证券代码:601619　证券简称:嘉泽新能　公告编号:2023-047
债券代码:113039　债券简称:嘉泽转债

宁夏嘉泽新能源股份有限公司关于上海证券交易所对公司2022年年度报告的信息披露监管工作函的回复公告

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

宁夏嘉泽新能源股份有限公司(以下简称“公司”或“本公司”或“嘉泽新能”)于2023年5月12日收到了上海证券交易所出具的上证公函【2023】0480号《关于宁夏嘉泽新能源股份有限公司2022年年度报告的信息披露监管工作函》(以下简称“《工作函》”)。公司高度重视,对《工作函》所关注的事项逐一复核和分析,回复如下:

问题1、关于人均创收。年报显示,公司主营新能源发电业务,2022年实现营业收入18.41亿元,其中新能源发电收入占比约96%,营业成本7亿元,归母净利润5.35亿元。公司员工总人数为162人,人均创收达1,136万元,其中公司项目支持和开发人员为29人,运维人员25人。同时,报告期内公司向前五名供应商采购额达14.3亿元,占采购总金额比例78.12%。

请公司:(1)按项目列示主要新能源电站项目情况,包括并网时间、装机容量、利用小时数、上网电量、平均电价、收入及可再生能源补贴情况,并与上年同期情况进行比较、说明变化原因;(2)结合公司新能源电站项目开发运营具体模式,以及项目支持和开发人员、运维人员承担的具体职能,说明公司业务人员数量与业务、收入规模是否匹配,并与同行业公司进行比较说明公司人均创收较高的原因及合理性;(3)结合公司成本构成明细与主要供应商交易情况,说明是否存在大量采购外包服务情况;如是,请披露相关供应商名称、与公司交易内容、金额、定价方式、付款安排等情况,核实其是否与公司控股股东及关联方存在业务资金往来或其他利益安排。请年审会计师发表意见。

回复:

一、按项目列示主要新能源电站项目情况,包括并网时间、装机容量、利用小时数、上网电量、平均电价、收入及可再生能源补贴情况,并与上年同期情况进行比较、说明变化原因

公司2022年并网装机容量、上网电量、营业收入及应收补贴款较上年同期均有大幅增长,具体情况如下:

项目	2022年	2021年	变动比例
并网装机容量(MW)	1,926.00	1,115.88注1	72.60%
上网电量(万kWh)	362,797.43注2	295,795.36	22.65%
新能源发电营业收入(亿元)	17.62	13.92	26.54%
应收补贴款(亿元)	23.76	14.22	67.16%

(注1:2021年并网装机容量不含宁夏宁柏产业投资基金(有限合伙)所属风电场拥有的权益并网装机容量;

注2:2022年上网电量包含分布式光伏项目数据。)

导致上述各项指标大幅增长的主要原因为2022年4月公司顺利完成了对宁夏宁柏产业投资基金(有限合伙)(以下简称“宁柏基金”)的收购工作,实现了对其投资的全部新能源发电资产的控制和并表,从而增加装机容量722MW(风电项目682MW,光伏项目30MW,储能10MW),2022年5-12月增加上网电量119,059.95 万kWh,增加营业收入 5.59亿元,增加应收补贴款6.15亿元。

嘉泽新能本部项目上网电量与上年同期基本持平;营业收入增加了1.09亿元,增长了11.64%,主要因为宁夏地区2022年参与市场化电量比例增加约10%,使平均电价增加了0.03元/kWh。

其中,主要电站情况如下表所示:

类别	项目名称	并网时间	装机容量(MW)	利用小时数(H)		上网电量(万kWh)		平均电价(元/kWh)		营业收入(亿元)		应收补贴款余额(亿元)	
				2022年度	2021年度	2022年度	2021年度	2022年度	2021年度	2022年度	2021年度	2022年年12月31日	2021年12月31日
嘉泽新能本部	嘉泽第一风电场	2015-9-30	150	2,326	2,509	33,615.47	36,296.22	0.53	0.49	1.77	1.77	3.34	3.02
	嘉泽第二风电场	2016-5-31	150	2,298	2,128	33,158.54	30,761.35	0.52	0.49	1.74	1.50	2.95	2.64
	嘉泽第三风电场	2017-5-31	150	2,598	2,442	37,568.17	35,455.95	0.51	0.47	1.90	1.67	3.64	3.45
	嘉泽第四风电场	2018-5-31	150	2,519	2,641	35,385.64	37,274.17	0.50	0.47	1.76	1.75	3.12	2.84
	鲁家窑第五风电场焦家畔项目	2021-3-31	100	2,604	1,460	25,631.38	21,661.23	0.49	0.46	1.25	0.99	1.33	0.61
	鲁家窑第五风电场新农村项目	2021-4-30	17.5	3,008	283	5,173.73	4,200.25	0.48	0.46	0.25	0.19	0.26	0.12
	苏家梁100MW风电项目	2021-2-28	100	2,680	2,563	26,249.63	25,261.61	0.49	0.45	1.28	1.15	1.44	0.71
	宁夏泽华红寺堡谭庄子风电项目	2021-4-30	50	2,325	1,848	11,203.87	8,967.93	0.41	0.39	0.46	0.35	0.40	0.18
	兰考兰熙50MW风电场项目	2020-12-31	50	2,274	2,631	11,129.96	12,903.42	0.47	0.48	0.52	0.62	0.47	0.26
	小计		917.50			219,116.40	212,782.13			10.93	9.99	16.97	13.83
宁柏基金	汤阴县32MW分散式风电项目	2020-3-31/2020-10-31	32	1,695		5,351.11		0.53		0.28		0.48	
	国瑞新能源德州平原风电场工程项目	2020-4-30	50	1,822		8,267.79		0.44		0.36		0.44	
	瑞鸿宁津风电场工程项目	2020-3-31	50	1,655		8,030.31		0.50		0.40		0.42	
	国瑞能源济南商河风电场	2020-12-31	100	1,728		16,726.06		0.50		0.84		1.16	
	国瑞新能源德州宁津风电场	2020-11-30	50	1,892		9,182.07		0.48		0.44		0.56	
	瑞风能源平原风电场工程	2020-12-31	50	2,061		9,884.44		0.48		0.47		0.60	
	天瑞平原风电场	2020-12-31	50	2,078		10,601.54		0.52		0.55		0.61	
	国瑞能源济南商河风电场二期工程	2020-12-31	100	1,839		17,673.53		0.49		0.86		1.03	
	景县南运河200MW风电场项目(一期50MW项目)	2019-5-31	50	2,062		9,933.00		0.51		0.51		0.40	
	森源张鼓匠风电场150MW风电项目	2021-1-31/2021-3-31	150	1,476		21,217.52		0.38		0.81		0.43	
	竹润沽源光伏30MW光伏	2020-12-31	30	581		2,192.59		0.35		0.08		0.02	
	小计		712			119,059.95				5.59		6.15	
合计			1,629.50			338,176.35	212,782.13			16.51	9.99	23.12	13.83

二、结合公司新能源电站项目开发运营具体模式,以及项目支持和开发人员、运维人员承担的具体职能,说明公司业务人员数量与业务、收入规模是否匹配,并与同行业公司进行比较说明公司人均创收较高的原因及合理性

(一)公司新能源电站项目开发运营具体模式

1、开发模式

目前公司针对不同的业务,采取不同的项目开发模式。针对风电、集中式光伏、储能电站项目,公司主要采用自主开发、产业投资与项目开发一体化推进的两种模式;针对屋顶分布式光伏项目,公司主要采用渠道合作开发的模式。2022年以前公司通过自主开发模式累计核准项目1,772MW。2022年以来,公司通过自主开发模式累计核准风电项目180MW,通过产业投资与项目开发一体化推进模式累计核准风电项目1,400MW;通过自主开发模式累计取得屋顶光伏备案项目38MW,通过渠道合作开发模式累计取得屋顶光伏备案项目153MW。

在目前整市、县推进与大基地项目为主流的市场开发环境下,公司围绕国家“十四五”规划,研究各省市相关政策和区域发展特点,聚焦重点区域进行战略布局。在重点区域,公司以产业投资与项目开发一体化推进的模式为主,积极与大型风电、储能电池制造等行业头部企业合作,以产业园区、大型基地建设为切入点,加速新能源项目开发。

2022年,公司继续实施与中车集团、金风科技的既定战略合作,分别在黑龙江鸡西、广西柳州继续推进新能源产业园区建设。鸡西和柳州两个产业园区分别于2022年12月和2023年3月实现首台风机机组下线,为当地开发配套风电、储能电站和抽水蓄能项目奠定了坚实的基础。目前公司在黑龙江地区已经累计取得风电项目核准容量1,400MW,产业投资与项目开发一体化推进的开发模式初见成效。

2、运营模式

公司对新能源电站的运营采取了将电站全生命周期的站内运维服务外包的模式,与运维服务供应商建立了长期稳定的合作关系。

电站建成并网运行前,公司综合考虑电站的设备选型、运行数据预测、经营目标等因素,选定合格的运维服务供应商。选定供应商后,公司与供应商签订电站全生命周期的运行维护协议,委托供应商进行电站的运行维护。

电站建成并网运行后,根据运行维护协议,供应商在电站运营期间,严格按照公司制订的管理、生产、安全等各方面规定和标准,执行电站的风机机组或光伏组件、配电设备、输电线路的日常运行、维护、检修工作。

公司的生产运维部负责电站生产运行的全面监督管理。生产运维部按区域负责制,对各区域内的电站定期进行现场巡视,对供应商在电站内的运维工作进行监督、考核和指导,包括对电站内的日常运行监管、安全考核、法规和制度的执行情况、技术指导和支持等。此外,公司生产运维部还可以通过公司的集控平台,对下属风电和光伏电站的运行开展集中监控,对电站内各设备和系统的运行状态进行实时监控、运行数据实时采集和分析。

通过站内运维外包模式和集控平台,公司可以实现以较少的运维管理人员对下辖的所有电站运行进行全方位实时有效监控和管理。

(二)项目支持和开发人员、运维人员承担的具体职能

公司项目支持和开发人员具体负责公司工程项目技术支持、资源储备及开发规划、项目资源的搜集和上报、调研、项目评估及立项管理、项目核准前涉外手续办理等工作。

运维人员负责具体电站现场的安全生产管理,监督落实公司、电网、行业以及国家的安全生产管理规范,对电场运维、安全质量等业务工作进行全面管理,实时监控现场的安全生产状态信息,代表公司完成电场外部协调和支持工作。

(三)可比上市公司人均创收情况

经查阅公开披露信息,同行业可比上市公司营业收入及人均创收情况如下:

公司名称	营业收入(万元)	员工人数(人)	技术与运维人员占比	人均创收(万元)
嘉泽新能	184,096.78	162	15.43%	1,136.40
福能股份	1,431,787.25	3,006	79.47%	476.31
江苏新能	197,107.08	643	62.99%	306.54
银星能源	116,333.14	526	81.75%	221.17

如上表所示,福能股份、江苏新能、银星能源三家公司员工总数均高于本公司。上述三家公司的电站运行均由其自身的运维团队来执行电站的运行、维护和检修等具体工作,因此电站运维人员数量较多,占比较高。

与之相比,由于采用了全生命周期的站内运维服务外包模式,公司的运维团队人数可以保持在相对较低的水平。通过这种外包模式,辅以集控中心,公司可以实现以较少的运维管理人员对下辖的所有电站运行进行全方位实时有效监控和管理。因此与同行业公司相比,公司人员相对精简,人均创收高于同行业平均水平。但该模式对服务提供商有较高的要求且需建立在与其长期稳定合作关系的基础之上。未来若供应商因生产经营等问题出现不利变化,且公司无法及时引入足够的资源承接相应工作,或无法及时选择合适的供应商提供服务的情况下,可能对公司电场的运营维护造成不利影响,从而影响公司经营业绩。

三、结合公司成本构成明细与主要供应商交易情况,说明是否存在大量采购外包服务情况;如是,请披露相关供应商名称、与公司交易内容、金额、定价方式、付款安排等情况,核实其是否与公司控股股东及关联方存在业务资金往来或其他利益安排

(一)公司成本构成

2022年度公司营业总成本为7.01亿元,包括折旧摊销、电场及相关辅助设施运行维护费及其他成本。具体构成如下:

项目	金额(亿元)	占比
折旧摊销	5.30	75.61%
运行维护费	1.28	18.31%
其他成本	0.43	6.08%
合计	7.01	100%

营业成本构成中,折旧摊销主要受各项目的造价成本影响,每年折旧摊销比例相对稳定,2022年度其占营业成本总额比例为75.61%;其他成本主要为电场外送线路检修、网络通讯、防雷检测、下网电费等零星费用,占比较小。除去相对固定的折旧摊销费用和占比较小的其他零星费用,营业成本主要为运行维护费用,2022年度占比18.31%。运行维护费是在项目建成后与合格供应商签订长期运行维护协议,由其负责变电场、配电线路和发电机组的日常运行维护工作及电场常规性维修。因按照长期合同的价格执行,故运行维护价格比较稳定。

(二)公司主要供应商情况

目前,公司主要委托北京天源科创风电技术有限责任公司、宁波金风绿能能源有限公司运行维护电场发电机组,委托宁夏天能电力有限公司运行维护电场配套的升压站和输电线路。2022年度上述供应商运行维护费用采购金额为12,475.05万元,主要供应商情况如下:

供应商名称	交易内容	交易金额(万元)	定价方式	付款安排	是否存在关联关系
北京天源科创风电技术有限责任公司	运维服务费	9,403.05	协议定价	分季度支付,季度结束次月支付上季度款项	否
宁波金风绿能能源有限公司	运维服务费	2,707.25	协议定价	分季度支付,季度结束次月支付上季度款项	否
宁夏天能电力有限公司	运维服务费	364.75	协议定价	合同签订后支付50%,运行维护期限届满且确认义务后支付剩余50%	否
合计	--	12,475.05	--	--	--

北京天源科创风电技术有限责任公司和宁波金风绿能能源有限公司均为新疆金风科技股份有限公司(以下简称“金风科技”)同一控制下的企业。金风科技作为国内最大的风电设备供应商,可以在项目的前、中、后期分别为公司提供项目总承包、设备供应、运营维护等发电业务的一站式服务。

公司与金风科技的全生命周期一站式运维模式,主要范围为风电场内的风机与变电站运行维护工作。电场外的其他业务,如风电场输变电定期检修和线路定期检修等需要专业资质的工作由公司选取其他服务方进行。风电场的安全生产体系建设、电网及政府监管部门业务对接、技改实施、电力交易都由公司团队自己负责实施。该业务模式在国内率先推出,已经运行了10年以上,取得了良好的安全生产业绩。

目前新能源运维服务模式繁多,运维服务范围不一,标准也不尽相同,单纯的服务价格比对不能客观反映实际业务范围的差异。公司在电场建设前会做详细的可行性研究报告,测算按照市场价格采购工程、发电设备及运营维护的经济效益。在后期建设及运营时,会结合当时市场环境信息向其他供应商进行询价,对费用进行比对,最终在权衡质量、价格、交货时间、售后服务等因素的基础上进行综合评估并进一步与金风科技议定最终价格,有效锁定了运维成本波动风险,保障了公司稳定收益,该价格目前已经过市场检验和行业认可,确保了双方交易价格的公允性。目前公司综合运维成本远低于国央企同类资产成本,切实保障了股东权益。

综上,上述供应商与公司控股股东及关联方均不存在业务资金往来或其他利益安排。

问题2、关于开发-建设-出售模式可持续性。年报及前期公告显示,公司自2021年开始开展新能源电站的开发-建设-出售业务,综合考虑项目收益率、现金流、运营年限等因素筛选项目出售,2021年出售装机容量为495MW,2022年拟出售装机容量200MW,该交易决策流程未按计划完成,预计将延至2023年内完成。此外, 据公司披露的风电资产交易数据测算,2022年每千瓦装机容量交易金额约为1807.84元,同比下降43.91%。

请公司:(1)补充披露公司现有电站项目取得方式、时间、运营年限、投资金额、收益率、现金流等情况,说明公司后续开发建设计划,以及拟处置电站进展情况;(2)结合陆上风电平价上网等产业政策、风电资产交易市场变化情况以及公司拟出售项目特点,分析风电资产交易价格变化趋势,说明公司开发-建设-出售模式的可持续性及依据,并充分提示不确定性风险。

回复:

一、公司现有电站项目取得方式、时间、运营年限、投资金额、收益率、现金流等情况,说明公司后续开发建设计划,以及拟处置电站进展情况

(一)公司现有电站项目取得方式、时间、运营年限、投资金额、收益率、现金流等情况

序号	项目名称	取得方式	取得时间注1	运营年限	投资金额(万元)	总资产收益率	经营活动现金净额注2(万元)
1	宁夏嘉泽红寺堡苏家梁100MW风电项目	自建	2017-11-23	20	64,025	1.80%	-5,271
2	智能微网	自建	2016-7-28	20	5,131		
3	民权恒风能源有限公司	自建	2019-12-26	20	30,499	2.40%	-26
4	兰考兰熙50MW风电项目	自建	2018-9-26	20	41,377	2.40%	3,449
5	商水张明乡25MW分散式风电项目	自建	2019-12-17	20	18,838	7.20%	1,364
6	宁夏泽华红寺堡谭庄子风电项目	自建	2018-12-30	20	36,089	3.20%	3,022
7	三道山150MW风电项目	自建	2019-6-24	20	110,483	2.70%	1,355
8	宁河镇18MW分散式风力发电项目	自建	2019-7-15	20	16,416	4.30%	-89
9	嘉泽第一风电场	自建	2013-12-24	20	124,723	6.50%	36,419
10	嘉泽第二风电场	自建		20	124,033		
11	鲁家窑第五风电场焦家畔项目	自建	2017-11-23	20	64,930		
12	鲁家窑第五风电场新农村项目	自建	2017-11-7	20	10,555		
13	嘉泽第三风电场	自建	2014-8-12	20	112,805	2.30%	19,267
14	嘉泽第四风电场	自建		20	111,591		
15	国瑞新能源德州平原风电场工程项目	购买	2022-4-30	20	42,114	5.70%	8,445
16	瑞鸿宁津风电场工程项目	购买		20	41,865	6.00%	8,275
17	国瑞能源济南商河风电场	购买		20	82,589	6.70%	8,349
18	景县南运河200MW风电场项目(一期50MW项目)	购买		20	46,376	4.60%	12,163
19	国瑞新能源德州宁津风电场	购买		20	42,588	5.40%	4,732
20	天瑞平原风电场	购买		20	41,342	11.00%	5,680
21	瑞风能源平原风电场工程	购买		20	41,575	9.70%	5,508
22	国瑞能源济南商河风电场二期工程	购买		20	85,236	6.30%	9,787
23	汤阴县32MW分散式风电项目	购买		20	26,523	7.40%	2,785
24	森源张鼓匠风电场150MW风电项目	购买		20	127,453	-1.00%	10,004
25	竹润沽源光伏30MW光伏+10MW储能项目	购买		25	15,170	0.10%	1,207

(注1:2022年4月,公司持有宁柏基金99.9537%的合伙份额并取得控制权,将其纳入合并报表范围。上表中,第1项-14项为嘉泽新能本部项目,取得时间为核准日期;第15项-25项为宁柏基金项目,取得时间为购买日期。

注2:宁柏基金项目之经营活动现金净额列示的是2022年度数据。)

(二)公司后续开发建设计划

未来三年公司将继续推进黑龙江、广西、吉林等地的产业园区和大基地建设,进一步推动公司在当地新能源项目的开发进度,不断扩大项目储备资源,为公司快速、稳健发展提供源源不断的动力。未来三年公司开发、建设、并网的风电和集中式光伏装机容量如下:

年份	计划取得核准容量(MW)	计划开工建设容量(MW)	计划并网容量(MW)
2023年	2,000	1,000	600
2024年	2,500	1,200	800
2025年	3,000	1,500	1,000

(三)拟处置电站进展情况

公司每年根据预计开发和建设的新项目数量,并结合存量发电资产的结构状况,在保证资产规模稳步增长的基础上,制订年度电站出售计划。公司2022年度电站出售计划是:出售宁夏地区两个风电站,合计装机容量200MW。该业务自出售计划制订后即开始稳步有序推进,但受疫情干扰,项目交易时间滞后,截至目前,其中一个电站(50MW)股权转让工作已全部完成,详见公司于2023年5月9日披露的《宁夏嘉泽新能源股份有限公司关于转让三级全资子公司全部股权暨为该交易的履行提供连带责任保证担保事项的进展公告》(公告编号:2023-036)。另一电站出售方案已确定,预计2023年可以完成出售。

公司2023年度的出售计划已制订,正在稳步推进中。

二、结合陆上风电平价上网等产业政策、风电资产交易市场变化情况以及公司拟出售项目特点,分析风电资产交易价格变化趋势,说明公司开发-建设-出售模式的可持续性及依据,并充分提示不确定性风险

(一)风电资产交易价格变化趋势

风电资产的交易价格即股权价格,是由风电资产的折溢价和目标公司的净资产值两部分构成的。交易价格通常受下列因素影响:

1、风资源禀赋(包括风速、风能密度等);

2、项目所处地区的电价;

3、资产收益率;

4、项目剩余生命周期;

5、目标公司的资产负债率等。

上述多种因素叠加,会导致不同风电项目的股权价格存在很大差异,因此每千瓦装机容量交易金额不能够准确代表风电资产交易价格的变化趋势。嘉泽新能近三年的交易情况如下:

类型	2021年			2023年
标的装机容量(MW)	98	297.5	99	50.00
交易金额(万元)	48,862	107,240	30,451	14,815
目标公司资产负债率	38%	61%	62%	83%
千瓦交易金额(千瓦/元)	4,986	3,605	3,076	2,963

(二)公司开发-建设-出售模式的可持续性及不确定性风险

1、公司开发-建设-出售模式的可持续性

首先,公司有足够的开发和建设能力支持开发-建设-出售业务的开展。近三年来,公司有计划、有步骤、持续地推进电站的开发-建设-出售业务的开展。公司每年根据当年预计的开发、开工建设、新并网的电站数量,拟定电站出售计划,并且在每年的年度经营计划和财务预算中均对该业务做了明确规划和预测,保证每年新增并网电站装机容量均大于计划出售的电站容量。

未来三年公司计划出售电站装机容量如下:

年份	预计并网电站容量(MW)	计划出售电站容量(MW)
2023年	2,526	200-350
2024年	3,326	300-400
2025年	4,326	400-500

其次,新能源电站市场交易活跃,购买方呈现多元化特征。目前购买方主要为央国企,例如五大发电集团、地方能源集团、国有投资公司等;同时,民营资本以及私募基金、公募Reits等金融产品的发展为新能源电站出售提供了持续稳定的退出路径。

最后,与国有企业相比,公司作为民营企业融资成本较高,因此在项目开发过程中,公司筛选项目时对投资回报率的要求高于国有企业。多年来,公司始终坚持选择较高收益率的项目进行投资建设,使公司开发建设的电站收益率水平、盈利能力均较高于市场平均水平。因此在交易市场上,公司的电站对购买方,特别是对央国企具有很强的吸引力。

综上所述,公司电站出售业务是有计划且可持续开展的。

2、风险提示

(1)产业政策变化风险

新能源行业的发展受国家政策、行业发展政策的影响,相关政策的调整将会对公司业务产生影响。

(2)电站交易价格波动风险

随着行业政策和宏观经济形势的不断变化,新能源电站交易市场的供求关系也会不断发生改变,新能源电站交易价格存在波动的风险。

(3)完成电站交易所需时间不可控风险

新能源电站交易涉及的资产规模较大,完成交易所需的专业技术水平较高。从交易前期的尽职调查、商务谈判,到交易过程中各方的审批流程都需要花费较长时间,特别是央国企对交易的决策和审批更为复杂,因此完成每笔交易的时间不确定,通常需要6个月至24个月不等。

问题3、关于并表宁柏基金。年报显示,报告期内公司收购宁夏宁柏产业投资基金(有限合伙)(以下简称宁柏基金)并按购买日评估的公允价值并表,合并成本小于可辨认净资产公允价值,形成营业外收入0.42亿元。宁柏基金净资产公允价值高于账面价值4.09亿元,其中无形资产公允价值15.09亿元,高于账面价值14.40亿元,主要为新能源电力并网收益权;使用权资产公允价值41.42亿元,低于账面价值4.29亿元。

请公司:(1)补充披露新能源电力并网收益权的具体内容,购买日评估的公允价值大幅高于账面价值的原因及依据,以及新能源电力并网收益权的摊销政策,并与同行业公司进行比较说明合理性;(2)补充披露宁柏基金使用权资产主要构成情况,并结合购买日评估使用权资产的方法、主要假设、参数选取及评估测算过程,说明对使用权资产评估减值的主要原因及合理性;(3)结合收购时的交易背景、标的资产经营状况等,说明合并成本低于可辨认净资产公允价值的原因及合理性,是否存在未识别确认的或有负债等。请年审会计师发表意见。

回复:

一、新能源电力并网收益权的具体内容,购买日评估的公允价值大幅高于账面价值的原因及依据,以及新能源电力并网收益权的摊销政策,并与同行业公司进行比较说明合理性

(一)收购时的交易背景及目的

1、交易的背景

在国家大力发展新能源、实现“碳达峰、碳中和”的战略目标指引下,新能源发电行业获得了前所未有的发展机遇。风电作为新能源的重要形式之一,凭借其资源丰富、安全可靠等特点,成为新能源投资的重要方向之一。

自2021年以来,我国风电行业开始逐步进入平价上网时代。随着国家不再对新增陆上风电项目实施补贴政策,原有带补贴的陆上风电项目成为稀缺资源。

位于东部省区、燃煤标杆电价相对较高地区的风电项目,在目前新能源补贴账期较长的情况下,因其标杆电价相对较高,现金流相对较好,成为受市场追捧的投资标的。

2、交易的目的

(1)本次交易符合上市公司发展战略

公司的战略发展目标是在充分防控投资风险和经营风险的前提下,不断谋求优质新能源发电项目的开发、建设、运营和管理,在公司整体装机规模实现增长的同时,不断提升公司发电资产质量,增强公司盈利能力和核心竞争力,并实现公司价值和股东价值最大化。其中,通过出售部分并网时间较长的电站等方式筹集资金,用以投资产业并购基金,借助其资金优势和基金管理人在投资方面的先进经验,寻求符合公司战略发展方向的投资机会,培育、储备、收购优质项目是实现公司战略发展目标的重要方式之一。

本次交易标的宁柏基金资产质量较高。宁柏基金2022年毛利率为63.47%,相较于上市公司于2021年出售的子公司新疆嘉泽发电有限公司55.12%的毛利率,宁夏博阳新能源有限公司47.14%的毛利率,宁夏恺阳新能源有限公司48.15%的毛利率,宁柏基金资产盈利能力更强。本次交易完成后,上市公司资产质量及行业地位将进一步提升,本次交易符合上市公司发展战略。

(2)扩大公司装机与收入规模,提升公司盈利能力

截至2022年4月末,宁柏基金下属平原国瑞新能源有限公司(以下简称“平原国瑞”)、宁津瑞鸿新能源有限公司(以下简称“宁津瑞鸿”)、商河国瑞新能源有限公司(以下简称“商河国瑞”)、宁津国瑞新能源有限公司(以下简称“宁津国瑞”)、平原瑞风新能源有限公司(以下简称“平原瑞风”)、平原天瑞新能源有限公司(以下简称“平原天瑞”)、商河国润新能源有限公司(以下简称“商河国润”)、景县中电新能源有限公司(以下简称“景县中电”)、沽源智慧能源有限公司(以下简称“沽源智慧”)、竹润沽源光伏发电有限公司(以下简称“竹润沽源”)和汤阴伏绿新能源有限公司(以下简称“汤阴伏绿”)共11个项目公司合计并网装机容量722MW。其中:风电项目682MW,光伏项目30MWp,储能项目10MW。2021年度,宁柏基金实现营业收入9.85亿元,净利润3.28亿元;2022年1-4月宁柏基金实现营业收入3.29亿元,净利润1.12亿元;2022年4月末,宁柏基金总资产71.32亿元,净资产25.85亿元。本次交易将有助于上市公司扩大装机与收入规模。

同时,宁柏基金盈利能力较强。2021年度及2022年1-4月,宁柏基金毛利率分别为68.33%及63.73%,高于上市公司同期毛利率59.55%及60.47%,本次交易有助于上市公司提升盈利能力。

因此,上市公司可通过本次交易扩大装机与收入规模,提升资产质量与盈利能力。

(二)购买日评估的公允价值大幅高于账面价值的原因及依据

2022年1月、3月, 公司分别与重大资产重组的各交易对手方签订了合伙份额转让协议等相关协议,共受让宁柏基金22.7472%的合伙份额,并于2022年4月14日完成了工商变更。

根据《企业会计准则第33号—合并财务报表》和《企业会计准则第2号—长期股权投资》,以及报表数据的可获得性,公司将2022年4月30日定为购买日。同时,公司聘请陕西正德信资产评估有限公司(以下简称 “正德信”) 对宁柏基金购买日的可辨认净资产公允价值进行评估, 并出具陕正德信评报字(2022)220号评估报告。经评估,购买日宁柏基金归属于母公司的可辨认净资产公允价值为282,667.56万元,增值额41,700.13万元,增值率为17.31%。各项目的增减值情况如下:

资产评估结果汇总表(合并口径)

评估基准日:2022年4月30日

单位:万元

项目	账面价值	评估价值	增减值	增(减)值率%
	A	B	C=B-A	D=C/A×100%
流动资产	117,829.01	117,829.01		
非流动资产	595,397.28	671,885.79	76,488.51	12.85
其中:固定资产(含使用权资产)	538,739.52	459,153.45	-79,586.07	-14.77
在建工程	7,835.69	7,947.32	111.63	1.42
无形资产	6,930.86	150,899.91	143,969.05	2,077.22
递延所得税资产	176.52	12,170.43	11,993.91	6,794.65
资产总计	713,226.29	789,714.8	76,488.51	10.72
流动负债	52,644.89	52,644.89		
非流动负债	402,092.75	423,760.85	21,668.10	5.39
其中:递延所得税负债	10,904.15	32,572.25	21,668.10	198.71
负债总计	454,737.64	476,405.74	21,668.10	4.76
净资产	258,488.65	313,309.06	54,820.41	21.21
减:少数股东权益	17,521.23	30,641.50	13,120.27	74.88
归属于母公司净资产	240,967.42	282,667.56	41,700.13	17.31

根据《中华人民共和国资产评估法》《资产评估基本准则》及相关法律法规和税收规章相关规定,正德信采用资产基础法对各项可辨认资产、负债及或有负债进行评估。各资产及负债项目具体评估方法和结果如下:1、固定资产(含使用权资产):采用重置成本法进行评估,即基于设备的市场价格和房屋建筑物的再建造费用,结合委估设备的特点和各种损耗因素进行评估。

经评估,房屋建筑物类资产评估减值1,321.84万元,减值率6.16%,主要原因是该批项目受自然条件和建设条件的影响,前期待摊费用实际费率高于标准费率。

设备类资产评估减值78,264.23万元,减值率15.13%,主要原因是:A、主机设备受技术更新影响,至评估基准日市场上同类产品的价格低于其购置时的水平,致使评估减值;B、受自然条件和建设条件的影响,项目前期待摊费用实际费率占比高于标准费率。

2、在建工程:对开工时间距评估基准日超过1年(或购建价格影响因素发生较大变化)的在建工程项目,评估人员以核实后的账面价值为基础,考虑购建价格影响因素变化、资金成本等因素合理确定其评估值。

经评估,在建工程评估增值111.63万元,增值率1.42%,增值原因主要是考虑资金成本等因素导致。

3、无形资产

纳入评估范围的无形资产为11项土地使用权和其他无形资产之11项新能源电力并网收益权。

(1)土地使用权

土地使用权运用的评估方法是按照《城镇土地估价规程》的规定,根据当地地产市场的发育情况,并结合评估对象的具体特点及特定的评估目的等条件选择成本逼近法和市场比较法测算土地价格。

经评估,土地使用权评估减值373.31万元,减值率5.39%,原因为土地的历史取得成本中包含部分征迁补偿费,该部分费用实际支出略高于文件或估算标准,导致土地评估减值。

(2)其他无形资产之新能源电力并网收益权

新能源电力并网收益权,是指发电企业将所生产的电力并网出售给电网公司或下游用户,而产生的向电网公司或下游用户收取电费的权利。由于风力发电项目批复电价一经批复确认,在电站运营周期内不会改变,即未来经营期内的补贴收益和风险可以估计,因此采用收益法对该无形资产进行评估。

经评估,账面未记录无形资产之11项新能源电力并网收益权评估增值144,342.36万元。

4、递延所得税资产:按核实后的账面值确认评估值。

经评估,递延所得税资产评估增值11,993.90万元,增值率28.63%,主要为资产评估减值部分计提的递延所得税资产项目导致。

5、递延所得税负债:按核实后的账面值确认评估值。

本次,递延所得税负债评估增值21,668.10万元,增值率4.76%,主要是资产评估增值部分计提的递延所得税负债项目导致。

基于上述评估方法和确认依据,购买日评估的公允价值高于账面价值41,700.13万元,具备合理性。

(三)新能源电力并网收益权的具体内容及摊销政策,并与同行业公司进行比较说明合理性

1、新能源电力并网收益权的具体内容

新能源电力并网收益权,是指发电企业将所生产的电力并网出售给电网公司或下游用户,而产生的向电网公司或下游用户收取电费的权利。该收费权的形成有赖于以下两个条件:

(1)电力主管部门核发的行政许可。根据《电力业务许可证管理规定》,发电企业在取得电力业务许可证(发电类),具备参与电力销售的主体资格后,方可正式开展电力上网销售行为。

(2)企业取得并网协议,并开展售电业务取得即期或远期的电费收入。

新能源电力并网收益权既具有行政许可的因素,也具有以电费收入为标的的财产性因素。

经评估人员认定,新能源电力并网收益权是由各新能源企业控制,不具有实物形态,能够持续发挥作用带来经济利益的一项其他权益类无形资产。当公司取得了相关批复资质,同时签订了并网协议和售电协议,即存在合同性权利或其他法定权利。企业收益、运营成本均可以可靠计量,符合可辨认无形资产的确认条件,因此将其确认为一项可辨认无形资产。

2、新能源电力并网收益权的摊销政策

新能源电力并网收益权作为一项电费的收取权利, 是建立在新能源电站能够持续稳定运营的前提下产生,且该收费权利随着新能源电站的建成、终止