

**北京卓信大华资产评估有限公司关于**  
**《中国证监会行政许可项目审查一次反馈意见通知书》**  
**（171453 号）的回复**

中国证券监督管理委员会：

根据贵会 2017 年 8 月 30 日下发的《中国证监会行政许可项目审查一次反馈意见通知书》（171453 号），北京卓信大华资产评估有限公司作为《内蒙古蒙电华能热电股份有限公司上市公司发行可转换为股票的公司债券核准》项目的评估机构，对反馈意见中的有关事项进行了认真讨论和研究，对反馈意见涉及的评估问题进行了核查落实，并出具相关反馈意见回复及相关核查意见，现提交贵会，请予审核。

回复说明如下：

**问题 1：**

一、2、（4）本次评估采用收益法作为评估结果。北方龙源风电在评估基准日的股东全部权益评估前账面价值 168,888.19 万元，采用收益法评估值为 230,796.68 万元。增值 61,908.49 万元，增值率 36.66%。标的公司为风力发电企业，影响营业收入的重要因素上网电价受国家发改委宏观调控，具有不确定性。采用收益法的资产评估结果表中，标的资产的收入及净利润从 2018 年至 2023 年持续稳定增长。请申请人说明采用基于未来现金流量折现的收益法作为评估方法是否适用于标的资产，相应的评估假设、评估参数是否合理，相关信息披露和风险揭示是否充分。请评估师核查并发表意见。

**【评估师回复】**

一、关于“标的公司为风力发电企业，影响营业收入的重要因素上网电价受国家发改委宏观调控，具有不确定性”问题的回复

**（一）国家风电电价定价机制的发展演变**

我国风电行业上网电价的定价机制多年来不断调整完善，共经历了五个不同的历史阶段：

第一阶段，完全竞争上网阶段，即 20 世纪 80 年代末至 1998 年左右。该时期我国风电发展处于初期示范阶段，由于发电设备基本上是由国外援助资金购买的，上网电价很低，其水平基本上与燃煤电厂持平，每千瓦时的上网价格水平不足 0.3 元。

第二阶段，审批电价阶段，即 1998 年左右至 2003 年。该时期我国风电处于产业化建立阶段，上网电价由各地价格主管部门批准，报国家物价部门备案，这一阶段的风电价格差异较大，最低的仍然是采用竞争电价，与燃煤电厂的上网电价相当，而最高上网电价每千瓦时达 1.2 元。

第三阶段，招标和审批电价并存阶段，即从 2003 年至 2005 年。该时期我国风电处于进口机组向国产化转型阶段，分界点是首期特许权招标，出现招标电价和审批电价并存的局面，即国家组织的大型风电场采用招标的方式确定电价，而在省区级审批范围内的项目仍采用的是审批电价的方式。

第四阶段，招标与核准阶段，即 2006 年至 2009 年中期。该时期我国风电处于规模化及国产化阶段，主要标志是 2006 年 1 月《中华人民共和国可再生能源法》生效以及国家发改委颁布并于 2006 年 1 月 1 日生效的《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》（发改价格[2006]7 号），风电电价通过招标方式产生，电价标准根据招标电价的结果来确定，并实行价格费用分摊制度。

第五阶段，标杆电价阶段，即 2009 年中期之后。我国风电进入规范化发展阶段，2009 年 7 月国家发展改革委发布了《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格[2009]1906 号），对风力发电由招标定价改为实行标杆上网电价政策。按风能资源状况和工程建设条件将全国分为四类风能资源区，依据资源区分别制定陆上风电标杆上网电价，即区域性固定电价制度。

## （二）现阶段国家风电电价政策

2009 年 7 月国家发改委发布《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格[2009]1906 号），对风力发电上网电价政策进行了完善。文件规定，全国按风能资源状况和工程建设条件分为四类风能资源区，相应设定风电标杆上网电价。四类风电标杆上网电价水平分别为 0.51 元/kWh、0.54 元/kWh、0.58 元/kWh

和 0.61 元/kWh，2009 年 8 月 1 日起新核准的陆上风电项目，统一执行所在风能资源区的标杆上网电价。政府针对四类风能资源区发布的指导价格为最低限价，实际执行电价由风力发电企业与电网公司签订购电协议确定后，报国家物价主管部门备案。2009 年 8 月 1 日之前核准的陆上风电项目，上网电价仍按原有规定执行。并继续实行风电价格费用分摊制度，风电上网电价在当地脱硫燃煤机组标杆上网电价以内的部分，由当地省级电网负担；高出部分，通过全国征收的可再生能源电价附加分摊解决。脱硫燃煤机组标杆上网电价调整后，风电上网电价中由当地电网负担的部分要相应调整。

该电价从 2009 年 8 月 1 日开始实施，此后五年未做出调整。2014 年 12 月 31 日国家发改委发布《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2014]3008 号），将前三类资源区标杆电价每千瓦时下调两分，而第四类资源区维持每千瓦时 0.61 元标杆电价不变。该规定适用于 2015 年 1 月 1 日以后核准的陆上风电项目，以及 2015 年 1 月 1 日前核准但于 2016 年 1 月 1 日以后投运的陆上风电项目。

2015 年 12 月 22 日国家发改委发布《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格[2015]3044 号），将四类资源区的陆上风电标杆上网电价每千瓦时 2016 年分别下调至 0.47、0.50、0.54 和 0.60 元，2018 年分别下调为 0.44、0.47、0.51 和 0.58 元/千瓦时。文件规定，2016 年、2018 年等年份 1 月 1 日以后核准的陆上风电项目分别执行 2016 年、2018 年的上网标杆电价，2 年核准期内未开工建设的项目不得执行该核准期对应的标杆电价，2016 年前核准的陆上风电项目但于 2017 年底前仍未开工建设的，执行 2016 年上网标杆电价，2018 年前如投资运行成本发生较大变化，国家可根据实际情况调整上述标杆电价。

2016 年 12 月 26 日国家发改委发布《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2016]2729 号），降低 2018 年 1 月 1 日之后新核准建设的陆上风电标杆上网电价，将四类资源区的陆上风电标杆上网电价每千瓦时分别下调为 0.40、0.45、0.49 和 0.57 元/千瓦时。文件规定，2018 年 1 月 1 日以后核准并纳入财政补贴年度规模管理的陆上风电项目执行 2018 年的标杆上网电价，2 年核准期内未开工建设的项目不得执行该核准期对应的标杆电价，2018 年以前

核准并纳入以前年份财政补贴规模管理的陆上风电项目但于 2019 年底前仍未开工建设的，执行 2018 年标杆上网电价，2018 年以前核准但纳入 2018 年 1 月 1 日之后财政补贴年度规模管理的陆上风电项目，执行 2018 年标杆上网电价。

### （三）我国风电上网电价政策稳定性、确定性分析

我国风电电价定价机制虽经历了不同的发展阶段，但上网电价始终坚持以“发电成本+还本付息+合理利润”的原则确定，同时实行价格费用分摊制度。近年国家发改委陆续发布了风电标杆上网电价的调价通知，新建项目的标杆上网电价逐年降低，但对文件执行年度前核准并建成投产的项目仍按照原核定的标杆上网电价执行，即风电标杆上网电价的调整采用“未来适用法”，标杆上网电价的调整对政策实施前已建成投产的项目不会产生影响。

从历年实际结算情况来看，北方龙源风电各风电场标杆上网电价均执行各项目最初核准时的批复电价，不存在随上述不同时期各项政策的调整而发生变化，北方龙源风电已投产运营项目的标杆上网电价是稳定的。

综上所述，对于具体风电项目而言，国家关于风电上网电价的政策具有连贯性和稳定性，标杆上网电价也是确定和唯一的。

**二、关于“标的资产的收入及净利润从 2018 年至 2023 年持续稳定增长。请申请人说明采用基于未来现金流量折现的收益法作为评估方法是否适用于标的资产，相应的评估假设、评估参数是否合理，相关信息披露和风险揭示是否充分。”问题的回复**

#### （一）采用基于未来现金流量折现的收益法作为评估方法的适用性分析

根据本次评估目的所对应的经济行为的特性，以及评估师现场所收集到的企业经营资料，考虑北方龙源风电的主营业务是电力生产，自 2001 年 8 月成立至评估基准日已持续经营近 16 年；目前企业已进入稳定发展阶段，未来具备可持续经营能力，可以用货币衡量其未来收益，其所承担的风险也可以用货币衡量，符合采用收益法的前提条件及评估准则的要求。同时，考虑到本次评估获取的评估资料较充分，故本次评估项目适宜采用收益法评估。

收益法的基础是经济学预期效用理论，是通过对评估对象所运用的资产进行综合分析，从资产整体运营收益的角度出发，测算企业在未来的预期收益值。本

次评估采用收益法作为评估结果，不仅考虑了企业各分项基本有形资产是否在企业中得到合理和充分利用、组合在一起时是否发挥了其应有的贡献等获取收益的因素，也考虑了风电行业近年投资及维护成本的降低等因素对企业股东全部权益价值的影响，考虑了企业所享受的各项优惠政策、运营资质、行业竞争力、公司的管理水平、人力资源、要素协同作用、外部市场环境及政策环境等资产基础法不可确指的、无法考量的无形资产获取收益的因素对股东全部权益价值的影响。因此，根据被评估单位所处行业和经营特点，收益法评估价值能比较客观、全面的反映目前企业的股东全部权益价值。

同时，近年来风电资产并购案例全部采用了收益法的评估结果作为评估结论。北方龙源风电本次评估采用收益法是符合评估准则和行业惯例的。

上市公司	时间	评估报告名称	报告号	评估机构	选用的评估方法
*ST 川化 (000155)	2017/08	川化股份有限公司重大资产购买暨关联交易项目评估报告	中企华评报字[2017]第3739号	北京中企华资产评估有限责任公司	收益法
中闽能源 (600163)	2017/03	中闽能源股份有限公司拟股权收购涉及的黑龙江富龙风力发电有限责任公司股东全部权益价值资产评估报告	闽中兴评字[2017]第5007-1号	福建中兴资产评估房地产土地估价有限责任公司	收益法
		中闽能源股份有限公司拟股权收购涉及的黑龙江富龙风能科技开发有限公司股东全部权益价值资产评估报告	闽中兴评字[2017]第5007-2号	福建中兴资产评估房地产土地估价有限责任公司	收益法
中国电建 (601669)	2015/07	中国水电顾问集团投资有限公司、中国电建集团成都勘测设计研究院有限公司拟分别收购德昌风电开发有限公司51%、24%股权项目资产评估报告	中联评报字[2015]第806号	中联资产评估集团有限公司	收益法
湖北能源 (000883)	2015/07	中国长江三峡集团公司拟转让所持三峡新能源利川风电有限公司100%股权项目所涉及的三峡新能源利川风电有限公司股东全部权益价值资产评估报告	中发评报字[2015]第031号	中发国际资产评估有限公司	收益法
福建南纸 (600163)	2015/04	福建省南纸股份有限公司拟资产重组涉及的拟置入的福建中闽能源投资有限责任公司的股东全部权益价值评估报告	闽中兴评字(2014)第7009号	福建中兴资产评估房地产土地估价有限责任公司	收益法

上市公司	时间	评估报告名称	报告号	评估机构	选用的评估方法
				司	
漳泽电力 (000767)	2015/01	大同煤矿集团电力能源有限公司拟转让其风电分公司全部资产及负债项目评估报告	中企华评报字(2015)第3012号	北京中企华资产评估有限责任公司	收益法
甘肃电投 (000791)	2014/12	甘肃电投能源发展股份有限公司非公开发行股票募集资金收购甘肃酒泉汇能风电开发有限公司100%股权项目资产评估报告	中联评报字[2014]第1258号	中联资产评估集团有限公司	收益法
银星能源 (000862)	2014/09	宁夏银星能源股份有限公司拟非公开发行股票购买中铝宁夏能源集团有限公司持有的风电类等相关资产项目资产评估报告书(一)	天兴评报字(2013)第601号	北京天健兴业资产评估有限公司	收益法
		宁夏银星能源股份有限公司拟非公开发行股票购买中铝宁夏能源集团有限公司持有的风电类等相关资产项目资产评估报告书(二)	天兴评报字(2013)第601-1号	北京天健兴业资产评估有限公司	收益法
		宁夏银星能源股份有限公司拟非公开发行股票购买中铝宁夏能源集团有限公司持有的风电类等相关资产项目资产评估报告书(三)	天兴评报字(2013)第601-2号	北京天健兴业资产评估有限公司	收益法
		宁夏银星能源股份有限公司拟非公开发行股票购买中铝宁夏能源集团有限公司持有的风电类等相关资产项目资产评估报告书(四)	天兴评报字(2013)第601-3号	北京天健兴业资产评估有限公司	收益法
		宁夏银星能源股份有限公司拟非公开发行股票购买中铝宁夏能源集团有限公司持有的风电类等相关资产项目资产评估报告书(五)	天兴评报字(2013)第601-4号	北京天健兴业资产评估有限公司	收益法
		宁夏银星能源股份有限公司拟非公开发行股票购买中铝宁夏能源集团有限公司持有的风电类等相关资产项目资产评估报告书(六)	天兴评报字(2013)第601-5号	北京天健兴业资产评估有限公司	收益法

数据来源：Wind

## (二) 收益法对应的评估假设和评估参数合理性分析

## 1、评估假设

本次北方龙源风电收益法评估基于以下假设前提和限制条件：

(1)假设评估基准日后被评估单位持续经营。

(2)假定在市场上交易的资产或拟在市场上交易的资产，交易双方彼此地位平等，彼此都有获取足够市场信息的机会和时间，以便于对评估对象的交易价值作出理智的判断。

(3)国家现行的有关法律法规及政策、国家宏观经济形势无重大变化，本次交易各方所处地区的政治、经济和社会环境无重大变化。

(4)假设公司的经营者是负责的，且公司管理层有能力担当其职务。

(5)假设公司保持现有的管理方式和管理水平，经营范围、方式与目前方向保持一致。

(6)除非另有说明，假设公司完全遵守所有有关的法律法规。

(7)假设公司未来将采取的会计政策和编写此份报告时所采用的会计政策在重要方面基本一致。

(8)有关利率、赋税基准及税率、政策性征收费用等不发生重大变化。

(9)假设委托方及被评估单位所提供的有关企业经营的一般资料、产权资料、政策文件等相关材料真实、有效。

(10)假设评估对象所涉及资产的购置、取得、建造过程均符合国家有关法律法规规定。

(11)假设评估对象所涉及的实物资产无影响其持续使用的重大技术故障，假设其关键部件和材料无潜在的重大质量缺陷。

(12)假设被评估单位提供的历年财务资料所采用的会计政策和进行收益预测时所采用的会计政策不存在重大差异。

(13)假设企业未来的经营策略以及成本控制等不发生较大变化。

(14)在可预见经营期内，未考虑公司经营可能发生的非经常性损益，包括但不限于以下项目：处置长期股权投资、固定资产、在建工程、无形资产、其他长期资产产生的损益以及其他营业外收入、支出。

(15)不考虑未来股东或其他方增资对企业价值的影响。

(16)假设企业正常经营所需的相关批准文件能够及时取得。

(17)假设评估过程中涉及的重大投资或投资计划可如期完成并投入运营。

(18)无其他人力不可抗拒因素及不可预见因素对企业造成重大不利影响。

## 2、北方龙源风电收入及净利润从 2018 年至 2023 年持续稳定增长的合理性分析

北方龙源风电本次收益法评估下，2018 年至 2023 年收入及净利润增长率统计如下表所列：

单位：万元

项目	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
营业收入	55,324.89	55,584.20	57,301.25	58,717.90	61,551.07	65,516.13
净利润	8,337.72	9,560.56	12,060.25	14,485.79	18,256.91	23,813.50
收入增长率%	-1.30	0.47	3.09	2.47	4.83	6.44
净利润增长率%	6.38	14.67	26.15	20.11	26.03	30.44

### (1) 营业收入增长的影响因素分析

本次评估中，未考虑产能扩张和机组容量增长的因素，营业收入的决定因素包括现有投产运营风电场的电价和售电量。营业收入预测相关参数如下表所示：

项目	单位	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
机组容量	万千瓦	77.762	77.762	77.762	77.762	77.762	77.762	77.762
发电利用小时	小时	1,897.04	1,915.38	1,923.11	1,991.83	1,995.00	2,001.43	2,001.43
发电量	万千瓦时	147,517.84	148,943.44	149,544.54	154,888.64	155,135.50	155,635.50	155,635.50
售电量	万千瓦时	144,567.48	145,964.57	146,553.65	151,790.87	152,032.79	152,522.79	152,522.79
不含税销售单价	元/万千瓦时	387.73	379.03	379.28	377.50	386.22	403.55	429.55
售电收入	万元	56,052.71	55,324.89	55,584.20	57,301.25	58,717.90	61,551.07	65,516.13

### 1) 电价的预测

电价预测的基础性依据为各风场各期项目电价的批复价格，通过各期项目的装机容量加权平均确定各风场的综合电价。

根据国家发改委、能源局《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》(发改能源(2016)1150 号)，对于北方龙源风电各电场所所在的蒙西地区，风电最低保障利用小时为 2000 小时，即在此年最低发电利用小时数范围内电网



公司应按各期项目批复的上网电价全额保障性收购。

但是，我国近年弃风限电问题日益凸显，各地区对无法保障收购的电量实行上网交易定价。针对这一问题，相关监管部门于 2016 年开始颁发强制性政策，力求一举解决弃风限电顽疾：

①国家能源局 2016 年 2 月 5 日《关于做好“三北”地区可再生能源消纳工作的通知》（国能监管[2016]39 号）；

②国家能源局 2016 年 2 月 29 日《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》（国能新能[2016]54 号）；

③国家能源局 2016 年 3 月 10 日《关于推动电储能参与“三北”地区调峰辅助服务工作的通知(征求意见稿)》；

④国家能源局 2016 年 3 月 17 日《下达 2016 年全国风电开发建设方案的通知》（国能新能[2016]84 号）；

⑤国家发展改革委 2016 年 3 月 24 日《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源[2016]625 号）；

⑥国家发展改革委办公厅 2016 年 4 月 5 日《关于同意甘肃省、内蒙古自治区、吉林省开展可再生能源就近消纳试点方案的复函》（发改办运行[2016]863 号）；

⑦国家能源局 2016 年 4 月 22 日《关于建立燃煤火电机组非水可再生能源发电配额考核制度有关要求的通知》；

⑧国家发改委、能源局 2016 年 5 月 27 日《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源[2016]1150 号）；

⑨国家能源局 2016 年 6 月 21 日《关于推动东北地区电力协调发展的实施意见》（国能电力[2016]179 号）；

国家发改委与能源局联合发文，足见国家对于可再生能源消纳问题的重视。上述政策不但发布了风电、光伏发电最低保障收购年利用小时数，还对地方有关部门提出了具体要求，对可再生能源发电全额保障性收购管理办法的落实起到了积极作用。文件强调，各地要严格落实规划内的风电及光伏保障收购电量，确保这些电量以最高优先等级优先发电，严禁对保障范围内的电量采取由可再生能源发电项目向煤电等其他电源支付费用的方式来获取发电权，弃风限电比例未达标的地区不得安排新的建设项目。此外，保障性收购电量应由电网企业按标杆上网

电价和最低保障收购年利用小时数全额结算，超出最低保障收购年利用小时数的部分应通过市场交易方式消纳，由风电、光伏发电企业与售电企业通过市场化的方式进行交易，并按新能源标杆上网电价与当地煤电标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘）差额享受可再生能源补贴。该等政策被行业视为可再生能源发展的“兜底政策”。

本次收益法评估出于谨慎性原则，考虑了目前内蒙古地区交易电量实际存在的客观事实。随着上述国家政策的逐步推进、执行力度加大，并结合甘肃等省份于 2016 年已经暂停执行与国家发改委保障性收购政策相悖的地方性交易电价政策的基本事实判断，内蒙古自治区关于最低保障性收购电量范围内交易电价的相关政策亦为临时性政策。评估师谨慎的预测，在 2022 年后企业经营将不存在交易电价因素影响，按国家政策精神在 2000 小时内的售电价格严格执行批复电价，即企业未来电价保持在稳定状态；而 2017 年-2022 年，预测电价是基于企业电价构成的实际情况和国家、地方相关政策以及批复文件综合确定的，即上网电价及交易电价的加权平均价。交易电价依据 2016 年 6 月 29 日内蒙古自治区蒙西电网首次电力无限价挂牌交易价，即风电参与交易价差为 0.2272 元/千瓦时，交易电量比例结合历史经验和政策实施的预期呈先增后减的趋势，直至 2023 年不存在交易电量，因此，企业各年的综合电价也是变动的，总体呈先减后增的趋势。

## 2) 售电量的预测

售电量与发电量直接相关，即发电利用小时数对营业收入的影响。

2017 年 7 月 24 日国家能源局发布的 2017 年上半年全国风电并网数据显示：全国风电发电量 1490 亿千瓦时，同比增长 21%；平均利用小时数 984 小时，同比增加 67 小时。全国弃风量、弃风率同比双降：风电弃风电量 235 亿千瓦时，同比减少 91 亿千瓦时，大部分弃风限电严重地区的形势均有所好转。国际环保组织绿色和平根据国家能源局数据制作的半年弃风率折线图显示，2014 年到 2016 年的全国弃风率逐年增高，2016 年下半年有所回落。2017 年上半年全国弃风率为 13.6%，比去年同期约下降 7 个百分点，回落到略低于 2015 年同期水平，但是相比 2014 年同期的 8.5% 还是较高。离国家电网提出的 2020 年弃风率下降到 5% 的目标，还有一定差距。

总体来说，2017 年上半年弃风量和弃风率的同比双降，很大一部分得益于

中央层级的重视。缓解“三弃”问题被列入今年《政府工作报告》的重点工作，国家能源局也采取了一系列解决措施。内蒙古电网4月16日风电最大发电负荷达到1038万千瓦，最大占比达到全网实时出力的42.02%，对其他地区清洁能源消纳起到了示范作用。

除受益于上述行业整体改善外，北方龙源风电发电利用小时数增长的原因还包括：新建风场产能逐步释放，如2016年9月投运的沙德格风电场；部分机组因未达设计指标，通过近年的技术攻关及调整试验，产能逐步提高，如柳兰站风场200台合计300兆瓦机组；企业近年对投运时间较早的老机组进行了技术改造，机组出力状况得到改善，如辉腾锡勒风场。

综上所述，根据国家发改委、能源局《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源(2016)1150号）对于企业风电场所在的蒙西地区最低保障利用小时为2000小时。本次收益法评估预测发电利用小时数于2022年达到2001.43小时，以后年度保持不变，与国家发改委文件规定的最低保障利用小时数基本一致；同时，未预测2000小时外可参与市场交易的电量。因此，评估值对售电量的预测是相对保守及合理的。

## （2）净利润增长的影响因素分析

净利润增长的主要原因是受营业收入增长的影响。另外，净利润增长幅度大于营业收入的增长，主要由风力发电的特性所决定：

风力发电是依靠自然风力资源发电，不消耗常规能源，只需将风能转换成机械能，再由机械能转换成电能。根据成本费用理论，总成本费用包括风力发电机组自身的机械损耗、运行和管理人员的薪酬、管理费用及设备的故障维护、检修费用以及财务费用等，其中折旧费为固定费用，占营业成本的70%左右，不随营业收入的增长而变化，人员薪酬及管理费用等增长有限，财务费用因贷款的减少而逐年降低。2018年-2023年，北方龙源风电主营业务成本从39,835.17万元增至40,189.49万元，增加额仅为354.32万元；财务费用由8,180.20万元减至2,339.59万元，减少额为5,840.61万元。

单位：万元

项目	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年
主营业务成本	39,603.31	39,835.17	40,134.49	40,237.57	40,235.31	40,236.72	40,189.49
其中：固定成本	35,966.27	36,287.80	36,587.78	36,653.11	36,655.71	36,659.95	36,659.95

项目	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年
其中：折旧	28,701.89	28,727.22	28,727.22	28,727.22	28,727.22	28,727.22	28,727.22
职工薪酬及计划检修费	7,264.38	7,560.58	7,860.56	7,925.89	7,928.49	7,932.73	7,932.73
财务费用	9,745.32	8,180.20	6,705.39	5,568.64	4,492.52	3,421.14	2,339.59

此外，截至 2016 年末，北方龙源风电部分新建风电场基建期购买风电设备产生的增值税进项税额尚未被抵扣完毕，因此导致该部分风电场尚未开始缴纳增值税。未来，待增值税进项税额被抵扣完毕后，上述风电场需按电力销售收入缴纳增值税，根据增值税即征即退 50% 的税收优惠政策，北方龙源风电的营业外收入的金额将进一步增加。根据预测，2018 年-2023 年，北方龙源风电营业外收入由 3,340.11 万元增至的 6,514.45 万元，增加额为 3,174.34 万元。

从以上分析可看出，随着发电量规模的增长、投资回收期的扩展与时间延长，风力发电的成本将显著降低，风力发电的边际成本接近于零，因此体现为净利润相比营业收入显著增长，是符合风力发电企业收益特性的。

### 3、折现率的计算

#### (1) 折现率模型

本次评估采用加权平均资本成本定价模型(WACC)。

$$R = R_e \times W_e + R_d \times (1 - T) \times W_d$$

式中：

$R_e$ ：权益资本成本；

$R_d$ ：付息负债资本成本；

$W_e$ ：权益资本价值在投资性资产中所占的比例；

$W_d$ ：付息负债价值在投资性资产中所占的比例；

$T$ ：适用所得税税率。

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：

$$R_e = R_f + \beta \times MRP + R_c$$

$R_f$ ：无风险收益率

$MRP$ ： $R_m - R_f$ ：市场平均风险溢价

$R_m$ ：市场预期收益率

$\beta$ : 预期市场风险系数

$R_c$ : 企业特定风险调整系数

其中: 目标资本结构 ( $W_d/W_e$ ) 参考可比公司的资本结构。

## (2) 各项参数的选取过程

### 1) 无风险报酬率的确定

安全收益率又被称为无风险收益率、安全利率, 是指在当前市场状态下投资者应获得的最低收益率。在我国, 国债是一种比较安全的投资, 因此国债收益率可视为投资方案中最稳妥, 也是最低的收益率, 即安全收益率。本次评估, 评估人员根据 WIND 资讯系统所披露的信息, 以 10 年期国债在评估基准日的到期年收益率 3.0115% 作为无风险报酬。

### 2) 市场平均风险溢价的确定

市场风险溢价 (Market Risk Premium) 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。

市场风险溢价=成熟股票市场的基本补偿额+国家风险补偿额

式中: 成熟股票市场的基本补偿额取 1928-2015 年美国股票与国债的算术平均收益差 6.18%; 根据国家债务评级机构 Moody' Investors Service 对我国的债务评级为 Aa3, 国家风险补偿额取 0.93%。

则:  $MRP=6.18\%+0.93\%=7.11\%$

故本次市场风险溢价取 7.11%。

### 3) 风险系数 $\beta$ 值的确定

$\beta$  值被认为是衡量公司相对风险的指标。通过 Wind 证券资讯终端系统, 查取可比上市公司的评估基准日有财务杠杆的  $\beta$  值、带息债务与权益资本比值, 并求取平均数为 1.0968、企业所得税率为 15-25%, 换算为无财务杠杆的  $\beta$  值, 取其算术平均值为 0.6330, 将此还原为被评估单位有财务杠杆  $\beta$  值为 1.2888。

### 4) 公司特定风险的确定

公司特定风险是指企业在经营过程中, 由于市场需求变化、生产要素供给条件变化以及同类企业间的竞争, 资金融通、资金周转等可能出现的不确定性因素对被评估单位预期收益带来的影响。

由于被评估单位为非上市公司, 而评估参数选取的可比公司是上市公司, 故

需通过特定风险系数调整。综合考虑企业的生产经营规模、经营状况、财务状况及流动性等，确定被评估单位的特定风险系数为 2%。

#### 5) 权益资本成本折现率的确定

将选取的无风险报酬率、风险报酬率代入折现率估算公式计算得出折现率并取整为 14.17%。

$$\begin{aligned} Re &= R_f + \beta \times ERP + R_{sp} \\ &= 14.17\% \end{aligned}$$

#### 6) 加权平均资本成本折现率的确定

经 Wind 资讯查询，可比上市公司平均债务与股权价值比为 121.88%，则：

Wd：付息负债价值在投资性资本中所占的比例 54.93%；

We：权益资本价值在投资性资本中所占的比例 45.07%；

则根据公式： $R = R_e \times W_e + R_d \times (1 - T) \times W_d$

$$= 8.68\%$$

折现率取整为 8.68%。

综上所述，北方龙源风电收益法评估中相应的评估假设前提、评估参数是合理的。

### 三、评估师核查意见

经核查，评估师认为，本次收益法评估对上网电价和发电量的预测，在永续期的预测符合国家发改委“电网企业（含电力调度机构）根据国家确定的上网标杆电价和保障性收购利用小时数，全额收购规划范围内的可再生能源发电项目的上网电量”的文件精神。同时，在 2017-2023 年预测期也考虑了风电企业暂时无法达到最低保障利用小时及参与市场交易的实际情况，因此，评估效益预测是谨慎的。而国家能源局发布的风电“十三五”规划，也明确了“十三五”期间重点不是装机和并网目标，而是保持政策稳定性和重点解决弃风限电问题，国家能源局将促进可再生能源全额保障性收购制度的落地，全力解决风电和光伏发电的限电和优先发电权的问题。因此，在明确预测期收入和净利润稳定增长是相对合理的。采用基于未来现金流量折现的收益法作为评估方法适用于标的资产。

评估报告符合国家相关的法律及法规，遵循资产评估准则和市场通用的惯

例，切合评估对象的实际情况，相应的评估假设前提、评估参数是合理的，申请人已在《募集说明书》及相关文件中作出充分的信息披露和风险提示。

## 问题 2:

一、2、(5) 北方龙源风电固定资产占总资产比例较大。本次评估根据资产基础法评估的北方龙源风电母公司固定资产评估值为 34.89 亿，评估减值率 15.97%，减值额约为 6.63 亿元。请申请人和评估师说明标的资产固定资产评估减值对收益法评估作价的影响，标的资产是否具备收益法评估中所预测的盈利能力。请评估师说明北方龙源风电固定资产评估减值的原因，列示减值重大的固定资产并作分析说明。请标的公司会计师结合固定资产评估值大额减值的情况核查标的资产的固定资产减值准备计提是否充分，是否符合会计准则的规定，并发表核查意见。

### 【评估师回复】

一、关于“标的资产固定资产评估减值对收益法评估作价的影响，标的资产是否具备收益法评估中所预测的盈利能力。”问题的回复

根据行业统计数据，在风电项目的初始投资成本中，风电机组成本所占比例最大，一般约占 70%左右，其余电气、土建、安装工程等费用约占 30%，风电机组价格的高低，在一定程度上决定着风电场的度电成本。固定资产评估减值意味着未来更新投资减少，机组配件价格也随之下降，风电场维护成本也将呈现下降趋势。度电成本是衡量风电竞争力最重要的指标，随着成本的进一步下降，企业收益将相应增长。

同时，截至本回复报告出具日，标的资产固定资产使用状态良好，近年来经营业绩稳定，经营环境亦无重大变化情况。

综上所述，标的资产是具备收益法评估中所预测的盈利能力的。

二、关于“请评估师说明北方龙源风电固定资产评估减值的原因，列示减值重大的固定资产并作分析说明。”问题的回复

#### (一) 固定资产评估的基本情况

截至评估基准日 2016 年 12 月 31 日，北方龙源风电母公司固定资产账面价值占总资产账面价值的比例为 88.66%，固定资产账面价值为 415,167.92 万元，评估价值为 348,862.74 万元，评估减值 66,305.18 万元，减值率 15.97%。固定资产评估明细表如下表所列：

单位：万元

科目名称	账面价值		评估价值		增值额		增值率%	
	原值	净值	原值	净值	原值	净值	原值	净值
固定资产-房屋建筑物	3,218.55	1,787.49	5,826.35	4,906.81	2,607.80	3,119.32	81.02	174.51
固定资产-构筑物及其他辅助设施	1,511.22	799.01	3,823.85	2,774.61	2,312.63	1,975.60	153.03	247.26
固定资产-管道及沟槽	93.22	27.64	1,620.30	1,137.07	1,527.08	1,109.43	1,638.15	4,013.49
<b>房屋建筑物类合计</b>	<b>4,822.99</b>	<b>2,614.15</b>	<b>11,270.50</b>	<b>8,818.49</b>	<b>6,447.51</b>	<b>6,204.34</b>	<b>133.68</b>	<b>237.34</b>
固定资产-机器设备	581,404.01	413,160.27	404,952.12	338,648.17	-176,451.89	-74,512.10	-30.35	-18.03
固定资产-车辆	624.98	156.60	475.83	294.98	-149.15	138.39	-23.87	88.37
固定资产-电子设备	537.31	261.93	284.28	209.00	-253.02	-52.93	-47.09	-20.21
<b>设备类合计</b>	<b>582,647.08</b>	<b>413,659.59</b>	<b>406,604.33</b>	<b>340,044.25</b>	<b>-176,042.75</b>	<b>-73,615.34</b>	<b>-30.21</b>	<b>-17.80</b>
固定资产-土地	80.79	80.79	892.10	892.10	811.31	811.31	1,004.25	1,004.25
<b>固定资产合计</b>	<b>587,470.08</b>	<b>416,273.74</b>	<b>417,874.83</b>	<b>348,862.74</b>	<b>-169,595.24</b>	<b>-67,411.00</b>	<b>-28.87</b>	<b>-16.19</b>
减：固定资产减值准备	0.00	1,105.82	0.00	0.00	0.00	-1,105.82	0.00	-100.00
<b>固定资产净额</b>	<b>587,470.08</b>	<b>415,167.92</b>	<b>417,874.83</b>	<b>348,862.74</b>	<b>-169,595.24</b>	<b>-66,305.18</b>	<b>-28.87</b>	<b>-15.97</b>

## （二）评估减值的原因

从上表数据可以看出，本次评估结果中，固定资产评估减值主要是由于机器设备评估减值较大。截至评估基准日 2016 年 12 月 31 日，北方龙源风电机器设备账面原值 581,404.01 万元，账面净值 413,160.27 万元，评估原值 404,952.12 万元，评估净值 338,648.17 万元，评估原值减值 176,451.89 万元，评估净值减值 74,512.10 万元，原值减值率 30.35%，净值减值率 18.03%。机器设备评估减值较大的主要原因是风电机组评估减值。

机器设备评估值计算公式为：

评估值=重置成本×综合成新率

=重置成本－实体性贬值－功能性贬值－经济性贬值

重置成本=设备的直接费用+设备的间接费用－可抵扣进项税

直接费用即机器设备的购置价或建造价、运杂费、安装调试费和必要的附件



配套装置费。

间接费即为购置或建造机器设备而发生的各种其他费用、资金成本。

设备进项税计算公式：

进项税=应税项÷（1+增值税率）×增值税率

固定资产减值的主要原因为：

1、本次评估中设备类资产的重置全价为抵扣进项税的不含税价，因此造成设备评估原值、净值一定程度的减值；

2、企业主要设备资产为风力发电机组，其购建成本占设备投资的 70-80%，其中部分机组建成时间较早，2005 年前的机组多为进口设备，企业账面核算的风电设备资产平均千瓦造价达 7,990 元。近年随着国内制造厂家的兴起，技术普及，竞争加大，设备购置价出现较大的下降，风电机组千瓦造价从 6,000-7,000 元降至目前的近 4,000 元，风电设备资产的平均造价也降至 5,500 元左右，重置成本的下降造成主要设备评估原值、净值减值。

### （三）减值重大的固定资产列示及分析说明

经统计涉及减值较大的设备见下表：

序号	设备名称	规格型号	生产厂家	计量单位	数量	购置日期	帐面价值(元)		评估价值(元)			增值率%	
							原价	净值	原值	成新率%	净值	原值	净值
1	西班牙 6*330KW(西班牙 1-6#)	MADEAE-30330 KW	西班牙 MADE 公司	组	6	2000/06	16,503,600.00	2,424,831.64	10,749,780.00	39	4,233,843.00	-34.86	74.60
2	灰腾梁 300MW 特许权项目风力发电设备(柳兰 1-200#)	SL1500/70	华锐风电科技有限公司	组	200	2013/08	2,037,415,309.56	1,729,136,583.95	1,559,446,000.00	92	1,433,840,720.00	-23.46	-17.08
3	灰腾梁 49.5MW 项目风力发电设备(白音 1-33#)	FL1500/70	华锐风电科技公司	组	33	2006/07	492,880,934.02	327,060,496.99	276,046,170.00	76	211,158,848.20	-43.99	-35.44
4	西班牙 10*330KW(MD1-10#)	MADEAE-30330 KW	西班牙 MADE 公司	组	10	2000/06	27,506,000.00	4,041,386.07	18,442,660.00	40	7,429,080.60	-32.95	83.83
5	朱日和风电场 5*1500KW 风电机组 (F1-5#)	FL1500/70	华锐风电科技有限公司	组	5	2006/07	68,621,992.48	39,517,436.73	40,654,930.00	71	28,762,508.60	-40.76	-27.22
6	朱日和 49.3MW 项目风力发电设备 (1-33#)	FL1500/70	华锐风电科技有限公司	组	13	2010/01	441,572,056.21	303,940,572.22	264,414,990.00	77	203,085,000.30	-40.12	-33.18
7	33*600KW 风机组 (M600KW10-42#)	M1500-HH43-600 KW	丹麦 NEGMicon 公司	组	28	1996/11	141,965,430.30	9,509,054.70	86,616,720.00	34	29,306,804.80	-38.99	208.20
8	荷兰 9*600KW 风机 (V1-9#)	V42-600KW	荷兰 VESTAS 公司	组	6	1999/01	30,421,200.00	2,815,166.49	19,193,860.00	32	6,202,166.80	-36.91	120.31
9	NEG-MICON 样机 (T1#)	M1500-600KW	丹麦 NEGMicon 公司	组	1	1998/11	5,686,200.00	504,255.91	3,043,570.00	33	996,294.90	-46.47	97.58

序号	设备名称	规格型号	生产厂家	计量单位	数量	购置日期	帐面价值(元)		评估价值(元)			增值率%	
							原价	净值	原值	成新率%	净值	原值	净值
10	风力发电机组(N1-9#)	N43-600KW	德国 Nordex 公司	组	8	2001/07	33,927,795.19	8,712,222.80	28,216,660.00	53	14,852,408.40	-16.83	70.48
11	12*900KV 发电设备(M900KW1-12#)	NM52/900-HH55-IEC2	丹麦 NEG Micon 公司	组	12	2004/07	84,830,277.00	30,197,222.14	55,742,900.00	53	29,400,238.00	-34.29	-2.64
12	10*1500KV 发电设备(GE1-10#)	GE1500KW	美国 GE 公司	组	10	2003/09	116,177,155.49	46,117,929.75	79,097,510.00	71	56,394,174.60	-31.92	22.28
13	辉场 40.5MW 项目风力发电机组	FL1500	华锐风电科技有限公司	组	27	2008/07	381,426,966.90	218,354,501.13	210,927,040.00	71	149,135,118.10	-44.70	-31.70
14	辉场 24MW 项目风力发电机组	H82-CH2.0MW	中船重工(重庆)海装风电设备有限公司	组	12	2011/01	167,716,549.76	119,279,884.28	117,082,540.00	81	94,502,615.00	-30.19	-20.77
15	辉腾锡勒世行 100MW 项目(S1-80#)	S64-1250kW	苏司兰能源(天津)有限公司	组	80	2012/05	709,313,849.32	549,603,141.50	535,456,970.00	87	465,042,145.80	-24.51	-15.39
16	辉腾锡勒风电场 10 台 550kW 风电机改造	RepowerMM82-2.0MW/H82L-2.0MW	瑞能北方风电设备有限公司/中船重工(重庆)海装风力设备有限公司	组	3	2012/02	39,463,508.47	30,247,134.94	30,227,100.00	83	25,086,555.00	-23.40	-17.06
17	风力发电机组(1-12#)	NTK300/31	丹麦 NORDTANK 公司	组	12	1995/11	25,144,434.59	1,257,221.73	18,784,200.00	21	3,944,682.00	-25.29	213.76
固定资产合计							<b>4,820,573,259.29</b>	<b>3,422,719,042.97</b>	<b>3,354,143,600.00</b>		<b>2,763,373,204.10</b>	<b>-30.42</b>	<b>-19.26</b>

根据上表统计分析，减值较大的设备为风电机组。中国风力发电建设主要经历了国外进口、合资合作、全面国产化等三个阶段，我国国产化政策有利地推动了国产风电设备的技术进步。随着国内外风机厂家增加，竞争越来越激烈；同时，国内风机厂家不断消化、吸收国外风机技术，打破国外厂家关键技术的垄断，不断改进国产风机设备性能，设备可利用率不断提高，设备价格不断下降。

根据 2016 年国网能源研究院发布《中国新能源发电分析报告》，近年全球风电的度电成本不断下降。2014 年全球陆上风电场项目整体平均单位造价为 7,863~14,067 元/千瓦，平均为 10,934 元/千瓦，中印两国陆上风电场平均单位造价最低，北美、南美、大洋洲相对较高。国内不同区域陆上投产风电项目的平均单位造价也不同，其中南方地区最高，西北地区最低。

设备投资中发电设备及安装工程占 92%， 升压变电设备及安装工程占 3%， 通信和控制保护设备及安装工程占 3%， 其他设备及安装工程占 2%， 可以看出，其中最贵的还是发电设备及安装工程， 其实就是风电机组。风电机组中风机占 73%， 塔筒占 20%， 集电电缆线路占 4%， 箱变占 2%， 机组电气设备占 1%。在整个发电设备的构成中， 风机是重中之重， 其次是塔筒的费用。

近年的技术进步和原料价格下降给风电机组的降价形成了趋势，同时由于成熟机型量产，形成规模效应之后也摊低风机的造价。至 2016 年风电机组投标企业报价降至 3,850 元/千瓦，与 2007 年最高的 7,878 元/千瓦相比，大幅下降了 51%。

北方龙源风电并网型风电场始于 1989 年朱日和风电场的建设，是中国最早从事风力发电研究和生产的企业。经过近三十年的经营，目前已建成投产区域风电场 4 个，涉及 10 个 31 批次发电项目，经历了中国风电发展的全过程，风电机组采购价格也随市场趋势逐年下降，经统计北方龙源风电历年机组采购价格见下表：

序号	机型	购置时间	制造商	合同单价 (万元)	千瓦造价 (元)
1	NTK300/31	1995/01	丹麦 NORDTANK	211.57	7,052.30
2	NTK300/31	1995/11	丹麦 NORDTANK	202.63	6,754.30
3	HSW-250T	1996/01	德国胡苏母	197.31	7,892.50
4	M1500-HH43-600KW	1997/01	丹麦 NEGMicon	507.64	8,460.61
5	M1500-HH43-600KW	1998/01	丹麦 NEGMicon	386.40	6,439.94

序号	机型	购置时间	制造商	合同单价 (万元)	千瓦造价 (元)
6	M1500-600KW	1998/11	丹麦 NEG Micon	498.81	8,313.55
7	Z40-550KW	1999/01	美国 Zond	396.92	7,216.82
8	V42-600KW	1999/01	荷兰 Vestas	420.45	7,007.49
9	MADEAE-30330KW	2000/06	西班牙 MADE	197.03	5,970.68
10	WD-FLODA645	2000/06	北京万电	315.00	5,250.00
11	N43-600KW	2004/01	德国 Nordex	308.94	5,149.02
12	NM52/900-HH55-IEC2	2004/07	丹麦 NEG Micon	533.95	5,932.77
13	GEWE1.5S/64.7m/NH	2005/04	美国 GE	847.83	5,652.17
14	SL1500/70	2007/12	华锐风电	846.80	5,645.33
15	H82-CH2.0MW	2008/03	重庆海装	1,310.22	6,551.12
16	FL1500	2008/07	华锐风电	986.77	6,578.45
17	S64-1250kW	2012/05	苏司兰天津	837.16	6,697.29
18	H52L-850KW	2012/06	重庆海装	374.46	4,405.41
19	H93L-2.0MW	2013/04	重庆海装	790.00	3,950.00
20	H93L-2.0MW	2014/08	重庆海装	786.00	3,930.00
21	H93L-2.0MW	2015/02	重庆海装	786.00	3,930.00
22	H102L-2.0MW	2015/05	重庆海装	770.00	3,850.00

从上表数据可以看出，北方龙源风电历年风电机组采购价格及单位千瓦造价呈下降趋势，本次固定资产—机器设备的评估减值与市场降价幅度基本相符。

### 问题 3:

一、2、(7) 2016 年北方龙源风电政府补助金额较大，请评估师说明北方龙源风电非经常性损益对净利润的影响，请结合上述非经常损益尤其是政府补助的可持续性，说明评估作价时将政府补助因素考虑在内，预测的净利润数据是否审慎。请保荐机构进行核查。

#### 【评估师回复】

#### 一、北方龙源风电非经常性损益对净利润的影响

2016 年北方龙源风电政府补助金额较大，会计师基于谨慎性考虑将其列入

非经常性损益。财政部于 2017 年 5 月颁布了修订的《企业会计准则第 16 号——政府补助》，对于与企业日常活动相关的政府补助，在计入利润表时，按照经济业务实质由原计入营业外收入改为计入其他收益。据此，北方龙源风电自 2017 年 1 月 1 日起，将与日常活动相关的政府补助由营业外收入调整到其他收益列报，并结合中国证监会《公开发行证券的公司信息披露规范问答第 1 号——非经常性损益》（[2008]43 号）的相关规定对 2016 年度非经常性损益进行了重述。

根据中证天通出具的北方龙源风电 2017 年 1-8 月审计报告（中证天通[2017]证特审字第 0202002 号），最近一年及一期，北方龙源风电的非经常性损益分别为 127.55 万元和-8.58 万元，占当期净利润的比例分别为 1.53%和-0.15%，非经常性损益对净利润的影响很小。

单位：万元

项 目	2017 年 1-8 月	2016 年（经重述）
1、非流动性资产处置损益，包括已计提资产减值准备的冲销部分	0.00	12.17
2、除上述各项之外的其他营业外收入和支出	-9.37	159.62
小计	-9.37	171.79
减：所得税影响额	-0.79	44.24
<b>合计</b>	<b>-8.58</b>	<b>127.55</b>
净利润	5,835.22	8,347.83
占比	<b>-0.15%</b>	<b>1.53%</b>

## 二、北方龙源风电政府补助具备可持续性

### （一）北方龙源风电政府补助核算内容

北方龙源风电的政府补助包括增值税即征即退 50% 收入及出售 CDM 碳减排量收入。

增值税退税收入为根据财政部、国家税务总局《关于风力发电增值税政策的通知》（财税[2015]74 号）规定：“自 2015 年 7 月 1 日起，对纳税人销售自产的利用风力生产的电力产品，实行增值税即征即退 50% 的政策”。

CDM 碳减排量出售收入为根据 1997 年《京都议定书》和《清洁发展机制项目运行管理办法（2011 年修订）》（国家发展改革委、科技部、外交部、财政部令 11 号），登记注册的清洁发展机制（即 CDM）项目可将经核证签发的碳减排量（CERs）进行出售获取的收益。

最近一年及一期，北方龙源风电政府补助明细<sup>1</sup>如下表所列：

单位：万元

项 目	2017 年 1-8 月	2016 年
增值税即征即退 50%	1,248.65	3,301.58
出售 CDM 碳减排量	1,033.81	991.85
合 计	2,282.46	4,293.43

## （二）北方龙源风电政府补助不再列入非经常性损益

根据中国证监会《公开发行证券的公司信息披露规范问答第 1 号——非经常性损益》（[2008]43 号）：

“非经常性损益是指与公司正常经营业务无直接关系，以及虽与正常经营业务相关，但由于其性质特殊和偶发性，影响报表使用人对公司经营业绩和盈利能力做出正常判断的各项交易和事项产生的损益。

非经常性损益通常包括以下项目：

“……

（三）计入当期损益的政府补助，但与公司正常经营业务密切相关，符合国家政策规定、按照一定标准定额或定量持续享受的政府补助除外；

……”

北方龙源风电主营业务为发电业务，销售电力实现的全部收入需按照规定的税率计算销项税额，扣除同期进项税额后，计算应交增值税额。因此，北方龙源风电享受的增值税即征即退 50% 的税收优惠是与正常经营业务相关且具备持续性的，属于按一定标准定额或定量持续享受的政府补助。

此外，我国 A 股市场同行业可比上市公司普遍将增值税即征即退 50% 税收优惠对应的政府补助作为经常性损益，未纳入非经常性损益的范围。北方龙源风电不再将增值税即征即退 50% 税收优惠纳入非经常性损益是符合行业惯例的。

我国 A 股申万新能源发电板块全部 7 家上市公司的会计处理如下表所列：

单位：万元

公司	2015 年	2016 年

<sup>1</sup>财政部于 2017 年 5 月颁布了修订的《企业会计准则第 16 号——政府补助》，对于与企业日常活动相关的政府补助，在计入利润表时，按照经济业务实质由原计入营业外收入改为计入其他收益。据此，北方龙源风电自 2017 年 1 月 1 日起，将增值税即征即退 50% 收入和出售 CDM 碳减排量收入由营业外收入调整为其其他收益列报。

	与增值税返还相关的政府补贴	是否列入经常性损益	与增值税返还相关的政府补贴	是否列入经常性损益
宝新能源	-	-	-	-
银星能源	2,228.44	是	1,501.79	是
凯迪生态	20,542.67	是	24,871.62	是
中闽能源	-	-	1,953.02	是
节能风电	4,068.88	是	5,229.08	是
中国核电	197,659.80	是	240,901.61	是
嘉泽新能源	-	-	-	-

出售 CDM 碳减排量收入的计算公式为：经联合国指定的经营实体确认的项目减排基本单位（风电企业为所属项目的售电度数）\*减排因子\*碳交易单价。因此，出售 CDM 碳减排量收入属于正常经营业务相关且具备持续性的，属于按一定标准定额或定量持续享受的政府补助。

综上，会计师根据新的会计准则《企业会计准则第 16 号——政府补助》和中国证监会《公开发行证券的公司信息披露规范问答第 1 号——非经常性损益》（[2008]43 号）的相关规定，不再将北方龙源风电的政府补助纳入非经常性损益。

### （三）北方龙源风电政府补助的可持续性分析

#### 1、增值税即征即退 50% 收入

##### （1）政策背景

风电行业具有前期投资成本较高，但后期运维成本却相对较低的特点。在建设阶段投资的设备进项税额抵扣完以后，每年的运行材料、维修材料、备品备件等形成的进项税额占比非常小，若没有相关优惠政策，风电企业的后期增值税税赋将会非常高。为解决风电企业发展的“后顾之忧”，提高投资的积极性，财政部、国家税务总局于 2008 年 12 月 9 日发文《财政部国家税务总局关于资源综合利用及其他产品增值税政策的通知》（财税[2008]156 号）明确“对销售利用风力生产的电力实现的增值税实行即征即退 50% 的政策”。2015 年 6 月 12 日财政部、国家税务总局发文《财政部国家税务总局关于风力发电增值税政策的通知》（财税[2015]74 号）再次明确了“自 2015 年 7 月 1 日起，对纳税人销售自产的利用风力生产的电力产品，实行增值税即征即退 50% 的政策”。



## （2）可持续性分析

上述财税[2015]74号文件为财政部和国家税务总局颁发，是权威性的全国风电企业适用税收优惠政策，与当前我国政府促进能源结构调整，大力支持新能源尤其是风电行业发展的总体战略相适应。从具体内容看，文件中仅明确了优惠政策的执行起始时间，并未对税收优惠政策的截止时间作出规定，即增值税一般纳税人享受上述增值税返还政策不存在时限性。同时，截至本回复报告出具日，该政策亦没有发生变更。因此判断，风力发电企业实行增值税即征即退 50%的优惠政策短期内不会发生重大变更，政府补贴即增值税退税收入是具有可持续性的。

## 2、出售 CDM 碳减排量收入

### （1）政策背景

1997年12月，在日本京都召开的《联合国气候变化框架公约》缔约方第三次会议通过了旨在限制发达国家温室气体排放量以抑制全球变暖的《京都议定书》，规定了各发达国家必须完成一定的碳减排目标。其中，第十二条阐释的 CDM，允许工业化国家的政府或者私人经济实体在发展中国家开展温室气体减排项目并据此获得“经核证的减排量”（CERs）。发达国家可以从发展中国家购买温室气体减排额度，来抵减本国的温室气体减排义务，以实现全球范围内温室气体减排的目标。

为进一步推进清洁发展机制项目在中国的有序发展，促进清洁发展机制市场的健康发展，国家发改委、科技部、外交部、财政部于 2005 年联合发布《清洁发展机制项目运行管理办法》并于 2011 年进行了修订，对我国 CDM 项目的管理体制、申请和实施程序等作出明确规定，并约定了政府和项目实施企业的分配比例。

2016年1月22日，国家发改委出台《关于切实做好全国碳排放权交易市场启动重点工作的通知》，明确提出以控制温室气体排放、实现低碳发展为导向，充分发挥市场机制在温室气体排放资源配置中的决定性作用，国家、地方、企业上下联动、协同推进全国碳排放权交易市场建设，确保 2017 年启动全国碳排放权交易。“十三五”期间，全国碳交易市场将覆盖电力、钢铁、化工等八大行业共计 7,000~8,000 家重点企业，排放总量近 45 亿吨。全国碳交易市场规模预计达千亿至万亿，将超越欧盟碳交易体系成为世界最大的碳市场。目前，全国碳交易市场建设工作已进入最后冲刺阶段，配额分配方案等核心要素已获国务院批准，

预计将于近期正式公布。

## （2）可持续性分析

北方龙源风电的项目作为清洁能源，符合 CDM 的申报条件，自 2008 年开始进行 CDM 交易并取得收入以来，经过多年的发展，截至 2017 年 8 月底，已有近 80% 的装机容量签署了核证减排量买卖协议，涉及乌力吉、灰腾梁白音站、柳兰站、朱日和、辉腾锡勒等多个风场。从历史年度及已明确的 CDM 交易价格分析，各年收益较稳定。根据相关的国家政策、市场调查、历史年度收益情况及未来年度买卖协议，未来碳排放交易市场将进一步规范化、法制化和常态化，在未来预测期及永续期，尚未发现影响碳排放交易持续客观存在的政策障碍、市场变化等负面因素，因此出售 CDM 碳减排量收入具备可持续性。

## 三、政府补助因素对净利润预测数据的审慎性说明

综上所述，本次收益法评估中考虑到财税[2015]74 号文件对北方龙源风电是适用的且不存在实质性障碍，同时该项政策为我国长期实施的全国范围内的政策法规具备可持续性，上述增值税即征即退 50% 的税收优惠享受的政府补助也不属于非经常性损益的范畴。

同时，北方龙源风电符合 CDM 的申报条件，以往历年收益较稳定。根据相关的国家政策、市场调查、历史年度收益情况及未来年度买卖协议，未来碳排放交易市场将进一步规范化、法制化和常态化，出售 CDM 碳减排量收入也具备可持续性。

此外，评估机构出具的资产评估报告中也明确了“有关利率、赋税基准及税率、政策性征收费用等不发生重大变化”的假设前提，相关信息披露也是充分的。因此按上述文件精神并结合历史年度企业实际已享有的税收优惠和取得的出售 CDM 碳减排量收入预测政府补贴收入，对净利润的影响是审慎的。

## 问题 4:

一、2、（8）请申请人、评估师及会计师对比截止反馈意见回复日拟收购资产的效益实现状况与评估及盈利预测的情况，分析说明评估及盈利预测的审慎性。请保荐机构进行核查。

## 【评估师回复】

### 一、截止反馈意见回复日拟收购资产的效益实现状况与评估及盈利预测的情况对比

根据中证天通出具的北方龙源风电 2017 年 1-8 月审计报告(中证天通[2017]证特审字第 0202002 号),2017 年 1-8 月,北方龙源风电已实现营业收入 35,317.93 万元,利润总额 6,874.35 万元,净利润 5,835.22 万元。

收益法评估预测 2017 年营业收入 56,052.71 万元,利润总额 9,189.82 万元,净利润 7,837.65 万元。

2017 年 1-8 月拟收购资产的效益实现情况与收益法评估 2017 全年预测数据对比情况如下表所列:

单位:万元

项目	2017 年 1-8 月实现收益	2017 年度收益法评估预测	2017 年 1-8 月实现收益占 2017 年评估预测的比例
营业收入	35,317.93	56,052.71	63.01%
利润总额	6,874.35	9,189.82	74.80%
净利润	5,835.22	7,837.65	74.45%

### 二、评估及盈利预测的审慎性分析说明

根据北方龙源风电 2016 年 1-8 月及 2016 年度财务报表,2016 年 1-8 月,北方龙源风电实现营业收入 37,223.31 万元,利润总额 6,639.14 万元,净利润 5,643.27 万元;2016 年度,实现营业收入 57,600.92 万元,利润总额 9,793.91 万元,净利润 8,347.83 万元。其中,因 2016 年度所得税统一在年终汇算,为保持统计口径一致,按 15%所得税率对 2016 年 1-8 月的净利润进行了调整。2016 年 1-8 月与 2016 年度收益实现的对比情况如下表所列:

单位:万元

项目	2016 年 1-8 月实现收益	2016 年度实现收益	2016 年 1-8 月实现收益
营业收入	37,223.31	57,600.92	64.62%
利润总额	6,639.14	9,793.91	67.79%
净利润	5,643.27	8,347.83	67.60%

根据以上财务数据,2016 年 1-8 月完成全年收益与 2017 年 1-8 月完成全年评估预测收益的对比情况如下表所列:

项目	2016年1-8月实现收益占2016年度收益的比例	2017年1-8月实现收益占2017年评估预测的比例	差异率
营业收入	64.62%	63.11%	-1.61%
利润总额	67.79%	73.52%	7.01%
净利润	67.60%	71.57%	6.85%

从以上统计数据进行分析，北方龙源风电 2016 年 1-8 月完成全年收益的比例与 2017 年 1-8 月完成全年评估预测收益的比例差异不大，其中 2017 年 1-8 月利润总额、净利润完成比例高于上年同期实际经营数据，即 2017 年 1-8 月拟收购资产的效益实现状况好于 2016 年。因此，在企业保持正常经营的前提下，收益法评估对利润的预测是相对保守的、审慎的。

（此页无正文，为《北京卓信大华资产评估有限公司关于<中国证监会行政许可项目审查一次反馈意见通知书>（171453号）的回复》之盖章页）

经办资产评估师：            解彦平            胡金华

北京卓信大华资产评估有限公司

二〇一七年九月二十一日