



Ernst & Young Hua Ming LLP
Level 16, Ernst & Young Tower
Oriental Plaza, 1 East Chang An Avenue
Dongcheng District
Beijing, China 100738

安永华明会计师事务所（特殊普通合伙）
中国北京市东城区东长安街1号
东方广场安永大楼16层
邮政编码: 100738

Tel 电话: +86 10 5815 3000
Fax 传真: +86 10 8518 8298
ey.com

**关于对华电新能源集团股份有限公司
首次公开发行股票并在主板上市申请文件
第二轮审核问询函回复的专项说明**

上海证券交易所：

安永华明会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“我们”）审计了华电新能源集团股份有限公司（以下简称“华电新能”或“发行人”、“公司”）2020年度、2021年度及2022年度的财务报表（统称“申报财务报表”），并于2023年3月24日出具了编号为安永华明（2023）审字第61722625_A02号的无保留意见审计报告。

我们对申报财务报表执行审计程序的目的，是对申报财务报表是否在所有重大方面按照企业会计准则的规定编制，是否公允反映华电新能源集团股份有限公司2020年12月31日、2021年12月31日及2022年12月31日的合并及公司财务状况以及2020年度、2021年度及2022年度的合并及公司经营成果和现金流量表发表审计意见，不是对上述申报财务报表中的个别项目的金额或个别附注单独发表意见。

根据上海证券交易所（以下简称“贵所”）于2023年5月8日出具的《关于华电新能源集团股份有限公司首次公开发行股票并在沪市主板上市申请文件的第二轮审核问询函》（函件编码：上证上审〔2023〕355号）（以下简称“审核问询函”），我们以对上述申报财务报表执行的审计及核查工作为依据，对贵所就审核问询函中提出的需由申报会计师进行核查/说明的相关问题逐条回复如下。

问题二、关于可再生能源发电补贴自查

请发行人说明：判断尚未纳入可再生能源发电项目补贴清单目录电站的项目将来纳入清单不存在实质性障碍的依据是否合理；补贴核查工作的最新进展情况，发行人冲减的收入及计提的准备是否充分；发行人梳理的项目数量是否准确。

请保荐机构、申报会计师说明核查依据、过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人说明

（一）判断尚未纳入可再生能源发电项目补贴清单目录电站的项目将来纳入清单不存在实质性障碍的依据是否合理

截至 2022 年 12 月 31 日，公司确认可再生能源补贴收入但尚未纳入可再生能源发电项目补贴清单/目录（以下简称“补贴清单”）的项目总共 98 个，装机容量 580.92 万千瓦，公司判断上述 98 个项目预计后续进入补贴清单不存在实质性障碍，具体情况如下：

1、判断尚未纳入“补贴清单”项目将来纳入清单不存在实质性障碍的依据

（1）相关法律法规

根据《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建[2020]5 号）的规定，“纳入补助项目清单项目的具体条件包括：

（一）新增项目需纳入当年可再生能源发电补贴总额范围内；存量项目需符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内。

（二）按照国家有关规定已完成审批、核准或备案；符合国家可再生能源价格政策，上网电价已经价格主管部门审核批复。

（三）全部机组并网时间符合补助要求。

（四）相关审批、核准、备案和并网要件经国家可再生能源信息管理平台审核通过”。

根据《关于加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财

办建[2020]70 号) 的规定,“纳入补贴清单的可再生能源发电项目需满足以下条件:

(一)符合我国可再生能源发展相关规划的陆上风电、海上风电、集中式光伏电站、非自然人分布式光伏发电、光热发电、地热发电、生物质发电等项目。所有项目应于 2006 年及以后年度按规定完成核准(备案)手续,并已全部容量完成并网。

(二)符合国家能源主管部门要求,按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内,生物质发电项目需纳入国家或省级规划,农林生物质发电项目应符合《农林生物质发电项目防治掺煤监督管理指导意见》(国能综新能(2016)623 号)要求。其中,2019 年光伏新增项目,2020 年光伏、风电和生物质发电新增项目需满足国家能源主管部门出台的新增项目管理办法。

(三)符合国家可再生能源价格政策,上网电价已获得价格主管部门批复”。

综上所述,纳入补贴清单的前置条件可归纳为:纳入年度建设规模或规划规模,已完成发展改革委审批、核准或备案程序,取得上网电价批复,全容量并网时间符合要求。

(2) 公司 98 个尚未纳入补贴清单的项目具体情况

公司 98 个尚未纳入补贴清单的项目,均已纳入年度建设规模或规划规模,取得发展改革委审批、核准或备案文件及价格主管部门确认的电价依据文件,并网时间均符合可再生能源补贴的要求,具体如下:

关于是否纳入年度建设规模或规划规模。目前新能源发电企业实际业务开展过程中,一般由所在地能源局发布规划和年度建设规模,随后项目业主根据能源局规划和自身拟开展的项目情况,向所在地发展改革委进行核准申请或备案工作。所谓年度建设规模或规划规模包括特许权招标结果明确的项目规模,年度核准计划或增补计划明确的项目规模,各省(区、市)年度开发建设方案、实施方案或调整方案明确的项目规模,基地、试点示范类项目清单明确的规模,或全国海上风电开发建设方案(2014-2016)、国家能源主管部门批复的各省(区、市)海上风电规划项目规模。根据各省(区、市)年度开发建设方案、实施方案或调整方案,或者各省份纳入指标规模的项目清单等资料,公司 98 个尚未纳入补贴清单

的项目，均已纳入年度建设规模或规划规模。

关于是否完成审批、核准或备案。新能源发电项目开发建设需要经过相当严格的审批程序，关于风力发电项目，根据国务院《关于取消和下放一批行政审批项目等事项的决定》（国发〔2013〕19号）规定，企业投资风力发电项目核准的审批权限已经下放至地方政府投资主管部门，实际由各地发展改革委负责核准。关于光伏发电项目，根据《光伏电站项目管理暂行办法》（国能新能〔2013〕329号）文件，光伏电站项目实行备案制管理。此外，根据国家发展改革委、能源局《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》，将完善新能源项目投资核准（备案）制度，推动风电项目由核准制调整为备案制。公司 98 个尚未纳入补贴清单的项目，均已取得发展改革委审批、核准或备案文件。

关于是否取得上网电价批复。根据《中华人民共和国可再生能源法》，可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定，并根据可再生能源开发利用技术的发展适时调整。实行招标的可再生能源发电项目的上网电价，按照中标确定的价格执行。公司 98 个尚未纳入补贴清单的项目均已取得上网电价批复，不再批复上网电价的地区按照国家发展改革委制定的统一上网电价政策执行相应的上网电价。

关于并网时间是否符合补贴要求。按照国家价格政策要求，项目执行并网时间的上网电价。其中根据《关于加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕70号）的规定，项目全容量并网时间由地方能源监管部门或电网企业认定，如因技术原因等特殊原因确实无法认定的，参照《可再生能源发电项目全容量并网时间认定办法》进行认定。根据并网时间承诺书、电力业务许可证（按规定豁免办理电力业务许可证的项目除外）以及并网调度协议等资料，公司 98 个尚未纳入补贴清单的项目，并网时间均符合可再生能源补贴的要求。

公司 98 个尚未纳入补贴清单的项目的具体情况如下：

序号	项目名称	是否纳入年度建设规模或规划规模	是否完成审批、核准或备案	是否取得上网电价批复	并网时间是否符合补贴要求	纳入补贴清单是否存在障碍
----	------	-----------------	--------------	------------	--------------	--------------

序号	项目名称	是否纳入年度建设规模或规划规模	是否完成审批、核准或备案	是否取得上网电价批复	并网时间是否符合补贴要求	纳入补贴清单是否存在障碍
1	淮北矿业临涣焦化分散式风电项目(一期)	是	是	是	是	否
2	淮北矿业临涣焦化分散式风电项目(二期)	是	是	是	是	否
3	濉溪县刘桥镇分散式风电项目	是	是	是	是	否
4	蓝奥能源烈山区分散式风电项目	是	是	是	是	否
5	中远溪北部风电场项目	是	是	是	是	否
6	福清海坛海峡海上风电场项目	是	是	是	是	否
7	福清赤礁风电场项目	是	是	是	是	否
8	福清龙潭风电场项目	是	是	是	是	否
9	漳平大西岭风电场项目	是	是	是	是	否
10	连城石壁山风电场项目	是	是	是	是	否
11	尤溪汤川风电场项目	是	是	是	是	否
12	湛江徐闻下桥风电场项目	是	是	是	是	否
13	湛江徐闻下桥二期风电场项目	是	是	是	是	否
14	阳江青洲三海上风电场项目	是	是	是	是	否
15	武陟县分散式风电多能互补项目	是	是	是	是	否
16	舞阳县分散式风电多能互补项目	是	是	是	是	否
17	延津分散式风电项目	是	是	是	是	否
18	商水风远分散式风电项目	是	是	是	是	否
19	泰来宏浩风电项目	是	是	是	是	否
20	武穴大金风电场二期项目	是	是	是	是	否
21	黄梅孔垄分散式风电项目	是	是	是	是	否
22	黄梅小池分散式风电项目	是	是	是	是	否
23	黄梅刘佐分散式风电项目	是	是	是	是	否
24	黄梅五祖余四房分散式风电项目	是	是	是	是	否
25	武穴石佛寺分散式风电项目	是	是	是	是	否
26	武穴大法寺分散式风电项目	是	是	是	是	否
27	武穴梅川分散式风电项目	是	是	是	是	否
28	郴州北湖区仰天湖风电场二期风电项目	是	是	是	是	否
29	郴州白石渡风电场项目	是	是	是	是	否
30	永州蓝山四海坪二期风电项目	是	是	是	是	否

序号	项目名称	是否纳入年度建设规模或规划规模	是否完成审批、核准或备案	是否取得上网电价批复	并网时间是否符合补贴要求	纳入补贴清单是否存在障碍
31	永州宁远梅岗风电项目	是	是	是	是	否
32	宁远鲁观风电场项目	是	是	是	是	否
33	永州蓝山白毛坪风电场项目	是	是	是	是	否
34	江永松柏风电项目	是	是	是	是	否
35	康保卧虎石风电场项目	是	是	是	是	否
36	宜春丰顶山风电场项目	是	是	是	是	否
37	昌图长发风力发电项目	是	是	是	是	否
38	翁牛特旗高家梁风电场发电项目	是	是	是	是	否
39	切吉四标段风电项目	是	是	是	是	否
40	莱州夏邱风电场项目	是	是	是	是	否
41	威海苘山风电场项目	是	是	是	是	否
42	德州陵城义渡口一期风电项目	是	是	是	是	否
43	德州陵城义渡口二期风电项目	是	是	是	是	否
44	德州临邑德惠新河一期风电项目	是	是	是	是	否
45	盐湖区分散式风力发电项目	是	是	是	是	否
46	山西五寨杏岭子风电项目	是	是	是	是	否
47	山西定襄系舟山风电项目	是	是	是	是	否
48	晋城泽州县山河镇风电场二期项目	是	是	是	是	否
49	山西朔州平鲁东平太风电项目	是	是	是	是	否
50	山西朔州应县梨树坪风电项目	是	是	是	是	否
51	陕西定边张峡先风电项目	是	是	是	是	否
52	陕西定边张峡先二期风电项目	是	是	是	是	否
53	榆林高家堡二期风电项目	是	是	是	是	否
54	榆林高家堡三期风电项目	是	是	是	是	否
55	榆阳小壕兔风电项目	是	是	是	是	否
56	咸阳旬邑土桥风电场项目	是	是	是	是	否
57	旬邑二期风电场项目	是	是	是	是	否
58	盐源县观塔坡风电场项目	是	是	是	是	否
59	盐源县小高山风电场项目	是	是	是	是	否
60	盐源县大河风电场项目	是	是	是	是	否
61	木垒大石头风力发电项目	是	是	是	是	否

序号	项目名称	是否纳入年度建设规模或规划规模	是否完成审批、核准或备案	是否取得上网电价批复	并网时间是否符合补贴要求	纳入补贴清单是否存在障碍
62	六师北塔山牧场风电项目	是	是	是	是	否
63	木垒老君庙风力发电项目	是	是	是	是	否
64	玉环1号海上风电场一期项目	是	是	是	是	否
65	奉节尖子山风电场项目	是	是	是	是	否
66	奉节分水岭风电场项目	是	是	是	是	否
67	石柱万宝风电场	是	是	是	是	否
68	江苏大仪风力发电项目	是	是	是	是	否
69	兴化沙沟低风速风电项目	是	是	是	是	否
70	仪征陈集低风速风电项目	是	是	是	是	否
71	威宁县板底登底农业光伏电站项目	是	是	是	是	否
72	望谟昂武和亭农业光伏项目	是	是	是	是	否
73	安达市青肯泡乡光伏地面电站 A 项目	是	是	是	是	否
74	安达市青肯泡乡光伏地面电站 B 项目	是	是	是	是	否
75	讷河市兴旺乡光伏电站建设项目	是	是	是	是	否
76	湖北随县殷店地面光伏电站项目三期	是	是	是	是	否
77	武穴石佛寺一期渔光互补光伏发电项目	是	是	是	是	否
78	沽源元宝山分布式光伏电站生态治理综合应用示范项目	是	是	是	是	否
79	赞皇县明诚宇盟集中式光伏扶贫项目	是	是	是	是	否
80	石家庄赞皇光伏复合项目	是	是	是	是	否
81	格尔木并网光伏发电项目	是	是	是	是	否
82	共和光伏发电项目	是	是	是	是	否
83	山东滕州柴胡店太阳能光伏发电项目	是	是	是	是	否
84	鄯善光伏发电项目	是	是	是	是	否
85	长兴和平半山分公司风电项目	是	是	是	是	否
86	长兴和平杭州半山分公司光伏项目	是	是	是	是	否
87	龙游一期分布式光伏发电项目	是	是	是	是	否
88	衢州市柯城区金屋顶光伏富民项目	是	是	是	是	否
89	赣榆墩尚 3MW 渔光互补光伏电站项目	是	是	是	是	否

序号	项目名称	是否纳入年度建设规模或规划规模	是否完成审批、核准或备案	是否取得上网电价批复	并网时间是否符合补贴要求	纳入补贴清单是否存在障碍
90	赣榆 20MW 渔光互补光伏发电项目	是	是	是	是	否
91	赣榆 2MW 渔光互补光伏扶贫发电项目	是	是	是	是	否
92	赣榆墩尚 5MW 渔光互补光伏发电项目	是	是	是	是	否
93	赣榆墩尚 2MW 渔光互补光伏发电项目	是	是	是	是	否
94	泰兴新街镇农业种养光伏综合开发利用一期项目	是	是	是	是	否
95	江苏华电仪征新能源有限公司 50MW 农光互补光伏发电项目	是	是	是	是	否
96	江苏华电仪征新能源有限公司 18MW 农光互补光伏发电项目	是	是	是	是	否
97	定边红柳沟风电项目	是	是	是	是	否
98	金湖陈桥光伏项目	是	是	是	是	否

注 1：其中 4 个项目因“项目并网”情况，公司基于谨慎性考虑，按照可再生能源补贴退坡关键时间节点后的上网电价于 2022 年度冲减部分可再生能源补贴收入 0.14 亿元。即使上述 4 个项目参照关键时点后的上网电价，根据国家发展改革委制定的统一上网电价政策，项目应享受的上网电价仍包含一定的可再生能源补贴。

注 2：截至 2023 年 3 月 31 日，上述 98 个项目中，已有 9 个项目已纳入补贴清单；截至 2023 年 4 月 30 日，上述 98 个项目中，已有 13 个项目已纳入补贴清单。

综上，公司上述 98 个尚未纳入补贴清单的项目，均已纳入年度建设规模或规划规模，取得发展改革委审批、核准或备案文件及价格主管部门确认的电价依据文件，并网时间均符合可再生能源补贴的要求，符合《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建[2020]5 号）以及《关于加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建[2020]70 号）对于纳入补贴清单的可再生能源发电项目主体资格的要求，上述项目未来纳入补贴清单预计不存在实质性障碍。

2、纳入补贴清单后续进展情况

2023 年以来，国家电网根据《财政部 国家发展改革委 国家能源局关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4 号）、《财政部 国家发展改革委 国家能源局关于印发〈可再生能源电价附加资金管理办法〉的通知》（财建〔2020〕5 号）、《财政部办公厅关于开展可再生能源发电补贴项目清单审

核有关工作的通知》（财办建〔2020〕6号）和《财政部办公厅关于加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕70号）等文件要求，对通过国网新能源云平台申报纳入可再生能源发电补贴清单，经国家电网初审、省级主管部门确认、国家可再生能源信息管理中心复核后，按规定完成公示程序的项目予以分批公布。

2023年3月，国家电网于新能源云平台发布2023年第一批可再生能源发电补贴项目清单，公司上述98个项目中，有9个项目已纳入补贴清单。

2023年4月，国家电网于新能源云平台发布2023年第二、三批可再生能源发电补贴项目清单，4个项目进一步纳入补贴清单。

综上，公司上述98个尚未纳入补贴清单的项目均符合纳入补贴目录条件，截至2023年4月30日，上述98个项目中已有13个项目已纳入补贴清单。

（二）补贴核查工作的最新进展情况，发行人冲减的收入及计提的准备是否充分

1、可再生能源补贴核查工作进展情况

2022年3月，国家发展改革委、能源局以及财政部三部委联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》（“《自查通知》”），提出为落实中央领导同志重要指示精神，加强可再生能源发电补贴资金使用管理，促进可再生能源行业高质量发展，决定在全国范围内开展可再生能源发电补贴核查工作。《自查通知》对电网企业和可再生能源发电项目主体均提出了核查要求，尤其是要求核查“是否严格按照《资金管理办法》执行可再生能源发电政策”、“是否规范管理并及时、公平拨付补贴资金”、“是否按相关补贴政策、拨付要求发放补贴资金”、“可再生能源发电项目是否存在手续不全、规避行业管理、实际并网装机容量与核准（备案）容量不一致等情况”，三部委联合在全国范围内开展可再生能源发电补贴核查工作，深层意义在于澄清和重申了前期政策规定中的细节问题、明确了规范补贴发放范围和尚未发放金额，为未来及时、高效、准确发放补贴打下了良好基础，根本目的是加强和优化可再生能源补贴资金使用管理，更好地将补贴款发放到发电企业，发挥好可再生能源补贴的激励作用，促进发电企业和整个行业的高质量发展。截至本问询回复出具之日，可再生能源补贴核查工作进展情况

如下：

(1) 可再生能源补贴回款速度加快

随着自查工作有序推进，国家也基于核查结果等信息加快推进可再生能源补贴发放工作，此次核查工作是我国支持新能源行业发展的关键和必要环节之一，在新能源财政补贴发放过程中起到承上启下的作用，在进一步重申现有规定和原则基础上，中央进一步加快通过每年度专项财政拨款、落实全额收取可再生能源电价附加费、组织电网企业通过市场化专项融资等综合手段解决补贴资金来源问题。2022 年度公司收到可再生能源补贴款回款金额为 186.69 亿元，远高于 2020 年度的回款金额 36.02 亿元及 2021 年度的回款金额 28.52 亿元。

(2) 可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释逐步明确

随着可再生能源发电补贴核查工作逐步推进，相关政策逐步明确、规范。2022 年 9 月，国家发展改革委办公厅、财政部办公厅、国家能源局综合司等三部委联合下发《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》（发改办运行[2022]853 号，以下简称“853 号文”），为规范、准确、高效做好可再生能源发电补贴核查认定工作，针对部分特殊光伏、风电项目上网电价的确定、纳入补贴项目容量的认定、光伏项目备案容量的认定标准以及风电项目核准规模是否超出规划规模的认定等内容进行了解释明确。

(3) 已公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单

根据 2022 年 10 月 28 日发布的《关于公示第一批可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单的公告》的公示说明，“根据国务院有关工作部署，为加强可再生能源发电补贴资金使用管理，国家发展改革委、财政部、国家能源局会同有关方面，自 2022 年 3 月起在全国范围内开展可再生能源发电补贴自查核查工作。通过组建国家核查工作组和 32 个省级核查工作组，对享受可再生能源发电补贴政策的风电、集中式光伏发电和生物质发电项目开展全面核查。坚持依法依规，按照相关主管部门明确的现有核查标准和政策解释，经可再生能源发电企业自查、中央企业总部审核、地方政府主管部门审查、省级核查工作组现场核查，对项目合规性、规模、电量、电价、补贴资金和环保等六个方面确认的合规项目，将分批予以公示”，因此本次可再生能源发电补贴自查结果将分批次公示。

2022年10月，国家电网和南方电网公示了第一批经核查确认的7,344个合规项目，后续公示期满后将根据相关部门工作进展公布合规项目清单；2023年1月，国家电网和南方电网公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单，合规项目共计7,335个。

综上，整体来看可再生能源补贴自查是一项复杂且繁琐的工作，涉及到的企业数量大，数据资料多；随着自查工作有序推进，国家也基于核查结果等信息加快推进可再生能源补贴发放工作；国家电网和南方电网已公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单，截至本问询回复出具之日，可再生能源补贴核查工作尚处于进行过程中，合规项目将分批予以公示，核查结果尚未明确。

2、公司收入冲减及资产减值计提情况

自可再生能源发电补贴自查工作开展以来，公司积极履行央企责任，响应核查要求，组织各项目公司认真开展自查工作，通过国家能源局可再生能源发电项目信息管理系统进行信息填报，并积极配合核查工作组开展工作。可再生能源补贴核查工作尚处于进行过程中，核查结果将分批次公示，根据目前可再生能源补贴核查进展，公司结合对相关政策的理解情况进行了最佳会计估计，对涉及“项目并网”相关情况、“装机容量”相关情况、“年度规模”相关情况的77个项目不确认或已冲减相关可再生能源补贴收入，并基于谨慎性原则对该等存在减值迹象的风力、太阳能电站相关资产进行减值测算，相关电站的具体情况和调整原因如下：

单位：亿元

电站数量	具体情况	调整原因	调整后补贴收入确认情况	调减收入金额	计提资产减值损失金额
32个	“项目并网”	1、公司对可再生能源发电项目是否满足纳入补贴清单的要求进行合理判断 2、根据自查报告及核查进展，对“全容量并网”概念提出之后，仍未实现全容量并网的项目进行判断，不确认或者调减可再生能源补贴收入 3、根据发改委下发的调整或废止可再生能源项目上网电价批复文件通知，调减可再生能源补贴收入	1、10个项目未确认补贴收入 2、7个项目冲减部分补贴收入 3、15个项目冲减全部补贴收入	2.66	3.12
45个	“装机容量”	根据2022年9月最新下发的“853号文”，对于实际并网容量超过纳入国家补贴范围规模与备案容量中较低者的部分，按比例核减可再生能源补贴收入	45个项目均冲减部分补贴收入	2.62	-
1个	“年度规模”	根据发改委下发的调整或废止可再生能源项目上网电价批复文件通知，调减全部可再生能源补贴收入	1个项目冲减全部补贴收入	0.59	0.37

电站数量	具体情况	调整原因	调整后补贴收入确认情况	调减收入金额	计提资产减值损失金额
		入			
合计 77 个项目^注				5.87	3.48

注：有 1 个项目同时存在 2 类情况，因此总数与前述各事项之和存在一定差异。

目前可再生能源补贴核查工作尚处于进行过程中，相关政策解读尚待明确，部分事项并非可再生能源发电企业主观原因导致，核查结论尚未明确，公司对现存政策的理解及核查进展，结合谨慎性原则进行账务处理，具体而言：

(1) “项目并网”相关情况

经公司初步统计，截至 2022 年 12 月 31 日，公司纳入核查范围的可再生能源发电项目，共有 51 个项目可能涉及“项目并网”情况，其中已纳入可再生能源补贴清单/目录的项目 22 个，暂未纳入可再生能源补贴清单/目录的项目 29 个。公司基于目前可再生能源补贴核查进展，结合公司对相关政策的理解情况进行了最佳会计估计，对 32 个项目不确认或已调减可再生能源补贴收入，其中 29 个暂未纳入补贴清单的项目均不确认或已调减可再生能源补贴收入；22 个已纳入补贴清单的项目中，3 个收到“调整或废止可再生能源项目上网电价批复文件通知”的项目已调减补贴收入，剩余 19 个项目主要于“全容量并网”概念和具体认定办法前实现并网发电，项目按照“并网”或“投运”的时间享受电价补贴，并且项目已经过电网企业或国家能源主管部门的多轮审核，公司现有可再生能源补贴收入确认依据充分，因此暂未进行账务处理。

(2) “装机容量”相关情况

经公司初步统计，截至 2022 年 12 月 31 日，公司纳入核查范围的可再生能源发电项目，共有 45 个项目可能涉及“装机容量”情况，其中风力发电项目 15 个，太阳能发电项目 30 个，公司基于目前可再生能源补贴核查进展，结合公司对相关政策的理解情况进行了最佳会计估计，对上述可能涉及“装机容量”情况的 45 个项目按比例调减可再生能源补贴收入。

(3) “年度规模”相关情况

经公司初步统计，截至 2022 年 12 月 31 日，公司纳入核查范围的可再生能

源发电项目，共有 8 个项目可能涉及“年度规模”情况，其中已纳入可再生能源补贴清单/目录的项目 6 个，暂未纳入可再生能源补贴清单/目录的项目 2 个。

对于存在“年度规模”情况的已纳入可再生能源补贴清单/目录的 6 个项目，均为内蒙古地区的项目，其中达茂旗巴音 5 号风电场风光一体化 10MWp 光伏电站项目已收到内蒙古自治区发展和改革委员会发布《内蒙古自治区发展和改革委员会关于废止部分可再生能源项目上网电价批复文件的通知》；公司已调减补贴收入 0.59 亿元，并计提资产减值损失 0.37 亿元。对于除达茂旗巴音 5 号风电场风光一体化 10MWp 光伏电站项目以外的 5 个内蒙古地区已纳入可再生能源补贴清单/目录的项目，目前尚未收到内蒙古自治区及各盟市地区发改委的废除或调整电价通知，鉴于此类项目已经过电网企业或国家能源主管部门的多轮审核，公司基于经电网公司确认的实际上网电量及经国家发改委等价格主管部门统一制定或核准批复并于合同约定的上网电价（含可再生能源补贴）确认电费收入依据充分。

对于 2 个暂未纳入可再生能源补贴清单/目录的项目，建设手续合规，建设满足备案文件要求，项目已完成发展改革委审批、核准或备案程序，取得上网电价批复，全容量并网时间等均符合《关于加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建[2020]70 号）的要求，暂未纳入可再生能源补贴清单/目录的项目非发行人主观原因所致，公司将积极与政府相关部门沟通，并根据相关政策落实后续进展情况。

综上，基于目前可再生能源补贴核查进展，公司结合对相关政策的理解情况进行了最佳会计估计，对涉及“项目并网”相关情况、“装机容量”相关情况、“年度规模”相关情况的 77 个项目，按照上述账务处理原则不确认或已冲减相关可再生能源补贴收入，并基于谨慎性原则对该等存在减值迹象的风力、太阳能电站相关资产进行减值测算，计提了资产减值准备。截至 2022 年 12 月 31 日，公司冲减收入金额和计提资产减值损失金额总计 9.35 亿元，其中冲减收入金额 5.87 亿元，计提资产减值损失 3.48 亿元。上述账务处理，已在公司 2022 年一季度、2022 年半年度及 2022 年度报告的合并报表中体现，公司在确认收入时、冲减收入时、计提资产减值损失时均根据当时具体情况做出的判断，恰当反映了当时情况，冲减收入及计提准备充分，现有账务处理原则符合《企业会计准则》的

相关规定。

(三) 发行人梳理的项目数量是否准确

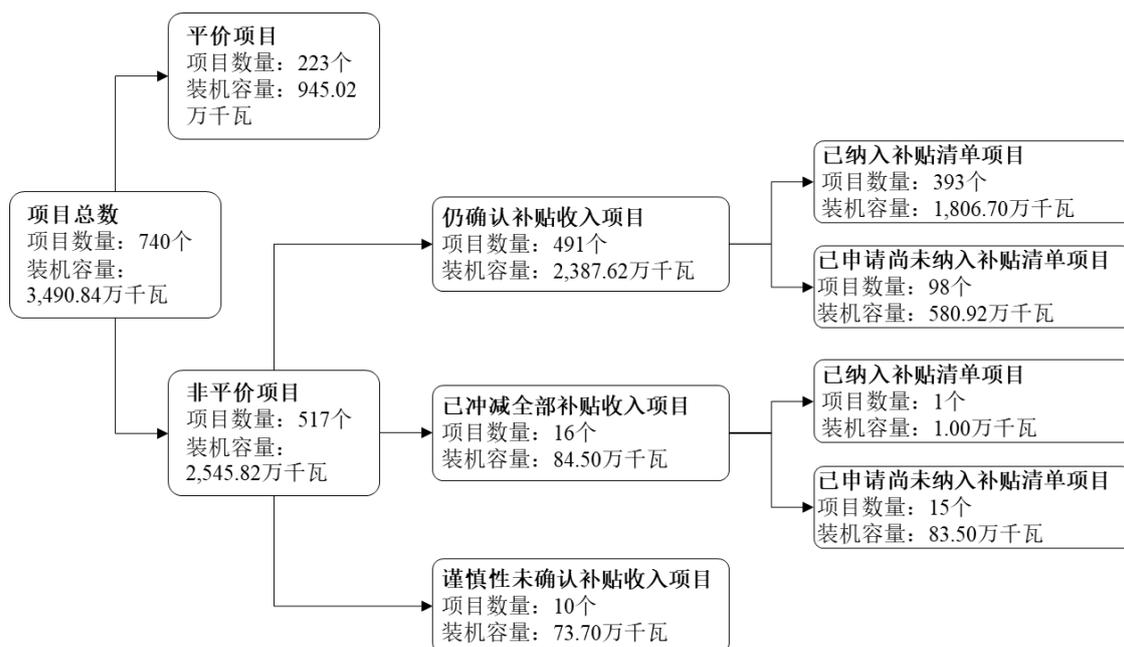
1、项目整体数量情况

报告期内，公司已建成新能源发电项目数量较多。截至 2022 年 12 月 31 日，按电力业务许可证及发展改革委核准备案项目情况进行统计，公司前期已建成风力及太阳能发电项目总计 740 个，装机容量 3,490.84 万千瓦。

在电场/站的实际经营管理过程中，部分分期开发的项目由于其地理上处于同一位置且归属同一项目公司，为提升整体经营管理效率，采用合并管理整体生产经营指标，故管理口径合计在运项目数量为 730 个。以上差异仅为项目管理过程中的统计口径差异，不影响发行人的装机容量、上网电量、收入等业务及财务指标。

2、按照是否确认可再生能源补贴收入进行分类

报告期内公司确认可再生能源补贴的电站项目包括已纳入可再生能源发电项目补贴清单/目录（以下简称“补贴清单”）的电站项目，也包括暂时尚未纳入补贴清单的电站项目。截至 2022 年 12 月 31 日，公司前期已建成风力及太阳能发电项目总计 740 个，装机容量 3,490.84 万千瓦；其中平价项目 223 个，装机容量 945.02 万千瓦，占总装机容量 27.07%；剩余 517 个项目，装机容量 2,545.82 万千瓦，占总装机容量 72.93%。上述 517 个项目按照是否确认可再生能源补贴收入进行分类，公司前期已建成且仍确认可再生能源补贴收入的发电项目 491 个；报告期内曾确认过可再生资源补贴收入，但随着可再生资源补贴核查工作开展的，公司已冲减全部可再生资源补贴收入的发电项目 16 个；基于谨慎性未确认相关可再生资源补贴收入的发电项目 10 个。



(1) 前期已建成且仍确认可再生能源补贴收入的 491 个发电项目

截至 2022 年 12 月 31 日，公司前期已建成且仍确认可再生能源补贴收入的 491 个发电项目，合计装机容量为 2,387.62 万千瓦，占总装机容量 68.40%，其中：393 个项目已纳入补贴清单，合计装机容量为 1,806.70 万千瓦，占总装机容量 51.76%；98 个项目已申请但尚未纳入补贴清单，合计装机容量为 580.92 万千瓦，占总装机容量 16.64%。

(2) 报告期内曾确认但后续已冲减全部可再生能​​源补贴收入的 16 个发电项目

公司有 16 个发电项目报告期内曾确认过可再生能​​源补贴收入，但随着可再生能​​源补贴核查工作开展，公司已冲减全部可再生能​​源补贴收入，且后续暂不确认可再生能​​源补贴收入。上述 16 个发电项目中，有 1 个发电项目纳入补贴清单，15 个发电项目尚未纳入补贴清单，具体情况如下：

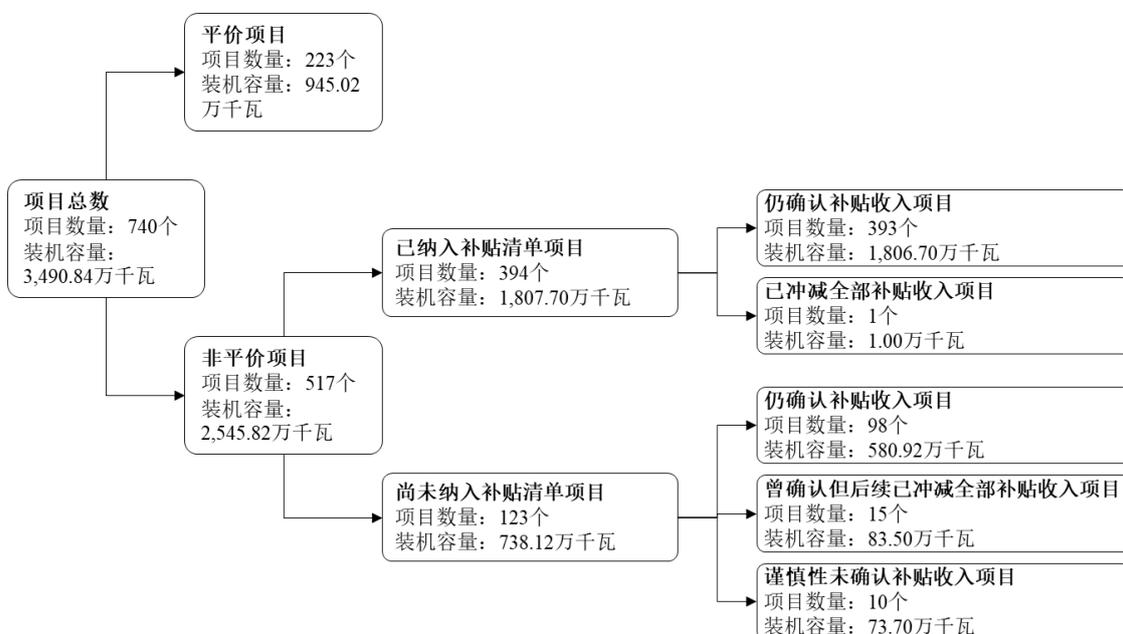
达茂旗巴音 5 号风电场风光一体化 10MWp 光伏电站项目虽已纳入补贴清单，但目前因“年度规模”相关情况收到发改委废除电价的通知以及退款通知，已冲减前期已确认的可再生能​​源补贴收入，后续暂不确认可再生能​​源补贴收入；剩余 15 个项目尚未纳入补贴清单，因“项目并网”相关情况已冲减前期已确认的可再生能​​源补贴收入，并且后续暂不确认可再生能​​源补贴收入。

(3) 谨慎性暂未确认相关可再生能源补贴收入的 10 个发电项目

报告期内，公司有 10 个项目虽然已纳入当年可再生能源发电补贴总额范围或年度建设规模管理范围内，但后续能否纳入补贴清单存在一定的不确定性，公司基于谨慎性原则考虑，上述 10 个项目暂未确认相关可再生能源补贴收入。

3、按照是否纳入补贴清单进行分类

截至 2022 年 12 月 31 日，公司前期已建成风力及太阳能发电项目总计 740 个，装机容量 3,490.84 万千瓦；其中平价项目 223 个，装机容量 945.02 万千瓦；剩余 517 个项目按照是否是否纳入补贴清单进行分类，具体情况如下：公司已纳入补贴清单的发电项目 394 个，暂时尚未纳入补贴清单的发电项目 123 个。



(1) 已纳入补贴清单的 394 个发电项目

截至 2022 年 12 月 31 日，公司已纳入补贴清单的发电项目 394 个，装机容量 1,807.70 万千瓦；其中公司前期已建成仍确认可再生能源补贴收入的发电项目 393 个，装机容量 1,806.70 万千瓦；1 个项目达茂旗巴音 5 号风电场风光一体化 10MWp 光伏电站项目虽已纳入补贴清单，但目前因“年度规模”相关情况收到发改委废除电价的通知以及退款通知，已冲减前期已确认可再生能源补贴收入，后续暂不确认可再生能源补贴收入。

(2) 暂时尚未纳入补贴清单的 123 个发电项目。

截至 2022 年 12 月 31 日，公司暂时尚未纳入补贴清单的发电项目 123 个，装机容量 738.12 万千瓦。其中，公司前期已建成仍确认可再生能源补贴收入的发电项目 98 个；报告期内曾确认过可再生能源补贴收入，但随着可再生能源补贴核查工作开展的，公司已冲减全部可再生能源补贴收入的发电项目 15 个；基于谨慎性未确认相关可再生能源补贴收入的发电项目 10 个。具体情况如下：

①可再生能源补贴核查工作开展后，仍确认补贴收入的 98 个发电项目情况

截至 2022 年 12 月 31 日，公司确认可再生能源补贴收入但尚未纳入补贴清单的项目总共 98 个，装机容量 580.92 万千瓦。尽管上述 98 个项目尚未纳入补贴清单，但预计后续进入补贴清单不存在实质性障碍，因此确认可再生能源补贴收入。

②报告期内曾确认但后续已冲减全部可再生能源补贴收入的 15 个发电项目

三部委联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》后，公司已按照三部委的核查要求，通过国家能源可再生能源发电项目信息管理系统完成各发电项目相关自查信息填报工作，并上报自查报告。针对自查报告中提及的“项目并网”情况等，公司于 2022 年一季度，在首次申报的财务报表中已经对前期曾确认可再生能源补贴收入但尚未纳入补贴清单的 9 个项目进行了账务处理，对前期确认的可再生能源补贴收入 0.99 亿元进行全部调减，此后上述 9 个项目暂不确认可再生能源补贴收入。

随着可再生能源发电补贴核查工作逐步推进，公司基于现有政策的理解及收到废除或调整电价通知等核查进展，进一步对存在“项目并网”情况的尚未纳入补贴清单的 6 个项目进行了账务处理，对前期确认的可再生能源补贴收入 1.14 亿元进行全部调减，此后上述 6 个项目暂不确认可再生能源补贴收入。

③谨慎性暂未确认相关可再生能源补贴收入的 10 个发电项目

报告期内，公司有 10 个项目虽然已纳入当年可再生能源发电补贴总额范围或年度建设规模管理范围内，但后续能否纳入补贴清单存在一定的不确定性，公司基于谨慎性原则考虑，上述 10 个项目暂未确认相关可再生能源补贴收入。

4、收入冲减及资产减值计提项目分布情况

基于目前可再生能源补贴核查进展，公司结合对相关政策的理解情况进行了最佳会计估计，对涉及“项目并网”相关情况、“装机容量”相关情况、“年度规模”相关情况的 77 个项目，公司不确认或已冲减相关可再生能源补贴收入，并基于谨慎性原则对该等存在减值迹象的风力、太阳能电站相关资产进行减值测算，计提了资产减值准备。截至 2022 年 12 月 31 日，公司冲减收入金额和计提资产减值损失金额总计 9.35 亿元，其中冲减收入金额 5.87 亿元，计提资产减值损失 3.48 亿元，上述 77 个项目与是否确认可再生能源补贴收入和是否纳入补贴清单细分项目的对应分布情况如下：



注：有 1 个已纳入补贴清单项目同时存在 2 类情况，该项目因为“项目并网”情况调减部分可再生能源补贴收入，因为“装机容量”情况调减部分补贴收入，因此总数与前述各事项之和存在一定差异。

针对上述 77 个不确认或已冲减相关可再生能源补贴收入的项目，公司基于谨慎性原则对其中存在减值迹象的风力、太阳能电站相关资产进行减值测试，基于上述减值测试结果，公司于 2022 年对其中 5 个电站项目计提了资产减值准备合计 3.48 亿元，相关减值测试情况可参见本问询回复第 4 题之“一、发行人说

明”之“(二) 补贴核查工作的最新进展及相关减值测试情况”。

二、申报会计师核查情况

(一) 核查程序

基于对申报财务报表整体发表审计意见，我们按照中国注册会计师审计准则的规定，执行了必要的审计及核查程序，主要包括：

1、查阅法律法规，了解可再生能源发电项目纳入补贴清单的具体条件；获取发行人可再生能源发电项目纳入补贴清单的情况，针对确认补贴收入但未纳入可再生能源发电项目补贴清单的项目，分析复核上述项目是否满足纳入可再生能源发电项目补贴清单的要求；针对确认补贴收入但未纳入可再生能源发电项目补贴清单的项目，获取项目对应的各省（区、市）年度开发建设方案、实施方案或调整方案，或者各省份纳入指标规模的项目清单等资料，复核项目是否纳入年度建设规模或规划规模；获取项目发展改革委核准/备案批复文件，复核项目是否完成审批、核准或备案；获取项目上网电价批复，不再批复上网电价的地区获取国家发展改革委制定的统一上网电价政策，复核项目是否取得上网电价批复；获取项目并网时间承诺书、电力业务许可证（按规定豁免办理电力业务许可证的项目除外）以及并网调度协议等资料，复核项目并网时间是否符合补贴要求；

2、获取可再生能源补贴核查过程中相关核查资料信息，访谈部分省级行业主管部门、省级可再生能源补贴核查组成员或参与可再生能源补贴核查工作的相关人员了解有关可再生能源补贴核查工作的情况及进展，公开查询各地区发展改革委补贴自查申报后的上网电价调整相关文件，获取发行人提供的发展改革委关于可再生能源补贴自查申报后的相关上网电价调整文件的通知，复核发行人报告期内可再生能源补贴收入冲减及资产减值损失计提情况；

3、获取报告期各期末发行人项目清单，比较其与管理口径项目清单的差异；与发行人安全与运营管理部门人员进行访谈，了解发行人在实际经营管理过程中的项目管理统计口径差异的原因；获取发行人可再生能源发电项目纳入补贴清单及确认可再生能源补贴收入情况，分析复核按照确认可再生能源补贴收入分类及按照是否纳入补贴清单分类的可再生能源发电项目数量及装机情况。

（二）核查意见

基于我们执行的上述核查工作，就申报财务报表整体公允反映而言，我们认为：

1、截至本问询回复出具之日，发行人判断仍确认补贴收入的尚未纳入可再生能源发电项目补贴清单的电站项目，预计将来纳入补贴清单不存在实质性障碍的依据具有合理性；

2、截至本问询回复出具之日，可再生能源补贴核查工作尚处于进行过程中，核查结果尚未明确，最终结论存在一定的不确定性，发行人已根据目前可再生能源补贴核查进展，结合对相关政策的理解进行了账务处理，发行人可再生能源补贴收入冲减及资产减值损失计提充分，在所有重大方面符合《企业会计准则》的相关规定；

3、发行人按电力业务许可证及发展改革委核准备案项目情况统计的在运项目整体数量，与管理口径在运项目数量的差异主要系统计口径差异造成；发行人按照是否确认可再生能源补贴收入及是否纳入补贴清单分类梳理的项目数量准确。

问题三、关于商誉减值测试

请发行人说明：商誉减值测试中使用的折现率是否合理，如适用评估时的折现率，商誉是否发生减值。

请保荐机构、申报会计师说明核查依据、过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人说明

（一）发行人形成商誉交易的基本情况

发行人于报告期各期末商誉账面金额分别为 3.22 亿元、3.49 亿元及 4.50 亿元，分别占报告期各期末总资产的 0.19%、0.16% 及 0.17%，商誉金额较小，占总资产的比例较低。

发行人报告期各期末的商誉均系由于非同一控制下企业合并形成。报告期内发行人商誉超过 2,000 万元的金额如下：

单位：万元

被收购对象	2022 年 12 月 31 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日
黑龙江省华富电力投资有限公司依兰分公司（“依兰分公司”）	17,247.43	17,247.43	17,247.43
黑龙江东宁华富风力发电有限责任公司（“东宁华富”）	7,668.68	7,668.68	7,668.68
淮北市中远溪风力发电有限公司（“淮北中远溪”）	6,739.47	-	-
五家渠鑫和信能源科技有限公司（“五家渠鑫和信”）	2,932.52	2,932.52	2,932.52
新沂市合沟众鑫风力发电有限公司（“合沟风电”）	2,395.09	2,395.09	-
木垒县凯升新能源开发有限公司（“木垒凯升”）	2,337.91	2,337.91	2,337.91
合计	39,321.10	32,581.63	30,186.54
商誉总额	45,033.94	34,899.07	32,165.03
占比	87.31%	93.36%	93.85%

（二）如适用评估时的折现率，商誉是否发生减值

针对报告期内各期末需要进行商誉减值测试的项目，发行人按照资产组，

基于未来现金流量的现值估计可收回金额，同相关资产组（含商誉）的账面价值进行比较，确认是否应计提减值准备。商誉减值测试中预测期内采用的主要参数和估计包括发电机组利用小时、预期上网电价、预计营运成本及折现率等。预测期后稳定年度按照预测期最后一年预测数确定。

上述形成商誉中收购依兰分公司及东宁华富采用资产基础法评估并定价，收购淮北中远溪、五家渠鑫和信、合沟风电及木垒凯升采用收益法定价，将商誉减值测试使用的折现率与收购时使用的折现率比较情况如下：

1、减值测试折现率参数对比

项目	收购年份	折现率	
		减值测试	收购评估
依兰分公司	2010年	报告期减值测试使用的税前折现率均为5.9%-9.4%，税后折现率为5%-6.7%	资产基础法定价 ^{注1}
东宁华富	2010年		资产基础法定价 ^{注1}
淮北中远溪	2022年		税后折现率7.5%-8.1% ^{注2}
五家渠鑫和信	2020年		税后折现率7.0%-8.2% ^{注2}
合沟风电	2021年		税后折现率7.8%
木垒凯升	2020年		税后折现率7.1%-8.4% ^{注2}

注1：上述形成商誉中收购依兰分公司及东宁华富涉及的评估报告采用资产基础法进行评估，与商誉减值测试采用的预计未来现金流量的现值计算可收回金额的方法存在差异，因此在下文的“商誉减值测试适用评估时折现率”分析中未对该被收购项目进行测算。

注2：上述收购评估报告中评估基准日的折现率体现为区间范围，主要由于电站项目享受的优惠税率的预测年份适用低税率导致税后债务成本不同，进而导致不同预测年份折现率存在差异。

2、将商誉减值测试适用评估时折现率

公司使用上述各项交易评估时的折现率进行报告期各期的商誉减值测试，结果如下：

(1) 2020年12月31日

单位：万元

项目公司	五家渠鑫和信	木垒凯升
商誉账面余额	2,932.52	2,337.91
商誉减值准备余额	-	-

项目公司	五家渠鑫和信	木垒凯升
商誉的账面价值	2,932.52	2,337.91
未确认归属于少数股东权益的商誉价值	-	-
包含未确认归属于少数股东权益的商誉价值	2,932.52	2,337.91
资产组的账面价值	66,918.03	51,951.59
包含整体商誉的资产组账面价值	69,850.55	54,289.50
商誉减值测试计算得出的资产组可回收金额	107,420.23	68,430.89
是否发生商誉减值（按商誉减值测试折现率计算）	否	否
适用评估时折现率计算的资产组预计未来现金流量的现值	88,749.12	57,448.48
是否发生商誉减值（适用评估时折现率计算） ^注	否	否

注：评估时折现率按照电站项目在预测期享受的优惠税率对不同预测年份计算了不同折现率的，上表测算按照对应年份将各个预测年度的折现率代入商誉减值测试模型；下同。

(2) 2021年12月31日

单位：万元

项目公司	五家渠鑫和信	木垒凯升	合沟风电
商誉账面余额	2,932.52	2,337.91	2,395.09
商誉减值准备余额	-	-	-
商誉的账面价值	2,932.52	2,337.91	2,395.09
未确认归属于少数股东权益的商誉价值	-	-	-
包含未确认归属于少数股东权益的商誉价值	2,932.52	2,337.91	2,395.09
资产组的账面价值	63,405.45	54,792.93	48,759.90
包含整体商誉的资产组账面价值	66,337.97	57,130.84	51,154.99
商誉减值测试计算得出的资产组可回收金额	106,628.00	67,973.30	59,936.03
是否发生商誉减值（按商誉减值测试折现率计算）	否	否	否
适用评估时折现率计算的资产组预计未来现金流量的现值	88,392.57	57,246.69	51,249.51
是否发生商誉减值（适用评估时折现率计算）	否	否	否

(3) 2022年12月31日

单位：万元

项目公司	淮北中远溪	五家渠 鑫和信	木垒凯升	合沟风电
商誉账面余额	6,739.47	2,932.52	2,337.91	2,395.09
商誉减值准备余额	-	-	-	-
商誉的账面价值	6,739.47	2,932.52	2,337.91	2,395.09
未确认归属于少数股东权益的商誉价值	2,888.35	-	-	-
包含未确认归属于少数股东权益的商誉价值	9,627.82	2,932.52	2,337.91	2,395.09
资产组的账面价值	66,209.78	59,965.40	53,214.76	46,478.03
包含整体商誉的资产组账面价值	75,837.60	62,897.92	55,552.67	48,873.12
商誉减值测试计算得出的资产组可回收金额	80,752.98	106,780.40	68,245.09	59,256.66
是否发生商誉减值（按商誉减值测试折现率计算）	否	否	否	否
适用评估时折现率计算的资产组预计未来现金流量的现值	76,986.94	97,775.56	62,787.28	50,960.89
是否发生商誉减值（适用评估时折现率计算）	否	否	否	否

综上，针对收购评估采用收益法的项目，公司在报告期内商誉减值测试中代入评估时使用的折现率计算的包含商誉资产组的预计未来现金流量现值均超过包含商誉的资产组的账面价值，表明商誉在适用评估时的折现率进行减值测试仍然没有发生减值。

（三）商誉减值测试中使用的折现率是否合理

公司根据加权平均资本成本（WACC）确定税后折现率。在具体测算中，加权平均资本成本的计算公式、参数选取及计算过程如下：

加权平均资本成本（WACC）=权益资本成本（ K_e ）×（权益的市场价值（ E ）/（债务的市场价值（ D ）+权益的市场价值（ E ））+债务资本成本（ K_d ）×（1-发行人所得税率（ T ））×（债务的市场价值（ D ）/（债务的市场价值（ D ）+权益

的市场价值 (E))。根据《企业会计准则第 8 号——资产减值》应用指南,三、折现率的确定方法,折现率的确定通常应当以该资产的市场利率为依据。无法从市场获得的,可以使用替代利率估计折现率。替代利率可以根据加权平均资金成本、增量借款利率或者其他相关市场借款利率作适当调整后确定。公司使用加权平均资本成本作为商誉减值测试的折现率符合《企业会计准则》的相关要求。

权益资本成本是采用资本资产定价模型得到的,在资本资产定价模型中,权益资本成本是基于无风险资产投资回报率(以下简称“无风险报酬率”)加上反映发行人风险的回报溢价(以下简称“风险溢价”)得出,即:

权益资本成本(K_e)=无风险利率(R_f)+Beta 系数(β) \times 股权风险溢价(ERP)
+附加风险因子(α)

其中:

无风险利率(R_f),数值取自基准日的长期国债收益率数据,来源为公开市场数据。公司在无风险利率取值中,选择了剩余到期年限 10 年期或 10 年期以上的国债的到期收益率,符合《监管规则适用指引——评估类第 1 号》对确定无风险利率的要求。

股权风险溢价(ERP),表示市场风险溢价取市场投资报酬率与无风险报酬率之差。其中,市场投资报酬率以股票市场综合指数指标收益率为基础计算平均值。公司在股权风险溢价的确定过程中,选择利用中国证券市场指数的历史风险溢价数据进行取值,符合《监管规则适用指引——评估类第 1 号》对确定股权风险溢价的要求。

Beta 系数(β),衡量特定资产对于全部风险投资组合的系统性风险,在计算 Beta 系数时,基于减值测试的资产组均为发电业务的主营业务性质,主要选取了上市公司中主营业务为发电的公司作为可比公司,以可比公司无财务杠杆的股权 Beta 系数的平均值为基础,在考虑可比公司的资本结构及采用布鲁姆调整法调整后计算得出,数据来源为公开市场数据。公司在 Beta 系数的确定过程中,合理确定了关键可比指标,选取了恰当的可比公司,可比公司数量充分,符合《监管规则适用指引——评估类第 1 号》对确定 Beta 系数的要求。

附加风险因子(α),主要为公司特定风险因子。公司特定风险因子设定综合

考虑目标企业的风险特征、规模、业务模式、所处经营阶段、核心竞争力、等因素，确定合理的特定风险报酬率，符合《监管规则适用指引——评估类第 1 号》对确定附加风险因子的要求。

发行人在计算得出税后折现率之后，按照假设“税前现金流现值=税后现金流现值”的思路通过迭代循环计算确定税前折现率。发行人于报告期各期根据加权平均资本成本及资本资产定价模型确认的税前折现率为 5.9%-9.4%，税后折现率为 5%-6.7%。

公司对减值测试使用的折现率与评估时使用的折现率的差异进行了分析，从测算过程来看，公司上述主要项目减值测试使用的折现率与评估时使用的折现率对评估标的和基准日有所不同：

(1) 二者的评估标的不同。企业并购评估的标的为拟收购股权，而减值测试的标的为包含商誉的资产组；

(2) 二者的基准日不同。企业并购评估的基准日一般为收购前双方约定的日期，而减值测试基准日一般为资产负债表日，因此，计算折现率的参数取值会随基准日不同而产生差异。

从测算结果来看，公司上述主要项目减值测试使用的折现率略低于评估时使用的折现率，除了基准日不同造成的差异之外，主要原因为二者的债务资本成本不同：公司在报告期收购的标的公司在收购时普遍债务融资成本较高，而收购之后，公司通过其良好的融资渠道帮助项目公司将债权融资成本回归至市场利率 LPR（贷款市场报价利率）水平。例如淮北中远溪公司在评估时债务资本成本取值为企业自身贷款利率 5.35%，而 2022 年末减值测试中公司预计通过其良好的融资渠道帮助项目公司将债权融资成本回归至市场利率 LPR 水平，参考 5 年期以上 LPR 将债务资本成本取值为 4.30%，二者存在明显差异。

综上，公司在商誉减值测试中，对于折现率的选取参考了资产组特定风险水平、行业数据库及同行业公司公开披露信息等数据资料进行测算分析，具有合理性。

二、申报会计师核查情况

(一) 核查程序

基于对申报财务报表整体发表审计意见，我们按照中国注册会计师审计准则的规定，执行了必要的审计及核查程序，主要包括：

1、取得并复核发行人报告期各期末商誉减值测试明细表，复核发行人商誉减值测试的具体过程及折现率的选取依据；

2、取得发行人报告期各期形成商誉的主要收购交易项目对应的评估报告中使用的折现率，针对收购评估采用收益法的项目，将评估时的折现率代入商誉减值测试模型计算包含商誉资产组的预计未来现金流量现值，并与包含商誉的资产组的账面价值进行比较。

（二）核查意见

基于我们执行的上述核查工作，就申报财务报表整体公允反映而言，我们认为：

1、发行人报告期内商誉减值测试中使用的折现率根据加权平均资本成本及资本资产定价模型确定，涉及的主要参数包括无风险报酬率、市场风险溢价、Beta 系数等，折现率的设定合理；

2、针对收购评估采用收益法的项目，将评估时的折现率代入商誉减值测试模型计算包含商誉资产组的预计未来现金流量现值，并与包含商誉的资产组的账面价值进行比较，发行人报告期内的商誉不会发生减值。

问题四、关于资产减值准备

请发行人说明：补贴核查工作的最新进展，减值测试的具体过程，各参数设定的依据的合理性。

请保荐机构、申报会计师说明核查依据、过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人说明

（一）公司减值测试的具体过程，各参数设定的依据的合理性

根据《企业会计准则第8号——资产减值》的规定，公司于资产负债表日判断资产是否存在可能发生减值的迹象，存在减值迹象的，公司将估计其可收回金额，进行减值测试。

1、判断是否存在减值迹象

针对公司拥有的固定资产，根据《企业会计准则第8号——资产减值》第五条，需结合以下因素判断其是否在资产负债表日存在减值迹象：

（1）资产的市价当期大幅度下跌，其跌幅明显高于因时间的推移或者正常使用而预计的下跌。

（2）企业经营所处的经济、技术或者法律等环境以及资产所处的市场在当期或者将在近期发生重大变化，从而对企业产生不利影响。

（3）市场利率或者其他市场投资报酬率在当期已经提高，从而影响企业计算资产预计未来现金流量现值的折现率，导致资产可收回金额大幅度降低。

（4）有证据表明资产已经陈旧过时或者其实体已经损坏。

（5）资产已经或者将被闲置、终止使用或者计划提前处置。

（6）企业内部报告的证据表明资产的经济绩效已经低于或者将低于预期，如资产所创造的净现金流量或者实现的营业利润（或者亏损）远远低于（或者高于）预计金额等。

（7）其他表明资产可能已经发生减值的迹象。

根据上述准则要求，公司识别出的具体减值迹象如下：

- (1) 连续两年经营亏损；
- (2) 平均利用小时较上年下降 20%；
- (3) 平均电价下降 10%且本年经营亏损；
- (4) 可再生能源补贴核查导致补贴调整相关事项；
- (5) 可能存在的其他减值迹象。

针对存在上述一项或多项减值迹象需要进行固定资产减值测试的项目，公司按照资产组，基于未来现金流量的现值估计可收回金额，当可收回金额低于其账面价值时，公司将其账面价值减记至可收回金额，减记的金额计入当期损益，同时计提相应的资产减值准备。

2、估计可收回金额

可收回金额根据资产的公允价值减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者确定。公司以单项资产为基础估计其可收回金额；难以对单项资产的可收回金额进行估计的，以该资产所属的资产组为基础确定资产组的可收回金额。资产组的认定，以资产组产生的主要现金流入是否独立于其他资产或者资产组的现金流入为依据。

当资产或者资产组的可收回金额低于其账面价值时，公司将其账面价值减记至可收回金额，减记的金额计入当期损益，同时计提相应的资产减值准备。

在资产减值测试中，确定电站长期资产预计未来现金流中使用的主要参数及设定依据如下：

①未来售电量

未来售电量是用来计算收入的重要参数，公式为：未来售电量=装机容量×发电机组利用小时×(1-损耗率)。装机容量通常保持不变，损耗率通常相对稳定，因此未来售电量主要受发电机组利用小时影响。对于发电机组利用小时，公司根据对市场行情及电力行业相关政策的理解结合电站的历史运营情况估计预测期发电机组利用小时。在具体预测中，公司结合历史运营情况，多数项目按照基准日上年度实际利用小时预测未来期间利用小时，在预测期内保持不变；部分项目

当年因检修、特殊天气等原因利用小时较往期下降，公司按照历史期间平均利用小时预测未来期间利用小时；部分项目投产时间短于一年，发电量尚不稳定，公司按照 3-5 年后达到省平均利用小时或可研报告利用小时预测。公司对未来售电量参数的预测为以上一年实际利用小时为基础并参考部分电站实际运营情况，采用更长历史期间平均值、省平均利用小时、可研报告利用小时等调整管理层预期测算，具有合理性。

②预期上网电价

公司预期上网电价以上一年实际上网电价为基础并参考最新政策及市场情况进行预计，如无特殊原因在预测期内保持不变。在具体预测中，对于受补贴核查工作影响而谨慎性未确认补贴收入的发电项目以及全额冲回补贴的项目以标杆电价为基础进行预测，部分退坡项目按退坡后的电价预测。同时，公司参照关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知（财建〔2020〕426 号），纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，所发电量超过全生命周期补贴电量部分，不再享受可再生能源补贴电价，同时，风电、光伏发电项目自并网之日起满 20 年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，均不再享受可再生能源补贴电价。公司对预期上网电价的预测以电站项目预计可取得的实际上网电价为基础并参考最新电价政策调整管理层对预期上网电价的测算，具有合理性。

③预计运营成本

公司根据风电及光伏项目历史期间运营成本及预算情况估计预测期预计运营成本金额，包括付现成本及非付现成本，其中影响现金流量及可回收金额估计的主要是付现成本。公司风电及光伏项目的付现成本主要包括维修费、职工薪酬、其他经营费用等，公司对维修费的预测会考虑机器设备的维修费在不同的经营期维修成本存在差异，根据项目实际情况（例如是否在保修期间）及历史期间实际发生费用，采用不同的单位千瓦维修费进行预测；人工成本按照历史实际发生费用情况，并考虑适当涨幅进行预测；其他经营费用按照基准期实际开支进行预测，基准期其他经营费用较大的，根据性质扣除非经常性损益进行预测。公司对付现成本的预测以电站项目历史期间付现成本并参考管理层对经营期内的预期成本情况得出，具有合理性。

④折现率

发行人根据加权平均资本成本（WACC）确定税后折现率。在具体测算中，加权平均资本成本的计算公式、参数选取及计算过程如下：

加权平均资本成本（WACC）=权益资本成本（Ke）×（权益的市场价值（E）/（债务的市场价值（D）+权益的市场价值（E））+债务资本成本（Kd）×（1-发行人所得税率（T））×（债务的市场价值（D）/（债务的市场价值（D）+权益的市场价值（E））。

权益资本成本是采用资本资产定价模型得到的，在资本资产定价模型中，权益资本成本是基于无风险资产投资回报率（以下简称“无风险报酬率”）加上反映发行人风险的回报溢价（以下简称“风险溢价”）得出，即：

权益资本成本（Ke）= 无风险利率（Rf） +Beta 系数（β）×股权风险溢价（ERP） +附加风险因子（α）

其中：

无风险利率（Rf），数值取自基准日的长期国债收益率数据，来源为公开市场数据。

股权风险溢价（ERP），表示市场风险溢价取市场投资报酬率与无风险报酬率之差。其中，市场投资报酬率以股票市场综合指数指标的收益率为基础计算平均值。

Beta 系数（β），衡量特定资产对于全部风险投资组合的系统性风险，在计算 Beta 系数时，基于减值测试的资产组均为发电业务的主营业务性质，主要选取了上市公司中主营业务为发电的公司作为可比公司，以可比公司无财务杠杆的股权 Beta 系数的平均值为基础，在考虑可比公司的资本结构及采用布鲁姆调整后计算得出，数据来源为公开市场数据。

附加风险因子（α），主要为公司特定风险因子。公司特定风险因子设定综合考虑目标企业的风险特征、规模、业务模式、所处经营阶段、核心竞争力等因素，确定合理的特定风险报酬率。

计算得出税后折现率之后，按照假设“税前现金流现值=税后现金流现值”

的方式通过迭代循环计算确定税前折现率。报告期内，公司在资产减值测试中采用的折现率使用了行业通行的计算方法，通过分别计算权益资本成本和债务资本成本，并考虑可比公司债务权益比重计算的加权平均资本成本范围为 5%-6.7%并作为税后折现率。

截至 2022 年 12 月 31 日，公司管理口径在运新能源发电项目合计 730 个，根据该等项目投资建设的可行性研究报告，风电项目平均全投资税后折现率为 6.06%，太阳能发电项目平均全投资税后折现率为 5.58%，公司在资产减值测试中采用的折现率与可行性研究报告中采用的折现率整体相当。

3、减值测试具体情况

报告期内，公司识别出的存在减值迹象的主要项目公司及其减值测试情况如下：

单位：万元

期间	公司名称	项目名称	是否存在减值迹象	减值迹象	当期是否计提减值损失	资产组账面价值	可收回金额	计提减值金额	
2020 年末	哈巴河吉源风电有限责任公司	吉林新能源哈巴河风电场一期 49.5 兆瓦风电项目	是	连续两年经营亏损	否	8,514.84	10,135.24	-	
	新疆华电小草湖风力发电有限责任公司	华电吐鲁番风电一期 99MW 工程、华电吐鲁番风电二期 99MW 工程、华电吐鲁番三期 49.5MW 风力发电项目	是	连续两年经营亏损	否	57,770.07	64,620.28	-	
	伊吾东方民生新能源有限公司	东方民生伊吾淖毛湖风电场一期 49.5 兆瓦风电项目、东方民生伊吾淖毛湖风电场二期 49.5 兆瓦风电项目	是	连续两年经营亏损	否	39,578.75	49,240.37	-	
	甘肃华电环县风力发电有限公司瓜州分公司	干河口第七风电场 201 兆瓦风电项目#1-134#	是	连续两年经营亏损	否	67,393.87	75,377.01	-	
	黑龙江华富风力发电穆棱有限责任公司	穆棱市风电场工程、穆棱十文字风力发电场二期工程	是	连续两年经营亏损,平均利用小时较上年下降 20%	否	27,689.91	38,356.35	-	
	陕西华电新能源发电有限公司	陕西华电风力发电有限公司靖边王渠则风电场一期工程项目、陕西华电风力发电有限公司靖边王渠则风电场二期工程项目、华电陕西能源有限公司靖边 5MWp 光伏发电项目	是	连续两年经营亏损	否	52,384.98	70,531.26	-	
	其他单项资产计提减值								55.25
	合计								55.25

期间	公司名称	项目名称	是否存在减值迹象	减值迹象	当期是否计提减值损失	资产组账面价值	可收回金额	计提减值金额
2021 年末	黑龙江华富风力发电穆棱有限责任公司	穆棱市风电场工程、穆棱十文字风力发电场二期工程	是	连续两年经营亏损	否	24,306.71	31,161.24	-
	甘肃华电环县风力发电有限公司瓜州分公司	干河口第七风电场 201 兆瓦风电项目#1-134#	是	连续两年经营亏损	否	60,955.68	67,677.59	-
	哈巴河吉源风电有限责任公司	吉林新能源哈巴河风电场一期 49.5 兆瓦风电项目	是	连续两年经营亏损	否	8,069.51	9,850.72	-
	陕西华电新能源发电有限公司	陕西华电风力发电有限公司靖边王渠则风电场一期工程项目、陕西华电风力发电有限公司靖边王渠则风电场二期工程项目、华电陕西能源有限公司靖边 5MWp 光伏发电项目	是	连续两年经营亏损	否	50,178.14	62,668.20	-
	华电福新能源发展有限公司漳平风电分公司	漳平红尖山风电场、漳平大西岭风电场	是	平均利用小时较上年下降 20%	否	53,142.92	64,048.02	-
	华电山东乳山新能源有限公司蒙阴分公司	蒙阴县东大新能源有限公司常路 30MW 光伏发电项目	是	平均电价下降 10%且本年经营亏损	否	19,042.60	26,083.33	-
	其他单项资产计提减值							
合计								2,083.24
2022 年末	黑龙江华富风力发电穆棱有限责任公司	穆棱市风电场工程、穆棱十文字风力发电场二期工程	是	连续两年经营亏损	否	20,964.90	23,901.56	-
	甘肃华电环县风力发电有限公司瓜州分公司	干河口第七风电场 201 兆瓦风电项目#1-134#	是	连续两年经营亏损	否	54,490.21	63,315.54	-
	达茂旗协合风力发电有限公司	内蒙古达茂巴音 5 号风电场 200MW 风电项目、协和风电投资有限公司达茂旗巴音 5 号风	是	可再生能源补贴核查导致补贴调整相关事	是	5,172.03	1,500.00	3,672.03

期间	公司名称	项目名称	是否存在减值迹象	减值迹象	当期是否计提减值损失	资产组账面价值	可收回金额	计提减值金额
		电场风光一体化 10MWp 光伏发电项目		项				
	苏尼特左旗华电风力发电有限公司	内蒙古华电苏尼特左旗满都拉图一期 100MW 特高压外送风电项目	是	可再生能源补贴核查导致补贴调整相关事项	是	57,645.93	49,500.00	8,145.93
	广东华电福新乐昌新能源有限公司	广东华电韶关乐昌五山 100MW 风电场项目	是	可再生能源补贴核查导致补贴调整相关事项	是	88,100.00	77,800.00	10,300.00
	华电（正镶白旗）新能源有限公司	内蒙古华电正镶白旗 100MW 特高压外送风电项目	是	可再生能源补贴核查导致补贴调整相关事项	是	59,011.90	53,100.00	5,911.90
	册亨乌江水电新能源有限公司	册亨县丫他板其农业光伏电站项目	是	可再生能源补贴核查导致补贴调整相关事项	是	17,117.52	10,300.00	6,817.52
	其他单项资产计提减值							2,533.84
	合计							37,381.22

报告期内，部分存在减值迹象的发电项目进行减值测试后可收回金额高于资产组账面价值，无需计提减值，主要原因如下：

(1) 公司按照《企业会计准则第 8 号——资产减值》第五条的要求确定了识别减值迹象的标准，确定减值迹象的财务指标中包括发电项目的经营亏损情况，此处经营亏损是基于考虑了财务费用后的会计营业利润数据。在减值测试过程中，根据《企业会计准则第 8 号——资产减值》，根据资产预计未来现金流量的现值确定的可收回金额，其预计资产的未来现金流量不应当包括筹资活动产生的现金流入或者流出；根据《监管规则适用指引——评估类第 1 号》，由于折现率计算使用加权平均资本成本（WACC），因此在计算预期未来现金流时使用企业自由现金流，即不包含财务费用现金流出的现金流量。针对上述因连续经营亏损存在减值迹象的发电项目，其不考虑财务费用的息税前利润普遍为盈利状态，因此减值测试中按照预测期企业自由现金流计算的可收回金额不低于其账面价值，结果未出现资产减值。

(2) 公司发电项目的平均利用小时数受到各年度当地风况、光照情况的自然条件影响以及机组维修计划的影响，存在部分年度风况或光照条件较差的短期情况，或者部分年度风机集中检修停机的短期情况，进而导致当年度平均利用小时数较低。鉴于上述经营因素的影响属于短期影响，不会影响减值测试的全部预测期，在短期影响因素消除、电站项目恢复正常运行状态后，仍将持续产生自由现金流入，因此按照预测期企业自由现金流计算的可收回金额不低于其账面价值，未出现资产减值。

(3) 公司部分发电项目建成初期受外送通道尚未建成的影响，限电情况较为严重，导致当期出现经营亏损。随着后续年度外送通道建成及限电情况的持续改善，平均利用小时数预计将得到明显提升。因此按照预测期企业自由现金流计算的可收回金额不低于其账面价值，未出现资产减值。

公司基于上述减值测试，2020 年末、2021 年末和 2022 年末，公司对风电分部相关发电项目及资产计提固定资产减值分别为 55.25 万元、2,083.24 万元和 26,605.27 万元，对太阳能发电分部相关发电项目及资产计提固定资产减值分别为 0 元、0 元和 10,775.95 万元，其中 2022 年末固定资产减值准备较高，主要原

因为可再生能源补贴核查工作过程中发现的不满足享受可再生能源补贴条件从而出现减值迹象的发电项目，详见下述“（二）补贴核查工作的最新进展及相关减值测试情况”。

（二）补贴核查工作的最新进展及相关减值测试情况

补贴核查工作的最新进展参见本问询回复第 2 题之“一、发行人说明”之“（二）补贴核查工作的最新进展情况，发行人冲减的收入及计提的准备是否充分”。

可再生能源补贴自查工作开展后，根据目前可再生能源补贴核查进展，公司结合对相关政策的理解情况进行了最佳会计估计，对涉及“项目并网”相关情况、“装机容量”相关情况、“年度规模”相关情况的 77 个项目不确认或已冲减相关可再生能源补贴收入，并基于谨慎性原则对其中存在减值迹象的风力、太阳能电站相关资产进行减值测试。

公司结合对补贴核查工作的相关政策理解，根据涉及“项目并网”、“装机容量”、“年度规模”项目的相关具体情况，对上述 77 个项目的主要参数进行了调整：

电站数量 ^注	具体情况	影响的减值测试主要参数	调整后主要参数的预测基础	减值迹象	减值测试结果
32 个	“项目并网”	预期上网电价	调整后的预测基础： 1、公司对可再生能源发电项目是否满足项目并网的要求进行合理判断 2、根据自查报告及核查进展，对“全容量并网”概念提出之后，仍未实现全容量并网的项目进行判断，不确认或者调减可再生能源补贴收入 3、根据发改委下发的调整可再生能源项目上网电价批复文件通知，调减可再生能源补贴收入	可再生能源补贴核查导致补贴调整相关事项	（1）广东华电韶关乐昌五山 100MW 风电场项目、册亨县丫他板其农业光伏电站、内蒙古华电苏尼特左旗满都拉图一期 100MW 特高压外送风电项目、内蒙古华电正镶白旗 100MW 特高压外送风电项目，共 4 个项目由于预测期不再享受可再生能源补贴电价，且发电小时偏低或单位装机造价高原因，需计提资产减值，具体减值过程请参见下文。 （2）21 个项目虽不确认或已冲减全部补贴收入，但由于单位装机造价较低、发电利用小时较高、补贴电价较低等原因，经过减值测试，无需计提减值。 （3）剩余 7 个项目均为可再生能源电价退坡，电价降幅与原批复电价的金额相比较小，对预测期现金流及盈利性影响较小，不会导致资产

电站数量 ^注	具体情况	影响的减值测试主要参数	调整后主要参数的预测基础	减值迹象	减值测试结果
					减值
45个	“装机容量”	未来售电量（通过影响装机容量）	根据2022年9月最新下发的“853号文”，对于实际并网容量超过纳入国家补贴范围规模与备案容量中较低者的部分，按比例核减可再生能源补贴收入	可再生能源补贴核查导致补贴调整相关事项	由于超装规模影响的并网容量核减规模较小，对预测期发电小时影响均较小，经测试对预测期现金流及营利性影响较小，不会导致资产减值
1个	“年度规模”	预期上网电价	根据发改委下发的调整或废止可再生能源项目上网电价批复文件通知，调减全部可再生能源补贴收入	可再生能源补贴核查导致补贴调整相关事项	达茂旗巴音5号风电场风光一体化10MWp光伏电站需计提资产减值

注：有1个项目同时存在2类情况，因此前述总数与各事项之和存在一定差异。

基于上述减值测试结果，公司于2022年对其中5个电站项目计提了资产减值准备合计3.48亿元。5个计提资产减值准备的发电项目减值测试的具体过程及各项目减值测试模型主要参数设定的具体依据及合理性分析如下：

单位：万元

序号	发电项目	具体情况	资产组账面价值	资产组可收回金额	计提资产减值损失金额
1	内蒙古华电苏尼特左旗满都拉图一期100MW特高压外送风电项目	“项目并网”	57,645.93	49,500.00	8,145.93
2	内蒙古华电正镶白旗100MW特高压外送风电项目	“项目并网”	59,011.90	53,100.00	5,911.90
3	册亨县丫他板其农业光伏电站项目	“项目并网”	17,117.52	10,300.00	6,817.52
4	广东华电韶关乐昌五山100MW风电场项目	“项目并网”	88,100.00	77,800.00	10,300.00
5	达茂旗巴音5号风电场风光一体化10MWp光伏电站项目	“年度规模”	5,172.03	1,500.00	3,672.03
合计					34,847.38

1、内蒙古华电苏尼特左旗满都拉图一期100MW特高压外送风电项目

管理层以上述发电机组作为资产组进行减值测试，在估计可回收金额时使用的参数包括未来售电量（主要影响因素为发电利用小时数），其他应用于减值测试的参数包括预期上网电价等，并聘请资产评估师出具了《苏尼特左旗华电风力发电有限公司拟进行资产减值测试涉及的长期资产组可收回金额估值项目估值报告》（中同华咨报字（2023）第 030138 号）。下表列示了减值测试时使用的参数与实际运营数据的对比：

销售量（利用小时，单位：小时数/年）			售电价（单位：元/千瓦时，含税）		
预测期 （2023 年-2040 年）	2022 年实际	差异	预测期 （2023 年-2040 年）	2022 年实际	差异
3,100	3,201	-101	0.2829	0.2829	-

1) 未来售电量：装机容量不变，2022 年实际利用小时为 3,201 小时，预测期利用小时为 3,100 小时，较 2022 年略有下降。2022 年苏尼特左旗机组所在地区风况较好，导致其实际发电小时数略高。企业管理层参考 2022 年实际利用小时和可研报告情况，出于谨慎性角度综合考虑，2023 年预测理论发电小时数为 3,100 小时。管理层对未来售电量参数的预测为以上一年实际利用小时为基础并参考可研报告等调整管理层预期测算，具有合理性。

2) 预期上网电价：可研报告预测上网电价（含税）达到 0.47 元/千瓦时，预计无法获得补贴，预测期上网电价与 2022 年实际基数内售电单价一致为 0.2829 元/千瓦时（含税）。公司对预期上网电价的预测以电站项目预计可取得的标杆电价为基础并参考管理层预期测算预期电价，具有合理性。

3) 预计运营成本：付现成本主要包括维修费、职工薪酬、其他费用等，考虑机器设备的维修费在不同的经营期存在差异，预计维修费经营期 1-5 年为 16 元/千瓦时，6-10 年为 40 元/千瓦时，11-20 年为 45 元/千瓦时，职工薪酬 2024-2028 年有 3%涨幅至稳定不变，其他费用按照 2022 年实际费用进行预估。公司对付现成本的预测以电站项目历史期间付现成本并参考管理层对经营期内的预期成本情况得出，具有合理性。

4) 折现率：按照加权平均资本成本的计算，税后折现率为 6.7%。折现率的各参数取值依据及加权平均资本成本计算过程如下表所示：

计算项目	金额	取值依据
权益资本成本计算		
无风险利率 (Rf)	3.3%	选取在沪、深两市自基准日到国债到期日剩余期限超过 10 年期的国债，并计算其到期收益率，取所有国债到期收益率的平均值作为无风险收益率
市场风险溢价 (ERP)	6.9%	市场风险溢价取值按市场投资报酬率与无风险报酬率之差。其中，市场投资报酬率取值按沪深 300 指数基准日前 10 年收益率的平均值
含资本结构的 Beta (β)	0.8475	以可比公司无财务杠杆的股权 Beta 系数的平均值为基础，在考虑可比公司的资本结构及采用布鲁姆调整法调整后计算得出
附加风险因子 (α)	0.5%	采用综合分析法确定附加风险报酬率。即综合考虑被评估单位的资产规模，所处发展阶段、核心竞争力等因素，确定附加风险因子
权益资本成本 (Ke) =Rf +β×ERP +α	9.7%	-
债务资本成本计算		
债务资本成本 (Kd)	4.3%	全国银行间同业拆借中心发布的五年期以上期间的贷款市场报价利率 (LPR)
预期税率	25.0%	公司适用所得税率
税后债务资本成本 =Kd*(1-t)	3.2%	-
加权平均资本成本计算		
债务比例	46.1%	参考可比公司资本结构及市场价值计算的负债占负债和权益合计的比例
权益比例	53.9%	参考可比公司资本结构及市场价值计算的权益占负债和权益合计的比例
加权平均资本成本(WACC) =Ke× (E/ (D+E)) +Kd× (1-T) × (D/ (D+E))	6.7%	-

公司在减值测试中采用的折现率使用了行业通行的加权平均资本成本计算方法，参数取值客观，折现率设定具有合理性。

2、内蒙古华电正镶白旗 100MW 特高压外送风电项目

管理层以上述发电机组作为资产组进行减值测试，在估计可回收金额时使用的参数包括未来售电量（主要影响因素为发电利用小时数），其他应用于减值测

试的参数包括预期上网电价等，并聘请资产评估师出具了《华电（正镶白旗）新能源有限公司拟进行资产减值测试涉及的长期资产组可收回金额估值项目估值报告》（中同华咨报字（2023）第030158号）。下表列示了减值测试时使用的参数与实际运营数据的对比：

销售量（利用小时，单位：小时数/年）			售电价（单位：元/千瓦时，含税）		
预测期 （2023年-2040年）	2022年实际	差异	预测期 （2023年-2040年）	2022年实际	差异
3,400	3,525	-125	0.2829	0.2829	-

1) 未来售电量：装机容量不变，2022年实际利用小时为3,525小时，预测期利用小时为3,400小时，较2022年略有下降。主要是由于2022年白旗机组所在地区风况较好，导致其实际发电小时数偏高。企业管理层参考2022年实际利用小时和可研报告的平均水平，出于谨慎性角度综合考虑，2023年预测理论发电小时数为3,400小时。管理层对未来售电量参数的预测为以上一年实际利用小时为基础并参考可研报告等调整管理层预期测算，具有合理性。

2) 预期上网电价：可研报告预测上网电价（含税）达到0.47元/千瓦时，预计无法获得补贴，预测期上网电价与2022年实际基数内售电单价一致为0.2829元/千瓦时（含税）。公司对预期上网电价的预测以电站项目预计可取得的标杆电价为基础并参考管理层预期测算预期电价，具有合理性。

3) 预计运营成本：付现成本主要包括维修费、职工薪酬、其他费用等，考虑机器设备的维修费在不同的经营期存在差异，预计维修费经营期1-5年为16元/千瓦时，6-10年为40元/千瓦时，11-20年为45元/千瓦时，职工薪酬2024-2028年有3%涨幅至稳定不变，其他费用按照2022年实际费用进行预估。公司对付现成本的预测以电站项目历史期间付现成本并参考管理层对经营期内的预期成本情况得出，具有合理性。

4) 折现率：按照加权平均资本成本的计算，税后折现率为6.7%。参见上文对折现率参数的分析，折现率的选取具有合理性。

3、册亨县丫他板其农业光伏电站项目

管理层以上述发电机组作为资产组进行减值测试，在估计可回收金额时使用的参数包括未来售电量（主要影响因素为发电利用小时数），其他应用于减值测试的参数包括预期上网电价等，并聘请资产评估师出具了《册亨乌江水电新能源有限公司拟进行减值测试涉及的册亨丫他板其 40MW 农业光伏电站项目长期资产组可收回金额估值项目资产评估报告》（中同华咨报字（2023）第 030116 号）。下表列示了减值测试时使用的参数与实际运营数据的对比：

销售量（利用小时，单位：小时数/年）			售电价（单位：元/千瓦时，含税）		
预测期 （2023 年 -2048 年）	2022 年实际	差异	预测期 （2023 年 -2048 年）	2022 年实际	差异
973-1,093	801	172-292	0.3515	0.3515	-

1) 未来售电量：装机容量不变，预测期利用小时根据可研报告进行预测，可研报告显示光伏组件存在衰减率，预测期利用小时每年有小幅下降。2022 年册亨县丫他板其农业光伏电站属于在建爬坡期，因此预测利用小时和发电量较 2022 年略有增长。管理层对未来售电量参数的预测为以上一年实际利用小时为基础并参考可研报告等调整管理层预期测算，具有合理性。

2) 预期上网电价：可研报告预测上网电价（含税）达到 0.41 元/千瓦时，预计无法获得补贴，标杆电价（含税）0.3515 元/千瓦时，预测期上网电价按照标杆电价进行预估。公司对预期上网电价的预测以电站项目预计可取得的标杆电价为基础并参考管理层预期测算预期电价，具有合理性。

3) 预计运营成本：付现成本主要包括维修费、职工薪酬、其他费用等，考虑机器设备的维修费在不同的经营期存在差异，预计维修费经营期 1-5 年为 8 元/千瓦时，6-10 年为 15 元/千瓦时，11-25 年为 20 元/千瓦时，由于该电站并网时间较短，其他付现运营成本按照电站项目可研报告进行预估。公司对付现成本的预测以电站项目历史期间付现成本并参考可研报告的运营成本情况得出，具有合理性。

4) 折现率：按照加权平均资本成本的计算，税后折现率为 6.7%。参见上文对折现率参数的分析，折现率的选取具有合理性。

4、广东华电韶关乐昌五山 100MW 风电场项目

管理层以上述发电机组作为资产组进行减值测试，在估计可回收金额时使用的参数包括未来售电量（主要影响因素为发电利用小时数）。其他应用于减值测试的参数包括预期上网电价等，并聘请资产评估师出具了《广东华电福新乐昌新能源有限公司拟进行长期资产组减值测试涉及的长期资产组估值报告》（中同华咨报字（2023）第 030168 号）。下表列示了减值测试时使用的参数与实际运营数据的对比：

销售量（利用小时，单位：小时数/年）			售电价（单位：元/千瓦时，含税）		
预测期 （2023 年 -2041 年）	2022 年实际	差异	预测期 （2023 年 -2041 年）	2022 年实际	差异
2,090	1,858	232	0.492	0.453	0.039

1) 未来售电量：装机容量不变，管理层对预测期利用小时按照可研报告进行预测，与 2022 年实际利用小时相比有小幅增长，主要由于 2021 年 10 月并网投产，2022 年度设备运行负荷不高，经不断调试整改，预期预测期会有提升；另外，2022 年风场所在地理片区出现了高山寒冻现象，风机叶片覆冰、设备积雪多以致影响风机设备运作，同时刚投产经验不足导致风机需停机维护时间较长，以致 2022 年风机实际没有满负荷运转。后期，经过对风机维护，机组运行控制得当运行稳定，预测期内，风机预计能够得到更好现场抢修，有效压缩检修时间，大力提升设备安全运行小时，利用小时预计可达到可研报告的水平。公司对未来售电量参数的预测为以上一年实际利用小时为基础并参考可研报告等调整管理层预期测算，具有合理性。

2) 预期上网电价：可研报告预测上网电价（含税）达到 0.57 元/千瓦时，其中，标杆电价（含税）0.453 元/千瓦时，可再生能源补贴电价（含税）0.117 元/千瓦时。该项目预计无法获得补贴，2022 年电价仅为标杆电价（含税）0.453 元/千瓦时，预计 2023 年电价与标杆电价保持一致，2024-2041 年，考虑到广东地区电力需求较大，结合近年来广东地区电力市场总体呈现供小于求的特点，广东省参与电力市场双边协商购售电交易形成的交易电价预计略高于标杆电价，故预

计预测期内平均电价为 0.492 元/千瓦时（含税），较 2023 年有小幅提高。公司对预期上网电价的预测以电站项目预计可取得的标杆电价为基础并参考管理层预期测算预期电价，具有合理性。

3) 预计运营成本：付现成本主要包括维修费、职工薪酬、其他费用等，考虑机器设备的维修费在不同的经营期存在差异，预计维修费经营期 1-5 年为 16 元/千瓦时，6-10 年为 40 元/千瓦时，11-20 年为 45 元/千瓦时，职工薪酬 2024-2027 年有 2%涨幅至稳定不变，其他费用按照 2022 年实际费用进行预估。公司对付现成本的预测以电站项目历史期间付现成本并参考管理层对经营期内的预期成本情况得出，具有合理性。

4) 折现率：按照加权平均资本成本的计算，税后折现率为 6.7%。参见上文对折现率参数的分析，折现率的选取具有合理性。

5、达茂旗巴音 5 号风电场风光一体化 10MWp 光伏电站项目

管理层以上述发电机组作为资产组进行减值测试，在估计可回收金额时使用的参数包括未来售电量（主要影响因素为发电利用小时数）。其他应用于减值测试的参数包括预期上网电价等。下表列示了减值测试时使用的参数与实际运营数据的对比：

销售量（利用小时，单位：小时数/年）			售电价（单位：元/千瓦时，含税）		
预测期 （2023 年 -2035 年）	2022 年实际	差异	预测期 （2023 年 -2035 年）	2022 年实际	差异
1,945	1,945	-	0.0231	0.0231	-

1) 未来售电量：预测期利用小时与 2022 年实际利用小时一致。管理层对未来售电量参数的预测为以上一年实际利用小时为基础，具有合理性。

2) 预期上网电价：可研报告预测上网电价（含税）达到 0.9 元/千瓦时，根据《内蒙古自治区发展和改革委员会关于废止部分可再生能源项目上网电价批复文件的通知》，对该项目取得的上网电价批复文件予以废止，故预测期上网电价按照不含补贴的实际结算电价进行预测。公司对预期上网电价的预测以电站项目

预计可取得的标杆电价为基础并参考管理层预期测算预期电价，具有合理性。

3) 预计运营成本：付现成本主要包括维修费、职工薪酬、其他费用等，付现成本按照 2022 年实际费用进行预估。公司对付现成本的预测以电站项目历史期间付现成本并参考管理层对经营期内的预期成本情况得出，具有合理性。

4) 折现率：税后折现率 6.7%。参见上文对折现率参数的分析，折现率的选取具有合理性。

综上，公司在长期资产减值测试采用的各主要参数取值均基于历史实际数据为基础，并参考可研报告、公司生产运营预期等进行测算，具有合理性。公司在减值测试中采用的折现率使用了行业通行的加权平均资本成本计算方法，参数取值客观，折现率设定具有合理性。

二、申报会计师核查情况

(一) 核查程序

基于对申报财务报表整体发表审计意见，我们按照中国注册会计师审计准则的规定，执行了必要的审计及核查程序，主要包括：

1、获取可再生能源补贴核查过程中相关核查资料信息，访谈部分省级行业主管部门、省级可再生能源补贴核查组成员或参与可再生能源补贴核查工作的相关人员了解有关可再生能源补贴核查工作的情况及进展，公开查询各地区发展改革委补贴自查申报后的上网电价调整相关文件，获取发行人提供的发展改革委关于可再生能源补贴自查申报后的相关上网电价调整文件的通知，复核发行人报告期内账务处理情况；

2、了解和评估管理层对相关长期资产减值迹象的识别，并复核管理层减值测试所依据的基础数据及减值测试模型的计算；

3、复核计算中使用的关键假设，包括未来售电量、预期上网电价、预计运营成本以及适用折现率等，将其与相关资产组的近期历史运营数据、管理层提供的预算及可研报告进行比较；

4、复核管理层在减值测试中所采用的确定可收回金额的方法以及所使用的

折现率。

（二）核查意见

基于我们执行的上述核查工作，就申报财务报表整体公允反映而言，我们认为：

1、截至本问询回复出具之日，可再生能源补贴核查工作尚处于进行过程中，核查结果尚未明确，最终结论存在一定的不确定性，发行人已根据目前可再生能源补贴核查进展，结合对相关政策的理解进行了账务处理；

2、发行人回复中关于报告期内长期资产减值测试的具体过程在所有重大方面符合《企业会计准则》的相关规定，其各项参数的依据符合发行人实际经营情况，参数设定合理。

本函仅供公司就上海证券交易所于 2023 年 5 月 8 日出具的《关于华电新能源集团股份有限公司首次公开发行股票并在沪市主板上市申请文件的第二轮审核问询函》向上海证券交易所报送相关文件使用，不适用于其他用途。

安永华明会计师事务所（特殊普通合伙）



中国注册会计师：张思伟



中国注册会计师：崔乃文



中国 北京

2023年5月16日