关于北京京能电力股份有限公司
《2021年年度报告的信息披露监管工作函》的回复

众环专字（2022）3210084号

上海证券交易所：

中审众环会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“本所”或“我们”）作为北京京能电力股份有限公司（以下简称“京能电力”或“公司”）2021年度财务报表的审计机构，于2022年4月25日出具了众环审字(2022)3210027号无保留意见审计报告。

2022年5月31日，上海证券交易所出具了《关于北京京能电力股份有限公司2021年年度报告的信息披露监管工作函》（以下简称“监管函”），我们以对京能电力相关财务报表执行的审计工作为依据，对监管函中需要本所回复的相关问题履行了核查程序，现将核查情况说明如下：

下文中除非特别标注，金额单位均为万元。

问题1：

年报显示，公司主要从事电力、热力生产和销售等业务，报告期内公司主营业务实现营业收入219.38亿元，同比增长10.46%， 主营业务毛利率为-8.32%，较上期减少26.11个百分点，报告期末存货账面价值为15.7亿元，较上年增加72.79%，主要系原材料煤炭价格上涨所致。请公司补充披露：（1）区分电力、热力等业务类型， 结合产品价格、销量、成本构成及变化情况、发电供热单位煤耗、 期间煤价波动情况等情况，分析说明公司各业务板块毛利率情况及主营业务毛利率下降的原因，以及相关业务毛利率降幅是否与煤价走势相匹配；（2）分季度披露公司燃煤使用情况，包括但不限于各期采购量、消耗量、库存量及其对应均价，结合上述情况说明公司期末存货大幅增加的原因及合理性。请年审会计师发表意见。

【公司补充披露】

受燃煤采购价格同比大幅上涨影响，2021 年度公司主营业务毛利率大幅下降，总体情况如下：

业务板块	2021 年度			2020 年度		
	收入	成本	毛利率	收入	成本	毛利率
售电业务	2,026,877.45	2,128,373.56	-5.01%	1,837,358.48	1,471,635.44	19.90%
售热业务	165,879.79	247,220.23	-49.04%	147,303.61	160,980.18	-9.28%
电力服务	1,113.71	831.55	25.34%	1,316.59	81.68	93.80%
合计	2,193,870.95	2,376,425.34	-8.32%	1,985,978.68	1,632,697.30	17.79%

1. 公司各业务板块毛利率变动情况及相关分析

（1）售电业务板块情况

项目	2021 年度	2020 年度	变动幅度
一、主要收入指标			
售电收入	2,026,877.45	1,837,358.48	10.31%
售电量(亿千瓦时）	665.01	683.22	-2.67%
平均销售价格(元/兆瓦时)	304.78	268.93	13.33%
二、主要成本指标			
售电成本	2,128,373.56	1,471,635.44	44.63%
其中：燃煤成本	1,561,858.30	933,993.72	67.22%
直接人工	78,680.96	67,307.03	16.90%
其他费用	487,834.30	470,334.70	3.72%
标煤单耗（克/千瓦时）	299.53	298.61	0.31%
入炉标煤单价 （元/吨）	727.38	428.34	69.81%
三、毛利率	-5.01%	19.90%	-125.18%

售电业务季度毛利率变动情况

2021 年度	售电量	售电收入	平均销售价格(元/兆瓦时)	售电成本	单位成本(元/兆瓦时)	毛利率
一季度	174.47	473,662.99	271.49	410,728.20	235.42	13.29%
二季度	150.44	422,196.53	280.63	418,729.09	278.33	0.82%

2021 年度	售电量	售电收入	平均销售价格(元/兆瓦时)	售电成本	单位成本(元/兆瓦时)	毛利率
三季度	170.52	509,023.87	298.52	609,162.05	357.24	-19.67%
四季度	169.58	621,994.07	366.78	689,754.23	406.73	-10.90%
合计	665.01	2,026,877.45	304.78	2,128,373.56	320.05	-5.01%

（2）售热业务板块情况

项目	2021 年度	2020 年度	变动幅度
一、主要收入指标			
售热收入	165,879.79	147,303.61	12.61%
售热量（万吉焦）	6,258.60	5,878.78	6.46%
平均销售价格（元/吉焦）	26.50	25.06	5.75%
二、主要成本指标			
售热成本	247,220.23	160,980.18	53.57%
其中：燃煤成本	192,004.63	114,485.75	67.71%
直接人工	11,001.16	8,691.75	26.57%
其他费用	44,214.44	37,802.67	16.96%
标煤单耗（克/吉焦）	39.06	40.13	-2.66%
入炉标煤单价（元/吨）	727.38	428.34	69.81%
三、毛利率	-49.04%	-9.28%	-428.45%

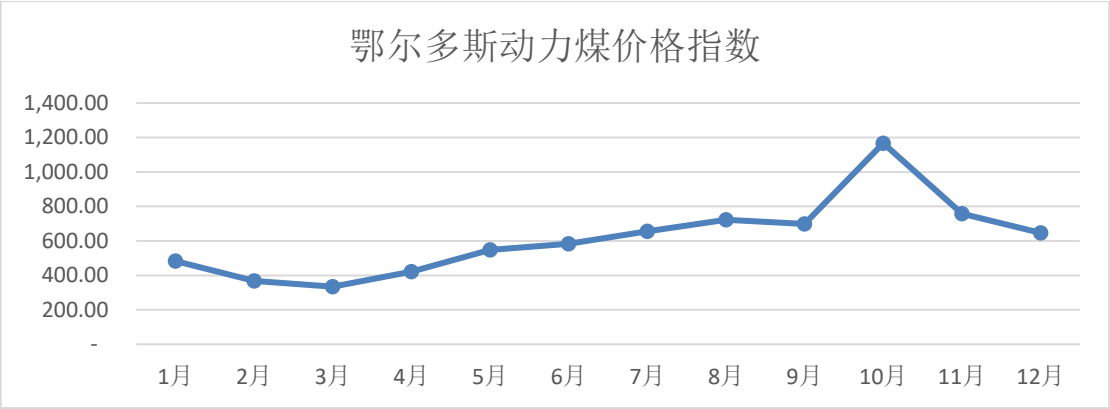
售热业务季度毛利率变动情况

2021 年	售热量（万吉焦）	售热收入	销售价格（元/吉焦）	售热成本	单位成本(元/吉焦)	毛利率
一季度	3,227.80	82,254.45	25.48	97,115.48	28.96	-18.07%
二季度	341.36	10,702.74	31.36	13,006.35	35.31	-21.52%
三季度	128.52	6,667.43	51.88	8,741.28	60.35	-31.10%
四季度	2,560.92	66,255.17	25.87	128,357.13	49.34	-93.73%
合计	6,258.60	165,879.79	26.50	247,220.23	38.22	-49.04%

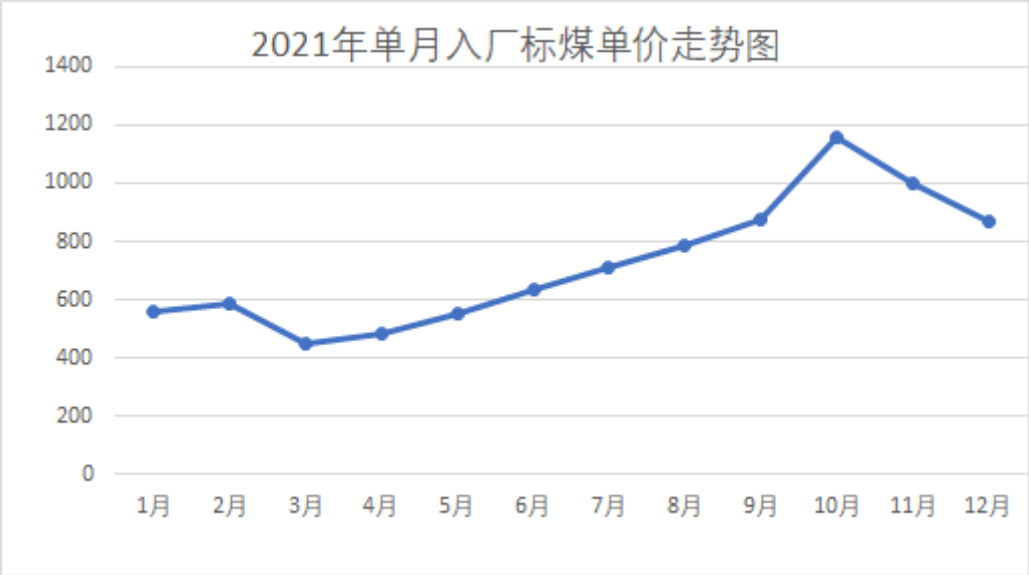
（3）公司主营业务毛利率下降原因，相关毛利率降幅与煤价走势匹配情况

2021 年度，公司售电、售热业务板块毛利率均比上年同期大幅下降。主要原因是燃煤价格上涨。

2021 年全国煤炭价格大幅上涨，全年除 3 月份同比持平外，其他月份均远高于同期水平，虽然 10 月中下旬国家出台保供文件政策后煤炭价格有所回调，但仍远高于同期水平，详见下图：



2021 年度，公司全年平均入厂煤标煤价格 736.94 元/吨， 入炉标煤价格 727.38 元/吨，分别比上年同期上涨了 80.55%和 69.81%，各月走势与市场价格走势基本一致，详见下图：



公司 2021 年发电标煤单耗与上年同期基本持平，燃煤价格上涨导致燃料成本比上年大幅增长，售电、售热业务毛利率大幅下降。自 2021 年度 9 月份起，国家出台相关电价调控政策，缓解了一部分煤价上涨压力，售电业务毛利率有所回调，售热业务价格主要受各地方政府限制，在煤价大幅上涨的情况下平均价格仅小幅上调，因此售热业务毛利率下降幅度更大。

各季度变动情况：2021 年度燃煤价格一至四季度持续上涨，其中 11 月份起到 12 月份燃煤价格有所回落，但四季度平均标煤价格依然高于三季度。公司售电业务一至四季度毛利率持续下降，三季度达到最低值，9 月份开始各地区陆续上调电价应对煤价过快上涨，公司

四季度售电价格比前三季度平均价格 283.57 元/兆瓦时增长 29.3%，四季度售电业务毛利率为-10.90%，比三季度增加了 8.77 个百分点，但总体上仍无法对冲煤价上涨带来的成本压力。售热业务销售价格仅小幅上调，因此售热业务毛利率一至四季度持续下降。综合以上分析，公司各业务板块各季度毛利率变动情况与煤价走势情况基本一致。

2. 公司期末存货大幅增加的原因及合理性

公司期末存货主要是燃煤，在 2021 年度煤价持续上涨的情况下，为保证能源供应，公司克服困难，坚决保障民生供热机组、京津唐电网机组能发尽发，保障首都电力供应安全稳定。公司 2021 年末燃煤库存标煤量 147.46 万吨， 比年初减少 8.65 万吨，库存标煤单价 925.96 元/吨，比年初库存标煤单价增加 109.10%，在库存煤量有所减少的情况下，受煤价上涨影响，燃煤期末库存金额 13.65 亿元，比期初库存金额增加 6.7 亿元， 增长幅度 97.51%，公司期末存货账面价值为 15.7 亿元，较上年增加 72.79%，具有合理性。具体情况如下：

2021 年燃煤（标煤）使用情况 （数量单位：万吨，单价：元/吨）

期间	采购量	采购单价	消耗量	消耗单价	库存量	库存单价
一季度	657.15	537.77	657.21	549.81	131.78	491.82
二季度	489.22	558.27	518.71	558.70	85.69	589.21
三季度	582.48	786.96	590.13	781.81	63.35	807.95
四季度	707.62	1,004.26	629.32	1,000.81	147.46	925.96
合计	2,436.47	736.94	2,395.37	727.38		

2020 年燃煤（标煤）使用情况 （数量单位：万吨，单价：元/吨）

期间	采购量	采购单价	消耗量	消耗单价	库存量	库存单价
一季度	618.24	410.78	589.40	446.01	188.99	416.27
二季度	555.51	366.60	514.02	395.18	211.44	385.32
三季度	635.70	395.50	662.19	408.47	168.08	403.02
四季度	664.38	452.63	673.51	457.70	156.11	442.83
合计	2,473.83	408.17	2,439.12	428.34		

【会计师核查结论】

（一）针对上述事项履行的主要审计及核查程序

1、 了解公司收入成本构成情况，对收入和成本执行分析程序，包括本期各月收入、成本、毛利率波动分析，本期收入、成本、毛利率与上期比较分析等分析程序，识别是否存在重大或异常波动，并查明波动原因；

2、 比较公司与同行业的毛利率，并查明异常情况的原因；

3、 通过行业数据、近期历史数据，分析采购价格和标煤单耗的合理性，并对波动原因进行分析；

4、 检查全年燃煤购销存情况，复核燃煤耗用量，通过抽查部分合同、出入库单据与财务记录进行核对，检查出入库数据准确性。对期末燃煤进行监盘，对盘点日至报告日之间燃煤的出入库进行分析核对；

5、 检查成本计算方法是否符合会计准则规定，前后期是否一致；

6、 抽查直接材料、直接人工及制造费用的发生额及截止性测试，检查生产成本归集的真实性、完整性；

7、 抽查成本计算单，检查热电产品计算和分配是否正确。

（二）会计师意见

基于上述所执行的审计及核查程序，会计师认为，京能电力 2021 年度主营业务毛利率下降主要系燃煤价格上涨所致，公司各业务板块各季度毛利率变动情况与煤价走势情况基本一致，期末存货大幅增加系燃煤价格上涨所致，具有合理性。

问题 2：

年报显示，报告期内公司向前五名供应商采购额为 44.95 亿 元，其中关联方采购额 12.19 亿元，占年度采购总额 7.36%，关联采购比例较上期增加 4.61 个百分点。关联交易明细显示，报告期内公司向昊华精煤、伊泰京粤酸刺沟矿业、昊华红庆梁矿业等多家关联方采购煤炭。请公司补充披露：（1）前五名供应商中关联方采购情况，包括但不限于交易对象名称、关联关系、各季度采购金额、平均价格、付款情况、期末应付预付余额等，对比市场同期可参考价格说明交易定价是否公允、合理，是否存在损害上市公司利益的情形；（2）列示公司向关联方采购商品金额、同比变化及原因、货款支付，期末应付预付余额；销售商品金额、同比变化及原因、货款回收、期末应收预收余额，说明是否存在向关联方预付、应收、

垫付款项的情形，并结合协议约定说明上述情形是否损害公司利益。 请年审会计师发表意见。

【公司补充披露】

1. 前五名供应商中关联方采购情况（暨关联方采购煤炭情况）

公司前五名供应商中的关联方包括鄂尔多斯市昊华精煤有限责任公司（以下简称“昊华精煤”）和内蒙古伊泰京粤酸刺沟矿业有限责任公司（以下简称“酸刺沟矿业”），另外，公司本年向鄂尔多斯市昊华红庆梁矿业有限公司（以下简称“昊华红庆梁”）采购煤炭比上年增加较多，一并说明如下：（数量单位：万吨，价格单位：元/吨（不含税），金额单位：万元。下同）：

关联方名称	关联关系	本年采购金额	平均价格	本年付款金额	年末应付账款余额
昊华精煤	与公司受同一控制人控制	67,319.01	632.88	71,281.94	8,657.78
酸刺沟矿业	公司的联营企业	54,549.03	255.69	50,349.94	13,862.72
昊华红庆梁	与公司受同一控制人控制	11,537.88	834.82	11,021.22	2,016.58

向昊华精煤采购煤炭各季度情况

期间	采购数量	采购金额	平均价格	当期付款金额	期末应付账款余额	同期市场价格	采购价格与市场价格差异比例
一季度	27.36	10,316.21	447.26	9,990.05	6,176.50	404.09	10.68%
二季度	11.69	6,816.04	453.19	3,462.51	10,416.11	429.49	5.52%
三季度	34.11	15,024.37	596.82	14,118.49	13,275.15	636.81	-6.28%
四季度	33.21	35,162.39	886.10	43,710.89	8,657.78	916.69	-3.34%
合计	106.37	67,319.01	632.88	71,281.94		596.77	6.05%

向酸刺沟矿业采购煤炭各季度情况

期间	采购数量	采购金额	平均价格	当期付款金额	期末应付账款余额	同期市场价格	采购价格与市场价格差异比例
一季度	46.19	6,689.13	144.80	2,802.72	7,328.26	178.40	-18.83%
二季度	47.67	8,816.89	184.96	8,574.12	8,717.23	212.34	-12.89%
三季度	71.78	18,851.76	262.63	12,077.40	17,942.31	312.72	-16.02%
四季度	47.70	20,191.25	423.31	26,895.70	13,862.72	452.99	-6.55%
合计	213.34	54,549.03	255.69	50,349.94		289.11	-11.56%

向昊华红庆梁采购煤炭情况（仅四季度采购）

期间	采购数量	采购金额	平均价格	当期付款金额	期末应付账款余额	同期市场价格	采购价格与市场价格差异比例
四季度	13.82	11,537.88	834.82	11,021.22	2,016.58	834.82	无差异
合计	13.82	11,537.88	834.82	11,021.22	2,016.58	834.82	无差异

公司 2021 年度向关联方昊华精煤、酸刺沟矿业和昊华红庆梁采购煤炭共计 333.53 万吨，上年采购量 309.93 万吨，比上年增长 7.61%；采购金额共计 13.34 亿元，比上年同期增长 148.19％，占年度采购总额 8.05%，关联采购比例较上期增加 5.3 个百分点。主要原因是采购数量小幅增加的情况下，采购价格比上年同期大幅上涨。

公司向关联方及非关联方采购煤炭，均按照“长协资源为主，市场煤网上竞价”的订货原则。

2021 年公司与昊华精煤的定价机制执行“每月鄂尔多斯煤价格指数中鄂混 4200、鄂混 4500 坑口价格每期区间价格中间价的算数平均值，作为该品种煤的定价机制价格”，即按每月市场价格确定结算价格，各季度采购价格与同期市场价格差异主要由采购量及采购时间差异形成，具有合理性，各季度采购价格走势与市场价格保持同步。

2021 年公司与酸刺沟矿业的交易价格执行长协价格，因此低于当期市场价格。长协价格按照基准价（535 元/吨）+浮动价（结合秦皇岛煤炭网 BSPI 环渤海动力煤 5500 大卡综合价格、中国煤炭市场网 CCTD 秦皇岛动力煤 5500 大卡综合交易价格和中国沿海电煤采购价格指数 CECI 综合价格）的定价机制确定，各季度价格差异主要因长协机制形成，具有合理性，各季度采购价格走势与市场价格保持同步。

2021 年度公司与昊华红庆梁交易仅发生在四季度燃煤供应紧张时，通过公司采购平台网上竞价采购，与市场价格一致。

综上，公司向关联方采购煤炭价格交易定价公允、合理，不存在损害上市公司利益的情形。

2. 关联交易整体情况

（1）采购商品接受劳务

关联方名称	本期采购数额	上年采购金额	变动幅度	应付账款期初余额	本年付款额	应付账款期末余额
鄂尔多斯市昊华精煤有限责任公司	67,319.01	32,109.86	109.65%	4,509.22	71,281.94	8,657.78

关联方名称	本期采购数额	上年采购金额	变动幅度	应付账款期初余额	本年付款额	应付账款期末余额
内蒙古伊泰京粤酸刺沟矿业有限责任公司	54,549.03	21,143.82	157.99%	2,572.25	50,349.94	13,862.72
北京京能招标集采中心有限责任公司	32,647.03	28,687.67	13.80%	10,557.50	34,642.50	12,806.15
北京京能建设集团有限公司	17,028.47	3,736.41	355.74%	1,635.86	19,180.49	1,016.40
京能电力后勤服务有限公司	14,813.96	18,020.00	-17.79%	7,586.58	16,970.78	6,318.60
鄂尔多斯市昊华红庆梁矿业有限公司	11,537.88	498.25	2215.68%		11,021.22	2,016.58
北京京能信息技术有限公司	6,266.40	6,285.05	-0.30%	2,787.04	5,957.75	3,471.67
京能东风（十堰）能源发展有限公司	4,597.56	3,010.75	52.70%	273.53	5,059.64	279.70
北京京能科技有限公司	3,528.01	1,319.83	167.31%	2,302.55	1,486.30	4,555.93
北京京能能源技术研究有限责任公司	1,048.21	895.19	17.09%	503.41	1,462.72	783.41
北京国际电气工程有限责任公司	663.40	3,454.66	-80.80%	1,857.99	862.55	1,931.67
其他	616.02	10,376.28	-94.06%	14,387.59	9,179.25	5,618.06
合计	214,614.98	129,537.77	65.68%	48,973.52	227,455.08	61,318.67

2021 年公司向关联方采购商品/劳务金额共计 214,614.98 万元，同比增加 85,077.21 万元，增长 65.68%，主要系向关联方采购煤炭交易额增加所致，详见前述 1 说明，扣除关联方煤炭采购额之后，2021 年向关联方采购商品/劳务金额共计 81,209.07 万元，同比增加 5,423.23 万元，增长 7.16%。公司期末无预付、垫付关联方款项。

（2）销售商品/提供劳务

关联方名称	本期销售金额	上年销售金额	变动幅度	应收账款期初余额	本年收款额	应收账款期末余额
京能东风（十堰）能源发展有限公司	27,072.77	21,163.33	27.92%	5,539.43	24,565.39	10,477.49
京热（乌兰察布）热力有限责任公司	20,095.65	18,190.46	10.47%	4,207.55	21,506.06	4,485.63
涿州市京热热力有限责任公司	8,591.45	8,642.31	-0.59%	2,168.05	9,062.34	2,132.03
北京京能热力发展有限公司	7,117.63	7,642.17	-6.86%	2,253.23	7,809.79	1,965.08
北京京西燃气热电有限公司	3,824.55	3,823.75	0.02%	361.96	4,322.33	361.37

关联方名称	本期销售金额	上年销售金额	变动幅度	应收账款期初余额	本年收款额	应收账款期末余额
北京京能高安屯燃气热电有限责任公司	2,550.56	2,531.89	0.74%	494.18	3,107.67	266.67
京能电力涿州科技环保有限公司	1,802.40	1,485.02	21.37%	739.02	2,376.79	347.29
北京上庄燃气热电有限公司	1,127.43	1,125.60	0.16%	221.93	1,381.68	114.24
北京京能未来燃气热电有限公司	1,078.20	1,077.59	0.06%	308.67	1,218.36	308.67
京能锡林郭勒能源有限公司	852.91	471.70	80.82%		834.49	69.87
其他	1,341.86	1,842.34	-27.16%	1,123.11	1,879.30	478.93
合计	75,455.41	67,996.16	10.97%	17,417.13	78,064.20	21,007.27

2021 年京能电力向关联方销售商品/劳务金额共计 75,455.41 万元，同比增加 7,459.25 万元，增长 10.97%，主要系向关联方售热量增加，导致售热收入增加所致。根据销售协议，应收账款结算期一般为一个月，因 12 月份售热量较高，因此期末应收账款余额比期初余额增加 20.61%。

综上，公司不存在向关联方预付、垫付款项的情形，关联方交易不存在损害上市公司利益的情形。

【会计师核查结论】

（一）针对上述事项履行的主要审计及核查程序

1. 了解、测试并评价了京能电力与关联方交易相关的内部控制设计和运行的有效性；

2. 查阅股东大会、董事会会议及其他重要会议记录，询问管理当局或与其讨论有关重大交易的授权情况；向管理层了解关联交易的目的及商业实质；

3. 检查关联交易发生额的真实性证据，包括采购合同、发票、入厂验收单、磅单、结算单、检验单等；

4. 对关联方采购的交易价格进行检查，并与同期市场价格进行对比，判断交易价格是否公允；

5. 获取京能电力关联交易情况汇总表，并检查相关信息是否已在附注中作出恰当披露。

（二）会计师意见

基于上述所执行的审计及核查程序，会计师认为，京能电力 2021 年度向关联方采购煤炭交易定价公允、合理；未发现京能电力向关联方采购和销售商品存在预付、垫付款项情形，以及关联交易损害上市公司利益的情形。

问题 3：

年报显示，公司报告期末固定资产账面价值为 462.04 亿元，占总资产比例为 55.93%，其中主要为主营业务相关机器设备，账面价值为 305.13 亿元，占固定资产比例为 66%，报告期内未计提减值准备。请公司补充披露：（1）公司主要发电、供热设备减值测试情况；（2）结合公司各生产厂区运营状况、产能利用、停产情况、经营效益、相关资产处置计划，说明在报告期出现大幅亏损的情况下，公司固定资产是否已出现减值迹象，本期固定资产未计提减值是否合理。请年审会计师发表意见。

【公司补充披露】

1. 公司主要生产厂区生产运营情况

电厂名称	位置	装机容量	发电供热设备是否发生减值	近三年利润总额		
				2021 年	2020 年	2019 年
岱海发电	内蒙古乌兰察布市凉城县	2×630MW +2×660MW	否	-57,852.83	19,029.15	8,509.94
锡林发电	内蒙古自治区锡林郭勒盟	2×660MW	否	12,053.78	15,001.10	25,847.34
康巴什热电	内蒙古自治区鄂尔多斯市	2×350MW	否	-6,435.49	13,334.69	11,615.02
涿州热电	河北省涿州市	2×350MW	否	-17,055.19	12,884.62	581.15
京宁热电	内蒙古乌兰察布市	2×350MW	否	-18,033.26	2,093.40	403.03
宁东发电	宁夏回族自治区灵武市	2×660MW	否	-57,365.64	12,784.10	3,113.12
十堰热电	湖北省十堰市	2×350MW	否	-18,695.29	8,996.38	4,357.42
盛乐热电	内蒙古自治区呼和浩特市	2×350MW	否	170.01	8,139.78	5,541.82
漳山发电	山西省长治市	2×300MW+2×600MW	否	-78,216.72	5,828.18	3,102.50
京海发电	内蒙古乌海市	2×330MW	否	2,968.86	5,012.18	11,351.20

续表

电厂名称	装机容量	2021 年度主要生产指标情况			
		利用小时	停产天数	发电量（亿千瓦时）	上网电量
岱海发电	2×630MW+2×660MW	4249	0	109.06	100.84
锡林发电	2×660MW	4660	0	61.51	57.40
康巴什热电	2×350MW	5337	0	37.36	35.22
涿州热电	2×350MW	4378	0	30.64	28.56
京宁热电	2×350MW	4825	0	33.78	31.28
宁东发电	2×660MW	4334	1	57.21	53.75
十堰热电	2×350MW	4377	0	30.64	29.32
盛乐热电	2×350MW	5553	0	38.87	35.77
漳山发电	2×300MW+2×600MW	3612	1	65.02	57.43
京海发电	2×330MW	5349	0	35.3	31.86

2. 公司期末对主要发电、供热设备减值测试情况

公司于 2021 年末对发电、供热设备是否存在可能发生减值的迹象进行判断，公司认为发电、供热设备于 2021 年末未发生减值。主要判断依据如下：

（1） 国家出台电价调整政策，预期未来业绩提升

2021 年 10 月份，发改革委出台文件，推动燃煤发电电量全部进入市场交易、电煤价格上下浮动范围扩大至 20%，用电侧取消工商业目录电价，由市场决定用电价格，此次电价改革有效传导发电企业用煤成本，对激发发电企业经营活力，提振企业经营业绩起到积极作用。国家能源局发布的《2022 年能源监管工作要点》提出，要不断提升能源市场化建设水平，深入推进多层次统一电力市场体系建设，推动完善煤电价格市场化机制，扩大市场交易电价浮动范围。

在上述政策背景下，各区域上网电价均有所提高， 蒙西电网自 2021 年 9 月份起六大高耗能行业电价涨幅不设限、更多配置增产煤炭交易电量；京津唐区域四季度开始按照交易电价上浮 20%原则，协商调增各品种交易电价。

至 2022 年 5 月末，公司已在 2022 年年度电力市场交易中取得长协电量 377.67 亿千瓦时（超过全年交易计划的一半），大部分区域的交易电价实现了基准价上浮 20%的政策兑现。

（2） 公司发电、供热设备资产状况及实际使用情况良好

公司以提高设备可靠性、经济性和环保性能为核心，每年对固定资产进行更新改造和检修，资产状况及实际使用情况良好，无闲置、终止使用或者处置计划。2021 年，公司 20 家发电企业发生机组非计划停运 17 次，较上年同期减少 11 次，机组可靠性由每运行 232 小时非停一次提高至每运行 393 小时非停一次。

因此， 公司认为，2021 年度虽因煤价大幅上涨，出现较大亏损，由于电价、煤价均属于国家调控商品，煤电行业在未来相当长的时间内，支柱地位仍不可替代，煤电倒挂情形将于 2022 年度得到较大改善，2021 年度亏损是暂时性的。 公司发电及供热设备资产状况及实际使用情况良好，无闲置、终止使用或者处置计划，并未出现减值迹象。

【会计师核查结论】

（一）针对上述事项履行的主要审计及核查程序：

1、了解、测试并评价了京能电力股份与固定资产减值相关的内部控制设计和运行的有效性；

2、向管理层询问对固定资产减值迹象的分析，结合当前行业经营环境，评价管理层的判断；

3、实地查看重要固定资产，关注固定资产使用状态，是否存在陈旧过时或者其实体已经损坏的情况；

（二）会计师意见

基于上述所执行的审计及核查程序，会计师认为，我们未发现京能电力固定资产存在应计提减值而未计提的情形，京能电力 2021 年末固定资产减值准备计提情况符合《企业会计准则》的规定。

问题 4：

年报显示，公司报告期内营业收入为 222.37 亿元，同比增长 10%，期末应收账款 42 亿元，较上期末增加 31.49%，其中内蒙古电力期末欠款余额为 14.21 亿元，同比增加 98.19%，未计提坏账准备。请公司补充披露：（1）结合经营策略、客户结构、信用政策等变化情况，说明期末应收账款大幅增加且增幅远高于收入增幅的原因及合理性；（2）报告期内对内蒙古电力的信用政策、结算周期、销售收入、期末应收账款账龄及逾期情况，并结合内蒙古电力

的经营情况，公司应收账款坏账准备计提方法，说明未对应收账款计提坏账准备的合理性。请年审会计师发表意见。

【公司补充披露】

公司主营生产销售电力和热力产品，其中售电收入占总收入 91%，售电收入客户主要为电网企业，各电厂与电网企业均按月结算上网电费，本年度回款周期未发生变化。

1. 公司应收账款变化情况

2021 年度期末，公司应收账款期末余额增幅超过收入增幅的主要原因是电网企业欠款增幅较大。2021 年度期末，电网企业欠款总额 34.26 亿元，占全部应收账款余额的 81.3%，较上期末增长 35.83%。除内蒙古电力（集团）有限责任公司（以下简称“内蒙古电力”）以外的其他电网企业欠款期末余额为 27.48 亿元，同比增长 13.6%，比收入增幅略高，主要原因为电网企业的回款周期是一个月，而 2021 年度自 9 月份开始，各地区电价陆续上调，2021 年 12 月份售电收入 24.73 亿元，上年同期售电收入 20.72 亿元，同比增涨 19.33%。

2. 公司应收内蒙古电力账款情况

2021 年度期末，内蒙古电力期末欠款余额较高，同比增幅较大。公司控股子企业中内蒙古电网区域共涉及 7 家企业，分别为京宁热电、华宁热电、京泰发电、康巴什热电、盛乐热电、京欣发电、京海发电。7 家企业与内蒙古电力签订购售电合同，按月结算上网电费。

2021 年度公司向内蒙古电力售电，实现售电收入 59.70 亿元，应收账款期末余额 14.21 亿元，账龄一年以内的 13.92 亿元，1-2 年的 0.29 亿元，比期初余额增长 98.19%，其中京欣发电应收内蒙古电力期末余额 6.77 亿元，比期初余额 1.03 亿元增长 559 %。剔除京欣发电应收内蒙古电力账款增加因素，其他 6 家企业应收内蒙古电力账款增幅只有 17.99%。因此，导致内蒙古电力 2021 年度期末欠款余额大幅增加的主要原因为京欣发电期末应收账款大幅增加。而京欣发电期末应收账款大幅增加的原因主要是京欣发电未能办理《电力业务许可证》，进而无法及时签订正式购售电合同，从而使得内蒙古电力未及时结算电费。具体情况如下：

① 京欣发电于 2019 年 12 月 12 日投产发电。项目投产后，在向华北能源监管局申请办理《电力业务许可证》时，由于核准文件的项目单位是京欣发电的参股股东内蒙古双欣能源化工有限公司，实际建设项目单位是京欣发电，需要先变更核准文件项目单位为京欣发电，再办理《电力业务许可证》，才能签订正式《购售电合同》，因此目前只能以《临时购售电合同》与内蒙古电力进行结算。

②京欣发电自投产以来，严格执行电网的调度要求并网发电。根据《华北能源监管局关

于原则同意内蒙古双欣能源化工有限公司临时并网的函》（华北监能市场〔2021〕174 号），公司与内蒙古电力签订《临时并网协议》。公司于 2022 年 1 月与内蒙古电力签订了 2021 年度《临时购售电合同》，使得 2021 年度电费结算时间推迟，至本报告日已收回 3.15 亿元，同时公司正在积极推进办理电力业务许可证和正式购售电合同，预计将在 2022 年内完成，确保京欣发电与内蒙古电力正常结算电费。

3.公司的坏账准备政策及计提情况

公司在每个资产负债表日评估应收账款的信用风险自初始确认后是否已经显著增加，如果信用风险自初始确认后已显著增加，公司将按照相当于整个存续期内预期信用损失的金额计提损失准备；如果信用风险自初始确认后未显著增加，公司按照相当于未来 12 个月内预期信用损失的金额计量损失准备。公司在评估预期信用损失时，考虑所有合理且有依据的信息，包括前瞻性信息。

对于在资产负债表日具有较低信用风险的金融工具，公司假设其信用风险自初始确认后并未显著增加，选择按照未来 12 个月内的预期信用损失计量损失准备。

内蒙古电力虽然未与京欣发电签订正式合同，但 2021 年度一直通过电网企业交易系统下达相关发电指令，并出具结算凭证，京欣发电根据指令并网发电，根据交易系统的结算金额确认收入和应收账款，双方以临时售电合同方式结算电费，说明正式合同的签订仅影响到内蒙古电力对京欣发电的结算时间，但不影响京欣发电对电费的应收权利。

除京欣发电外，内蒙古电力对其他 6 家电厂均按月结算电费。

电网企业系关系到国计民生的行业，结算周期一个月，信用记录良好，公司判断应收电网企业款项信用风险自初始确认后并未显著增加，未来 12 个月内的预期信用损失为零，无需计提坏账准备。

【会计师核查结论】

（一）针对上述事项履行的主要审计及核查程序

（1）了解和评估管理层对应收款项管理内部控制制度的设计，并测试关键控制执行的有效性；

（2）评价管理层按信用风险特征划分组合的合理性；根据具有类似信用风险特征组合的历史信用损失经验及前瞻性估计，评价管理层编制的应收账款账龄与预期信用损失率对照表的合理性；

（3）复核应收款项预期信用损失的计提过程。对于在单项工具层面能以合理成本评估预期信用损失充分证据的应收款项，选取样本复核管理层对预计未来可获得的现金流量做出评估的过程，评价其提供的客观证据；对于按照信用风险特征组合计提预期信用损失的应收款项，分析其信用风险特征并复核账龄划分的准确性，评价预期信用损失计提是否恰当；

（4）比较当期及前期预期信用损失的计提数及实际发生数，结合期后回款情况检查，评价管理层对预期信用损失计提的合理性。

（二）会计师意见

基于上述所执行的审计及核查程序，会计师认为，京能电力 2021 年末应收账款大幅增加且增幅远高于收入增幅，主要原因是子公司京欣发电未能办理《电力业务许可证》，进而无法及时签订正式购售电合同，从而使得内蒙古电力未及时结算电费，具有合理性；京能电力结合内蒙古电力的经营情况和公司坏账准备计提方法，未对内蒙古电力计提坏账准备具有合理性，符合《企业会计准则》的规定。

中审众环会计师事务所（特殊普通合伙）

2022 年 6 月 8 日