，各种审批环节较多，而加拿大境内公司之间资金划转较为方便）。（2）收购完成后，收购 Long Run 整体交易金额中的归还加拿大银团贷款 6 亿加元资金，中天石油投资计划通过 Calgary Sinoenergy 借款给 Long Run、最后由 Long Run 归还给加拿大贷款银团，基于上一条考虑，计划要求 Long Run 分月向 Calgary Sinoenergy 分期归还借款，为了每月还款便利，设立全资孙公司 Calgary Sinoenergy。（3）此外，中天能源未来仍计划在合适时机扩大收购加拿大有关油气田公司，并计划统一资金归集及调度，因此设立了完全控制的全资孙公司 Calgary Sinoenergy 参与收购。

三、在完成 Long Run 私有化后，上市公司是否会收购嘉兴盛天所持有的 Long Run 股权，是否会增加关联交易，是否会损害上市公司及中小股东利益

上市公司将根据市场发展情况及未来油价走势情况，若全面收购 Long Run 对上市公司整体业务有较大贡献，则不排除实施该收购的可能性。

若上市公司向嘉兴盛天收购其间接持有的 Long Run 的剩余股权时，嘉兴盛天的股权结构未发生变化，则收购行为将产生关联交易。届时，上市公司将聘请具有证券从业资格的会计师事务所和评估机构对 Long Run 进行审计评估，依照评估结果进行定价，以确保收购价格的公允性，并按照中国证监会、上海证券交

易所及公司制定的有关规章制度的规定严格履行相应的关联交易审批程序,确保相关关联方回避表决,不会损害上市公司及中小股东利益。

四、保荐机构核查意见

经查阅嘉兴盛天设立以来的工商档案及合伙人协议,查询企业信用信息系统,问询上市公司实际控制人,保荐机构认为:若上市公司向嘉兴盛天收购间接持有的 Long Run 剩余 49.74%的股权时,嘉兴盛天的股权结构未发生变化,则该交易为关联交易。上市公司依照具有证券从业资格的评估机构对 Long Run 出具的评估值为定价依据,其价格公允,并严格履行相应的关联交易决策程序,不会损害上市公司及中小股东的利益。

(3) 根据申请材料, Long Run 交易作价折合人民币 36.88 亿元,收购资金来源为中天石油投资缴付的出资款约 19.20 亿元及申请并购贷款等债务性融资,请发行人说明收购 Long Run 的相关战略规划及安排,并补充说明收购 Long Run 交易作价折合人民币 36.88 亿元的合理性, Long Run 私有化进展情况,中天石油公司另一股东嘉兴盛天的出资安排及资金来源,中天石油对全资孙公司卡尔加里中天的投入方式(增资、委托贷款等),并购贷款申请进展情况,上述资金是否存在不能及时到位的风险,如有,请说明并披露具体应对措施。

【回复】:

一、发行人说明收购 Long Run 的相关战略规划及安排

(一) 本次交易将拓展公司产业链

本次交易前,发行人主营业务为天然气(包括 CNG 和 LNG)的生产和销售,以及开发、制造和销售天然气储运设备和天然气汽车改装设备。本次收购 Long Run 后,发行人的主营业务将逐步向天然气产业链的上游延伸,即石油与天然气的勘探、开采与生产,发行人将成为同时拥有上游优质油气资源和中下游销售网络的公司,供应链及市场覆盖更趋完整,发行人产业链条将更加完善,能够有效的提高发行人整体经营实力。

本次交易目标公司 Long Run 是加拿大的一家有着近 20 年历史、中型收入规模的独立油气勘探开发公司,截至 2015 年 12 月 31 日的证实储量+概算储量(2P)为 14,708.4 万桶油当量,其中原油和液化石油气储量占比 40%、天然气储量占比 60%。本次交易完成后,发行人向产业链上游进行了延伸,新增了原油的勘探、

开采、生产及销售业务。本次收购有利于快速提升发行人油气田管理和运营的经验，有利于发行人掌握先进的石油勘探、开采和油气集输技术，有利于拓展海外油田资源，符合发行人的产业布局，使发行人形成了更为完备的业务链和产品种类，是发行人发展战略的具体落实。

发行人和 Long Run 目前无原油加工生产线。收购完成后，公司计划将部分 Long Run 产出的未经加工的原油和天然气通过贸易方式向国内开展销售。一方面充分发挥勘探、开采和销售的协同效应，另一方面也可以实现国内天然气供应的多元化，降低成本，真正实现全产业链的上下游一体化。

未来，公司会坚持从天然气上游获取资源到下游相对稳定的分销渠道的道路，继续谋求优质的上游资源及拓展下游销售渠道，贯彻天然气业务的全产业链的战略；同时，利用公司拥有的原油资源，进军石油行业，借助 Long Run 丰富的管理经验和技術，以及公司在国内的销售渠道资源，在沿海地区建设炼油工厂，打通石油从勘探、开采、生产到出口销售的全产业链，最终实现油气一体化的公司战略。

（二）本次交易能够使发行人业务产生积极的协同效应

1、采购和销售协同

本次交易完成后，在未来的采购和销售过程中，境外公司均将在上市公司统一管理下，构建相互间的信息共享机制。上市公司计划未来通过 Long Run 丰富的油气资源获取稳定的上游供给，减少并控制采购成本。通过本次交易，中天能源能够在全球范围内合理配置采购和销售资源，从而进一步提升持续盈利能力。

2、业务模式协同

目标公司的业务集中于油气行业的中游，而中天能源目前的主营业务主要是天然气的生产与销售，主要集中于行业中下游。因而此次收购有助于公司将产业链从油气开采贯穿至油气消费国。产业链完善可以有助于公司的业务活动顺利开展，并进一步扩大中天能源在国内和国际油气市场中的竞争能力。

3、客户资源

中天能源通过在中国完善的客户网络资源带动 Long Run 在国内的销售，同时借助 Long Run 在加拿大的影响，逐步扩大在北美客户市场的占有率。

4、企业文化

中天能源计划逐步将自身发展为国际化大型油气集团公司。本次收购有利于公司将中国文化与北美文化的不同特质,通过相互间密切接触交流沟通进而相互吸收、渗透、学习融为企业文化一体,为公司未来持续的国际化发展奠定基础。同时,有利于 Long Run 了解中国运作风格,迈出成为国际化企业的第一步。

5、团队管理协同

本次交易完成后,一方面,上市公司将保持 Long Run 现有主要经营管理团队的稳定性,给予其较高的自主权,以充分发挥其具备的经验及业务能力,保持 Long Run 的经营稳定性,并委派上市公司油气方面的专业员工加入到 Long Run 担任高管或中层管理人员,实现双方管理层在战略发展部署方面的共识;另一方面,上市公司根据经营特点,充分借鉴和学习 Long Run 在北美成熟的管理方法,不断完善各子公司自身的管理体系。

6、技术研发

Long Run 具有深厚的技术开发底蕴,立足于北美市场的需求,多年来,研发能力不断提升,技术不断突破。本次交易完成后,有助于在整个上市公司范围内加强技术交流和业务合作,提升本公司整体的运营效率。交易双方可以充分进行业务交流,实现技术水平的共同提升。

(三) 本次交易后发行人未来拟执行发展计划

本次收购 Long Run 后,发行人将追加向 Long Run 投资,用于钻井、压裂新的水平井。根据测算,新增油气井在未来五年(2016 年-2020 年)将会为 Long Run 分别贡献 7,040.99 万加元、14,454.30 万加元、21,763.57 万加元、23,229.18 万加元、和 27,280.31 万加元的净利润。

同时,发行人为了实现油气业务一体化发展战略,在 Long Run 收购完成后,发行人有将 Long Run 生产的油气面向国内开展销售的计划。但是鉴于目前发行人未取得国际间销售、运输油气的相关资质和执照,发行人短期会争取通过具有相应资质的战略合作伙伴向国内进行油气销售和运输等业务。长期来看,发行人将积极进行国际间油气销售、配额、运输等资质申请工作,为发行人未来全球主营业务协同奠定基础。

二、发行人补充说明收购 Long Run 交易作价折合人民币 36.88 亿元的合理性

根据卡尔加里中天、中天资产和 Long Run 签署的相关《收购安排协议》，卡尔加里中天和 Long Run 签署的《关于交割后贷款偿还安排的<谅解备忘录>》等相关文件，发行人通过中天石油投资的全资孙公司卡尔加里中天收购加拿大多伦多证券交易所上市公司 Long Run 全部交易金额为 78,782.91 万加元。协议签订后，公司聘请具有证券业务资格的会计师和评估师对 Long Run 开展了审计和估值工作，审计和估值的基准日均为 2015 年 12 月 31 日，且 2015 年 12 月 31 日人民币兑加元相对于协议签署日略有贬值，因此从谨慎角度和与审计、估值基准日保持一致考虑，公司以 2015 年 12 月 31 日人民币兑加元汇率中间价 4.6814: 1 作为折算本次收购人民币的汇率，即本次收购 Long Run 交易作价折合人民币 36.88 亿元。

本次收购 Long Run 总体作价 78,782.91 万加元，具体构成如下：

（一）收购 Long Run 全部已发行并流通在外的股票 193,498,465 股（即 100% 股权）。按每股价格 0.52 加元收购，共计约 10,061.92 万加元；

（二）收购 Long Run 流通在外的 2019 年 1 月 31 日到期的利率为 6.40% 的全部可转换无担保次级公司债券。按照可转债本金 7,500 万加元的 0.75 倍（计 5,625 万加元）及截止交割时的应付未付利息收购（预计约 410.67 万加元），共计约为 6,035.67 万加元；

（三）筹资偿还 Long Run 所欠银团贷款本金 58,228.80 万加元及应付利息（预计约 1,773.60 万加元），共计约 60,002.40 万加元；

（四）支付受限奖励 4,683,997 份，按照每份 0.52 加元支付，共计 243.57 万加元；

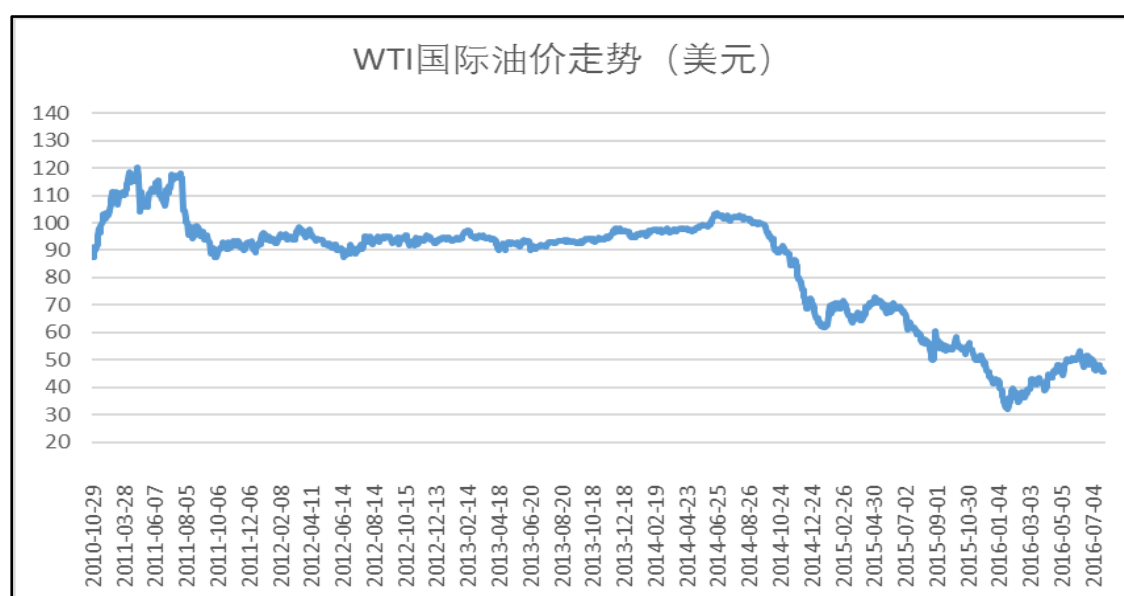
（五）支付其他各项交易成本共计约 2,439.35 万加元。

公司聘请中企华评估对本次收购的 Long Run 进行投资价值估值，根据中企华评估出具《长春中天能源股份有限公司拟收购 Long Run Exploration Ltd. 涉及的 Long Run Exploration Ltd. 投资价值估值报告》（中企华评咨字(2016)第 3286 号），截至估值基准日 2015 年 12 月 31 日，按收益法进行估值后的企业整体价值为人民币 510,740.74 万元（加元 109,100 万元），而本次收购 Long Run 整体交易金额为 368,814.31 万元人民币（78,782.91 万加元），本次收购 Long Run 全部交易价格较 Long Run 投资价值估值价格低 30,317.09 万加元（折合人民币 141,926.43

万元)。

加拿大拥有相当丰富的石油天然气资源，其中已探明石油总储量为 1,781 亿桶，全球排名第 3 位。加拿大油气资源主要分布在加拿大西部沉积盆地，地理范围包括在阿尔伯特省、萨斯喀彻温省和哥伦比亚省，主体部分位于阿尔伯特省，Long Run 是阿尔伯特省内常规油气石油公司中占地面积较大的企业。通过本次收购 Long Run，发行人业务将逐步向上游油气资源勘探、开采拓展，有助于发行人纵向多元化发展，能够有效增强发行人营运能力，提高发行人整体抵抗风险能力。

同时，近些年国际油价走势如下图所示：



在国际油价处于底部区域的时候，发行人抓住历史性机遇收购在加拿大拥有较为优质的油气田资源的 Long Run，能够有效的帮助发行人进行产业链上下游业务整合，为发行人实行全产业链发展提供较大助力，并且发行人预计国际油价不可能长期保持低位运行，随着国际油价逐步回暖，发行人亦将从中获取可观的收益。

综上，发行人认为本次收购 Long Run 全部交易价款是合理的。通过本次收购，发行人的业务将向行业上游延伸，有助于发行人提高综合竞争实力，提高发行人整体抗风险能力，加快纵向多元化发展的步伐，为进一步提升经营水平以及盈利水平奠定基础。

三、Long Run 私有化进展情况

截至本反馈意见出具之日，Long Run 全部发行在外流通股份及次级无担保可转债已从加拿大多伦多证券交易所退市，并且 Long Run 已经终止作为加拿大多伦多证券交易所报告发行机构，即 Long Run 私有化已经全部完成。

四、中天石油公司另一股东嘉兴盛天的出资安排及资金来源

根据中天石油投资的股权结构，嘉兴盛天持有中天石油投资 49.74%的股权，截至 2016 年 6 月 27 日，嘉兴盛天已经全部履行完毕相应出资义务。

根据嘉兴盛天出具的说明，嘉兴盛天的出资资金来源为嘉兴盛天合伙人自有资金及其募集资金，其中主要出资人有：天际泓盛、盛世景资产管理股份公司、西藏达孜盛世景投资管理有限公司、天诺财富管理（深圳）有限公司、中航信托股份有限公司、英大资本管理有限公司投资。

五、中天石油投资对全资孙公司卡尔加里中天的投入方式（增资、委托贷款等）

根据公司战略考量，为有效提高本次收购 Long Run 进程及收购 Long Run 后的管理需要，公司子公司中天石油投资对全资孙公司卡尔加里中天的资金投入方式拟具体安排情况如下表：

支付项目	应支付金额（万加元）	投入方式
全部发行在外流通股份	10,061.92	中天石油投资增资 Sinoenergy Oil，然后由 Sinoenergy Oil 增资卡尔加里中天
受限奖励	243.57	
中介费用	2,439.35	
合计	12,744.84	
全部次级无担保可转债及应付利息	6,035.67	中天石油投资借款至 Sinoenergy Oil，然后由 Sinoenergy Oil 借款至卡尔加里中天。
银团贷款	60,002.40	
合计	66,038.07	
总计	78,782.91	

六、并购贷款申请进展情况

发行人于 2015 年 12 月向中国建设银行股份有限公司青岛四方支行（以下简称“建行”）申请并购贷款 30 亿元，于 2016 年 1 月配合建行相关人员进行本次并购 Long Run 的尽职调查工作，于 2016 年 4 月向建行提供本次并购 Long Run 的估值报告。截至本反馈意见出具之日，建行及其他银行已经开始进行行内并购贷款审批流程。

同时，建行对此次并购贷款出具了说明，主要内容如下：

“中国建设银行股份有限公司青岛四方支行（以下简称“我行”）已于 2015 年 12 月收到青岛中天石油投资有限公司并购贷款申请，拟由我行牵头组织银团向该公司提供并购贷款 30 亿元，用于收购加拿大 Long Run Exploration Ltd. 公司 100% 股权，剩余资金主要用于归还目标公司原有存量银团贷款以及收购完成后的打井支出。目前拟采用内保外贷模式，即由青岛中天能源股份有限公司筹组境内银团向境外出具融资性保函，由境外 SPV 公司卡尔加里中天能源有限公司直接向我行境外分行借款。目前我行已与中国银行等多家银行达成境内银团合作意向。

目前我行已完成工作如下：

- （一）2016 年 1 月，开始与相关中介机构一起开展对该项目尽职调查；
- （二）2016 年 4 月，取得外部评估机构投资价值估值报告；
- （三）2016 年 6 月，委托境外分行对项目进行现场调查；
- （四）2016 年 7 月，我行与各银团成员行均开始进行行内审批流程。

我行后续工作及时间计划：

- （一）2016 年 8 月底，并购贷款行内审批；
- （二）2016 年 9 月，境内银团筹组工作，各方签署相关法律文本；
- （三）2016 年 9 月底前，完成各项资产抵质押手续，达到放款条件并放款。

基于对该项目的前期尽职调查后，在该项目投资目标、出资情况、资金路径等各项要素均符合我国及加拿大各项法律、法规制度并取得相关部门批准后，上述贷款在我行审批不存在实质性障碍，但仍需以我行有权审批部门所出具的正式审批批复为准。”

七、上述资金是否存在不能及时到位的风险，如有，请说明并披露具体应对措施

（一）对于嘉兴盛天应出资中天石油投资的资金，嘉兴盛天已经履行完毕相应的出资义务，因此不存在资金不能及时到位的风险。

（二）针对本次用于收购 Long Run 并购贷款虽然建行出具了审批不存在实质性障碍的说明，且贷款审批程序也在有序的推进中，但是仍然存在无法及时到位的风险。若公司预期并购贷款无法及时到位，将采用下列应对措施：

- 1、由嘉兴盛天及青岛中天共同筹资提供并购贷款不能及时到位的资金缺口；
- 2、公司将通过自身多年的经营积累提供资金支持；
- 3、公司实际控制人邓天洲、黄博承诺，若公司本次并购 Long Run 存在资金缺口，则其将通过个人筹资或通过公司控股股东发行可交换债券等方式向公司提供资金支持。

（4）报告期内，Long Run 公司大幅亏损，北京中企华资产评估有限责任公司以 2015 年 12 月 31 日为评估基准日，对 Long Run Exploration Ltd. 的企业整体价值采用了收益法进行估值。企业整体价值为 109,100 万加元，按基准日汇率计算折合人民币 510,740.74 万元；全体股东权益价值为 44,160 万加元，按基准日汇率计算折合人民币 206,730.62 万元，请发行人补充披露收益法评估的假设、依据、过程等内容，并披露中企资产评估有限责任公司所出具的评估报告及评估说明书。

【回复】：

一、估值假设

本估值报告分析估算采用的假设条件如下：

（一）一般假设

- 1、假设估值基准日后被估值单位所处国家和地区的政治、经济和社会环境无重大变化；
- 2、假设估值基准日后被估值单位所处国家宏观经济政策、产业政策和区域发展政策无重大变化；
- 3、假设和被估值单位相关的利率、汇率、赋税基准及税率、政策性征收费用等估值基准日后不发生重大变化；
- 4、假设估值基准日后被估值单位的管理层是负责的、稳定的，且有能力担当其职务；
- 5、假设被估值单位完全遵守所有相关的法律法规；
- 6、假设估值基准日后无不可抗力对被估值单位造成重大不利影响。

（二）特殊假设

- 1、假设中天石油投资收购 Long Run 能按时完成，中天石油投资拟注入的约 2.3 亿加元新打油气井资金能按时到位，Long Run 能在 2016 年 6 月使用约 2.3 亿加元投入并完成新打油气井；

2、假设中天能源提供的 2016 年至 2020 年新打油气井投资计划 Long Run 能按该计划逐年完成；

3、假设估值基准日后被估值单位采用的会计政策和编写本次估值报告时所采用的会计政策在重要方面保持一致；

4、假设估值基准日后被估值单位在现有管理方式和管理水平的基础上，经营范围、方式与目前保持一致；

5、假设 Long Run 在估值基准日的税金池余额在估值基准日后可有效抵扣其应纳所得税额；

6、假设估值基准日后被估值单位的现金流入为平均流入，现金流出为平均流出。

本次估值结论在上述假设条件下在估值基准日时成立，当上述假设条件发生较大变化时，本公司将不承担由于假设条件改变而推导出不同估值结论的责任。

二、评估依据

（一）经济行为依据

《估值业务约定书》。

（二）法律法规依据

1、加拿大阿尔伯特省《商业公司法》(2015 年 6 月 24 日修订)；

2、《加拿大税收指南（2011）》（2012 年 5 月 4 日颁布）；

3、《企业会计准则——基本准则》(财政部令第 33 号)；

4、其他有关法律、法规、通知文件等。

（三）权属依据

1、EXPLORER Software Solutions Ltd.出具的《Long Run Exploration Ltd.矿权报告》（2015 年 11 月 26 日）；

2、油井许可证；

3、机动车行驶证；

4、有关产权转让合同；

5、其他有关产权证明。

（四）取价依据

1、Sprout Associates 出具的《Long Run Exploration Ltd.储量评价报告》（2015 年 12 月 31 日）；

- 2、估值基准日银行存贷款基准利率及外汇汇率；
- 3、企业提供的以前年度的财务报表、审计报告；
- 4、委托方及被估值单位提供的未来年度经营收益、预测等有关资料；
- 5、委托方及被估值单位提供的新打油气井投资计划
- 6、加拿大宏观、行业、区域市场及企业统计分析资料；
- 7、评估人员现场勘察记录及收集的其他相关估价信息资料；

8、McDaniel & Associates Consultants Ltd.、Sproule Associates Limited - Gas Processing Management Inc.、GLJ Petroleum Consultants 《全球石油和天然气工业产品价格和市场行情预测》；

- 9、Wind 资讯金融终端提供的相关资料；
- 10、与此次资产评估有关的其他资料。

（五）其他参考依据

- 1、被估值单位提供的资产清单和评估申报表；
- 2、立信会计师事务所（特殊普通合伙）出具的审计报告；
- 3、北京中企华资产评估有限责任公司信息库。

三、估值思路与方法

（一）估值思路

根据本次估值目的，估值对象是 Long Run Exploration Ltd.相对于中天能源的投资价值。此投资价值主要体现在：

1、Long Run 近期面临债务风险

由于 2015 年全球油气价格大幅下跌，Long Run Exploration Ltd.自有现金流减少，Long Run Exploration Ltd.近期面临需要偿还到期债务的压力，若 Long Run Exploration Ltd.近期不能按时偿还到期债务，Long Run Exploration Ltd.将面临银行等债权方行使强制还款措施的风险。

中天能源本次收购 Long Run Exploration Ltd.，中天能源现金支付总额除 Long Run Exploration Ltd. 100%股权价款外，还包括 Long Run Exploration Ltd.在估值基准日的全部短期借款和应付债券，本次收购完成后，Long Run Exploration Ltd.将解除到期债务偿还压力。

2、Long Run 目前无多余现金流投资打新油气井

由于 Long Run Exploration Ltd. 自有现金流不足，加之近期需要偿还到期债务，使得目前 Long Run Exploration Ltd. 无多余现金流投资打新油气井。单个油气井产量具有随时间的推移逐渐下降的特征。Long Run Exploration Ltd. 若不新打油气井，年油气总产量会逐年下降，近期油气价格开始回暖，Long Run Exploration Ltd. 将失去新增油气产量、价格上涨带来的利得。

中天能源本次收购 Long Run Exploration Ltd.，中天能源现金支付总额除 Long Run Exploration Ltd. 100% 股权价款、Long Run Exploration Ltd. 在估值基准日的全部短期借款和应付债券外，还包括新打油气井投资。本次收购，中天能源拟投资新打油气井资金约为 2.3 亿加元。

本次估值按照本次收购完成日 Long Run Exploration Ltd. 使用中天能源投资的约 2.3 亿加元新打油气井前提下，对 Long Run Exploration Ltd. 相对于中天能源的投资价值进行估值。

（二）估值方法

企业价值估值的基本方法主要有收益法、市场法和资产基础法。

企业价值估值中的收益法，是指将预期收益资本化或者折现，确定估值对象价值的估值方法。

企业价值估值中的市场法，是指将估值对象与可比上市公司或者可比交易案例进行比较，确定估值对象价值的估值方法。

企业价值估值中的资产基础法，是指以被估值单位在估值基准日的资产负债表为基础，合理估值企业表内及表外各项资产、负债价值，确定估值对象价值的估值方法。

根据估值目的、估值对象、价值类型、资料收集情况等相关条件，以及三种估值基本方法的适用条件，本次估值选用的估值方法为：收益法。估值方法选择理由如下：

根据估值目的，本次估值的价值类型为投资价值，投资者关注的是被估值单位在目前油气产区规模、剩余 2P 油气储量、油气井数量、油气品质等基础上使用长春中天能源股份有限公司投资的约 2.3 亿加元新打油气井带来的总量价值，故本次估值收益法适用。在加拿大能源市场上，虽然近 3 年内存在一定数量的油气开采企业并购案例，但由于披露的资料包括财务状况、产量和收益预测等信息有限，不具备采用交易案例比较法的条件。较收益法而言，资产基础法的结果不

能体现收购完成之后被估值单位为上市公司带来的增量价值。因此，本次估值市场法和资产基础法均不适用，本次估值仅采用收益法一种方法进行估。

四、估值计算及分析过程

（一）收益法具体方法和模型的选择

本估值报告选用现金流量折现法中的企业自由现金流折现模型。企业自由现金流折现模型的描述具体如下：

1、企业整体价值

企业整体价值是指股东全部权益价值和付息债务价值之和。根据被估值单位的资产配置和使用情况，企业整体价值的计算公式如下：

企业整体价值=经营性资产价值+溢余资产价值+非经营性资产负债价值

（1）经营性资产价值

经营性资产是指与被估值单位生产经营相关的，估值基准日后企业自由现金流量预测所涉及的资产与负债。经营性资产价值的计算公式如下：

$$P = \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+r)^i}$$

其中：P：估值基准日的企业经营性资产价值

F_i ：企业未来第*i*年预期自由现金流量

r：折现率

i：收益期计算年

n：收益期

其中，企业自由现金流量计算公式如下：

企业自由现金流量=息前税后净利润+折旧与摊销-资本性支出-营运资金增加额

其中，折现率(加权平均资本成本,WACC)计算公式如下：

$$WACC = K_e \times \frac{E}{E+D} + K_d \times (1-t) \times \frac{D}{E+D}$$

其中： k_e ：权益资本成本；

k_d ：付息债务资本成本；

E：权益的市场价值；

D：付息债务的市场价值；

t: 所得税率。

其中，权益资本成本采用资本资产定价模型(CAPM)计算。计算公式如下：

$$K_e = r_f + MRP \times \beta_L + r_c$$

其中： r_f ：无风险收益率；

MRP：市场风险溢价；

β_L ：权益的系统风险系数；

r_c ：企业特定风险调整系数。

（2）溢余资产价值

溢余资产是指估值基准日超过企业生产经营所需，估值基准日后企业自由现金流量预测不涉及的资产，本次 Long Run 在估值基准日无溢余资产。

（3）非经营性资产、负债价值

非经营性资产、负债是指与被估值单位生产经营无关的，估值基准日后企业自由现金流量预测不涉及的资产与负债。本次 Long Run 在估值基准日非经营性资产、负债系交易性金融资产、交易性金融负债、应付利息。

（二）收益期的确定

根据 Sprout Associates 出具的《Long Run Exploration Ltd.储量评价报告》（2015 年 12 月 31 日），2P 净剩余储量为 123,604 千 Boe。依据新打油气井、产量、价格、成本费用预测，收益期限预测至 2031 年 12 月 31 日。

（三）收益期的现金流预测

包括营业收入、营业成本、营业税金及附加、营业费用、管理费用、财务费用、资产减值损失、投资收益、营业外收支、所得税、折旧与摊销、资本性支出、营运资金净增加额的预测。

1、营业收入的预测

（1）历史营业收入及其分析

①历史营业收入

A、主营业务收入

Long Run 自 2010 年以来的主营业务收入如下：

金额单位：C\$万元

产品	指标	单位	2010 年 1-12 月	2011 年 1-12 月	2012 年 1-12 月	2013 年 1-12 月	2014 年 1-12 月	2015 年 1-12 月
----	----	----	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

A:原油	销售量	bbl	429,082.00	1,123,105.00	2,770,092.00	4,340,422.00	4,592,845.00	3,243,005.00
	销售收入		2,908.70	10,013.40	21,738.80	35,066.56	39,213.46	15,398.05
B:液化 天然气	销售量	bbl	33,629.00	278,130.00	368,415.00	489,495.00	1,123,585.00	1,652,246.00
	销售收入		223.90	2,322.00	2,667.05	3,544.67	5,754.19	3,711.58
C:天然 气	销售量	mcf	2,815,349.00	4,315,030.00	10,109,760.00	25,892,766.00	33,829,532.00	41,448,994.00
	销售收入		1,210.60	1,609.80	2,826.79	8,715.24	15,815.70	11,757.37
D:硫磺	销售量	吨	0.00	18,552.00	28,927.00	29,721.00	20,074.00	26,173.00
	销售收入		0.00	316.70	411.52	176.75	220.65	285.49
E:使用 费	销售量		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	销售收入		0.00	20.30	16.35	53.02	85.60	24.51
主营业 务合计	销售收入		4,343.20	14,282.20	27,660.51	47,556.24	61,089.60	31,177.00
	销售成本		3,215.00	8,903.50	19,413.58	29,135.13	37,534.95	33,887.99

B、其他业务收入

Long Run 自 2012 年以来的其他业务收入如下：

金额单位：C\$万元

项目	2012 年 1-12 月	2013 年 1-12 月	2014 年 1-12 月	2015 年 1-12 月
一、其他业务收入	341.18	345.45	808.95	1,148.10
加工费	341.18	345.45	808.96	1,148.10
二、其他业务支出	123.21	831.38	520.94	1,352.67
加工费	123.21	831.38	520.94	1,352.67

② 历史营业收入分析

A、主营业务收入

a. 产量区域分布

Long Run 2015 年各区域日桶油当量及占比如下：

产区	Boe (Boe/d)	占比
Peace River	10,351.0	31.97%
Redwater	6,292.0	19.43%
Deep Basin-Edson	6,779.0	20.93%
Deep Basin-Kakwa/Elmworth	5,048.0	15.59%
Boyer	2,598.0	8.02%
Other	1,314.0	4.06%
合计	32,382.0	100.00%

Long Run 主要产区为 Peace River、Redwater、Deep Basin-Edson、Deep Basin-Kakwa/Elmworth。

b. 日产销量及销售单价

Long Run 自 2010 年以来日产销量及销售单价如下：

产品	指标	单位	2010 年 1-12 月	2011 年 1-12 月	2012 年 1-12 月	2013 年 1-12 月	2014 年 1-12 月	2015 年 1-12 月
原油及天然气 A:原油	【单日】销售量	bbl/d	1,175.57	3,077.00	7,568.56	11,891.57	12,583.14	8,884.95
	[平均]售价	元/bbl	67.7889	89.1582	78.4768	80.7907	85.3795	47.4808
原油及天然气 B:液化天然气	【单日】销售量	bbl/d	92.13	762.00	1,006.60	1,341.08	3,078.32	4,526.70
	[平均]售价	元/bbl	66.5794	83.4861	72.3925	72.4148	51.2128	22.4638
原油及天然气 C:天然气	【单日】销售量	mcf/d	7,713.28	11,822.00	27,622.30	70,939.08	92,683.65	113,558.89
	[平均]售价	元/mcf	4.3000	3.7307	2.7961	3.3659	4.6751	2.8366
原油及天然气 D:硫磺	【单日】销售量	吨/d		50.83	79.04	81.43	55.00	71.71
	[平均]售价	元/吨		170.7094	142.2616	59.4697	109.9183	109.0781

Long Run 原油、液化天然气、天然气除原油 2015 年较上年下滑外，自 2010 年起均为增长趋势。

Long Run 油气价格随市场波动，原油、液化天然气、天然气 2015 年平均售价较 2014 年分别下跌了 44.39%、56.14%、39.33%。

c. 其他主营业务

硫磺：2014 年、2015 年硫磺产量占原油、液化天然气、天然气比例分别为 0.18%、0.22%，均值 0.20%。

使用费：2013 年至 2015 年使用费收入占原油、液化天然气、天然气、硫磺收入比例分别为 0.11%、0.14%、0.08%，均值 0.11%。

B、其他业务收入

Long Run 2014 年至 2015 年其他业务收入合计 1,957.06 万加元、其他业务支出合计 1,873.61 万加元，2014 年至 2015 年综合毛利率为 4.26%。

(2) 新打井计划

目前 Long Run 自身无新打井资金，委托方中天能源对 Long Run 收购时拟额外注资约 2.3 亿加元用于打新井。

计划 2016 年打新井支出约 2.3 亿加元，2017-2020 年新打井所需资金由 Long Run 未来自有现金流解决。

未来 5 年 Long Run 矿区新打井资金按区域分布计划如下：

年份	2016	2017	2018	2019	2020
Redwater 红水	80%	80%	80%	50%	50%
Peace River 净河	20%	20%	20%	50%	50%

新井打井数量计划如下：

单位：口

年份	2016	2017	2018	2019	2020
Redwater 红水	184	168	213	84	84
Peace River 净河	46	42	53	83	83
合计	230	210	266	167	167

计划未来 5 年共打井 1,040 口，其中：2016 年计划于 6 月份开始打新进。

（3）现有油气井的产量预测

① 2016 年产量预测

Long Run 2015 年原油、液化天然气、天然气平均日产量分别为 8,884.95bbl/d、4,526.70bbl/d、113,558.89mcf/d。

Long Run 根据现有油气井目前生产情况，预计 2016 年较 2015 年平均日产量下降约 25%。

② 2017 年及以后年度产量递减率

根据矿区各区域油气产量的递减曲线，2017 年较上年递减 20%，2018 年较上年递减 15%，2019 年及以后年度逐年递减 10%。

（4）新打油气井的产量预测

① 区域平均日产量

桶油当量：

Redwater 区域新井第一年平均日产量约 45 桶，第二年平均日产量约 25 桶。第三至五年平均日产量约每年下降 10%，以后年度约每年下降 5%。

Peace River 区域新井第一年平均日产量约 130 桶，第二年平均日产量约 65 桶。以后年度约每年下降 10%。

其中：

A、原油

Redwater 区域原油比约为 90%，Peace River 区域原油比约为 40%。

B、液化天然气

Peace River 区域液化天然气比约为 17%。

C、天然气

Redwater 区域天然气比约为 10%，Peace River 区域天然气比约为 43%。

② 2016 年新打油气井的产量预测

单井油气日产量具有逐月下滑特征。

A、Redwater

单井首月平均日产量为 83 桶油当量，第一个季度逐月递减约 18%，第二个季度逐月递减约 9%，第三个季度逐月递减约 7%，第四个季度逐月递减约 4%。

B、Peace River

单井首月平均日产量为 210 桶油当量，第一个季度逐月递减约 18%，第二个季度逐月递减约 9%，第三个季度逐月递减约 7%，第四个季度逐月递减约 4%。

(5) 油气单价的预测

① 原油

Long Run 2015 年实现的原油均价为 C\$47.48/bbl。

根据全球三大机构 McDaniel & Associates Consultants Ltd.、Sproule Associates Limited - Gas Processing Management Inc.、GLJ Petroleum Consultants 《全球石油和天然气工业产品价格和市场行情预测》：

全球三大机构对原油单价预测均值为：

价格	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
C\$/bbl	53.70	64.26	71.25	79.00	81.85	85.18	88.91	92.72	95.40	97.33

基于近期原油价格上升趋势及全球三大机构对原油单价的预测，2016 年原油均价按 C\$53.70/bbl 进行预测。

2017 年至 2025 年 GLJ Petroleum Consultants《全球石油和天然气工业产品价格和市场行情预测》中的中质原油(29 API, 2.0%S)均价为：

价格	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
C\$/bbl	59.52	63.60	68.59	73.27	76.59	82.06	87.53	89.73	91.52

2017 年至 2020 年按照在 GLJ Petroleum Consultants 预测的中质原油(29 API, 2.0%S) 均价基础上下浮 1.5 加元进行预测，即：

价格	2017	2018	2019	2020
C\$/bbl	58.00	62.10	67.10	71.80

基于历时期原油价格的周期波动，2021 年及以后年度按照 2016 年至 2020 年均价进行预测。

GLJ Petroleum Consultants 最新预测的轻质原油(40 API, 0.3%S)在 2016 年三、四季度均价分别为 C\$55.33、C\$59.33, 2016 年三、四季度均价的均值为 C\$57.33, 则:

2016 年新打的油气井生产的原油单价按照 C\$57.33/bbl 预测。

② 液化天然气

Long Run 2015 年实现的液化天然气均价为 C\$22.46/bbl。

一般情形: 乙烷占 42%, 丙烷占 28%, 丁烷占 17%, C5+占 13%。

按照该结构, GLJ Petroleum Consultants《全球石油和天然气工业产品价格和市场行情预测》中的液化天然气均价为:

价格	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
C\$/bbl	21.41	25.97	28.68	31.85	33.95	35.38	37.81	40.25	41.40	42.24

考虑目前价格及趋势, 2016 年液化天然气均价按 C\$24.04/bbl 进行预测。

2017 年至 2020 年按照在 GLJ Petroleum Consultants 预测的液化天然气均价进行预测, 即:

价格	2017	2018	2019	2020
C\$/bbl	25.97	28.68	31.85	33.95

考虑历时期液化天然气价格的周期波动, 2021 年及以后年度按照 2016 年至 2020 年均价进行预测。

2016 年新打的油气井生产的液化天然气单价在 GLJ Petroleum Consultants 预测的 2016 年三四、季度液化天然气均价基础上按照 C\$25.72/bbl 预测。

③ 天然气

Long Run 2015 年实现的天然气均价为 C\$2.84/mcf。

GLJ Petroleum Consultants《全球石油和天然气工业产品价格和市场行情预测》中的 AECO/NIT 天然气均价为:

价格	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
C\$/mcf	2.76	3.27	3.45	3.63	3.81	3.90	4.10	4.30	4.50	4.60

GLJ Petroleum Consultants 预测的 2015 年 AECO/NIT 天然气均价为 C\$2.70/mcf。

考虑目前价格及趋势, 2016 年天然气均价按 C\$2.90/mcf 进行预测。

2017 年至 2020 年按照在 GLJ Petroleum Consultants 预测的 AECO/NIT 天然气均价进行预测，即：

价格	2017	2018	2019	2020
C\$/mcf	3.27	3.45	3.63	3.81

考虑历时期天然气价格的周期波动，2021 年及以后年度按照 2016 年至 2020 年均价进行预测。

2016 年新打的油气井生产的天然气单价按照 C\$3.09/mcf 预测。

④ 硫磺

Long Run 2015 年实现的硫磺均价为 C\$109.08/吨。

GLJ Petroleum Consultants《全球石油和天然气工业产品价格和市场行情预测》中的阿尔伯特省硫磺均价为：

价格	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
C\$/吨	122.41	116.67	114.52	112.56	110.79	109.18	112.36	115.61	118.93	122.31

GLJ Petroleum Consultants 预测的 2015 年阿尔伯特省硫磺均价为 C\$128.13/吨。

2016 年至 2020 年按照在 GLJ Petroleum Consultants 预测的阿尔伯特省硫磺均价基础上下浮 C\$19.05 进行预测，即：

价格	2016	2017	2018	2019	2020
C\$/吨	103.35	97.60	95.45	93.50	91.70

根据 GLJ Petroleum Consultants 预测，阿尔伯特省硫磺自 2022 年期价格上浮。

基于谨慎原则，2021 年及以后年度按照 2020 年均价进行预测。

(6) 主营业务收入的预测结果

金额单位：C\$万元

项目		2016 年 1-12 月	2017 年 1-12 月	2018 年 1-12 月	2019 年 1-12 月	2019 年 1-12 月	2021 年 1-12 月	2022 年 1-12 月	2023 年 1-12 月
A:原油	销售量	5,071,918.72	7,831,405.02	9,721,704.15	9,830,587.27	10,282,680.00	7,851,678.39	6,837,651.11	6,028,527.74
	[平均]售价 (元/bbl)	53.70	58.00	62.10	67.10	71.80	62.54	62.54	62.54
	销售收入	28,046.53	45,422.15	60,371.78	65,963.24	73,829.64	49,104.40	42,762.67	37,702.41
B:液化天然气	销售量	1,654,911.89	1,710,004.46	1,749,804.86	2,040,099.38	2,212,648.92	1,687,507.00	1,477,687.45	1,295,076.69
	[平均]售价 (元/bbl)	24.04	25.97	28.68	31.85	33.95	28.90	28.90	28.90
	销售收入	4,013.38	4,440.88	5,018.44	6,497.72	7,511.94	4,876.56	4,270.22	3,742.51
C:天然气	销售量	40,614,398.76	40,252,804.25	40,179,665.29	43,054,406.60	44,872,171.67	35,352,940.57	31,140,827.56	27,500,366.54
	[平均]售价 (元/mcf)	2.90	3.27	3.45	3.63	3.81	3.41	3.41	3.41
	销售收入	11,860.28	13,162.67	13,861.98	15,628.75	17,096.30	12,062.42	10,625.25	9,383.13

D:硫磺	销售量	26,991.79	32,500.42	36,336.24	38,092.84	39,948.05	30,862.68	27,010.95	23,814.00
	[平均]售价（元/吨）	103.35	97.60	95.45	93.50	91.70	91.70	91.70	91.70
	销售收入	278.96	317.20	346.83	356.17	366.32	283.01	247.69	218.37
E:使用费	销售收入	48.62	69.68	87.56	97.29	108.68	72.96	63.70	56.15
主营业务合计	销售收入	44,247.77	63,412.58	79,686.60	88,543.17	98,912.89	66,399.35	57,969.53	51,102.58

续：

项目		2024 年 1-12 月	2025 年 1-12 月	2026 年 1-12 月	2027 年 1-12 月	2028 年 1-12 月	2029 年 1-12 月	2030 年 1-12 月	2031 年 1-12 月
A:原油	销售量	5,458,398.87	5,013,296.73	4,626,877.87	4,270,822.08	3,942,696.36	3,640,266.49	3,361,480.47	2,330,962.32
	[平均]售价（元/bbl）	62.54	62.54	62.54	62.54	62.54	62.54	62.54	62.54
	销售收入	34,136.83	31,353.16	28,936.49	26,709.72	24,657.62	22,766.23	21,022.70	14,577.84
B:液化天然气	销售量	1,161,709.20	1,057,896.96	968,372.79	886,550.42	811,757.44	743,380.94	680,862.14	467,768.66
	[平均]售价（元/bbl）	28.90	28.90	28.90	28.90	28.90	28.90	28.90	28.90
	销售收入	3,357.11	3,057.11	2,798.40	2,561.95	2,345.82	2,148.22	1,967.56	1,351.76
C:天然气	销售量	24,747,960.40	22,534,139.30	20,601,872.85	18,838,087.54	17,227,878.35	15,757,675.21	14,415,122.20	9,891,725.85
	[平均]售价（元/mcf）	3.41	3.41	3.41	3.41	3.41	3.41	3.41	3.41
	销售收入	8,444.00	7,688.65	7,029.36	6,427.56	5,878.15	5,376.52	4,918.44	3,375.06
D:硫磺	销售量	21,489.54	19,653.77	18,057.79	16,594.11	7,327.44	6,713.77	6,152.49	4,230.15
	[平均]售价（元/吨）	91.70	91.70	91.70	91.70	91.70	91.70	91.70	91.70
	销售收入	197.06	180.23	165.59	152.17	67.19	61.57	56.42	38.79
E:使用费	销售收入	50.75	46.51	42.82	39.44	36.24	33.39	30.76	21.28
主营业务合计	销售收入	46,185.75	42,325.65	38,972.67	35,890.83	32,985.03	30,385.92	27,995.87	19,364.72

（7）其他业务收入的预测

鉴于其他业务收入金额较小，预测期按 0 预测。

（8）营业收入预测结果

金额单位：C\$万元

项目	2016 年 1-12 月	2017 年 1-12 月	2018 年 1-12 月	2019 年 1-12 月	2020 年 1-12 月	2021 年 1-12 月	2022 年 1-12 月	2023 年 1-12 月
一、营业收入	44,247.77	63,412.58	79,686.60	88,543.17	98,912.89	66,399.35	57,969.53	51,102.58
其中:主营业务收入	44,247.77	63,412.58	79,686.60	88,543.17	98,912.89	66,399.35	57,969.53	51,102.58
其他业务收入	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
项目	2024 年 1-12 月	2025 年 1-12 月	2026 年 1-12 月	2027 年 1-12 月	2028 年 1-12 月	2029 年 1-12 月	2030 年 1-12 月	2031 年 1-12 月
一、营业收入	46,185.75	42,325.65	38,972.67	35,890.83	32,985.03	30,385.92	27,995.87	19,364.72
其中:主营业务收入	46,185.75	42,325.65	38,972.67	35,890.83	32,985.03	30,385.92	27,995.87	19,364.72

其他业务收入	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
--------	------	------	------	------	------	------	------	------

2、营业成本的预测

(1) 历史营业成本及其分析

① 历史营业成本

A、主营业务成本

Long Run 主营业务成本按直接材料(化学品)、燃料及动力、制造费用划分，其中：燃料及动力包括燃料、电费，制造费用包括工资、福利、机物料/低易品&维修/财险、租赁费、折旧与摊销、运输费、办公费、其他费用。

Long Run 自 2012 年以来主营业务成本如下：

金额单位：C\$万元

指标	2012 年 1-12 月	2013 年 1-12 月	2014 年 1-12 月	2015 年 1-12 月
销售成本	19,413.58	29,135.13	37,534.95	33,887.99
其中：直接材料	876.44	878.99	1,203.85	850.11
燃料及动力	831.41	1,490.21	2,184.64	1,574.24
制造费用	17,705.73	26,765.93	34,146.46	31,463.64

B、其他业务成本

Long Run 自 2012 年以来其他业务成本如下：

金额单位：C\$万元

指标	2012 年 1-12 月	2013 年 1-12 月	2014 年 1-12 月	2015 年 1-12 月
加工费	123.21	831.38	520.94	1,352.67

② 历史营业成本分析

A、主营业务成本

a. 主营业务成本成本构成及单位成本分析

Long Run 自 2012 年以来成本构成及单位成本如下：

单位成本单位：C\$元/Boe

子目	2012 年 1-12 月	2013 年 1-12 月	2014 年 1-12 月	2015 年 1-12 月
Σ 直材/完工成本	4.51%	3.02%	3.21%	2.51%
[单位]完工成本	40.25	31.86	33.06	28.71
其中:直接材料	1.82	0.96	1.06	0.72

Long Run 2013 年至 2015 年直接材料占完工成本的比例均值为 2.91%。

Long Run 2013 年至 2015 年每桶油当量的完工成本均值为 C\$31.21 元/Boe，2014 年至 2015 年每桶油当量的直接材料均值为 C\$0.89 元/Boe。

b. 燃料及动力成本构成及单位成本分析

Long Run 自 2012 年以来燃料及动力成本构成及单位成本如下：

单位成本单位：C\$/Boe

能耗	2012 年 1-12 月	2013 年 1-12 月	2014 年 1-12 月	2015 年 1-12 月
燃料及动力	831.41	1,490.21	2,184.64	1,574.24
1、[燃气]支出额	600.14	578.35	1,054.81	422.11
2、[电费]支出额	231.27	911.86	1,129.83	1,152.13
单位成本	2012 年 1-12 月	2013 年 1-12 月	2014 年 1-12 月	2015 年 1-12 月
一、能源[燃料及动力]	1.7237	1.6295	1.9240	1.3337
1、[燃气]支出额	1.2442	0.6324	0.9290	0.3576
2、[电费]支出额	0.4795	0.9971	0.9950	0.9761

注：燃气主要是丙烷。

2015 年燃料每桶油当量的成本较低的原因主要是价格下跌。

Long Run 2012 年至 2015 年每桶油当量的燃料及动力成本的均值为 C\$1.65 元/Boe。

c. 制造成本构成及单位成本分析

Long Run 自 2012 年以来制造成本构成及单位成本如下：

单位成本单位：C\$/Boe

制造费用	2012 年 1-12 月	2013 年 1-12 月	2014 年 1-12 月	2015 年 1-12 月
制造[营运]费用	17,705.73	26,765.93	34,146.46	31,463.64
工资/奖金及津[补]贴	1,521.27	1,820.02	2,648.21	2,144.29
福利/工会/教育/社保及公积	2.33	10.54	20.59	39.55
机物料/低易品&维修/财险	1,315.12	3,212.42	4,325.14	4,144.24
租赁费	483.75	883.37	1,105.68	1,268.90
折旧与摊销	12,235.20	17,069.60	23,482.90	21,851.60
运输/装卸/仓储/包装&检验费	709.45	1,056.20	1,071.00	977.72
办公/通讯/差旅/交通&会务费	207.70	377.15	657.21	673.81
其他费用	1,230.91	2,336.63	835.73	363.53
单位成本	2012 年 1-12 月	2013 年 1-12 月	2014 年 1-12 月	2015 年 1-12 月
制造[营运]费用	36.7075	29.2672	30.0726	26.6564
工资/奖金及津[补]贴	3.1539	1.9901	2.3323	1.8167
福利/工会/教育/社保及公积	0.1532	0.5791	0.7775	1.8444
机物料/低易品&维修/财险	2.7265	3.5126	3.8091	3.5111
租赁费	1.0029	0.9659	0.9738	1.0750
折旧与摊销	25.3660	18.6647	20.6812	18.5129

运输/装卸/仓储/包装&检验费	1.4708	1.1549	0.9432	0.8283
办公/通讯/差旅/交通&会务费	0.4306	0.4124	0.5788	0.5709
其他费用	4.4501	4.9134	1.3680	1.1660

Long Run2013年至2015年每桶油当量的制造成本的均值为C\$28.67元/Boe，离散细数6.23%，较稳定。其中：

2012年至2015年每桶油当量的工资成本的均值为C\$2.32元/Boe。

2012年至2015年福利占工资比例的均值为0.84%。

2013年至2015年每桶油当量的机物料/低易品&维修/财险成本的均值为C\$3.61元/Boe，离散细数4.75%，较稳定。

2012年至2015年每桶油当量的租赁费的均值为C\$1.00元/Boe，离散细数4.95%，较稳定。

2013年至2015年每桶油当量的折旧与摊销成本的均值为C\$19.29元/Boe，离散细数6.28%。Long Run按照剩余2P储量、当期产量计提油气资产折耗。

2014年至2015年每桶油当量的运输费的均值为C\$0.89元/Boe。主要是车辆运输费。

2012年至2015年每桶油当量的办公费的均值为C\$0.50元/Boe。

2013年至2015年每桶油当量的其他费用的均值为C\$1.27元/Boe。

B、其他业务成本

Long Run2012年至2015年加工费收入占主营业务收入的的比例分别为1.23%、0.73%、1.32%、3.68%，均值1.74%。

Long Run2012年至2015年加工成本占加工收入的比例分别为36.11%、240.67%、64.40%、117.82%，波动较大。

Long Run2014年至2015年其他业务平均毛利率为8.89%。

(2) 营业成本预测方法

① 主营业务成本

A、直接材料的预测

直接材料=油气产品桶油当量(Boe)*每桶油当量的直接材料成本(C\$/Boe)

油气产品桶油当量(Boe)=原油产量(bbl)+液化天然气产量(bbl)+天然气产量(mcf)/6

注：每6,000立方英尺相当于1桶油当量。

B、燃料及动力的预测

燃料及动力=油气产品桶油当量(Boe)*每桶油当量的燃料及动力成本(C\$/Boe)

C、制造费用的预测

折旧与摊销预测详见之后的“11.折旧与摊销的预测”。

除折旧与摊销外，制造费用中各项费用：

各项费用=油气产品桶油当量(Boe)*每桶油当量的相应费用(C\$/Boe)

② 其他业务成本

预测期按 0 预测。

(3) 营业成本预测结果

金额单位：C\$万元

项目	2016 年 1-12 月	2017 年 1-12 月	2018 年 1-12 月	2019 年 1-12 月	2020 年 1-12 月	2021 年 1-12 月	2022 年 1-12 月	2023 年 1-12 月
营业成本	25,380.86	32,769.06	37,980.98	43,011.90	47,044.89	39,988.98	35,171.47	31,167.63
其中:主营业务成本	25,380.86	32,769.06	37,980.98	43,011.90	47,044.89	39,988.98	35,171.47	31,167.63
其他业务成本	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
项目	2024 年 1-12 月	2025 年 1-12 月	2026 年 1-12 月	2027 年 1-12 月	2028 年 1-12 月	2029 年 1-12 月	2030 年 1-12 月	2031 年 1-12 月
营业成本	28,276.96	26,013.39	24,059.62	22,281.09	22,909.75	21,297.92	19,919.19	14,287.69
其中:主营业务成本	28,276.96	26,013.39	24,059.62	22,281.09	22,909.75	21,297.92	19,919.19	14,287.69
其他业务成本	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

3、营业税金及附加的预测

包括石油权利金（资源税）、消费税。

(1) 营业税金及附加的缴纳政策

① 石油权利金（资源税）

石油权利金税率一般在 0%至 40%之间，由价格成分和产量成分二者加和而成，依据石油或天然气的产量、价格、税率计算征收。

优惠政策：如果在政府土地（Crown Land）上打的水平井，第一个 5 万桶或前 18 个月产量的资源税为 5%。

② 消费税

阿尔伯塔省只代表加拿大联邦收取企业销售产品 5%的消费税。

对于石油天然气开采行业，已交资源税的，消费税为先征后返。本次评估不再单独预测消费税项。

（2）历史营业税金及附加及分析

① 历史营业税金及附加

Long Run 自 2012 年以来石油权利金（资源税）如下：

金额单位：C\$万元

营业税金及附加	2012 年 1-12 月	2013 年 1-12 月	2014 年 1-12 月	2015 年 1-12 月
营业税金及附加	2,909.60	5,513.30	7,027.56	2,269.95
其中：石油权利金（资源税）	2,909.60	5,513.30	7,027.56	2,269.95

② 营业税金及附加分析

石油权利金（资源税）占油气产品收入比例如下：

营业税金及附加/所得税费用	2012 年 1-12 月	2013 年 1-12 月	2014 年 1-12 月	2015 年 1-12 月
石油权利金（资源税）/主营业务收入	10.52%	11.59%	11.50%	7.28%

（3）石油权利金（资源税）的预测方法

① 目前的油气井

原油价格超过每桶 75 加元时税率为 15%、未超过时税率为 10%。

由于预测期原油价格未超过每桶 75 加元，故预测期税率按 10%，其中：2016 年现行税率为 8%。

② 新打的油气井

前 18 个月产量的资源税为 5%。

具体计算公式如下：

石油权利金（资源税）=油气桶油当量*[（原油单价*原油产量比+液化天然气单价*液化天然气产量比+天然气单价*6*天然气产量比）*综合税率]

综合税率=[目前油气产品税率*目前油气产品桶油当量+新井油气产品税率*新井油气产品桶油当量]/油气桶油当量

（4）石油权利金（资源税）预测结果

金额单位：C\$万元

项目	2016 年 1-12 月	2017 年 1-12 月	2018 年 1-12 月	2019 年 1-12 月	2020 年 1-12 月	2021 年 1-12 月	2022 年 1-12 月	2023 年 1-12 月
----	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

营业税金及附加	3,137.36	4,753.54	6,336.46	7,205.13	8,191.57	6,310.85	5,765.81	5,082.81
项目	2024 年 1-12 月	2025 年 1-12 月	2026 年 1-12 月	2027 年 1-12 月	2028 年 1-12 月	2029 年 1-12 月	2030 年 1-12 月	2031 年 1-12 月
营业税金及附加	4,593.79	4,209.89	3,876.43	3,569.92	4,197.47	3,871.58	3,571.50	2,473.82

4、销售费用的预测

Long Run 主要系管道运输费用。

(1) 历史期销售费用及分析

① 历史期销售费用

Long Run 自 2012 年以来销售费用如下：

金额单位：C\$万元

营业费用	2012 年 1-12 月	2013 年 1-12 月	2014 年 1-12 月	2015 年 1-12 月
营业费用	997.48	2,051.96	2,199.27	1,820.68
其中：运输费	997.48	2,051.96	2,199.27	1,820.68

② 销售费用分析

单位成本单位：C\$/Boe

营业费用	2012 年 1-12 月	2013 年 1-12 月	2014 年 1-12 月	2015 年 1-12 月
运输费	2.07	2.24	1.94	1.54

Long Run 2012 年至 2015 年每桶油当量的运输费的均值为 C\$1.74 元/Boe。

(2) 销售费用预测方法

销售费用=油气产品桶油当量（Boe）*每桶油当量的运输费（C\$/Boe）

(3) 销售费用预测结果

金额单位：C\$万元

项目	2016 年 1-12 月	2017 年 1-12 月	2018 年 1-12 月	2019 年 1-12 月	2020 年 1-12 月	2021 年 1-12 月	2022 年 1-12 月	2023 年 1-12 月
营业费用	2,347.87	2,827.04	3,160.69	3,313.49	3,474.87	2,684.58	2,349.54	2,071.45
项目	2024 年 1-12 月	2025 年 1-12 月	2026 年 1-12 月	2027 年 1-12 月	2028 年 1-12 月	2029 年 1-12 月	2030 年 1-12 月	2031 年 1-12 月
营业费用	1,869.26	1,709.58	1,570.75	1,443.43	1,326.65	1,219.51	1,121.21	773.70

5、管理费用的预测

(1) 历史期管理费用及分析

① 历史期管理费用

Long Run 自 2012 年以来管理费用（调整后）如下：

金额单位：C\$万元

管理费用	2012 年 1-12 月	2013 年 1-12 月	2014 年 1-12 月	2015 年 1-12 月
------	---------------	---------------	---------------	---------------

工资/奖金及津[补]贴	996.38	2,136.36	3,099.07	2,484.92
福利/工会/教育/社保及公积	126.58	320.99	424.10	421.96
业务招待费	9.10	9.13	15.21	8.91
租赁费	204.05	252.57	322.19	451.90
研发费	23.00	24.70	85.80	0.40
税金	13.63	29.42	10.86	14.66
办公/通讯/差旅/交通&会务费	103.32	178.68	184.81	133.66
审计等中介&代理/维权/规费	369.89	349.00	373.12	413.90
股票薪酬	553.00	437.90	226.20	356.00
网络/信息服务&运转费	164.88	279.55	339.14	301.72
物管/维修/财险&水电费	39.67	95.07	126.00	176.83
其他费用	-317.63	-1,118.48	-216.54	-5.76
合计	2,285.87	2,994.89	4,989.96	4,759.10

调整事项:

A、并购费用

Long Run 自 2012 年以来在审计等中介&代理项目中发生的并购费用如下:

金额单位: C\$万元

管理费用	2012 年 1-12 月	2013 年 1-12 月	2014 年 1-12 月	2015 年 1-12 月
审计等中介&代理/维权/规费	2,017.56	2.77	688.24	302.52

该并购费用属于非经常性费用。

B、在其他费用中核算的银行手续等、捐款、坏账损失分别调入财务费用、营业外支出、资产减值损失。

② 管理费用分析

单位成本单位: C\$元/Boe

管理费用	2012 年 1-12 月	2013 年 1-12 月	2014 年 1-12 月	2015 年 1-12 月
工资/奖金及津[补]贴	2.0657	2.3360	2.7293	2.1053
福利/工会/教育/社保及公积	12.7040	15.0251	13.6848	16.9808
业务招待费	0.0189	0.0100	0.0134	0.0075
租赁费	0.4230	0.2762	0.2838	0.3829
研发费	0.0477	0.0270	0.0756	0.0003
税金	0.0283	0.0322	0.0096	0.0124
办公/通讯/差旅/交通&会务费	0.2142	0.1954	0.1628	0.1132
审计等中介&代理/维权/规费	0.7669	0.3816	0.3286	0.3507
股票薪酬	1.1465	0.4788	0.1992	0.3016
网络/信息服务&运转费	0.3418	0.3057	0.2987	0.2556

物管/维修/财险&水电费	0.0822	0.1040	0.1110	0.1498
其他费用	-0.6585	-1.2230	-0.1907	-0.0049
合计	4.7391	3.2748	4.3946	4.0320

Long Run 2014 年至 2015 年每桶油当量的管理费用的均值为 C\$4.21 元/Boe。

（2）管理费用预测方法

除其他费用外，管理费用中各项费用：

各项费用=油气产品桶油当量（Boe）*每桶油当量的相应费用（C\$/Boe）

其他费用按 0 预测。

（3）管理费用预测结果

金额单位：C\$万元

项目	2016 年 1-12 月	2017 年 1-12 月	2018 年 1-12 月	2019 年 1-12 月	2020 年 1-12 月	2021 年 1-12 月	2022 年 1-12 月	2023 年 1-12 月
管理费用	5,694.52	6,856.68	7,665.93	8,036.53	8,427.93	6,511.17	5,698.56	5,024.09
项目	2024 年 1-12 月	2025 年 1-12 月	2026 年 1-12 月	2027 年 1-12 月	2028 年 1-12 月	2029 年 1-12 月	2030 年 1-12 月	2031 年 1-12 月
管理费用	4,533.69	4,146.40	3,809.69	3,500.89	3,217.65	2,957.80	2,719.37	1,876.53

6、财务费用的预测

（1）历史期财务费用及分析

① 历史期财务费用

Long Run 自 2012 年以来财务费用如下：

金额单位：C\$万元

项目	2012 年 1-12 月	2013 年 1-12 月	2014 年 1-12 月	2015 年 1-12 月
财务费用:利息支出	900.50	1,479.00	2,706.08	3,817.08
减:利息收入			103.38	14.78
手续费等	1.76	26.26	11.62	7.27
递增费用	210.90	610.97	1,050.80	1,062.30

递增费用主要系财务对弃置费用采用现值计量，因无风险利率、通货膨胀率变动而产生的费用。

② 财务费用分析

按平均付息债务计算，Long Run 2012 年至 2015 年贷款年利率分别为 4.68%、4.21%、4.90%、5.74%，均值 4.91%。

（2）财务费用预测方法

① 利息支出

按照 Long Run 收益期平均付息债务、年综合贷款利率 5.5%进行预测。

② 利息收入及手续费等

总体利息收入可以抵支手续费，且利息收入不确定性较大，故收益期利息收入及手续费等按 0 预测。

③ 递增费用

因不产生现金流，故收益期递增费用按 0 预测。

(3) 财务费用预测结果

金额单位：C\$万元

项目	2016 年 1-12 月	2017 年 1-12 月	2018 年 1-12 月	2019 年 1-12 月	2020 年 1-12 月	2021 年 1-12 月	2022 年 1-12 月	2023 年 1-12 月
财务费用	3,570.40	3,570.40	3,570.40	3,570.40	3,570.40	3,570.40	3,570.40	3,570.40
项目	2024 年 1-12 月	2025 年 1-12 月	2026 年 1-12 月	2027 年 1-12 月	2028 年 1-12 月	2029 年 1-12 月	2030 年 1-12 月	2031 年 1-12 月
财务费用	3,570.40	3,570.40	3,570.40	3,570.40	3,570.40	3,570.40	3,570.40	1,785.20

7、资产减值损失的预测

(1) 预测方法

资产减值损失=本期应收款项坏账准备-上期应收款项坏账准备

应收款项坏账准备=应收款项金额*坏账准备占应收款项金额的比例

(2) 预测结果

金额单位：C\$万元

项目	2016 年 1-12 月	2017 年 1-12 月	2018 年 1-12 月	2019 年 1-12 月	2020 年 1-12 月	2021 年 1-12 月	2022 年 1-12 月	2023 年 1-12 月
资产减值损失	66.06	130.27	109.08	62.54	70.54	-213.07	-59.57	-48.64
项目	2024 年 1-12 月	2025 年 1-12 月	2026 年 1-12 月	2027 年 1-12 月	2028 年 1-12 月	2029 年 1-12 月	2030 年 1-12 月	2031 年 1-12 月
资产减值损失	-34.86	-27.36	-23.75	-21.80	-17.22	-18.55	-16.91	-62.01

8、投资收益的预测

Long Run 历时期的投资收益主要是油气产品套期已是实现的损益。

由于油气产品套期损益具有极大的不确定性，故预测期按 0 预测。

9、营业外收支的预测

Long Run 历时期营业外收支主要为处置资产利得，故：收益期按 0 预测。

10、所得税的预测

(1) 所得税政策

Long Run 目前所得税税率：27%。

Long Run 截至 2015 年 12 月 31 日累计税池达 18.2 亿加元，可以用来抵扣未来的所得税。且：收益期新打油气井投资仍可增加税池额。

（2）预测方法

由于收益期内应纳所得税额合计远小于税池余额，故收益期内所得税按 0 预测。

11、折旧与摊销的预测

油气及固定资产按油气产量进行折旧（耗），即：

折旧与摊销=当期生产的桶油当量/[上期末 2P 剩余储量+当期打新油气增加的 2P 储量+当期生产的桶油当量]* 油气及固定资产净额

在收益期末，油气及固定资产净额为 0。

折旧与摊销预测结果如下：

金额单位：C\$万元

项目	2016 年 1-12 月	2017 年 1-12 月	2018 年 1-12 月	2019 年 1-12 月	2020 年 1-12 月	2021 年 1-12 月	2022 年 1-12 月	2023 年 1-12 月
折旧与摊销	10,957.43	14,654.05	17,727.97	21,779.80	24,778.74	22,786.81	20,116.17	17,894.24
项目	2024 年 1-12 月	2025 年 1-12 月	2026 年 1-12 月	2027 年 1-12 月	2028 年 1-12 月	2029 年 1-12 月	2030 年 1-12 月	2031 年 1-12 月
折旧与摊销	16,299.17	15,058.82	13,994.61	13,031.91	12,172.19	11,427.50	10,844.42	8,025.54

12、资本性支出的预测

企业未来的资本性支出包括未来需要进行维持现有营业能力所必需的更新投资支出和未来新购置设备的费用。

（1）新打油气井计划

目前 Long Run 自身无新打井资金，委托方中天能源对 Long Run 收购时拟额外注资约 2.3 亿加元用于打新井。

计划 2016 年打新井支出约 2.3 亿加元，2017-2020 年新打井所需资金由 Long Run 未来自有现金流解决。

未来 5 年 Long Run 矿区新打井资金按区域分布计划如下：

年份	2016	2017	2018	2019	2020
Redwater 红水	80%	80%	80%	50%	50%
Peace River 净河	20%	20%	20%	50%	50%

新打油气井数量计划如下：

单位：口

年份	2016	2017	2018	2019	2020
----	------	------	------	------	------

Redwater 红水	184	168	213	84	84
Peace River 净河	46	42	53	83	83
合计	230	210	266	167	167

计划未来 5 年共打井 1,040 口，其中：2016 年新油气井 230 口计划于 6 月份开始打井当月完成。

（2）新打油气井支出

根据新打油气井数量计划、Redwater 和 Peace River 打井预算、目前造价水平，未来 5 年 Long Run 矿区新打油气井支出预测如下：

金额单位：C\$万元

年份	2016	2017	2018	2019	2020
新打油气井支出	23,000.00	25,200.00	31,920.00	23,380.00	23,380.00

（3）油气及固定资产更新支出

新油气井建成头 24 个月，第 24 个月日产量较第 1 个月一般下降 70%左右。一般油气井的经济开采寿命约 10-15 年，一般在油气井设备寿命期内，且 Long Run 对油气井设备进行了保险；固定资产原值占油气及固定资产的约 0.2%。

经分析，Long Run 油气及固定资产更新支出按照折旧与摊销的 5%进行预测。

（4）资本性支出预测结果

金额单位：C\$万元

项目	2016 年 1-12 月	2017 年 1-12 月	2018 年 1-12 月	2019 年 1-12 月	2020 年 1-12 月	2021 年 1-12 月	2022 年 1-12 月	2023 年 1-12 月
资本性支出	23,547.87	25,932.70	32,806.40	24,468.99	24,618.94	1,139.34	1,005.81	894.71
项目	2024 年 1-12 月	2025 年 1-12 月	2026 年 1-12 月	2027 年 1-12 月	2028 年 1-12 月	2029 年 1-12 月	2030 年 1-12 月	2031 年 1-12 月
资本性支出	814.96	752.94	699.73	651.60	608.61	571.38	542.22	0.00

13、营运资金净增加额的预测

营运资金是保证企业正常运行所需的资金。

营运资金=流动资产(不含溢余现金和非经营性资产)-流动负债(不含带息负债和非经营性负债)

营运资金追加额=当年营运资金-上年营运资金。

（1）历时期调整后营运流动相关科目及分析

① 历时期调整后营运资金相关科目

金额单位：C\$万元

项目	2012-12-31	2013-12-31	2014-12-31	2015-12-31
----	------------	------------	------------	------------

货币资金	380.30			
应收票据/应收账款	4,891.20	4,820.80	6,025.78	3,611.52
其中:坏账准备		522.54	328.26	196.70
预付账款	715.60	757.08	805.09	512.00
其他应收款			183.12	343.40
其中:坏账准备			25.50	50.06
应付票据/应付账款	9,182.10	8,960.60	12,215.09	6,138.10
预收账款			69.52	14.06
应交税费			114.26	99.31
其他应付款			13.63	4.62

② 营运资金相关科目分析

应收账款: Long Run2012 年至 2015 年应收账款周转率分别为 7.24、9.29、10.45、6.14, 均值 8.28。

预付账款: Long Run2012 年至 2015 年预付账款周转率分别为 40.72、39.57、48.05、51.46, 均值 44.95, 离散系数 12.77%。

其他应收款: Long Run 2015 年其他应收款占销售成本比例为 1.16%。

应付账款: Long Run2013 年至 2015 年应付账款周转率分别为 3.21、3.55、3.69, 均值 3.48, 离散系数 7.08%。

预收账款: Long Run2014 年至 2015 年预收账款周转率分别为 878.73、746.04, 均值 812.39。

应交税费: Long Run2014 年至 2015 年应交税费占主营业务收入比例分别为 0.19%、0.32%, 均值 0.25%。

其他应付款: Long Run 2015 年其他应付款占销售成本比例为 0.01%。

(2) 营运资金相关科目预测方法

应收账款=主营业务收入/应收账款周转次数

预付账款=主营业务成本/预付账款周转次数

其他应收款=主营业务成本*其他应收款占主营业务成本比率

应付账款=主营业务成本/应付账款周转次数

预收账款=主营业务收入/预收账款周转次数

应交税费=主营业务收入*应交税费占主营业务收入比率

其他应付款=主营业务成本*其他应付款占主营业务成本比率

(3) 营运资金净增加额预测结果

金额单位：C\$万元

项目	2016年1-12月	2017年1-12月	2018年1-12月	2019年1-12月	2020年1-12月	2021年1-12月	2022年1-12月	2023年1-12月
营运资金净增加额	223.60	240.49	474.80	-300.81	121.11	-1,803.97	293.70	259.50
项目	2024年1-12月	2025年1-12月	2026年1-12月	2027年1-12月	2028年1-12月	2029年1-12月	2030年1-12月	2031年1-12月
营运资金净增加额	191.89	149.16	126.40	111.78	-482.10	122.78	86.55	527.77

14、营运资金回收额的预测

Long Run 在估值基准日营运资金为- C\$1,789.17 万元，收益期营运资金净增加额合计为 C\$342.66 万元，收益期末营运资金为- C\$1,446.51 万元。

15、资产处置净现金流的预测

资产处置净现金流=收益期末油气及固定资产处置净变现收入-处理油气开采相关设施和环境支出

收益期末油气及固定资产处置净变现收入按 0 预测，处理油气开采相关设施和环境支出按估值基准日弃置费用现值加收益期新打油气井应计的弃置费用预测。

Long Run 企业自由现金流量预测结果如下：

金额单位：C\$万元

项目	2016年1-12月	2017年1-12月	2018年1-12月	2019年1-12月	2020年1-12月	2021年1-12月	2022年1-12月	2023年1-12月
一、营业收入	44,247.77	63,412.58	79,686.60	88,543.17	98,912.89	66,399.35	57,969.53	51,102.58
其中:主营业务收入	44,247.77	63,412.58	79,686.60	88,543.17	98,912.89	66,399.35	57,969.53	51,102.58
其他业务收入	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
减:营业成本	25,380.86	32,769.06	37,980.98	43,011.90	47,044.89	39,988.98	35,171.47	31,167.63
其中:主营业务成本	25,380.86	32,769.06	37,980.98	43,011.90	47,044.89	39,988.98	35,171.47	31,167.63
其他业务成本	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
营业税金及附加	3,137.36	4,753.54	6,336.46	7,205.13	8,191.57	6,310.85	5,765.81	5,082.81
销售费用	2,347.87	2,827.04	3,160.69	3,313.49	3,474.87	2,684.58	2,349.54	2,071.45
管理费用	5,694.52	6,856.68	7,665.93	8,036.53	8,427.93	6,511.17	5,698.56	5,024.09
财务费用	3,570.40	3,570.40	3,570.40	3,570.40	3,570.40	3,570.40	3,570.40	3,570.40
资产减值损失	66.06	130.27	109.08	62.54	70.54	-213.07	-59.57	-48.64
加:公允价值变动收益								
投资收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
二、营业利润	4,050.71	12,505.59	20,863.05	23,343.18	28,132.70	7,546.45	5,473.32	4,234.84
加:营业外收入	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
减:营业外支出	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
三、利润总额	4,050.71	12,505.59	20,863.05	23,343.18	28,132.70	7,546.45	5,473.32	4,234.84
减:所得税费用	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

四、净利润	4,050.71	12,505.59	20,863.05	23,343.18	28,132.70	7,546.45	5,473.32	4,234.84
加:资产减值损失+递延 所得税调整	66.06	130.27	109.08	62.54	70.54	-213.07	-59.57	-48.64
利息费用* (1-所得税率)	2,606.39	2,606.39	2,606.39	2,606.39	2,606.39	2,606.39	2,606.39	2,606.39
折旧与摊销	10,957.43	14,654.05	17,727.97	21,779.80	24,778.74	22,786.81	20,116.17	17,894.24
减:资本性支出	23,547.87	25,932.70	32,806.40	24,468.99	24,618.94	1,139.34	1,005.81	894.71
营运资本净增加额	223.60	240.49	474.80	-300.81	121.11	-1,803.97	293.70	259.50
加:营运资金回收额								
资产处置净现金流								
五、企业自由现金流量	-6,090.88	3,723.10	8,025.30	23,623.73	30,848.32	33,391.20	26,836.80	23,532.61
项目	2024 年 1-12 月	2025 年 1-12 月	2026 年 1-12 月	2027 年 1-12 月	2028 年 1-12 月	2029 年 1-12 月	2030 年 1-12 月	2031 年 1-12 月
一、营业收入	46,185.75	42,325.65	38,972.67	35,890.83	32,985.03	30,385.92	27,995.87	19,364.72
其中:主营业务收入	46,185.75	42,325.65	38,972.67	35,890.83	32,985.03	30,385.92	27,995.87	19,364.72
其他业务收入	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00
减:营业成本	28,276.96	26,013.39	24,059.62	22,281.09	22,909.75	21,297.92	19,919.19	14,287.69
其中:主营业务成本	28,276.96	26,013.39	24,059.62	22,281.09	22,909.75	21,297.92	19,919.19	14,287.69
其他业务成本	0.00	0.00	0.00	0.00				
营业税金及附加	4,593.79	4,209.89	3,876.43	3,569.92	4,197.47	3,871.58	3,571.50	2,473.82
销售费用	1,869.26	1,709.58	1,570.75	1,443.43	1,326.65	1,219.51	1,121.21	773.70
管理费用	4,533.69	4,146.40	3,809.69	3,500.89	3,217.65	2,957.80	2,719.37	1,876.53
财务费用	3,570.40	3,570.40	3,570.40	3,570.40	3,570.40	3,570.40	3,570.40	1,785.20
资产减值损失	-34.86	-27.36	-23.75	-21.80	-17.22	-18.55	-16.91	-62.01
加:公允价值变动收益								
投资收益	0.00	0.00	0.00	0.00				
二、营业利润	3,376.50	2,703.36	2,109.53	1,546.90	-2,219.67	-2,512.74	-2,888.89	-1,770.21
加:营业外收入	0.00	0.00	0.00	0.00				
减:营业外支出	0.00	0.00	0.00	0.00				
三、利润总额	3,376.50	2,703.36	2,109.53	1,546.90	-2,219.67	-2,512.74	-2,888.89	-1,770.21
减:所得税费用	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00
四、净利润	3,376.50	2,703.36	2,109.53	1,546.90	-2,219.67	-2,512.74	-2,888.89	-1,770.21
加:资产减值损失+递延 所得税调整	-34.86	-27.36	-23.75	-21.80	-17.22	-18.55	-16.91	-62.01
利息费用* (1-所得税率)	2,606.39	2,606.39	2,606.39	2,606.39	2,606.39	2,606.39	2,606.39	1,303.19
折旧与摊销	16,299.17	15,058.82	13,994.61	13,031.91	12,172.19	11,427.50	10,844.42	8,025.54
减:资本性支出	814.96	752.94	699.73	651.60	608.61	571.38	542.22	0.00
营运资本净增加额	191.89	149.16	126.40	111.78	-482.10	122.78	86.55	527.77
加:营运资金回收额								-1,446.51
资产处置净现金流								-69,402.92
五、企业自由现金流量	21,240.35	19,439.10	17,860.65	16,400.01	12,415.19	10,808.44	9,916.24	-63,880.69

(四)折现率的确定

1、无风险收益率的确定

国债收益率通常被认为是无风险的，因为持有该债权到期不能兑付的风险很小，可以忽略不计。根据 WIND 资讯系统所披露的信息，加拿大 10 年期国债在估值基准日的到期年收益率为 2.15%，本估值报告以 2.15%作为无风险收益率。

2、权益系统风险系数的确定

被估值单位的权益系统风险系数计算公式如下：

$$\beta_L = [1 + (1 - t) \times D/E] \times \beta_U$$

式中： β_L ：有财务杠杆的权益的系统风险系数；

β_U ：无财务杠杆的权益的系统风险系数；

t：被估值单位的所得税税率；

D/E：被估值单位的目标资本结构。

根据被估值单位的业务特点，估值人员通过 WIND 资讯系统查询了 4 家加拿大多伦多证券交易所主板可比上市公司 2015 年 12 月 31 日的 β_L 值（起始交易日期：2010 年 12 月 31 日；截止交易日期：2015 年 12 月 31 日；计算周期：周；收益率计算方法：对数收益率；标的指数：纳斯达克综指），然后根据可比上市公司的所得税率、资本结构换算成 β_U 值，并取其平均值 0.8334 作为被估值单位的 β_U 值，具体数据见下表：

序号	股票代码	公司简称	β_L 值	β_U 值
1	BXE.TO	BELLATRIX EXPLORATION	1.4138	0.9703
2	BIR.TO	BIRCHCLIFF ENERGY	0.8418	0.5737
3	CR.TO	CREW ENERGY	1.2890	1.0606
4	ERF.TO	ENERPLUS	1.0631	0.7290
β_U 平均值				0.8334

取可比上市公司资本结构的平均值 54.72%作为被估值单位的目标资本结构。
被估值单位在估值基准日执行的所得税税率为 27%。

将上述确定的参数代入权益系统风险系数计算公式，计算得出被估值单位的权益系统风险系数。

$$\begin{aligned}\beta_L &= [1 + (1 - t) \times D/E] \times \beta_U \\ &= [1 + (1 - 27\%) \times 54.72\%] \times 0.8334\end{aligned}$$

$$=1.1664$$

3、市场风险溢价的确定

市场风险溢价是对于一个充分风险分散的市场投资组合，投资者所要求的高于无风险利率的回报率。根据公司内部统计资料，2015 年度成熟股票市场的基本补偿额（6.18%），以及 Long Run 所在国家的国家风险补偿额（0.00%），计算出市场风险溢价（6.18%）。

4、企业特定风险调整系数的确定

（1）规模风险

$$\begin{aligned} R_s &= 3.139\% - 0.249\% \times \text{净资产} \\ &= 3.00\% \end{aligned}$$

（2）其他特定风险

Long Run 其他特定风险主要是财务风险和经营风险，以 Long Run 的 EBIT/营业收入的标准差与可比上市公司的 EBIT/营业收入的标准差的差异为基础确定， $R_e = 1.68\%$ 。

$$\begin{aligned} R_c &= 3.00\% + 1.68\% \\ &= 4.68\% \\ &\approx 4.7\% \end{aligned}$$

5、收益期折现率的确定

（1）计算权益资本成本

将上述确定的参数代入权益资本成本计算公式，计算得出被估值单位的权益资本成本。

$$\begin{aligned} K_e &= R_f + \beta \times MRP + R_c \\ &= 2.15\% + 1.1664 \times 6.18\% + 4.7\% \\ &= 14.06\% \end{aligned}$$

（2）计算加权平均资本成本

估值基准日被估值单位付息债务的平均年利率为 5.5%，将上述确定的参数代入加权平均资本成本计算公式，计算得出被估值单位的加权平均资本成本。

$$\begin{aligned} WACC &= K_e \times \frac{E}{D + E} + K_d \times (1 - t) \times \frac{D}{D + E} \\ &= 10.51\% \end{aligned}$$

（五）测算过程和结果

收益期内各年净现金流按年中均匀流入流出考虑，将各年的净现金流按 WACC 折到 2015 年 12 月 31 日现值，加总后得出企业的营业性资产价值，计算

$$\text{公式} = \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+r)^i}, \text{ 计算结果如下:}$$

金额单位：C\$万元

项目	2016 年 1-12 月	2017 年 1-12 月	2018 年 1-12 月	2019 年 1-12 月	2020 年 1-12 月	2021 年 1-12 月	2022 年 1-12 月	2023 年 1-12 月
五、企业自由现金流量	-6,090.88	3,723.10	8,025.30	23,623.73	30,848.32	33,391.20	26,836.80	23,532.61
折现率	10.51%	10.51%	10.51%	10.51%	10.51%	10.51%	10.51%	10.51%
折现时点	0.50	1.50	2.50	3.50	4.50	5.50	6.50	7.50
折现系数	0.9513	0.8608	0.7789	0.7048	0.6378	0.5772	0.5223	0.4726
六、企业自由现金流量折现值	-5,794.25	3,204.84	6,250.91	16,650.00	19,675.06	19,273.40	14,016.86	11,121.51
项目	2024 年 1-12 月	2025 年 1-12 月	2026 年 1-12 月	2027 年 1-12 月	2028 年 1-12 月	2029 年 1-12 月	2030 年 1-12 月	2031 年 1-12 月
五、企业自由现金流量	21,240.35	19,439.10	17,860.65	16,400.01	12,415.19	10,808.44	9,916.24	-63,880.69
折现率	10.51%	10.51%	10.51%	10.51%	10.51%	10.51%	10.51%	10.51%
折现时点	8.50	9.50	10.50	11.50	12.50	13.50	14.50	15.50
折现系数	0.4276	0.3870	0.3502	0.3169	0.2867	0.2595	0.2348	0.2125
六、企业自由现金流量折现值	9,082.37	7,522.93	6,254.80	5,197.16	3,559.43	2,804.79	2,328.33	-13,574.65

各年净现金流量折现值合计为 C\$107,573.49 万元。

（六）其他资产和负债的估值

1、非经营性资产和负债的估值

非经营性资产（负债）是指与该企业收益无直接关系的，不产生效益、也未参与预测的资产（负债），按成本法估值后的值确定。经分析核实，估值基准日 Long Run 的非经营性资产和负债如下：

（1）交易性金融资产

系 Long Run 购买的原油、天然气套期产品，经估值为 C\$1,725.23 万元。

（2）交易性金融负债

系 Long Run 购买的 Valeo Power Corporation（法雷奥电力公司）电力套期产品，经估值为 C\$40.55 万元。

（3）应付利息

系 Long Run 应付债券的利息，经估值为 C\$201.19 万元。

非经营性资产净值= 1,725.23 - 40.55-201.19

= C\$1,483.49 万元

2、溢余资产的估值

经分析，Long Run 在估值基准日无溢余资产。

（七）收益法估值结果

企业整体价值=经营性资产价值+非经营性资产价值+溢余资产价值

=107,573.49+1,483.49+0.00

=C\$109,100.00 万元（取整）

五、估值报告的披露

中企华评估师出具的拟收购 Long Run Exploration Ltd.涉及的 Long Run Exploration Ltd.投资价值估值报告及估值说明已于 2016 年 4 月 23 日进行了披露。

（5）根据申请材料，收购 Long Run 的交易行为尚需加拿大联邦政府工业部及投资审查局审核，该局已将审核计划时间延长至 2016 年 6 月 10 日，但至今发行人未收到相关审核结果，请发行人说明上述情况的原因及合理性，是否存在法律障碍及风险，相关风险披露是否充分，请保荐机构核查上述事项并发表明确意见。

【回复】：

2016 年 6 月 22 日，发行人已收到加拿大联邦政府工业部投资审查局出具的《关于卡尔加里中天石油投资有限公司收购加拿大 Long Run 勘探有限公司的控制权回复》（文件编码：210-C2717/1），本次收购符合投资法案的相关要求，即本次收购已经通过加拿大工业投资审查局的审核。

2016 年 06 月 23 日，发行人公告了关于获得加拿大联邦政府工业部投资审查局回复（公告编号:临 2016-061）：

另外，2016 年 6 月 29 日（加拿大时间），Long Run 100%股份及次级无担保可转债所有权过户登记至卡尔加里中天名下的手续已办理完毕。

保荐机构核查了加拿大联邦政府工业部投资审查局出具的相关同意文件及发行人的相关公告，核查了境外律师出具的有关说明或意见，并访谈了相关人员。

经核查，保荐机构认为发行人已经取得加拿大联邦政府工业部投资审查局根据投资法案出具的有关本次收购的函，加拿大联邦工业部投资审查局同意卡尔加里中天收购 Long Run，发行人已对相关审批事项进行了充分披露。

（6）请发行人说明汇率波动对本次收购造成的影响，请保荐机构核查发行

人是否进行充分信息披露和风险揭示，是否针对汇率波动采取有效应对措施。

【回复】:

一、发行人说明汇率波动对本次收购造成的影响

自 2016 年初以来，人民币兑加币出现一定的贬值情况，根据 Wind 数据库，加币兑人民币最近一年情况如下：



本次收购，公司以加币作为支付收购对价的结算货币，因此，随着人民币兑加币贬值，本次收购实际支付人民币将高于原来按 2015 年 12 月 31 日汇率计算的 368,814.31 万元的支付总额。

截至本反馈意见出具之日，发行人已累计购汇 2.8 亿加元（详情见下表），其中向 Long Run 支付全部股权约为 1 亿加元，支付全部次级无担保可转债及相应应付利息约为 0.6 亿加元，支付受限股份奖励及交易成本约为 0.2 亿元，根据 Long Run 与加拿大银团签署的银团贷款协议约定向第三方托管机构存入用于未来支付银团贷款的 1 亿加元。

购汇情况表

购汇时间	购汇金额（万加元）	当日加币兑人民币 汇率情况	兑换成人民币 （万元）
2016 年 5 月 27 日	2,500.00	1:5.0850	12,617.50
2016 年 5 月 30 日	2,300.00	1:5.1255	11,575.44
2016 年 5 月 31 日	2,200.00	1:5.1267	11,097.02
2016 年 6 月 23 日	2,000.00	1:5.0441	10,253.40

2016年6月24日	2,500.00	1:5.0328	12,813.75
2016年6月27日	2,500.00	1:5.0470	12,712.50
2016年6月27日	14,000.00	1:5.0470	71,190.00
合计	28,000.00		142,259.61

公司已购汇 28,000 万加元，该部分加元较 2015 年 12 月 31 日，因汇率变动而增加收购成本 11,180.41 万元，占全部交易金额 368,814.31 万元（以 2015 年 12 月 31 日人民币兑加币汇率折算）2.98%。

对于尚未购汇收购相关资金支出，公司拟将采取如下措施应对由汇率波动造成的影响：

1、针对尚未到账的银团并购贷款，拟通过内保外贷向以建行为首的银团直接申请加币借款，尽可能的规避未来支付前汇率波动风险；

2、针对银团并购贷款外的资金，公司已与中国建设银行签署《远期汇率交易总协议》，通过逐日定时模式关注加元汇率波动情况，选择合适的交易时期，通过银行远期购汇交易锁定未来公司加元购汇成本，控制总体投资风险。

综上，截至本反馈意见出具之日，人民币兑加币贬值增加了公司收购 Long Run 的人民币成本，公司针对人民币兑加币汇率波动的风险制定了相应的应对策略，发行人收购 Long Run 总体汇率风险可控，人民币兑加币波动不会对发行人本次收购造成实质性影响。

二、请保荐机构核查发行人是否进行充分信息披露和风险揭示，是否针对汇率波动采取有效应对措施。

保荐机构核查了与本次非公开发行相关的《长春中天能源股份有限公司重大资产重组暨关联交易报告书（修订稿）》，发行人对本反馈意见的回复等相关文件。

经核查，保荐机构认为：发行人已在《长春中天能源股份有限公司重大资产重组暨关联交易报告书（修订稿）》之“重大风险提示”之“一、本次交易相关的风险”之“（七）汇率波动风险”进行了信息披露和风险揭示。另外，在本回复中对尚存的汇率风险进行详细说明并制定了相应汇率波动风险的应对措施。整体上，汇率波动不会对发行人本次收购构成实质上障碍。

3、发行人报告期内均未进行现金分红，请申请人补充说明原因及合理性，请保荐机构核查申请人分红情况是否符合《公司章程》的有关规定，并对申请人落实《关于进一步落实上市公司现金分红有关事项的通知》的内容逐条发表

核查意见，并核查申请人是否在年度股东大会上落实《上市公司监管指引第 3 号——上市公司现金分红》的相关要求。

【回复】:

一、发行人报告期内均未进行现金分红，请申请人补充说明原因及合理性

公司于 2015 年度完成重大资产重组，属于实施反向收购借壳上市的公司，根据现行会计准则规定母公司报表以壳公司为核算主体、合并报表以借壳方为核算主体，导致母公司报表和合并报表存在巨大反差。经立信会计师事务所（特殊普通合伙）审计，2015 年公司合并报表实现净利润 29,111.65 万元，由于重大资产重组完成后，新上市公司主体全额承继原上市公司主体存在的未弥补亏损，截止 2015 年 12 月 31 日，母公司报表可供普通股股东分配的利润为-10,053.47 万元。

因此，公司最近三年未分配利润均为负值，故未进行现金分红。

二、请保荐机构核查申请人分红情况是否符合《公司章程》的有关规定。

保荐机构核查了发行人最新的《公司章程》，《公司章程》关于利润分配的规定如下：

“第一百七十二条公司分配当年税后利润时，应当提取利润的 10%列入公司法定公积金。公司法定公积金累计额为公司注册资本的 50%以上的，可以不再提取。

公司的法定公积金不足以弥补以前年度亏损的，在依照前款规定提取法定公积金之前，应当先用当年利润弥补亏损。

公司从税后利润中提取法定公积金后，经股东大会决议，还可以从税后利润中提取任意公积金。

公司弥补亏损和提取公积金后所余税后利润，按照股东持有的股份比例分配，但本章程规定不按持股比例分配的除外。

股东大会违反前款规定，在公司弥补亏损和提取法定公积金之前向股东分配利润的，股东必须将违反规定分配的利润退还公司。

公司持有的本公司股份不参与分配利润。

第一百七十四条公司的利润分配政策为：

（一）利润分配原则：公司应实施积极的利润分配政策，重视对投资者的合理投资回报，保障利润分配政策的连续性和稳定性，并兼顾公司的可持续发展。

（二）利润分配方式：公司可以采取现金、股票或者二者相结合的方式进行利润分配。

（三）公司应积极推行以现金方式分配利润。当满足下列条件时，公司年度利润分配应优先采用现金方式：

- 1、公司该年度盈利且累计未分配利润为正值；
- 2、审计机构对公司的该年度财务报告财务报告出具无保留意见的审计报告，证券监管部门或证券交易所另有规定的除外；
- 3、实施现金利润分配后，公司现金能够满足公司正常经营和长期发展需要。

（四）现金分红比例的规定：

1、公司每年以现金方式分配的利润不少于当年实现的可分配利润的 10%，且最近三年以现金方式累计分配的利润不少于最近三年实现的年均可分配利润的 30%。具体每个年度的现金分红比例由公司董事会根据年度盈利情况、资金需求等提出分红建议和制订利润分配方案。

2、在满足现金分红条件下，公司发展阶段属成熟期且无重大现金支出安排的，进行利润分配时，现金分红在该次利润分配中所占比例最低应达到 80%；公司发展阶段属成熟期且有重大现金支出安排的，进行利润分配时，现金分红在该次利润分配中所占比例最低应达到 40%；公司发展阶段属成长期且有重大资金支出安排的，进行利润分配时，现金分红在该次利润分配中所占比例最低应达到 20%。

（五）股票分红条件：公司在经营情况良好，并且董事会认为公司股票价格与公司股本规模不匹配、发放股票股利有利于公司全体股东整体利益，综合考虑公司成长性，每股净资产的摊薄等因素后，可以在满足上述现金分红的条件下实施股票股利分红。

（六）利润分配周期：在符合利润分配条件下，公司原则上按年进行利润分配，也可以根据盈利状况进行中期利润分配。

（七）保护上市公司和股东的利益：股东存在违规占用公司资金情况的，公司应当扣减该股东所分配的现金红利，以偿还其占用的资金。

第一百七十五条公司利润分配应履行的决策程序：

（一）公司董事会在制定利润分配预案时，应根据公司章程的规定、公司

利润情况、资金需求和股东回报规划等情况拟定，尤其是制定现金分红具体方案时，应当认真研究和论证公司现金分红的机制、条件和最低比例、调整的条件及其决策程序要求等事宜。独立董事应对利润分配预案的合理性发表明确意见。独立董事可以征集中小股东的意见，提出分红提案，并直接提交董事会审议。

（二）公司当年盈利且符合实施现金分红条件，但董事会未提出现金利润分配预案的，或未按照本章程第一百七十四条规定的现金分红政策或最低现金分红比例制定利润分配方案的，应当在年度报告中详细说明未提出现金分红或现金分红比例不足的原因、未用于现金分配的资金留存公司的用途和使用计划等、董事会会议的审议和表决情况，独立董事应对此发表独立意见，该议案提交年度股东大会审议，当年利润分配方案应当经出席股东大会的股东所持表决权的 2/3 以上通过。

（三）公司未按照既定的现金分红政策或最低分红比例制定利润分配方案的，公司董事长、独立董事和总经理、财务负责人等高级管理人员应当在年度报告披露之后、年度股东大会股权登记日之前，在公司业绩发布会中就现金分红方案相关事宜予以重点说明。未开业绩说明会的情况下，应当通过现场、网络或其他有效方式召开说明会，就相关事项与媒体、股东特别是持有公司股份的机构投资者、中小股东进行沟通和交流，及时答复媒体和股东关心的问题。

（四）公司股东大会审议董事会提交的利润分配预案。股东大会在对现金分红具体方案进行审议时，应当提供不限于网络投票方式等多种渠道与股东特别是中小股东进行沟通和交流，充分听取中小股东的意见和诉求，及时答复中小股东关心的问题。

（五）监事会对董事会执行公司分红政策、董事会调整或变更利润分配政策以及董事会、股东大会关于利润分配的决策程序和信息披露等情况进行监督。监事会发现董事会存在以下情形之一的，应该发表明确意见，并督促董事会及时改正：

- 1、未严格执行现金分红政策；
- 2、未严格履行现金分红相应决策程序；
- 3、未能真实、准确、完整披露现金分红政策及其执行情况。”

经核查，保荐机构认为：截止 2015 年 12 月 31 日，因发行人母公司报表可

供普通股股东分配的利润为-10,053.47 万元，发行人未进行分红，符合《公司章程》的有关规定。

三、保荐机构对发行人落实《关于进一步落实上市公司现金分红有关事项的通知》（以下简称“《通知》”）的内容逐条发表核查意见

保荐机构根据《关于进一步落实上市公司现金分红有关事项的通知》第一条至第九条的相关要求，对发行人落实相关规定情况进行了核查，具体核查情况如下：

《关于进一步落实上市公司现金分红有关事项的通知》	发行人落实情况及保荐机构意见
一、上市公司应当进一步强化回报股东的意识，严格依照《公司法》和公司章程的规定，自主决策公司利润分配事项，制定明确的回报规划，充分维护公司股东依法享有的资产收益等权利，不断完善董事会、股东大会对公司利润分配事项的决策程序和机制。	发行人于2013年4月18日召开的七届董事会第四次会议和2013年5月17日召开2012年度股东大会，审议通过了《关于修改《公司章程》部分条款的议案》，2014年4月4日召开的第七届董事会第十次会议和2014年6月26日召开的2014年第一次临时股东大会审议通过了《关于修改公司章程的议案》和《长春百货大楼集团股份有限公司重大资产重组后三年股东分红回报规划》的议案，对公司利润分配政策、公司拟实施现金分红时应同时满足的条件、分红比例等内容作出了修订，明确了公司重大资产重组后三年股东分红回报规划。 发行人于2015年10月15日召开第八届董事会第十一次会议和2015年11月4日召开的第二次临时股东大会审议并通过了《长春百货大楼集团股份有限公司2015-2017年三年股东分红回报规划》 经核查，保荐机构认为：发行人切实履行了《通知》第一条的相关要求，制定了明确的回报规划，充分维护了公司股东依法享有的资产收益等权利，并完善了董事会、股东大会对公司利润分配事项的决策程序和机制。
二、上市公司制定利润分配政策尤其是现金分红政策时，应当履行必要的决策程序。董事会应当就股东回报事宜进行专项研究论证，详细说明规划安排的理由等情况。上市公司应当通过多种渠道充分听取独立董事以及中小股东的意见，做好现金分红事项的信息披露，并在公司章程中载明以下内容：（一）公司董事会、股东大会对利润分配尤其是现金分红事项的决策程序和机制，对既定利润分配政策尤其是现金分红政策作出调整的具体条件、决策程序和机制，以及为充分听取独立董事和中小股东意见所采取的措施。	发行人制定利润分配政策尤其是现金分红政策时，已经董事会及股东大会审议通过，履行了必要的决策程序。发行人董事会就股东回报事宜进行了专项研究论证，详细说明规划安排的理由等情况。 发行人现行的《公司章程》“第八章财务、会计和审计”之“第一节财务会计制度”中已载明《通知》第二条要求的相关事项。发行人报告期内历次利润分配政策的制定均按照《公司章程》的规定严格执行。 经核查，保荐机构认为：发行人已在现行《公司章程》中载明《通知》之第二条要求所列

（二）公司的利润分配政策尤其是现金分红政策的具体内容，利润分配的形式，利润分配尤其是现金分红的期间间隔，现金分红的具体条件，发放股票股利的条件，各期现金分红最低金额或比例（如有）等。 首次公开发行股票公司应当合理制定和完善利润分配政策，并按照本通知的要求在公司章程（草案）中载明相关内容。保荐机构在从事首次公开发行股票保荐业务中，应当督促首次公开发行股票公司落实本通知的要求。	事项，并严格按照《公司章程》的规定进行利润分配政策的制定，充分保护了发行人股东的利益。
三、上市公司在制定现金分红具体方案时，董事会应当认真研究和论证公司现金分红的时机、条件和最低比例、调整的条件及其决策程序要求等事宜，独立董事应当发表明确意见。股东大会对现金分红具体方案进行审议时，应当通过多种渠道主动与股东特别是中小股东进行沟通和交流，充分听取中小股东的意见和诉求，并及时答复中小股东关心的问题。	发行人现行有效的《公司章程》的相关内容如下： 第一百七十四条公司的利润分配政策为： （一）利润分配原则：公司应实施积极的利润分配政策，重视对投资者的合理投资回报，保障利润分配政策的连续性和稳定性，并兼顾公司的可持续发展。 （二）利润分配方式：公司可以采取现金、股票或者二者相结合的方式进行利润分配。 （三）公司应积极推行以现金方式分配利润。当满足下列条件时，公司年度利润分配应优先采用现金方式： 1、公司该年度盈利且累计未分配利润为正值； 2、审计机构对公司的该年度财务报告财务报告出具无保留意见的审计报告，证券监管部门或证券交易所另有规定的除外； 3、实施现金利润分配后，公司现金能够满足公司正常经营和长期发展需要。 （四）现金分红比例的规定： 1、公司每年以现金方式分配的利润不少于当年实现的可分配利润的10%，且最近三年以现金方式累计分配的利润不少于最近三年实现的年均可分配利润的30%。具体每个年度的现金分红比例由公司董事会根据年度盈利情况、资金需求等提出分红建议和制订利润分配方案。 2、在满足现金分红条件下，公司发展阶段属成熟期且无重大现金支出安排的，进行利润分配时，现金分红在该次利润分配中所占比例最低应达到80%；公司发展阶段属成熟期且有重大现金支出安排的，进行利润分配时，现金分红在该次利润分配中所占比例最低应达到40%；公司发展阶段属成长期且有重大

	资金支出安排的，进行利润分配时，现金分红在该次利润分配中所占比例最低应达到20%。 （五）股票分红条件：公司在经营情况良好，并且董事会认为公司股票价格与公司股本规模不匹配、发放股票股利有利于公司全体股东整体利益，综合考虑公司成长性，每股净资产的摊薄等因素后，可以在满足上述现金分红的条件下实施股票股利分红。 （六）利润分配周期：在符合利润分配条件下，公司原则上按年进行利润分配，也可以根据盈利状况进行中期利润分配。 （七）保护上市公司和股东的利益：股东存在违规占用公司资金情况的，公司应当扣减该股东所分配的现金红利，以偿还其占用的资金。 第一百七十五条公司利润分配应履行的决策程序： （一）公司董事会在制定利润分配预案时，应根据公司章程的规定、公司利润情况、资金需求和股东回报规划等情况拟定，尤其是制定现金分红具体方案时，应当认真研究和论证公司现金分红的机制、条件和最低比例、调整的条件及其决策程序要求等事宜。独立董事应对利润分配预案的合理性发表明确意见。独立董事可以征集中小股东的意见，提出分红提案，并直接提交董事会审议。 （二）公司当年盈利且符合实施现金分红条件，但董事会未提出现金利润分配预案的，或未按照本章程第一百七十四条规定的现金分红政策或最低现金分红比例制定利润分配方案的，应当在年度报告中详细说明未提出现金分红或现金分红比例不足的原因、未用于现金分配的资金留存公司的用途和使用计划等、董事会会议的审议和表决情况，独立董事应对此发表独立意见，该议案提交年度股东大会审议，当年利润分配方案应当经出席股东大会的股东所持表决权的2/3以上通过。 （三）公司未按照既定的现金分红政策或最低分红比例制定利润分配方案的，公司董事长、独立董事和总经理、财务负责人等高级管理人员应当在年度报告披露之后、年度股
--	--

	东大会股权登记日之前，在公司业绩发布会中就现金分红方案相关事宜予以重点说明。未开业绩说明会的情况下，应当通过现场、网络或其他有效方式召开说明会，就相关事项与媒体、股东特别是持有公司股份的机构投资者、中小股东进行沟通和交流，及时答复媒体和股东关心的问题。 （四）公司股东大会审议董事会提交的利润分配预案。股东大会在对现金分红具体方案进行审议时，应当提供不限于网络投票方式等多种渠道与股东特别是中小股东进行沟通和交流，充分听取中小股东的意见和诉求，及时答复中小股东关心的问题。 （五）监事会对董事会执行公司分红政策、董事会调整或变更利润分配政策以及董事会、股东大会关于利润分配的决策程序和信息披露等情况进行监督。监事会发现董事会存在以下情形之一的，应该发表明确意见，并督促董事会及时改正： 1、未严格执行现金分红政策； 2、未严格履行现金分红相应决策程序； 3、未能真实、准确、完整披露现金分红政策及其执行情况。 经核查，保荐机构认为：发行人切实履行了《通知》第三条的相关要求。
四、上市公司应当严格执行公司章程确定的现金分红政策以及股东大会审议批准的现金分红具体方案。确有必要对公司章程确定的现金分红政策进行调整或者变更的，应当满足公司章程规定的条件，经过详细论证后，履行相应的决策程序，并经出席股东大会的股东所持表决权的2/3以上通过。	发行人现行有效的《公司章程》第一百七十五条规定：1、公司董事会在制定利润分配预案时，应根据公司章程的规定、公司利润情况、资金需求和股东回报规划等情况拟定，尤其是制定现金分红具体方案时，应当认真研究和论证公司现金分红的机制、条件和最低比例、调整的条件及其决策程序要求等事宜。独立董事应对利润分配预案的合理性发表明确意见。独立董事可以征集中小股东的意见，提出分红提案，并直接提交董事会审议。 2、公司当年盈利且符合实施现金分红条件，但董事会未提出现金利润分配预案的，或未按照本章程第一百七十四条规定的现金分红政策或最低现金分红比例制定利润分配方案的，应当在年度报告中详细说明未提出现金分红或现金分红比例不足的原因、未用于现金分配的资金留存公司的用途和使用计划等、董事会会议的审议和表决情况，独立董事应对此发表独立意见，该议案提交年度股

	东大会审议，当年利润分配方案应当经出席股东大会的股东所持表决权的2/3以上通过。发行人自2015年3月借壳上市以来，因新上市公司主体全额承继原上市公司主体存在的未弥补亏损，而截至本反馈意见出具之日暂未进行过现金分红，发行人将在未来满足相应条件下进行现金分红，发行人未来现金分红方案将严格执行了《公司章程》确定的现金分红政策以及股东大会审议批准的现金分红具体方案。 经核查，保荐机构认为：发行人履行了《通知》第四条的相关要求。
五、上市公司应当在定期报告中详细披露现金分红政策的制定及执行情况，说明是否符合公司章程的规定或者股东大会决议的要求，分红标准和比例是否明确和清晰，相关的决策程序和机制是否完备，独立董事是否尽职履责并发挥了应有的作用，中小股东是否有充分表达意见和诉求的机会，中小股东的合法权益是否得到充分维护等。对现金分红政策进行调整或变更的，还要详细说明调整或变更的条件和程序是否合规和透明等。	发行人2015年3月借壳上市，发行人2015年度报告在“第五节重要事项”之“一、普通股利润分配或资本公积金转增预案”部分披露了利润分配政策和现金分红政策的制定及执行情况，符合《公司章程》中对现金分红的规定或者股东大会决议的要求，分红标准和比例明确和清晰。相关的决策程序和机制完备，独立董事尽职履责并发挥了应有的作用，中小股东具有充分表达意见和诉求的机会，中小股东的合法权益得到了充分维护。 经核查，保荐机构认为：“发行人切实履行了《通知》第五条的相关要求。”
六、首次公开发行股票公司应当在招股说明书中做好利润分配相关信息披露工作：（一）披露公司章程（草案）中利润分配相关内容。（二）披露董事会关于股东回报事宜的专项研究论证情况以及相应的规划安排理由等信息。（三）披露公司利润分配政策制定时的主要考虑因素及已经履行的决策程序。利润分配政策中明确不采取现金分红或者有现金分红最低比例安排的，应当进一步披露制定相关政策或者比例时的主要考虑因素。发行人利润主要来源于控股子公司的，应当披露控股子公司的财务管理制度、章程中利润分配条款内容以及能否保证发行人未来具备现金分红能力。发行人应结合自身生产经营情况详细说明未分配利润的使用安排情况。（四）披露公司是否有未来3年具体利润分配计划。如有，应当进一步披露计划的具体内容、制定的依据和可行性。发行人应结合自身生产经营情况详细说明未分配利润的使用安排情况。（五）披露公司长期回报规划的	不适用（非首次公开发行）

具体内容，以及规划制定时主要考虑因素。 分红回报规划应当着眼于公司的长远和可持续发展，在综合分析企业经营发展实际、股东要求和意愿、社会资金成本、外部融资环境等因素的基础上，充分考虑公司目前及未来盈利规模、现金流量状况、发展所处阶段、项目投资资金需求、本次发行融资、银行信贷及债权融资环境等情况，建立对投资者持续、稳定、科学的回报机制，保持利润分配政策的连续性和稳定性。（六）在招股说明书中作“重大事项提示”，提醒投资者关注公司发行上市后的利润分配政策、现金分红的最低比例（如有）、未来3年具体利润分配计划（如有）和长期回报规划，并提示详细参阅招股说明书中的具体内容。 保荐机构应当在保荐工作报告中反映发行人利润分配政策的完善情况，对发行人利润分配的决策机制是否符合本规定，对发行人利润分配政策和未来分红规划是否注重给予投资者合理回报、是否有利于保护投资者合法权益等发表明确意见。	
七、拟发行证券的上市公司应制定对股东回报的合理规划，对经营利润用于自身发展和回报股东要合理平衡，要重视提高现金分红水平，提升对股东的回报。 上市公司应当在募集说明书或发行预案中增加披露利润分配政策尤其是现金分红政策的制定及执行情况、最近3年现金分红金额及比例、未分配利润使用安排情况，并作“重大事项提示”，提醒投资者关注上述情况。保荐机构应当在保荐工作报告中对上市公司利润分配政策的决策机制是否合规，是否建立了对投资者持续、稳定、科学的回报机制，现金分红的承诺是否履行，本通知的要求是否已经落实发表明确意见。 对于最近3年现金分红水平较低的上市公司，发行人及保荐机构应结合不同行业 and 不同类型公司的特点和经营模式、公司所处发展阶段、盈利水平、资金需求等因素说明公司现金分红水平较低的原因，并对公司是否充分考虑了股东要求和意愿、是否给予了投资者合理回报以及公司的现金分红政策是否符合上市公司股东利益最大化原则发表明确意见。	发行人重视提高现金分红水平，提升对股东的回报。在此次非公开发行预案中“第五节公司利润分配政策的制定和执行情况”详细描述了利润分配政策及执行情况，主要包括发行人《公司章程》规定的公司利润分配政策、发行人制定的未来三年（2015-2017年）股东回报规划、公司最近三年现金分红情况和公司未分配利润使用安排情况，并将该内容列为“特别提示”提醒投资者关注上述情况。 经核查，保荐机构认为：发行人切实履行了《通知》第七条的相关要求。发行人利润分配政策的决策机制合法、合规，并建立了对投资者持续、稳定、科学的回报机制。发行人充分考虑了股东要求和意愿，发行人的现金分红政策符合上市公司股东利益最大化原则。发行人最近三年未分配利润均为负值，同时发行人于2015年3月完成重大资产重组，新上市公司主体全额承继原上市公司主体存在的未弥补亏损，截止2015年12月31日，发行人母公司报表可供普通股股东分配的利润为-10,053.47万元，因此，未能达到发行人拟实施现金分红的条件。 保荐机构已在保荐工作报告中对发行人利润

	分配政策的决策机制是否合规，是否建立了对投资者持续、稳定、科学的回报机制，现金分红的承诺是否履行，对《通知》的要求是否已经落实发表了明确意见。
八、当事人进行借壳上市、重大资产重组、合并分立或者因收购导致上市公司控制权发生变更的，应当按照本通知的要求，在重大资产重组报告书、权益变动报告书或者收购报告书中详细披露重组或者控制权发生变更后上市公司的现金分红政策及相应的规划安排、董事会的情况说明等信息。	公司已在《长春百货大楼集团股份有限公司重大资产置换及发行股份购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书（草案）》之“第十二章其他重要事项”之“第五节上市公司的利润分配情况及本次交易完成后的利润分配政策”及《长春百货大楼集团股份有限公司重大资产重组后三年股东分红回报规划》（2014年）详细披露。
九、各证监局应当将本通知传达至辖区内各上市公司，督促其遵照执行。各证监局、上海及深圳证券交易所、会内相关部门应当加强对上市公司现金分红政策的决策过程、执行情况以及信息披露等事项的监管。	不适用

四、保荐机构督促发行人在年度股东大会上落实《上市公司监管指引第3号—上市公司现金分红》的相关要求。

为完善发行人利润分配政策，建立科学、稳定的分红机制，增强利润分配的透明度，结合发行人实际情况，发行人于2013年5月17日召开2012年度股东大会，审议通过了《关于修改《公司章程》部分条款的议案》，2014年4月4日召开的第七届董事会第十次会议和2014年6月26日召开的2014年第一次临时股东大会审议通过了《关于修改公司章程的议案》和制定《长春百货大楼集团股份有限公司重大资产重组后三年股东分红回报规划》的议案，并于2015年10月15日召开第八届董事会第十一次会议和2015年11月4日召开的第二次临时股东大会审议并通过了《长春百货大楼集团股份有限公司2015-2017年三年股东分红回报规划》的议案，上述文件对发行人利润分配政策、发行人拟实施现金分红时应同时满足的条件、分红比例等内容作出了修订，明确了发行人未来三年（2015-2017年）股东回报规划的内容。

上述《公司章程》修订的议案和《公司未来三年股东回报规划》议案的通过，进一步完善了发行人的利润分配政策，符合《上市公司监管指引第3号—上市公司现金分红》的精神。

经核查公司三会会议文件及发行人《公司章程》等相关文件，保荐机构认为：发行人在《公司章程》和《长春百货大楼集团股份有限公司2015-2017年三年

股东分红回报规划》中进一步明确了现金分红政策，完善了现金分红的决策程序和机制，在考虑对股东持续、稳定的回报基础上，强化回报意识，更加注重对投资者稳定、合理的回报，有利于保护投资者合法权益，不存在损害发行人利益和中小股东利益的情况。发行人现行有效的《公司章程》和《长春百货大楼集团股份有限公司 2015-2017 年三年股东分红回报规划》符合《上市公司监管指引第 3 号—上市公司现金分红》的相关要求。

4、发行人 2015 年 3 月完成重大资产重组，请发行人补充说明重大资产重组标的资产业绩承诺及兑现情况，并补充说明报告期内标的资产的关联交易情况。截至 2015 年 12 月 31 日止，公司前次募集资金累计投入募投项目 40,030.69 万元，使用闲置募集资金暂时补充流动资金 22,000 万元，请发行人补充说明使用募集资金暂时补充流动资金的合理性及合规性，请保荐机构核查上述事项并发表明确意见。

【回复】：

一、业绩承诺及实现情况

（一）业绩承诺

中天能源的控股股东中泰博天（现名“青岛中天资产管理有限公司”）与长百集团（中天能源前身）于 2014 年 6 月 10 日签署了《业绩补偿协议》，中泰博天、中能控股与长百集团于 2014 年 10 月 27 日签署了《业绩补偿协议之补充协议》，协议约定中泰博天承诺中天能源在本次重大资产重组完成后连续三年（含完成当年）实现的净利润不低于中企华评报字（2014）第 3206 号《评估报告》中采用收益法评估结论的公司归属于母公司净利润合计数，具体承诺净利润数如下表：

单位：万元

年度	2014 年度	2015 年度	2016 年度
承诺净利润	14,500	21,000	35,000

上表中的承诺净利润系基于中企华评报字（2014）第 3206 号《评估报告》对中天能源 2014-2016 年盈利预测数 14,480.40 万元、20,483.51 万元、28,013.19 万元的基础上，综合考虑该次成本法估值中的制造业板块及在建的 LNG 工厂板块业务未来的盈利预期情况，并经利润承诺方与长百集团充分协商所确定的。

2015 年 1 月 21 日，中泰博天、中能控股与长百集团签署了《业绩补偿协议

之补充协议（二）》，中泰博天、中能控股承诺中天能源 2015 年-2017 年的净利润数如下表：

单位：万元

年度	2015 年度	2016 年度	2017 年度
承诺净利润	21,000	35,000	39,500

上表中的承诺净利润系基于中企华评报字（2015）第 3022 号《评估报告》对中天能源 2015-2017 年盈利预测数 19,815.53 万元、26,029.18 万元、29,028.38 万元的基础上，综合考虑该次成本法估值 3.5 亿元中的制造业板块及在建的 LNG 工厂板块业务未来的盈利预期情况，并经利润承诺方与长百集团充分协商所确定。

（二）业绩兑现情况

根据立信会计师对青岛中天能源股份有限公司出具的审计报告，青岛中天能源股份有限公司 2015 年净利润和扣除非经常性损益后的归属于母公司的净利润分别为 29,100.94 万元和 21,927.55 万元，已完成业绩承诺的要求。

二、报告期内标的资产的关联交易情况

报告期内中天能源的关联交易具体情况如下：

（一）经常性关联交易

1、采购

单位：元

关联方年度	2016 年 1-3 月	2015 年度	2014 年度	2013 年度	主要交易 内容	关联交易定价方 式
安徽合能	-	-	-	3,286,723.75	天然气	市场价
嘉兴特欧	-	-	-	776,200.02	材料	市场价
山西众能	-	-	823,794.69	-	天然气	市场价

注：安徽合能已于 2013 年转让，嘉兴特欧已于 2014 年转让。

2、销售

单位：元

关联方年度	2016 年 1-3 月	2015 年度	2014 年度	2013 年度	主要交易内容	关联交易定价方 式
嘉兴特欧	-	-	10,766.67	35,281.33	天然气汽车改 装设备	市场价
上海众能	-	-	-	967,026.15	天然气	市场价

注：嘉兴特欧已于 2014 年转让，上海众能已于 2014 年注销。

上述关联交易系正常业务往来，均参照市场价格和同期同类商品定价，价格公允、适当，2015 年后未再发生经常性的关联采购和销售。

3、关键管理人员薪酬

公司向关键管理人员支付报酬：

单位：万元

项目名称	2016 年 1-3 月	2015 年度	2014 年度	2013 年度
关键管理人员薪酬	78.64	292.91	193.68	206.04

发行人存在一定的日常经营关联交易。发行人与关联方之间的日常交易按照一般市场经营规则进行，与其他同类产品或服务的客户同等对待。公司与关联方之间不可避免的关联交易，公司已履行适当的审批程序，遵照公开、公平、公正的市场原则进行，并参照公司同类产品客户的销售价格、结算方式作为定价和结算的依据。

（二）偶发性关联交易

1、关联方担保

截至 2016 年 3 月 31 日，中天能源与关联方的互相担保情况如下：

担保方	被担保方	担保金额（元）	担保起始日	担保到期日	担保是否已经履行完毕
青岛中天	武汉中能	60,000,000.00	2015.11.26	2018.11.25	否
青岛中天	湖北合能	80,000,000.00	2014.11.18	2021.11.27	否
武汉中能	湖北合能	80,000,000.00	2014.11.18	2021.11.27	否
青岛中天	湖北合能	50,000,000.00	2015.1.1	2022.1.4	否
武汉中能	湖北合能	50,000,000.00	2015.1.1	2022.1.4	否
青岛中天	湖北合能	30,000,000.00	2015.2.3	2022.2.2	否
武汉中能	湖北合能	30,000,000.00	2015.2.3	2022.2.2	否
青岛中天	湖北合能	50,000,000.00	2015.4.3	2022.4.2	否
武汉中能	湖北合能	50,000,000.00	2015.4.3	2022.4.2	否
青岛中天	湖北合能	16,500,000.00	2015.8.11	2021.11.27	否
武汉中能	湖北合能	16,500,000.00	2015.8.11	2021.11.27	否
武汉中能	青岛中天	30,000,000.00	2015.9.30	2016.10.11	否
黄博	青岛中天	30,000,000.00	2015.9.30	2016.10.11	否
宁晓燕	青岛中天	30,000,000.00	2015.9.30	2016.10.11	否
青岛宇恒	青岛中天	30,000,000.00	2015.9.30	2016.10.11	否
黄博	青岛中天	40,000,000.00	2016.3.9	2019.3.8	否
黄博	青岛中天	30,000,000.00	2016.3.14	2019.3.13	否

担保方	被担保方	担保金额（元）	担保起始日	担保到期日	担保是否已经履行完毕
邓天洲	青岛中天	30,000,000.00	2015.5.28	2016.5.29	否
江苏中能	青岛中天	30,000,000.00	2015.9.25	2016.9.24	否
中能通用	青岛中天	30,000,000.00	2015.9.25	2016.9.24	否
中天资产	青岛中天	30,000,000.00	2015.9.25	2016.9.24	否
湖北合能	青岛中天	30,000,000.00	2015.9.25	2016.9.24	否
武汉中能	青岛中天	30,000,000.00	2015.9.25	2016.9.24	否
江苏中能	青岛中天	30,000,000.00	2015.9.25	2016.9.24	否
中能通用	青岛中天	30,000,000.00	2015.9.25	2016.9.24	否
中天资产	青岛中天	30,000,000.00	2015.9.25	2016.9.24	否
湖北合能	青岛中天	30,000,000.00	2015.9.25	2016.9.24	否
武汉中能	青岛中天	30,000,000.00	2015.9.25	2016.9.24	否
江苏中能	青岛中天	30,000,000.00	2015.12.30	2016.12.30	否
中能通用	青岛中天	30,000,000.00	2015.12.30	2016.12.30	否
中天资产	青岛中天	30,000,000.00	2015.12.30	2016.12.30	否
湖北合能	青岛中天	30,000,000.00	2015.12.30	2016.12.30	否
武汉中能	青岛中天	30,000,000.00	2015.12.30	2016.12.30	否
江苏中能	青岛中天	50,000,000.00	2016.3.30	2017.3.29	否
中能通用	青岛中天	50,000,000.00	2016.3.30	2017.3.29	否
中天资产	青岛中天	50,000,000.00	2016.3.30	2017.3.29	否
湖北合能	青岛中天	50,000,000.00	2016.3.30	2017.3.29	否
武汉中能	青岛中天	50,000,000.00	2016.3.30	2017.3.29	否
中天能源	青岛中天	192,000,000.00	2016.5.9	2018.5.8	否
中天能源	浙江中天	80,000,000.00	2016.3.31	2017.3.30	否

注:上述担保均系发行人母子公司之间担保或外部关联方向发行人子公司提供的担保。

2、关联方应收应付款余额

（1）应收关联方款项

单位：元

会计科目	关联方名称	2016.3.31	2015.12.31	2014.12.31	2013.12.31
应收账款	山东天然气	-	174,280.39	174,280.39	174,280.39
预付账款	嘉兴特欧	-	-	-	75,000.00
其他应收款	嘉兴特欧	-	-	-	2,962,166.79
其他应收	湘潭昆仑	-	-	27,475.00	-

款					
其他应收款	嘉兴力欧	-	-	-	78,700.00

注：安徽合能已于 2013 年转让，嘉兴特欧已于 2014 年转让，上海众能已于 2014 年注销，湘潭昆仑已于 2015 年转让，嘉兴力欧重大资产重组前曾为青岛中天股东。

（2）公司应付关联方款项

单位：元

会计科目	关联方	2016.3.31	2015.12.31	2014.12.31	2013.12.31
其他应付款	中天资产	-	-	6,762,026.5	-
其他应付款	青岛加中	-	-	16,543.50	16,543.50
预收账款	上海众能	-	-	-	15,381.65
预收账款	山西众能	-	559,800.00	-	-

注：青岛加中已于 2014 年转让，上海众能已于 2014 年注销。

3、关联方资金占用

截至 2016 年 3 月 31 日，中天能源不存在非经营性资金占用情况。

三、使用募集资金暂时补充流动资金的合理性及合规性

（一）合理性

近年来公司业务快速增长，导致公司营运资金的需求快速增加，报告期内营运资金相关数据如下：

单位：万元

项目	2013 年	2014 年	2015 年
营业收入	76,011.31	119,626.34	197,895.36
应收票据	395.54	269.58	4,461.99
应收账款	21,811.00	18,475.79	17,363.92
预付账款	9,223.19	15,712.83	48,946.22
存货	11,049.90	10,007.95	12,033.51
各项经营性资产合计	42,479.63	44,466.15	82,805.64
应付票据	1,112.00	-	-
应付账款	4,674.43	5,609.59	13,332.01
预收账款	2,351.95	2,202.85	1,755.55
各项经营性负债合计	8,138.38	7,812.44	15,087.56
流动资金占用额	34,341.25	36,653.71	67,718.08
流动资金需求额		2,312.46	31,064.37

如上表，2015 年公司存在 31,064.37 万元营运资金缺口。为提高募集资金使用效率，降低公司运营成本，维护公司和股东的利益，满足公司业务增长对流动

资金的需求，在保证募集资金投资项目资金需求的前提下，公司当年两次共使用闲置募集资金暂时补充流动资金 22,000 万元，补流金额小于营运资金缺口。

综上，2015 年公司使用闲置募集资金暂时补充流动资金具有合理性。

（二）合规性

公司于 2015 年 8 月 4 日召开第八届董事会第六次会议，会议审议通过《关于使用部分闲置募集资金暂时补充流动资金的议案》，同意公司使用部分闲置募集资金 10,000 万元暂时用于补充流动资金，使用期限自董事会审议通过之日起不超过 12 个月；公司第八届监事会第四次会议审议通过了《关于使用部分闲置募集资金暂时补充流动资金的议案》；公司独立董事亦发表了同意的意见；同时，保荐机构东兴证券股份有限公司出具了《东兴证券股份有限公司关于长春百货大楼集团股份有限公司使用部分闲置募集资金暂时补充流动资金的核查意见》并进行了公告。

公司于 2015 年 10 月 28 日召开第八届董事会第十四次会议，会议审议通过《关于使用部分闲置募集资金暂时补充流动资金的议案》，同意公司使用部分闲置募集资金 12,000 万元暂时用于补充流动资金，使用期限自董事会审议通过之日起不超过 12 个月；公司第八届监事会第八次会议审议通过了《关于使用部分闲置募集资金暂时补充流动资金的议案》；公司独立董事亦发表了同意的意见；同时，保荐机构东兴证券股份有限公司出具了《东兴证券股份有限公司关于长春百货大楼集团股份有限公司使用部分闲置募集资金暂时补充流动资金的核查意见》并进行了公告。

综上，2015 年公司使用闲置募集资金暂时补充流动资金合法合规。

四、保荐机构核查意见

保荐机构查阅了相关业绩补偿协议及补充协议、会计师对发行人 2014 年度和 2015 年度出具的审计报告，访谈了相关高管，了解了业绩实现和关联交易情况；对公司营运资金需求进行了测算并查阅了闲置募集资金暂时补充流动资金相关的公告、董事会决议、监事会决议以及独立董事和保荐机构的意见。

经核查，保荐机构认为：截至 2015 年发行人已经兑现了重组上市时候的业绩承诺；关联交易价格公允，不存在非经营行资金占用行为；发行人使用闲置募集资金暂时补充流动资金合理合规，履行了必要的程序，符合《上市公司监管指引

第 2 号—上市公司募集资金管理和使用的监管要求》、《上海证券交易所上市公司募集资金管理办法》等有关规定的要求。

5、根据本次发行预案，本次参与认购的发行对象邓天洲、黄博为申请人实际控制人。请保荐机构和申请人律师核查其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，如是，就该等情形是否违反《证券法》第四十七条以及《上市公司证券发行管理办法》第三十九条第（七）项的规定发表明确意见；如否，请出具承诺并公开披露。

【回复】：

一、保荐机构就邓天洲、黄博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的核查意见

本次非公开发行股票定价基准日为发行期首日，截至本回复出具之日尚未确定。因此，保荐机构对邓天洲、黄博在本次发行的董事会决议公告日（2016 年 4 月 23 日）前六个月，即 2015 年 10 月 23 日起的持股情况进行了核查。

根据中国证券登记结算有限责任公司北京分公司于 2016 年 7 月 25 日出具的邓天洲先生和黄博先生的《信息披露义务人持股及股份变更查询证明》，邓天洲先生和黄博先生及该二人控制的青岛中天资产管理有限公司和中国能源控股有限公司自 2015 年 10 月 23 日至中国证券登记结算有限责任公司北京分公司出具的查询证明截止日（即 2016 年 7 月 25 日）的核查期间内，不存在减持公司股票的情况。另外，邓天洲和黄博控制的 Skywide Energy Limited、Sinoengery Corporation 和嘉兴天际利贞股权投资基金管理有限公司未持有发行人股份。

发行人实际控制人邓天洲先生和黄博先生于 2016 年 7 月 25 日就本次发行完成后六个月内不减持公司股票作出如下承诺：“自本声明承诺函出具之日起至中天能源本次非公开发行股票完成后六个月内，本人不存在直接或间接减持中天能源股份的计划。如违反上述内容的，相关减持行为所得的收益将全部归中天能源所有，如同时导致中天能源遭受损失或处罚的，本人将承担全部法律责任，并及时、足额地向中天能源作出赔偿或补偿”。

邓天洲先生和黄博先生出具的上述承诺已在证券交易所、证监会指定信息披露网站上公开披露。

经核查，保荐机构认为：邓天洲先生和黄博先生从定价基准日前六个月至本

次发行完成后六个月内不存在减持情况或减持计划。

二、律师核查意见

根据发行人律师出具的《北京市中伦律师事务所关于长春中天能源股份有限公司非公开发行业股票的补充法律意见书》，发行人律师认为：邓天洲和黄博在本次发行的董事会决议公告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。

6、请保荐机构、律师核查本次收购青岛中天石油投资有限公司 49.74%股权并出资的行为是否属于重大资产重组管理办法第四十三条第三款规定的情况。

【回复】：

《上市公司重大资产重组管理办法》第四十三条第三款规定“特定对象以现金或者资产认购上市公司非公开发行的股份后，上市公司用同一次非公开发行所募集的资金向该特定对象购买资产的，视同上市公司发行股份购买资产”。

经核查，发行人本次收购中天石油投资 49.74%股权并出资不属于特定对象以现金或者资产认购上市公司非公开发行的股份后，上市公司用同一次非公开发行所募集的资金向该特定对象购买资产的情形，具体原因如下：

一、本次发行的发行对象为邓天洲、黄博以及发行人在取得本次发行的核准批文后依法以竞价方式确定的其他发行对象，而发行人本次收购中天石油投资 49.74%股权的交易对方为天际泓盛，邓天洲和黄博仅为天际泓盛的有限合伙人；

二、发行人本次发行的募集资金总额为 230,000 万元，而发行人为收购中天石油投资 49.74%股权所需支付的对价为 5,000 万元（平价），后者占前者的比例为 2.17%；

三、发行人收购中天石油投资 49.74%股权的最终目的为通过中天石油投资的孙公司卡尔加里中天收购加拿大油气田公司 Long Run；

四、根据邓天洲和黄博出具的相关声明文件，在收购 Long Run 的交易完成前，其并未通过任何直接或间接方式持有 Long Run 发行在外的流通普通股或次级无担保债券；

五、本次发行的募集资金将在扣除全部发行费用后用于收购中天石油投资 49.74%股权并出资，以及江阴液化天然气集散中心 LNG 储配站项目、偿还银行

贷款及补充流动资金，本次发行的募集资金并非专门用于本次收购中天石油投资 49.74% 股权并出资

六、根据加拿大律师事务所 McCarthy Tetrault LLP 出具的法律文件，截至有关收购 Long Run 在外流通普通股或次级无担保债券的安排协议生效之日，Long Run 的在册股东和债券持有人清单中不包含邓天洲和黄博，以及邓天洲和黄博控制的青岛中天资产管理有限公司、中国能源控股有限公司（Sinoenergy Holding Limited）、Skywide Energy Limited、Sinoenergy Corporation 和嘉兴天际利贞股权投资基金管理有限公司。从而最终用于收购 Long Run。

综上，保荐机构和律师认为，发行人本次收购中天石油投资 49.74% 股权并出资的行为不属于《上市公司重大资产重组管理办法》第四十三条第三款规定的情形。

7、请申请人、保荐机构、律师说明经营液化天然气 LNG 项目，除需要履行固定资产投资备案程序外，是否还需要取得相关的经营资质许可。

【回复】：

一、除需要履行固定资产投资备案程序外，经营液化天然气 LNG 项目是否还需要取得相关的经营资质许可

江阴液化天然气（LNG）集散中心建成后，江苏泓海将利用该集散中心经营液化天然气的接收、储存、销售和分销业务。

适用于江苏泓海上述业务经营的主要相关规定如下：

（一）《城镇燃气管理条例》规定，国家对燃气经营实行许可证制度，从事燃气经营活动的企业符合相关条件的，由县级以上地方人民政府燃气管理部门核发燃气经营许可证。

（二）《燃气经营许可管理办法》规定，从事燃气经营活动的，应当依法取得燃气经营许可，并在许可事项规定的范围内经营，燃气经营许可证由县级以上地方人民政府燃气管理部门核发。

（三）《特种设备安全法》规定，移动式压力容器、气瓶充装单位，应当具备相应条件，并经负责特种设备安全监督管理的部门许可，方可从事充装活动。

（四）《特种设备安全监察条例》规定，移动式压力容器、气瓶充装单位应当经省、自治区、直辖市的特种设备安全监督管理部门许可，方可从事充装活动。

因此，就液化天然气的储存、销售和业务推广而言，在江阴液化天然气集散中心建成后、实际开展该等业务前，江苏泓海主要应当取得当地县级以上地方人民政府燃气管理部门核发的燃气经营许可证，同时因涉及液化天然气罐车的运输方式，其还应取得当地省级特种设备安全监督管理部门核发的移动式压力容器、气瓶充装许可证。

二、保荐机构及律师核查意见

经查阅江苏泓海出具的相关声明文件和江苏泓海现行有效的《企业法人营业执照》，相关燃气经营许可管理条例，访谈发行人实际控制人，保荐机构及律师认为：除需履行项目的固定资产投资备案程序外，江苏泓海在江阴液化天然气集散中心建成后、实际开展经营液化天然气的销售、储存和推广业务前，需取得的主要经营资质为当地政府核发的燃气经营许可证和移动式压力容器、气瓶充装许可证，如江苏泓海实际经营其他涉及行政许可的业务，其还应取得其他相应许可文件。

二、一般问题

1、发行人 2015 年营业收入及净利润水平大幅增加，请发行人说明原因及合理性。

【回复】：

一、营业收入大幅增加的原因及合理性

2014 年度、2015 年度，发行人主营业务收入构成及分析情况如下：

（一）分产品主营业务收入构成分析

单位：万元

项目	2015 年度		2014 年度	
	营业收入	比例	营业收入	比例
天然气	184,669.33	93.56%	110,129.33	92.39%
天然气储运设备	3,066.79	1.55%	6,569.94	5.51%
天然气汽车改装设备	277.75	0.14%	2,503.06	2.10%
燃料油	6,793.73	3.44%	-	-
其他	2,583.05	1.31%	-	-
总计	197,390.64	100.00%	119,202.33	100.00%

发行人主营业务为天然气的生产与销售。2014 年度、2015 年度，发行人天然气生产和销售业务收入占主营业务收入的比重分别为 92.39%和 93.56%，是发行人主营业务收入和营业利润的主要来源。

（二）分地区主营业务收入及构成分析

单位：万元

地区名称	2015 年度		2014 年度	
	主营收入	主营成本	主营收入	主营成本
东北地区	156.95	138.40	525.61	505.72
华北地区	12,344.67	10,044.60	2,431.90	1,692.17
华东地区	89,998.81	73,251.26	69,543.91	53,892.58
华中地区	36,621.57	29,258.86	42,374.61	30,778.85
华南地区	54,799.32	40,610.93	2,158.79	1,771.92
西北地区	163.32	152.79	813.81	591.24
西南地区	722.96	428.96	1,353.69	975.90
国外	2,583.05	1,650.78	-	-
总计	197,390.64	155,536.57	119,202.33	90,208.37

2014 年度、2015 年度，华北地区、华东地区、华中地区和华南地区收入主要来自天然气业务，东北地区、西北地区和西南地区主要来自制造业业务。

（三）主营业务收入增长情况分析

单位：万元

产品	2015 年度		2014 年度
	金额	同比增长	金额
天然气	184,669.33	67.68%	110,129.33
天然气储运设备	3,066.79	-53.32%	6,569.94
天然气汽车改装设备	277.75	-88.90%	2,503.06
燃料油	6,793.73	-	-
其他	2,583.05	-	-
总计	197,390.64	65.59%	119,202.33

2014 年度、2015 年度，天然气业务营业收入分别为 110,129.33 万元和 184,669.33 万元，2015 年度较 2014 年度增长 67.68%。

报告期内发行人天然气业务的产能与产量情况如下表：

项目	2015 年度	2014 年度
供气能力（万立方米）	96,041.00	45,000.00
营业收入（万元）	184,669.33	110,129.33
实际供气量（万立方米）	62,754.20	31,146.71
平均供气价格（元/立方米）	2.94	3.54

随着发行人业务规模的壮大，销售量逐年上升，致使天然气业务收入大幅上升。2015 年度天然气实际供气量比 2014 年度增长 101.48%，主要原因是华东和华南地区大力拓展 LNG 分销业务，销售量大幅上升。

二、净利润水平大幅增加的原因及合理性

（一）发行人利润的主要来源分析

2014 年、2015 年发行人毛利主要来源情况如下：

单位：万元

项目	2015 年度		2014 年度	
	毛利	比例	毛利	比例
天然气	39,971.07	95.50%	26,105.14	90.04%
天然气储运设备	850.45	2.03%	2,267.85	7.82%
天然气汽车改装设备	58.46	0.14%	620.97	2.14%
燃料油	41.82	0.10%	-	-
其他	932.27	2.23%	-	-
总计	41,854.06	100.00%	28,993.97	100.00%

2014 年度和 2015 年度，发行人毛利总计 28,993.97 万元和 41,854.06 万元。2015 年较 2014 年增长 44.36%，其变化主要受营业收入增长的影响。

（二）期间费用分析

报告期内各期期间费用情况如下表所示：

单位：万元

项目	2015 年度	2014 年度
销售费用	826.50	436.43
管理费用	5,572.49	4,465.45
财务费用	3,741.07	3,765.14
合计	10,140.06	8,667.02

2014 年和 2015 年度，发行人期间费用合计 8,667.02 万元和 10,140.06 万元，总体趋于稳定，2015 年较 2014 年增加 17%，其变化主要受公司业务规模扩大的

影响。

（三）净利润分析

项目	2015 年度	2014 年度
净利润	37,413.38	20,706.34

在收入增长幅度较大的情况下,发行人 2015 年毛利较 2014 年增长了 44.36%,增长幅度高于同期期间费用的增长率 17%,导致 2015 年净利润较 2014 年增长 80.69%,取得了较大幅度增长。

2、请申请人说明,自本次非公开发行相关董事会决议日前六个月起至今,除本次募集资金投资项目以外,公司实施或拟实施的重大投资或资产购买的交易内容、交易金额、资金来源、交易完成情况或计划完成时间。同时,请申请人说明有无未来三个月进行重大投资或资产购买的计划。请申请人结合上述情况说明公司是否存在变相通过本次募集资金补充流动资金以实施重大投资或资产购买的情形。请保荐机构对上述事项进行核查,并就申请人是否存在变相通过本次募集资金补充流动资金已实施重大投资或资产购买的情形发表意见。上述重大投资或资产购买的范围,参照证监会《上市公司信息披露管理办法》、证券交易所《股票上市规则》的有关规定。

【回复】:

一、自本次非公开发行相关董事会决议日前六个月起至今,除本次募集资金投资项目以外,公司实施或拟实施的重大投资或资产购买

本次非公开发行的董事会决议日为公司第八届董事会第二十四次会议召开日,即 2016 年 4 月 21 日。自本次非公开发行相关董事会决议日前六个月起至今,即 2015 年 10 月 21 日至今,在此期间除本次募集资金投资项目以外公司重大投资或资产购买情况如下:

交易内容	交易金额	资金来源	交易完成情况
收购青岛中天石油天然气有限公司 38.5%股权并出资	23,154.95 万元	借款及自有资金	该交易已完成,2015 年 11 月 6 日,已在青岛市工商行政管理局完成工商变更

二、未来三个月进行重大投资或资产购买的计划

截至本反馈意见回复出具日,除本次募集资金投资项目以外,公司尚未有明确的未来重大投资或资产购买计划,但根据公司业务发展和行业、市场的变化,

不排除未来三个月进行重大投资或资产购买。

三、公司是否存在变相通过本次募集资金补充流动资金以实施重大投资或资产购买的情形

根据本反馈意见“一、重点问题”之第1大问题第(4)小问题的回复,2016-2018年中天能源的营运资金需求缺口为 80,772.32 万元,远大于本次募集资金用于补充流动资金的金额 59,336 万元,本次募集资金补充流动资金具备必要性和合理性。

公司已根据《公司法》、《证券法》、《上市公司证券发行管理办法》、《上市公司监管指引第2号—上市公司募集资金管理和使用的监管要求》、《上海证券交易所股票上市规则》等有关规定,结合公司实际情况,制定了募集资金管理制度,对募集资金的存管、使用、变更、监督和责任追究等内容进行了明确的规定,以提高募集资金使用效率,保护投资者利益。本次发行募集资金到位后,公司将严格遵守募集资金管理制度的规定,开设募集资金专项账户,并及时与保荐机构、存储银行等签署三方监管协议,配合其对公司募集资金使用的监督和检查,以保证募集资金合理规范使用。

本次募集资金用途已经公司董事会及股东大会审议通过,公司不存在变相通过本次募集资金补充流动资金以实施重大投资或资产购买的情形。本次募集资金到位后,公司将严格按照中国证监会核准用途使用,不通过本次补充流动资金实施重大投资或资产购买。

四、保荐机构核查

保荐机构通过核查发行人本次非公开发行相关董事会决议日前六个月至今的对外投资情况、公告文件以及财务报表,查看上述期间内的三会文件,访谈发行人的高管和相关业务人员等方式,对发行人上述说明事项进行了核查。

经核查,保荐机构认为:(1)自本次非公开发行相关董事会决议日前六个月起至今,公司存在重大投资项目,项目已经实施完毕;(2)除本次募集资金投资项目以外,公司目前尚未有明确的未来重大投资或资产购买计划,但不排除未来三个月进行重大投资或资产购买;(3)本次募集资金补充流动资金具备必要性和合理性,公司不存在变相通过本次补充流动资金实施重大投资或资产购买的情形。

3、请申请人公开披露本次发行当年每股收益、净资产收益率等财务指标与

上年同期相比，可能发生的变化趋势和相关情况，如上述财务指标可能出现下降的，应对本次发行摊薄即期回报的情况进行风险提示。同时，请申请人公开披露将采用何种措施以保证此次募集资金有效使用、有效防范即期回报被摊薄的风险、提高未来的回报能力。如有承诺的，请披露具体内容。

【回复】：

根据证监会《关于首发及再融资、重大资产重组摊薄即期回报有关事项的指导意见》（证监会公告〔2015〕31号）等文件的有关规定，公司已就本次非公开发行股票事宜对发行当年每股收益、净资产收益率等财务指标与上年同期相比，可能发生的变化趋势和相关情况进行了分析，对本次发行摊薄即期回报的情况进行风险提示，并提出了具体的填补回报措施。为保证公司填补回报措施能够得到切实履行，公司的控股股东、实际控制人、董事、高级管理人员做出了相关承诺。

一、公司履行的信息披露义务

关于非公开发行股票摊薄即期回报对公司主要财务指标的影响及填补措施相关内容已经公司2016年4月23日召开的第八届董事会第二十四次会议审议通过并进行了公告，并经公司于2016年5月21日召开的2016年第二次临时股东大会审议通过。

公司在《非公开发行股票预案》中披露了公司董事会对本次非公开发行摊薄即期回报的影响的分析，说明了即期回报摊薄对公司主要财务指标的影响、公司采取的填补措施，以及公司控股股东、实际控制人和董事、高级管理人员对公司本次非公开发行摊薄即期回报采取填补措施的承诺等，并作为重大事项进行了特别提示。

二、公司控股股东、实际控制人、董事、高级管理人员对关于本次发行摊薄即期回报采取填补措施的承诺

公司控股股东中天资产、实际控制人邓天洲先生、黄博先生出具承诺：

“依照法律、法规与公司章程的有关规定行使相关职能，不越权干预公司经营管理活动，不侵占公司利益。”

公司董事、高级管理人员将忠实、勤勉地履行职责，维护公司和全体股东的合法权益。若本次非公开发行完成当年基本每股收益或稀释每股收益低于上年度，导致公司即期回报被摊薄，上市公司的董事、高级管理人员将根据中国证监会相

关规定，履行如下承诺，以确保上市公司的填补回报措施能够得到切实履行：

“1、承诺不无偿或以不公平条件向其他单位或者个人输送利益，也不采用其他方式损害公司利益；

2、承诺对董事和高级管理人员的职务消费行为进行约束；

3、承诺不动用公司资产从事与其履行职责无关的投资、消费活动；

4、承诺未来由董事会或薪酬委员会制定的薪酬制度与公司填补回报措施的执行情况相挂钩；

5、承诺未来公布的公司股权激励的行权条件与公司填补回报措施的执行情况相挂钩。”

4、请申请人、保荐机构核查除邓天洲、黄博以外，天际泓盛、嘉兴盛天的其他出资人与上市公司是否存在关联关系。

【回复】：

一、 天际泓盛的其他出资人与上市公司是否存在关联关系

除邓天洲、黄博外，天际泓盛的其他出资人包括西藏盛世景、天际利贞、王好、欧加林、吴卫东、段玥怡、戴晓媛、邓俊、詹重兴及杨晓红。

其中，天际利贞中邓天洲和黄博的出资占比合计 70%，与上市公司存在关联关系；吴卫东任上市公司控股股东青岛中天资产管理有限公司的高管，与上市公司存在关联关系。其他出资人与上市公司均不存在关联关系。

二、 嘉兴盛天的其他出资人与上市公司是否存在关联关系

嘉兴盛天的出资人包括西藏盛世景、深圳盛世景、盛世景资管和天际泓盛。

其中，天际泓盛虽然由普通合伙人西藏盛世景执行合伙事务，全权负责合伙企业及投资业务以及其他合伙事务之管理、运营、控制、决策的全部职权，但是邓天洲和黄博的认缴出资比例为 51.61%，上市公司控股股东的高管吴卫东的认缴出资比例为 6.53%，因此，从谨慎角度考虑，天际泓盛与上市公司之间存在关联关系。

除天际泓盛外，嘉兴盛天的其他出资人均与上市公司不存在关联关系。

三、保荐机构核查意见

经查阅天际泓盛和嘉兴盛天自设立以来的工商档案、合伙人协议，查阅其他出资人公开披露的股权结构，查询企业信用信息及其他出资人出具的相关声明承

诺函等。

保荐机构认为：天际利贞、吴卫东及天际泓盛与上市公司存在关联关系；其他出资人包括西藏盛世景、王好、欧加林、段玥怡、戴晓媛、邓俊、詹重兴、杨晓红、深圳盛世景及盛世景资管与上市公司之间均不存在关联关系。

5、请申请人、保荐机构说明截止到目前江阴液化天然气集散中心 LNG 储备站项目土地使用权证的办理情况。请保荐机构核查若无法及时办理土地使用权证，是否会影响本次募集资金投资项目的正常开展。

【回复】：

江阴液化天然气集散中心 LNG 储备站项目选址位于江苏省江阴市，该区域交通方便，水、电、通信等配套设施较为完善。公司已于 2016 年 6 月 12 日取得苏（2016）江阴市不动产权第 0000054 号不动产权证书。

经保荐机构核查，该项目已取得土地使用权证，不会影响本次募集资金投资项目的正常开展。

6、请披露最近五年被证券监管部门和交易所采取监管措施或处罚的情况，以及相应整改措施；同时要求保荐机构就相应事项及整改措施进行核查，并就整改效果发表意见。

【回复】：

截至本反馈意见出具之日，公司最近五年不存在被证券监管部门和交易所采取监管措施或处罚的情况，具体情况如下：

1、公司最近五年被证券监管部门和交易所处罚的情况

公司最近五年不存在被证券监管部门和交易所处罚的情况。

2、公司最近五年被证券监管部门和交易所采取监管措施以及相应整改情况

公司最近五年不存在被证券监管部门和交易所采取监管措施的情况。

（此页无正文，为长春中天能源股份有限公司《关于长春中天能源股份有限公司非公开发行股票申请文件反馈意见的回复》之盖章页）

长春中天能源股份有限公司

2016 年 8 月 10 日

（此页无正文，为东兴证券股份有限公司《关于长春中天能源股份有限公司非公开发行股票申请文件反馈意见的回复》之签字盖章页）

保荐代表人：

(李刚安)

(陈海峰)

东兴证券股份有限公司

2016 年 8 月 10 日