公司代码：600011 公司简称：华能国际

华能国际电力股份有限公司

2020 第一季度报告

一、重要提示
1.1 公司董事会、监事会及董事、监事、高级管理人员保证季度报告内容的真实、准确、完整，不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，并承担个别和连带的法律责任。
1.2 公司全体董事出席董事会审议季度报告。
1.3 公司负责人赵克宇、主管会计工作负责人黄历新及会计机构负责人（会计主管人员）李英辉保证季度报告中财务报表的真实、准确、完整。
1.4 本公司第一季度报告未经审计。
二、公司主要财务数据和股东变化
2.1 主要财务数据

单位：元 币种：人民币

	本报告期末	上年度末	本报告期末比上年度末增减(%)
总资产	414,574,290,961	413,596,544,694	0.24
归属于上市公司股东的净资产	102,524,897,045	98,558,643,318	4.02
	年初至报告期末	上年初至上年报告期末	比上年同期增减(%)
经营活动产生的现金流量净额	8,129,437,333	10,774,920,831	-24.55
	年初至报告期末	上年初至上年报告期末	比上年同期增减（%）
营业收入	40,351,319,168	45,651,700,763	-11.61
归属于上市公司股东的净利润	2,060,247,568	2,655,793,776	-22.42
归属于上市公司股东的扣除非经常性损益的净利润	2,056,171,982	2,482,460,502	-17.17
加权平均净资产收益率（%）	2.37	3.14	减少0.77个百分点
基本每股收益（元/股）	0.11	0.16	-31.25
稀释每股收益（元/股）	0.11	0.16	-31.25

非经常性损益项目和金额
√适用 □不适用

单位：元 币种：人民币

项目	本期金额	上期金额	说明
非流动资产处置损益	452,276	10,238,348	
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	109,697,050	118,992,112	
除同公司正常经营业务相关的有效套期保值业务外，持有交易性金融资产、衍生金融资产、交易性金融负债、衍生金融负债产生的公允价值变动损益，以及处置交易性金融资产、衍生金融资产、交易性金融负债、衍生金融负债和其他债权投资取得的投资收益	-114,417,749	24,684,100	
单独进行减值测试的应收款项、合同资产减值准备转回	26,900	539,437	
收到贷款担保赔偿款	–	107,055,891	
除上述各项之外的其他营业外收入和支出	56,730,087	1,621,772	主要为本公司之子公司接受无偿转入资产的收益。
其他符合非经常性损益定义的损益项目	-169,769	-1,254,351	主要为对联营及合营公司委贷利息、委托管理费及受托经营取得的委托管理收入。
少数股东权益影响额（税后）	-11,855,411	-64,039,606	
所得税影响额	-36,387,798	-24,504,429	
合计	4,075,586	173,333,274	

2.2 截止报告期末的股东总数、前十名股东、前十名流通股东（或无限售条件股东）持股情况表

单位：股

股东总数（户）						89,139
前十名股东持股情况						
股东名称（全称）	期末持股数量	比例(%)	持有有限售条件股份数量	质押或冻结情况 股份状态	数量	股东性质
华能国际电力开发公司	5,066,662,118	32.28%	–	无	–	国有法人
香港中央结算（代理人）有限公司	4,102,723,932	26.14%	–	无	–	境外法人
中国华能集团有限公司	1,555,124,549	9.91%	–	无	–	国有法人
河北建设投资集团有限责任公司	527,548,946	3.36%	–	无	–	国有法人
中国证券金融股份有限公司	492,186,504	3.14%	–	无	–	国有法人
中国华能集团香港有限公司	472,000,000	3.01%	–	无	–	境外法人
江苏省国信集团有限公司	416,500,000	2.65%	–	无	–	国有法人
辽宁能源投资（集团）有限责任公司	284,204,999	1.81%	–	无	–	国有法人
福建省投资开发集团有限责任公司	251,814,185	1.60%	–	无	–	国有法人
大连市建设投资集团有限公司	225,910,000	1.44%	–	质押	75,375,000	国有法人

前十名无限售条件股东持股情况

股东名称	持有无限售条件流通股的数量	股份种类及数量 种类	数量
华能国际电力开发公司	5,066,662,118	人民币普通股	5,066,662,118
香港中央结算（代理人）有限公司	4,102,723,932	境外上市外资股	4,102,723,932
中国华能集团有限公司	1,555,124,549	人民币普通股	1,555,124,549
河北建设投资集团有限责任公司	527,548,946	人民币普通股	527,548,946
中国证券金融股份有限公司	492,186,504	人民币普通股	492,186,504
中国华能集团香港有限公司	472,000,000	境外上市外资股	472,000,000
江苏省国信集团有限公司	416,500,000	人民币普通股	416,500,000
辽宁能源投资（集团）有限责任公司	284,204,999	人民币普通股	284,204,999
福建省投资开发集团有限责任公司	251,814,185	人民币普通股	251,814,185
大连市建设投资集团有限公司	225,910,000	人民币普通股	225,910,000
上述股东关联关系或一致行动的说明	上述股东中，中国华能集团有限公司、华能国际电力开发公司、中国华能集团香港有限公司属于《上市公司收购管理办法》规定的一致行动人，公司未知其他股东之间是否存在关联关系。		
表决权恢复的优先股股东及持股数量的说明	–		

2.3 截止报告期末的优先股股东总数、前十名优先股股东、前十名优先股无限售条件股东持股情况表
□适用 √不适用
三、重要事项
3.1 公司主要会计报表项目、财务指标重大变动的情况及原因
√适用 □不适用
1. 合并资产负债表项目
1. 预付款项较上年期末上升139%，主要由于本公司之部分子公司本期为锁定优惠燃煤价格而预付燃料款增加；
2. 衍生金融资产（非流动部分）较上年期末上升67%，主要由于美元对新加坡元汇率上升，本公司之子公司中新电力持有的远期外汇合约公允价值上升；
3. 衍生金融负债（流动部分）较上年期末上升120%，主要由于本公司之子公司中新电力持有的燃料掉期合约公允价值下降；
4. 合同负债较上年期末下降69%，主要由于供暖季结束，本公司之子公司预收热费减少；
5. 其他综合收益较上年期末减少10.03亿元，主要由于本公司之子公司中新电力持有的现金流量套期公允价值减少4.71亿元，中新电力、山东如意（巴基斯坦）能源外币报表折算差额减少5.21亿元；
6. 合并利润表项目
1. 营业收入较上年同期下降12%，主要由于受疫情影响售电量减少；
2. 公允价值变动收益较上年同期减少0.80亿元，主要由于本公司之子公司中新电力持有的未指定为套期工具的燃料掉期公允价值下降；
3. 资产减值损失（损失以"－"号填列）较上年同期变动金额为0.70亿元，主要由于本公司之子公司中新电力上年同期燃油存货跌价准备转回，本期未发生；
4. 营业外收入较上年同期下降42%，主要由于本公司之子公司山东发电之子公司上年同期收到担保偿款，本期未发生；
5. 合并现金流量项目
1. 经营活动产生的现金流量净流入较上年同期下降25%，主要由于电力收入较上年同期下降，导致销售商品、提供劳务收到的现金同比减少；
2. 投资活动产生的现金流量净流出较上年同期上升48%，主要由于本公司清洁能源项目投资支出增加；
3. 筹资活动产生的现金流量净流入较上年同期下降95%，主要由于本公司本期净还款同比减少。
3.2 重要事项进展情况及其影响和解决方案的分析说明
√适用 □不适用
华能国际电力股份有限公司（"华能国际"）于2016年10月14日与中国华能集团有限公司（"华能集团"）签署《中国华能集团公司与华能国际电力股份有限公司关于若干公司权益的转让协议》（"《转让协议》"），受让华能集团持有的华能山东发电有限公司（"山东发电"）80%权益、华能吉林发电有限公司100%权益、华能黑龙江发电有限公司100%权益以及华能河南中原燃气发电有限公司90%权益。同日，华能集团与华能国际签署《中国华能集团公司与华能国际电力股份有限公司之盈利预测补偿协议》（"《盈利预测补偿协议》"），华能集团承诺山东发电下属子公司华能莱芜发电有限公司、华能嘉祥发电有限公司、华能济宁运河发电有限公司、华能聊城热电有限公司及华能烟台发电有限公司（已于2018年9月变更为"华能山东发电有限公司烟台发电厂"）（合称"盈利预测公司"）2017年、2018年和2019年度经审计的净利润（"实际净利润数"）不低于预测净利润数。
根据安永华明会计师事务所（特殊普通合伙）出具的《华能国际电力股份有限公司所收购华能山东发电有限公司下属华能莱芜发电有限公司、华能嘉祥发电有限公司、华能济宁运河发电有限公司、华能聊城热电有限公司以及华能山东发电有限公司烟台发电厂2019年度实际盈利数与利润预测数差异情况说明专项审核报告》（"《专项审核报告》"）盈利预测公司2019年度实际净利润数（亏损数）（在扣除非经常性损益和吸收合并影响后的净利润）与预测净利润数差异总计为69,387.97万元人民币。由于盈利预测公司2019年度的实际净利润数少于预测净利润数，华能集团需按《盈利预测补偿协议》的条款及利润补偿公式向华能国际补偿 45,772.70万元人民币，该等补偿款应于《专项审核报告》披露后的20个工作日内向华能国际以现金形式支付。
待华能国际收到华能集团支付的上述业绩承诺补偿款后，公司将作出进一步公告。
3.3 报告期内超期未履行完毕的承诺事项
□适用 √不适用
3.4 预测年初至下一报告期期末的累计净利润可能为亏损或者与上年同期相比发生重大变动的警示及原因说明
□适用 √不适用

公司名称	华能国际电力股份有限公司
法定代表人	赵克宇
日期	2020年4月21日

证券代码：600011 证券简称：华能国际 公告编号：2020-037

华能国际电力股份有限公司关于对上海证券交易所问询函回复的公告

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个别及连带责任。
华能国际电力股份有限公司（"公司"）于2020年4月14日收到上海证券交易所上市公司监管一部《关于华能国际电力股份有限公司2019年年度报告的信息披露监管问询函》（上证公函【2020】0350号）（"问询函"）。公司收到问询函后，积极组织相关各方对问询函所提出的问题进行了认真的研究和讨论分析，现按照问询函的要求将有关问题回复如下：
一、关于大额资产减值
根据年报显示，公司报告期末计提重大资产减值58.86 亿元。对此，请分项补充说明：
1、关于公司对华能榆社发电有限责任公司等10 个资产组计提减值合计38.18 亿元，请进一步补充说明：
（1）列表说明各资产组所包含的主要资产（如发电机组、房屋建筑物等）、近3 年计提资产减值金额、本期计提资产减值后资产净额；对于受政策影响计提减值准备的，请列举其他同类公司计提减值准备情况；
（2）对于华能榆社发电有限责任公司、华能沾化热电有限公司、华能济宁高新区热电有限公司计提减值准备，请说明：国家发改委等部门促进煤电行业优化升级要求的主要内容，包括但不限于政策发布时间、规定的实施期限、优化升级的标准等；该3 个资产组需按照政策进行升级改造的原因；可进行关停的期间选择及不同期间关停可能造成的损失情况、公司计划提前关停并于本期计提减值的考虑因素、计提金额的确定依据及过程；
（3）对于上海石洞口第一电厂计提减值准备，请说明：上海发改委要求于2022 年进行等容量替代的具体内容、该公司应纳入等容量替代的原因；一期电厂实施关停的期间选择及不同期间关停的影响；公司计划提前关停并于本期计提减值准备的考虑因素、计提减值3.81亿元的确定依据及过程；
（4）对于华能曲阜热电有限公司及黄台8 号机组计提减值准备，请说明：外电入鲁政策的主要内容、至目前外电入鲁的具体情况；公司供电占当地供电市场的比例、该政策对公司不利影响的具体体现、公司预期利用小时数下降的依据及测算标准；公司资产减值迹象于本期出现而非其他期间出现的原因；分别计提减值7.63 亿元、0.55 亿元的确定依据及过程；
（5）对于华能新华发电有限责任公司、华能鹤岗发电有限责任公司计提减值准备，请说明：近5 年黑龙江省内煤价运行状况、预计未来一定期间煤价运行趋势及依据；相关公司近3 年在当地发电市场份额情况、预计未来2 年市场份额变动趋势及依据、预计份额下降的原因；相关具体减值迹象在以前期间是否已出现、于本期大额计提减值准备的原因；分别计提减值6.20 亿元、2.55 亿元的确定依据及过程；
（6）对于云南滇东雨汪能源有限公司发电机组计提减值准备，请说明：是否列为省内备用电源对发电企业的主要影响，公司被列入备用电源的时间；与贵州进行产能合作的要点及对发电企业的主要影响、该计划拖延对公司不利影响的具体体现、该等不利影响出现的期间、公司于本期大额计提减值准备的原因；计提减值3.67 亿元的确定依据及过程；
（7）对于华能（福建）海港有限公司减值计提，请说明：将军帽一期工程情况，包括但不限于建设期间、预算投资额、完工时间、预计吞吐量等；实际工程进度、投资额、与预计的差异及其原因分析；未来吞吐量难以达到预期的原因及测算依据；以前期间未出现减值迹象的依据、于本期而非以前期间计提减值准备的原因、计提减值4.85 亿元的确定依据及过程；
（8）请对比同类公司计提减值准备的测算情况，说明公司采用7.00%－10.90%的税前折现率的确定依据及其合理性。
公司回复：
（1）列表说明各资产组所包含的主要资产（如发电机组、房屋建筑物等）、近3 年计提资产减值金额、本期计提资产减值后资产净额；对于受政策影响计提减值准备的，请列举其他同类公司计提减值准备情况；
公司对华能榆社发电有限责任公司等10个资产组计提减值合计38.18亿元，明细如下：

人民币：亿元

单位名称	计提减值后账面价值 2019年12月31日 房屋及建筑物	营运中的发电设施	在建工程、无形资产等其他资产	计提减值金额（全年） 2019年	2018年	2017年
华能榆社发电有限责任公司	0.06	1.16	1.16	7.30	0.88	1.55
华能沾化热电有限公司	–	0.52	1.61	0.77	–	–
华能济宁高新区热电有限公司	–	0.10	0.90	0.85	0.49	–
华能国际电力股份有限公司上海石洞口第一电厂	0.14	6.94	1.96	3.81	–	–
华能曲阜热电有限公司	0.01	0.82	1.07	7.63	–	–
黄台8号机组	–	–	0.55	0.55	–	–
华能新华发电有限责任公司	0.01	0.72	0.85	6.20	–	–
华能鹤岗发电有限公司	0.33	15.48	0.92	2.55	–	–
云南滇东雨汪能源有限公司	0.23	14.43	31.02	3.67	–	4.95
华能（福建）海港有限公司	0.32	–	14.81	4.85	–	–
合计	1.10	40.17	54.85	38.18	1.37	6.50

* 云南滇东雨汪能源有限公司的其他资产主要包括：在建工程22.33亿元、无形资产8.65亿元。
** 华能（福建）海港有限公司的其他资产主要包括：港务设施13.36亿元、在建工程1.1亿元、无形资产0.27亿元。
根据公开披露的信息，我们注意到其他同行业公司在2019年也计提了相关的资产减值准备。例如，2019年，华润电力控股有限公司计提资产减值准备23.21亿港币（2018年：9.09亿港币；2017年：8.55亿港币），大唐国际发电股份有限公司计提资产减值准备16.58亿元（2018年：4.89亿元；2017年：5.29亿元），国电电力发展股份有限公司计提资产减值准备15.71亿元（2018年：36.82亿元；2017年：13.33亿元），中国电力国际发展有限公司计提资产减值准备8.54亿元（2018年：0.10亿元；2017年：0.01亿元），华电国际电力股份有限公司计提资产减值准备7.82亿元（2018年：1.21亿元；2017年：7.72亿元）。
（2）对于华能榆社发电有限责任公司、华能沾化热电有限公司、华能济宁高新区热电有限公司计提减值准备，请说明：国家发改委等部门促进煤电行业优化升级要求的主要内容，包括但不限于政策发布时间、规定的实施期限、优化升级的标准等；该3 个资产组需按照政策进行升级改造的原因；可进行关停的期间选择及不同期间关停可能造成的损失情况、公司计划提前关停并于本期计提减值的考虑因素、计提金额的确定依据及过程；
2019年3月8日，国家发展与改革委员会和国家能源局联合发布《关于深入推进供给侧结构性改革进一步淘汰煤电落后产能促进煤电行业优化升级的意见》（发改能源[2019]431号）。该文件指出各省（区、市）人民政府制订本地区落后煤电机组关停方案和年度关停计划，对于不实施改造或改造后仍达不到要求的煤电机组，原则上应在"十三五"期间予以关停。实施淘汰关停的燃煤机组条件包括：1）不具备供热改造条件的机组；2）设计寿命期满，且不具备延寿条件的现役30万千瓦级以下纯凝煤电机组；3）不实施改造或改造后供电煤耗仍达不到《常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额》（GB21258-2017）、《热电联产单位产品能源消耗限额》（GB35574-2017）要求的煤电机组；4）不实施改造或改造后污染物排放不符合国家环保要求的煤电机组；5）不实施改造或改造后水耗不符合国家规定的煤电机组；6）《打赢蓝天保卫战三年行动计划》明确的重点区域范围内30万千瓦及以上热电联产机组供热半径15公里范围内的落后燃煤小热电机组；7）有关法律、法规及标准要求应予关停或国务院有关部门明确要求关停的机组。该文件指出，煤电企业要切实担起主体责任，积极贯彻国家产业政策，主动淘汰落后产能。
华能榆社发电有限责任公司（"榆社电厂"）于2019年被国资委列入了中央企业重点亏损子企业专项治理任务清单，要求三年减亏50%。榆社电厂2017年、2018年及2019年的亏损金额分别为2.32亿元（不含1.55亿元减值）、1.87亿元（不含0.88亿元减值）及1.58亿元（不含7.30亿元减值）。2019年榆社电厂机组供电煤耗347.73克/千瓦时，远远高于公司2019年平均供电煤耗307.21克/千瓦时。榆社电厂已经投产15年，如果改造，投资金额较大，机组效益得不到明显改善。公司估计持续运行难以扭亏为盈，难以实现国资委要求的减亏任务。若延迟处置或关停榆社电厂，将给公司带来更多的亏损。因此，公司在2019年4季度决策，响应发改能源[2019]431号文件号召，主动淘汰落后产能，若在2020年底无法实现对外处置榆社电厂股权则对其进行破产清算。
华能沾化热电有限公司（"沾化热电"）2019年供电煤耗352.36克/千瓦时，远远高于公司2019年平均供电煤耗 307.21 克/千瓦时。沾化热电机组已经投产14年，如果改造，投资金额较大，机组效益得不到明显改善。此外，沾化热电于2019年下半年被国资委列入了中央企业重点亏损子企业专项治理任务清单，要求三年减亏50%。沾化热电2017年、2018年及2019年的亏损金额分别为0.9亿元、1.21亿元及0.54亿元（不含0.77亿元减值）。在目前经营形势下，公司估计沾化热电难以实现国资委要求的减亏任务。因此，公司2019年4季度决策，响应发改能源[2019]431号文件号召，主动淘汰落后产能，若在2020年底无法实现对外处置沾化热电股权则对其进行破产清算。
华能济宁高新区热电有限公司（"济宁热电"）于2015年8月取得山东省发改委《关于华能济宁热电联产项目核准的批复》（鲁发改能源[2015]402号）。根据该批复，济宁热电拟新建2×350兆瓦"上大压小"热电联产项目，现有的2×30兆瓦抽凝供热机组作为济宁热电2×350兆瓦"上大压小"热电联产项目"先建后关"替代小机组，即济宁热电2×350兆瓦"上大压小"热电联产机组建设完成后，关停济宁热电2×30兆瓦抽凝供热机组。2019年，济宁热电2×350兆瓦"上大压小"热电联产项目已全面开工建设，为保障供热稳定，2×350兆瓦热电联产项目预计于2020年10月投产1台，投产后，济宁热电2×30兆瓦抽凝供热机组根据鲁发改能源[2015]402号文件规定予以关停，公司不能选择关停的期间。鉴于2×350兆瓦项目2019年开工建设，且计划2020年10月投产1台，济宁热电2台机组预计于2020年底陆续关停。
由于上述资产的未来使用情况发生确定性变化，根据《企业会计准则第8号—资产减值》需要进行减值测试。公司根据资产组预计未来现金流量的现值估计其可收回金额。在估计这些资产组的可收回金额时使用的主要参数包括发电机组利用小时、售电价及燃料价格。下表列示了在减值测试时2020年使用的主要参数情况：

	发电机组利用小时 单位：小时数/年	售电价(不含税) 单位：元/兆瓦时	燃料价格(标煤单价不含税) 单位：元/吨
榆社电厂	5,000	271.68	448.43
沾化热电	3,752	345.47	685.25
济宁热电	5,330	358.32	698.26

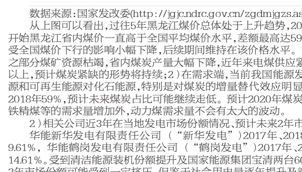
公司主要根据当地电力市场情况及未来走势判断，估计未来发电机组利用小时。鉴于山西省调2020年发电量较2019年有所增加，榆社电厂预计利用小时数略高于2019年实际数（4,583小时）；沾化热电考虑到燃料价格走低趋势，拟减少对外出售代发电量指标份额，通过自行发电提高收益，故2020年预计利用小时高于2019年实际数（3,447小时）；济宁热电未来发电机组利用小时与2019年实际数6,242小时相比下降14.6%，主要由于"外电入鲁"力度继续扩大，风电光伏等清洁能源发电量增加挤压火电市场份额。
公司根据售电价核准文件及对市场化交易情况判断估计未来售电价。榆社电厂、沾化热电及济宁热电的未来售电价与2019年实际不含税综合平均售电价279.85元/兆瓦时、351.63元/兆瓦时及356.92元/兆瓦时相比基本相同。
公司根据对燃煤市场行情及相关产业政策的理解估计未来燃料价格，预计2020年燃料价格与2019年实际燃料价格相比略有下降，主要由于：1）在供给侧，作为供给侧结构性改革的试点行业，煤炭行业已经基本完成了"十三五"去产能目标任务，国家相关部委已核准（审批）开工、核增的大型煤矿在2020年预计有1亿吨将陆续投产，国内煤炭供应将保持稳中有增。另外，国内煤矿环保、安全生产水平有较大提高，各类检查对国内煤矿正常生产的影响逐渐弱化，国内煤炭供应将处于相对充足状态。此外，进口煤炭量增加也保障了煤炭市场供应水平；2）在需求端，当前我国能源发展正处于油气替代煤炭、非化石能源替代化石能源的双重更替期，新能源和可再生能源对化石能源，特别是对煤炭的增量替代效应明显。中国能源消费结构将进一步优化，煤炭占比已由2007年最高72.5%降至2018年59%，预计未来煤炭占比可能继续走低。上述原因综合影响下，2019年煤价震荡下行，预计未来期间，煤炭市场将由2019年的供需平衡状态向供需偏松过渡，电煤价格重心将会进一步下移。
公司使用上述主要参数并考虑相关资产的处置价值，估计各资产组的预计未来现金流，测算其可收回金额。根据测试结果，2019年榆社电厂、沾化热电及济宁热电针对固定资产计提减值金额分别为7.30、0.77及0.85亿元。公司聘请毕马威企业咨询（中国）有限公司独立地对上述资产组的可收回金额进行了估值测算，并出具了报告。
（3）对于上海石洞口第一电厂计提减值准备，请说明：上海发改委要求于2022年进行等容量替代的具体内容、该公司应纳入等容量替代的原因；一期电厂实施关停的期间选择及不同期间关停的影响；公司计划提前关停并于本期计提减值准备的考虑因素、计提减值3.81亿元的确定依据及过程。
2019年9月2日，华能国际电力股份有限公司上海石洞口第一电厂（"石洞口一厂"）收到上海市发改委印发的《上海市发展改革委关于华能石洞口第一电厂2×65万千瓦等容量煤电替代项目核准的批复》，同意核准石洞口一厂2×65万千瓦等容量煤电替代项目，项目建设单位为华能上海石洞口一厂。根据文件第3条提到的"先关后建"原则，石洞口一厂应于2022年完成关停、投产衔接工作。2019年10月12日，公司做出决策，新机组于2020年开工建设，2022年底前建成投产。
将该项目纳入等容量替代的原因包括：1）该替改工程拟采用大容量、高参数、高效发电机组，选用二次再热超超临界技术，实现煤炭的清洁高效发电，新机组建设有利于提升后续盈利能力，符合公司长远发展利益，符合上海市城市规划；2）保障上海市杨行分区的电力供需安全。石洞口一厂装机容量是杨行西分区供电安全的重要支撑，无法在关停的情况下退出运行；3）该替改工程采用火电深度调峰技术，可实现80%深度调峰能力，为上海电网提供更多的可调配调峰资源；4）该替改工程的建设有助于保障上海电网高受电比例背景下的安全运行和杨行西分区电网的供电安全。
鉴于《上海市发展改革委关于华能石洞口第一电厂2×65万千瓦等容量煤电替代项目核准的批复》文件要求先关后建，公司需要在新机组投产的同时关停老机组，新机组计划于2022年底建成投产，相应地老机组需于2022年底关停。公司于2019年4季度对新机组的利旧、投资情况等进行了详细研究和决策，现有资产的未来使用情况发生确定性变化，根据《企业会计准则第8号—资产减值》需要进行减值测试。
公司根据资产组预计未来现金流的现值估计其可收回金额。在估计这些资产组的可收回金额时使用的主要参数包括发电机组利用小时、售电价及燃料价格。下表列示了在减值测试时使用的主要参数情况：

	发电机组利用小时 单位：小时数/年	售电价(不含税) 单位：元/兆瓦时	燃料价格(标煤单价不含税) 单位：元/吨
2020年	3,415	359.29	606.66
2021年	3,300	359.29	606.66
2022年	3,300	359.29	606.66

公司根据上海地区电力市场现状及未来发展趋势判断，估计未来发电机组利用小时。石洞口一厂未来三年发电利用小时与2019年实际3,333小时基本持平。2020年发电利用小时与2019年实际相比略有上升，原因主要是：特斯拉等大项目2019年下半年开始投产带动上海全网用电量上升有关。
公司根据售电价核准文件及对市场化交易情况判断估计未来售电价， 未来售电价与2019年实际不含税综合平均售电价364.17元/兆瓦时相比基本相同。
公司根据对燃煤市场行情及相关产业政策的理解估计未来燃料价格，预计未来燃料价格与2019年实际燃料价格相比略有下降，主要由于：1）在供给侧，作为供给侧结构性改革的试点行业，煤炭行业已经基本完成了"十三五"去产能目标任务，国家相关部委已核准（审批）开工、核增的大型煤矿在2020年预计有1亿吨将陆续投产，国内煤炭供应将保持稳中有增。另外，国内煤矿环保、安全生产水平有较大提高，各类检查对国内煤矿正常生产的影响逐渐弱化，国内煤炭供应将处于相对充足状态。此外，进口煤炭量增加也保障了煤炭市场供应水平；2）在需求端，当前我国能源发展正处于油气替代煤炭、非化石能源替代化石能源的双重更替期，新能源和可再生能源对化石能源，特别是对煤炭的增量替代效应明显。中国能源消费结构将进一步优化，煤炭占比已由2007年最高72.5%降至2018年59%，预计未来煤炭占比可能继续走低。上述原因综合影响下，2019年煤价震荡下行，预计未来期间，煤炭市场将由2019年的供需平衡状态向供需偏松过渡，电煤价格重心将会进一步下移。
此外，由于该项目属于原地重建，公司对现有资产中可以利旧部分进行了梳理，预计可以利旧的资产金额为1.96亿元，该部分资产暂无减值风险。
公司使用上述主要参数并考虑可以利旧的资产1.96亿元，估计资产组的预计未来现金流，测算其可收回金额。根据测试结果，石洞口一厂需计提固定资产减值准备3.81亿元。公司聘请银信资产评估有限公司独立地对上述资产组的可回收金额进行了估值测算，并出具了报告。
（4）对于华能曲阜热电有限公司及黄台8号机组计提减值准备，请说明：外电入鲁政策的主要内容、至目前外电入鲁的具体情况；公司供电占当地供电市场的比例、该政策对公司不利影响的具体体现，公司预期利用小时数下降的依据及测算标准；公司资产减值迹象于本期出现而非其他期间出现的原因；分别计提减值7.63 亿元、0.55 亿元的确定依据及过程。
2018年7月，山东省政府出台《山东省2018-2020年煤炭消费减量替代工作方案的通知》（鲁政发字[2018]123号），文件提出大力实施"外电入鲁"，减少省内煤炭消费；强化智能电网建设，进一步发挥好锡盟至济南、榆横至潍坊、上海庙至临沂、扎鲁特至青州4条特高压输电通道作用。争取国家支持，搭建与山西、陕西、内蒙古、新疆等资源富集省(区)的政府合作平台，加快配套电源开发建设，开拓省外能源供应渠道，提高"外电入鲁"中可再生能源电量比重，到2020年，全省接纳省外来电能力达到3,500万千瓦。2019年全年，山东省共接纳外电约936亿千瓦时，同比增长33.72%；2020年1季度，山东省共接纳外电211亿千瓦时，同比增长8.55%。山东省直调公用火电厂发电量同比下降18.74%。 2019年，华能曲阜热电有限公司（"曲阜热电"）供电占当地直调公用电站发电的比例为0.7%，黄台8号机组供电占当地直调公用电站发电的比例为0.4%。
曲阜热电2017年及2018年的发电利用小时数分别为4,796及5,345小时，2019年发电利用小时下降780小时至4,565小时， 利用小时显著下降，严重影响盈利能力。曲阜热电为2台22.5万机组，机组容量小，能耗高。山东省在安排机组运行时遵循节能降耗原则，优先安排能耗低的大容量机组，能耗高的小机组运行小时数会进一步被压缩。另外，曲阜热电机组发电边际贡献小，现货交易不占优势，也进一步降低机组运行小时，2020年预计发电利用小时继续下降至3,800小时。鉴于"外电入鲁"、新能源装机份额增长等因素影响短期不会消除，公司预计未来期间发电利用小时均为3,800小时。
黄台8号机组2017年及2018年的发电利用小时数分别为5,033及5,559小时，因"外电入鲁"政策、机组检修等原因影响2019年发电利用小时下降1,621小时至3,938小时，利用小时显著下降，严重影响盈利能力。根据山东省能源局、调控中心等部门预测，2020年统调火电利用小时数将在4,500小时左右。黄台8号机组供热量比较大，落实省政府电量计划一般高于平均水平，预计2020年及未来年度发电利用小时为4,623小时（高出2019年实际的主要原因为2019年8号机组检修、备用125天，发电利用小时数较低）。
"外电入鲁"政策于2018年下半年公布，当年的影响尚不明显，2018年曲阜热电、黄台8号机发电利用小时并未降低。2019年，由于该政策的影响，曲阜热电发电利用小时数相比2018年度下降780小时，黄台8号机组发电利用小时较2018年度下降1,621小时，机组发电小时显著恶化，严重影响盈利能力，出现资产减值迹象，根据《企业会计准则第8号—资产减值》需要进行减值测试。
公司根据资产组预计未来现金流的现值估计其可收回金额。在估计这些资产组的可收回金额时使用的主要参数包括发电机组利用小时、售电价及燃料价格。下表列示了在减值测试时未来期间统一使用的主要参数情况：

单位简称	发电机组利用小时 单位：小时数/年	售电价(不含税) 单位：元/兆瓦时	燃料价格(标煤单价不含税) 单位：元/吨
曲阜热电	3,800	344.74	713.44
黄台8号机组	4,623	344.23	661.44

如前文所述，公司根据对当地市场行情及相关产业政策的理解，估计未来发电机组利用小时。
公司根据售电价核准文件及对市场化交易情况判断估计未来售电价，曲阜热电与黄台8号机组的未来售电价与2019年实际不含税综合平均售电价354.2元/兆瓦时与347.77元/兆瓦时相比基本持平。
公司根据对燃煤市场行情及相关产业政策的理解估计未来燃料价格，预计未来燃料价格与2019年实际燃料价格相比略有下降，主要由于：1）在供给侧，作为供给侧结构性改革的试点行业，煤炭行业已经基本完成了"十三五"去产能目标任务，国家相关部委已核准（审批）开工、核增的大型煤矿在2020年预计有1亿吨将陆续投产，国内煤炭供应将保持稳中有增。另外，国内煤矿环保、安全生产水平有较大提高，各类检查对国内煤矿正常生产的影响逐渐弱化，国内煤炭供应将处于相对充足状态。此外，进口煤炭量增加也保障了煤炭市场供应水平；2）在需求端，当前我国能源发展正处于油气替代煤炭、非化石能源替代化石能源的双重更替期，新能源和可再生能源对化石能源，特别是对煤炭的增量替代效应明显。中国能源消费结构将进一步优化，煤炭占比已由2007年最高72.5%降至2018年59%，预计未来煤炭占比可能继续走低。上述原因综合影响下，2019年煤价震荡下行，预计未来期间，煤炭市场将由2019年的供需平衡状态向供需偏松过渡，电煤价格重心将会进一步下移。
公司使用上述主要参数预计各资产组的预计未来现金流，测算其可收回金额。根据测试结果，曲阜热电计提减值准备7.63亿元，黄台8号机计提减值准备0.55亿元。公司聘请毕马威企业咨询（中国）有限公司独立地对上述资产组的可回收金额进行了估值测算，并出具了报告。
（5）对于华能新华发电有限责任公司、华能鹤岗发电有限责任公司计提减值准备，请说明：近5年黑龙江省内煤价运行状况、预计未来一定期间煤价运行趋势及依据；相关公司近3年在当地发电市场份额情况、预计未来2年市场份额变动趋势及依据、预计份额下降的原因；相关具体减值迹象在以前期间是否已出现、于本期大额计提减值准备的原因；分别计提减值6.20亿元、2.55亿元的确定依据及过程。
1）近5年黑龙江省内煤价运行状况、预计未来一定期间煤价运行趋势及依据。
近5年黑龙江省内煤价运行状况如下图所示：



数据来源：国家发改委(http://jgjc.ndrc.gov.cn/zgdmjgzs.aspx?clmId=syjgzs6)
从上图可以看出，过往5年黑龙江煤价总体处于上升趋势，2018年、2019年黑龙江省内煤价走势显著异于全国平均水平，从2018年9月开始黑龙江省内煤价一直高于全国平均煤价水平，差额最高达59元/吨。基于此并考虑以下因素，公司预测黑龙江2020年整体电煤价格将受全国煤价下行的影响小幅下降，后续期间维持在该价格水平。1）在供给侧，近年来随着黑龙江省去产能、安全生产要求力度的加大，加之部分煤矿资源枯竭，省内煤炭产量大幅下降，近年来电煤供应紧张。黑龙江2018年煤炭缺口近2,500万吨，2019年缺口也在1,300万吨以上，预计煤炭紧缺的形势将持续；2）在需求端，当前我国能源发展正处于油气替代煤炭、非化石能源替代化石能源的双重更替期，新能源和可再生能源对化石能源，特别是对煤炭的增量替代效应明显。中国能源消费结构将进一步优化，煤炭占比由2007年最高72.5%降至2018年59%，预计未来煤炭占比可能继续走低。预计2020年煤炭需求增速将从2019年的0.48%下滑至0.27%。具体到黑龙江省，除西林钢铁精煤等的需求量增加外，动力煤需求量不会有太大的波动。
2）相关公司近3年在当地发电市场份额情况、预计未来2年市场份额变动趋势及依据。
华能新华发电有限责任公司（"新华发电"）2017年、2018年及2019年发电量在黑龙江西部网份额占比分别为10.91%、10.67%、9.61%，华能鹤岗发电有限责任公司（"鹤岗发电"）2017年、2018年及2019年发电量在黑龙江东部网份额占比分别为14.7%、13.7%、14.61%。受到清洁能源装机份额提升及国家能源集团宝清两台60万千瓦火电机组2020年开始陆续投运的影响，新华发电与鹤岗发电未来2年市场份额可能受到一定挤压。但鉴于社会用电量逐年提升及新华发电与鹤岗发电作为保障当地电网安全稳定运行的重要电厂，预计未来期间的发电利用小时数并不会明显下降。
3）相关具体减值迹象在以前期间是否已出现、于本期大额计提减值准备的原因。
黑龙江省内煤价高位运行导致新华发电2018年出现经营亏损0.97亿元（2017年微利225万元），鹤岗发电2017年及2018年出现经营亏损0.96亿元及0.92亿元。上述亏损形成减值迹象，公司于2017年对鹤岗发电进行了减值测试，于2018年对新华发电及鹤岗发电进行了减值测试，经过测试，除2018年新华发电及鹤岗发电的国际财务报告准则财务报表中企业合并形成的评估增值及形成的商誉需计提减值准备金额分别为2.38亿元及0.82亿元外，2017年及2018年中国准则财务报表无需计提减值准备。在2019年之前进行减值测试时，公司预计黑龙江煤炭市场供应只是短期的阶段性紧张，未来期间煤价将随着供给量提高而逐步回落至合理水平，从而实现盈利，具体考虑因素包括：1）至2018年底，"十三五"煤炭去产能任务基本提前完成，全国煤炭供需总体平衡。公司预测黑龙江将释放当地煤炭产量，缓解煤炭供应紧张；2）国家相关部门着手准备各项措施，以加大蒙东地区褐煤采购和绥芬河口岸俄煤进口力度，增加煤炭供给量；3）黑龙江当地煤炭量预计跟随全国煤炭需求增速下降趋势，不会有大额增加。
2019年，公司发现黑龙江省煤炭市场供应紧张的形势将持续，而不再是短期的阶段性紧张，理由包括：1）黑龙江省的煤炭市场形势与全国有一定差异性，其他省份2018年已经基本完成去产能任务，但黑龙江省2019年依然持续淘汰落后产能，煤炭行业专项整治工作将持续到2020年底，导致省内煤矿产量进一步下降；2）黑龙江省内煤炭缺口严重依赖外煤调入，且煤炭缺口巨大（2019年缺口为1,300万吨以上），煤炭供应持续处于紧张状态。所以，公司预测黑龙江未来期间不含税标煤价格将由于供应短缺叠加需求总体不变的影响而持续维持在较高的价格水平（新华发电：619元/吨；鹤岗发电：724元/吨），高于2018年进行减值测试时的未来价格预期（新华发电：502~556元/吨；鹤岗发电：540~627元/吨）。因此，新华发电与鹤岗发电公司预测企业经营利润将恶化，2019年存在较大减值风险。由于新华发电与鹤岗发电持续出现经营亏损（新华发电2018年亏损0.97亿元，2019年亏损1.42亿元（不含6.2亿元减值）；鹤岗发电2017年亏损0.96亿元，2018年亏损0.92亿元，2019年亏损2.93亿元（不含2.55亿元减值）），构成减值迹象，根据《企业会计准则第8号—资产减值》2019年需要进行减值测试。
4）计提减值的确定依据及过程
公司根据资产组预计未来现金流的现值估计其可收回金额。在估计这些资产组的可收回金额时使用的主要参数包括发电机组利用小时、售电价及燃料价格。下表列示了在减值测试时未来期间统一使用的主要参数情况：

	发电机组利用小时 单位：小时数/年	售电价(不含税) 单位：元/兆瓦时	燃料价格(标煤单价不含税) 单位：元/吨
新华发电	4,245	324.0	619
鹤岗发电	3,667	332.48	724

公司根据对市场行情及相关产业政策的理解估计未来发电机组利用小时， 预计新华发电及鹤岗发电未来发电机组利用小时与2019年实际的4,116小时及3,629小时相比略有上升，原因主要是随着社会平均用电量逐年上升所致。
公司根据售电价核准文件及对市场化交易情况判断估计未来售电价， 预计新华发电与鹤岗发电未来售电价与2019年不含税实际综合平均售电价324.71元/兆瓦时与327.31元/兆瓦时相比基本持平。
如前文所述，公司根据2020年度预算、对市场行情及相关产业政策的理解估计未来燃料价格，预计整体电煤价格将受全国煤价下行的影响小幅下降，后续期间维持在该价格水平上。
公司使用上述主要参数预计各资产组的预计未来现金流，测算其可收回金额。根据测试结果，新华发电及鹤岗发电2019年针对固定资产计提减值金额分别为6.20亿元及2.55亿元。公司聘请毕马威企业咨询（中国）有限公司独立地对上述资产组的可回收金额进行了估值测算，并出具了报告。
（6）对于云南滇东雨汪能源有限公司发电机组计提减值准备，请说明：是否列为省内备用电源对发电企业的主要影响、公司被列入备用电源的时间；与贵州进行产能合作的要点及对发电企业的主要影响、该计划拖延对公司不利影响的具体体现、该等不利影响出现的期间、公司于本期大额计提减值准备的原因；计提减值3.67 亿元的确定依据及过程。
云南滇东雨汪能源有限公司（"滇东雨汪"）主要拥有2台装机容量为60万千瓦的燃煤发电机组的发电厂和一个在建煤矿。根据云南省工业和信息化委关于下发2016年云南电力市场化交易实施方案的通知（云工信电力[2016]23号），已并入云南电网运行的所有电厂分为优先电厂和非优先电厂。该通知第33页附件中明确了优先电厂名单，该名单不包括滇东雨汪两台机组，从此滇东雨汪成为云南地区的备用电源。列为备用电源对发电企业的主要影响包括：1）全年无基数电量计划安排，省内电力市场交易优先水电成交，全年电量计划为机组备用确认电量；2）备用确认电量结算售电价低于省内火电机组标杆售电价。发电量减少及结算售电价降低将减少电厂收入，进而影响电厂利润；受此影响，滇东雨汪在2016年提了资产减值准备5.57亿元。
2017年11月，滇东雨汪与贵州万峰电力公司（"贵州万峰"）签订了产能框架协议，合作的要点主要为电厂机组接入贵州万峰所在贵州当地电网，以增加滇东雨汪电厂的发电量。2019年3月，在办理滇东雨汪电厂送出贵州电力业务许可证期间，云南电网公司提出滇东雨汪机组跨省送出可能影响电网安全及稳定性，基于安全考虑，项目推进放缓。2019年4季度，项目进度仍未出现明显好转，送出放缓将使电厂的收入减少，利润降低，导致未来期间现金流入减少，影响期间为2020年及以后年度。2019年，滇东雨汪仅完成备用发电任务，发电利用小时数仅为392小时。由于滇东雨汪持续出现经营亏损（2017年亏损3.73亿元（不含4.95亿元减值），2018年亏损3.62亿元，2019年亏损3.98亿元（不含3.67亿元减值）），构成减值迹象，根据《企业会计准则第8号—资产减值》2019年需要进行减值测试。
公司根据预计未来现金流的现值估计可收回金额。在估计可收回金额时使用的主要参数包括发电机组利用小时、售电价、燃料价格、自有煤矿产量及原煤售价。下表列示了在减值测试时使用的主要参数情况：

	发电机组利用小时 单位：小时数/年	售电价(不含税) 单位：元/兆瓦时	燃料价格(标煤单价不含税) 单位：元/吨	原煤产量 单位：万吨/年	自产原煤对外售价(不含税) 单位：元/吨
2020年	685	297	733.94	–	596.46
2021年	900	280	663.99	30	596.46
2022年	1,080	280	646.50	98	596.46
2023年	1,260	280	646.50	195	596.46
2024年	1,260	280	646.50	230	596.46
2025年	1,260	280	646.50	230	596.46
2026年	1,260	280	646.50	230	596.46
2027年及以后期间	1,260	280	646.50	300	596.46

公司根据历史经验及对未来市场情况的判断及与贵州万峰合作的进度估计未来发电机组利用小时， 预计2020年发电机组利用小时与2019年实际392小时相比增加293小时，主要由于：1）预计云南省2020年水电铝、水电硅大量投产，影响2020年用电量增长规模较大，火电发电量将随之增长；2）2019年12月，贵州省能源局召开了第三届云贵川渝电力工作座谈会，会议明确鼓励跨区域送电，提出"政府主导、企业自愿、有序推进"的原则，滇东雨汪外送贵州万峰项目可以得到进一步推进。公司预计2021年可以送出贵州万峰电厂一部分电量，根据与贵州万峰的协商，初步预计2021年利用小时数可以达到900小时，之后逐年增长至并稳定在1,260小时。
公司根据2019年实际不含税综合平均售电价297元/兆瓦时估计2020年售电价。2021年及以后售电价根据送出至贵州万峰的贵州不含税标杆售电价下浮10%估计，下浮原因主要因为电量市场化竞争后，在考虑有边际贡献的情况下，售电价下浮更有竞争优势，有利于送出目标的实现。
作为煤电一体化项目，滇东雨汪的电厂发电所需煤炭来源包括自身煤矿产出的电煤及外购电煤。煤矿预计2021年投产，当年产出煤炭30万吨，但该产量不足以满足电厂需求，电厂仍需外购部分电煤，根据当地煤炭市场环境、对未来煤炭市场的预期，滇东雨汪估计2020年外购煤炭不含税标煤单价为733.94元/吨，与2019年实际耗用的外购燃料不含税标煤单价基本一致。2022年开始，煤矿产量已经足够满足电厂需求，电厂无需外购煤炭。预计煤矿提供予电厂的自用电煤内部不含税结算标煤单价为646.50元/吨，略低于煤炭外销单价（外销原煤不含税单价596.46元/吨折合为标煤单价为685.39元/吨）。自用电煤内部结算价格低于外购电煤价格，因此，2021年及2022年滇东雨汪电厂耗用燃料价格随着煤矿产能的提升而下降。
公司根据煤矿设计方案中的开采能力，在考虑到未来市场需求情况下制定逐年排产计划，用于估计未来逐年原煤产量及销量。滇东雨汪一井设计产能300万吨，预计投产时间为2021年10月，投产后产量将逐年增加至并稳定在设计产能。
滇东雨汪的煤矿在供应滇东雨汪电厂所需电煤后对外销售煤炭。煤矿所产原煤经洗选后，形成煤矿产品包括：化工用精煤、喷吹精煤、电煤、矸石。公司根据前述4类估计煤炭产品的产出情况及该类产品在云贵地区煤炭市场2017-2018年市场调研平均出坑价，估计未来期间加权平均不含税外销原煤单价为596.46元/吨。基于以下因素考虑，公司预计未来期间外销煤炭价格将保持基本稳定：1）2019年6月，省人民政府印发了《云南省人民政府办公厅关于印发〈云南省煤炭产业高质量发展三年行动计划（2019—2021年）〉的通知》（云政办发〔2019〕61号），文件指出在严格控制煤炭生产、消费总量和污染物排放总量的前提下，坚决淘汰关闭安全不达标、环保不达标、不符合产业政策等要求的落后产能和小煤矿。到2021年，全省原煤产量控制在8,000万吨以内，基本满足省内煤炭消费需求。云南省煤炭供应总量受到限制；2）随着云南省水电铝、水电硅一体化等项目在未来几年的推进，预计云南省用电需求增加，导致电煤需求提高，抵消了能源消费结构中煤炭占比逐年降低导致的煤炭需求下降的影响。
公司使用上述主要参数预计未来现金流，测算可收回金额。根据测试结果，2019年滇东雨汪针对固定资产计提减值金额为3.67亿元。公司聘请银信资产评估有限公司对上述可收回金额进行了估值测算，并出具了报告。
（7）对于华能（福建）海港有限公司减值计提，请说明：将军帽一期工程情况，包括但不限于建设期间、预算投资额、完工时间、预计吞吐量等；实际工程进度、投资额、与预计的差异及其原因分析；未来吞吐量难以达到预期的原因及测算依据；以前期间未出现减值迹象的依据、于本期而非以前期间计提减值准备的原因、计提减值4.85 亿元的确定依据及过程。
华能（福建）海港有限公司（"海港公司"）将军帽一期工程项目于2006年取得国家发改委核准，定位为公共散货码头，投资概算14.07亿元，于2009年开工建设，计划建设周期为3年。2015年，公司重新调整了罗源湾港电储基地的规划，将该项目定位为罗源电厂配套煤码头工程，同时具备中转煤炭功能，并建设相应的配套设施，修改设计后年吞吐量为1,180万吨。
2019年4月份，工程转固并进入试运营期，实际投资额22亿元，建设周期为12年。投资额增加主要原因包括：1）2006年，项目批复时国家对环保政策较为宽松，随着国家对环保政策的趋紧，为保障项目顺利取得环保验收，在原交通部批复14.07亿元投资基础上，新增环保设施投资4.38亿元，较原设计方案大幅增加；2）受码头定位变更及设计改变等因素影响，该项目实际建设周期近11年，增加财务费用约2.1亿元。
将军帽一期工程预计未来几年吞吐量难以达到预期，主要影响因素包括：1）由于近年来地方政府职能部门调整等原因，将军帽口岸未完成开放，进口煤炭短时间无法由该项目接卸；2）由地方政府负责的疏港公路建设进展缓慢，预期短期内无法开展华能福州电厂进口煤炭中转业务及为临港钢铁企业提供原材料接卸业务；3）福建地区电力市场饱和，随着清洁能源及核电项目的陆续投产，火电机组利用小时数下降趋势明显，煤炭货运需求受限。
受港口未来吞吐量不及预期影响，特别是2019年将军帽口岸未能按预计开放，使将军帽一期工程盈利能力承压，预期未来现金流量现值不足以覆盖投资成本，2019年转固后出现经营亏损，出现减值迹象，根据《企业会计准则第8号—资产减值》2019年需要进行减值测试。
公司根据资产组预计未来现金流的现值估计其可收回金额。在估计这些资产组的可收回金额时使用的主要参数包括货物吞吐量及综合装卸单价。下表列示了在减值测试时使用的主要参数情况：

	货物吞吐量 单位：万吨/年	综合装卸单价(不含税) 单位：元/吨
2020年	330	28.53
2021年	375	28.53
2022年-2026年	705	29.47至30.42
2027年-2035年	805	30.42至33.25
2036年-2040年	955	33.25至34.19
2041年-2045年	1,005	34.19至35.13
2046年-2050年	1,055	35.13至36.08
2051年-2069年	1,105	36.08至38.91

公司根据对市场行情及相关产业政策的理解估计货物吞吐量。随着预期2020年12月疏港公路建成通车后及口岸问题于2021年解决后，公司充分考虑当地煤炭及钢铁等转运及装卸具体需求增长，估计货物吞吐量将从2019年5月投产后至2019年底的137万吨逐年增加。
公司根据现有签订合同价格推算同等服务单价预测未来期间综合装卸单价，其中，2020年及2021年综合装卸单价预计与2019年实际基本持平。由于装卸煤炭价格一般高于钢铁，海港公司未来将不断增加装卸煤炭服务收入占比，从而导致综合装卸单价在2022年以后期间逐年增加，公司在预测未来综合装卸单价时考虑了未来吞吐量增加之后的价格折让等影响因素。
公司使用上述主要参数预计各资产组的预计未来现金流， 测算其可收回金额。根据测试结果，2019年海港公司针对固定资产计提减值金额为4.85亿元。公司聘请银信资产评估有限公司独立地对上述减值测试进行了检查，并出具了复核报告。
（8）请对比同类公司计提减值准备的测算情况，说明公司采用7.00%－10.90%的税前折现率的确定依据及其合理性。
公司根据加权平均资本成本（WACC）确定税后折现率，加权平均资本成本的计算公式为：

$$WACC = Ke\times(E/(D+E))+Kd\times(1-T)\times(D/(D+E))$$

其中：
Ke = 权益资本成本
E = 权益的市场价值
Kd = 债务资本成本
D = 债务的市场价值
T = 公司所得税率
权益资本成本是采用资本资产定价模型（"CAPM"）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（"无风险利率"）加上反映公司风险的回报溢价（"风险溢价"）得出，即：

$$Ke = Rf + \beta\times ERP + \alpha$$

其中：
Rf =无风险资产投资回报率
ERP = 股权风险溢价，表示市场投资组合收益率高于无风险利率的风险溢价
β =Beta 系数，衡量特定资产对于全部风险投资组合的系统性风险
α =附加风险因子（"alpha"）
公司的主要假设估计情况如下：
1) 无风险利率的确定依据：从Capital IQ金融终端中获取的中国政府发行的人民币长期债券（2069年6月到期），该债券于估值基准日（2019年12月31日）的收益率为3.8%，估算无风险利率为3.8%；
2) 杠杆化beta确定依据：根据从Capital IQ金融终端中获取的截至估值基准日（2019年12月31日）可比公司的五年内每周可观察到的平均beta系数的中位数为0.97。其中，可比公司确定依据：基于本次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A股上市公司中主营业务为发电的公司作为可比公司。可比公司信息及Beta结果如下：

3) 权益风险溢价确定依据：根据美国市场权益风险溢价（6.0%）加上Aswath Damodaran发布的关于国家权益风险溢价研究报告中的中国权益风险溢价（0.79%），估算出权益风险溢价为6.79%；
4) 规模风险溢价确定依据：根据The Duff & Phelps Cost of Capital Navigator，使用三分法选取3.39%的规模风险溢价；
5) 特殊风险溢价确定依据：根据对财务预测中主要假设的不确定性的估计，使用了5%的特殊风险溢价；
6) 债权成本确定依据：根据中国人民银行发布的长期借款利率，确认债权成本为4.9%；
7) 税率确定依据：根据中国企业所得税率，确认税率为25%；
8) 资本结构确定依据：根据从Capital IQ金融终端中获取的截至估值基准日（2019年12月31日）可比公司的债资比信息，确定资本结构为60%的债权和40%的股权；
9) 实际加权平均基本成本的确定依据：由于本次减值测试中采用的预计未来现金流没有考虑通货膨胀率，因此需要将测算得出的名义折现率转换为实际折现率。在转换时，基于费雪效应公式，并考虑经济学人智库（EIU）中获得的中国长期通货膨胀率进行计算。
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"的思路通过迭代倒推计算确定税前折现率。经过计算，公司采用了7.00%-10.90%的税前折现率。
我们注意到其他同行业公司公开披露在2019年进行减值测试时使用的折现率。例如，华电国际电力股份有限公司使用税前折现率为8.17%；大唐国际发电股份有限公司使用税前折现率为8.05%-10.26%。同行业公司进行减值测试使用的折现率范围与公司的折现率范围较为接近。
公司聘请毕马威企业咨询（中国）有限公司独立地对上述减值测试涉及资产组的可回收金额进行了估值测算，并出具了报告。折现率为估值测算中的重要参数，已在上述报告中体现。
2、关于报废资产减值14.37 亿元，请进一步补充说明：
（1）对于华能云南滇东能源白龙山煤矿一井资产报废损失10.45 亿元，请说明：该矿井的投资建设情况、项目投建时未考虑自然保护区相关因素的原因、政府文件发布时间及违规清理要求；公司在禁止施工区域建设形成的资产及其投资额；相关资产报废金额的确定方法；（2）对于华能聊城热电有限公司等4 家公司（厂）的资产报废，请分别说明报废资产近3 年是否正常使用、以前年度未予报废的原因。
公司回复：
华能云南滇东能源有限责任公司（"滇东能源"）白龙山煤矿一井设计产能300万吨/年，预算投资93.38亿元，于2004年4月开工建设。2013年7月，云南省政府以《云南省人民政府关于同意云南十八连山省级自然保护区总体规划的批复》（云政复（2013）55号）批复十八连山省级自然保护区面积12.13平方公里，其中核心区5.017平方公里，实验区7.113平方公里。由于白龙山煤矿开工在前，自然保护区范围正式批复在后，项目投建时未能考虑到自然保护区相关因素。
由于白龙山煤矿一井部分区域与十八连山自然保护区重叠，自2017年1月起白龙山煤矿一井一直处于停工状态。公司一直积极与当地政府进行沟通，努力推动煤矿建设，以期实现盈利，回收成本。2019年9月3日，滇东能源收到《曲靖市能源局关于白龙山煤矿一井恢复建设的批复》(曲能源安全[2019]65号文件)，文件要求："只允许恢复自然保护区外的井巷工程施工，自然保护区内的工程禁止施工。"2019年4季度，滇东能源经过核查红线内资产清单后，将位于红线内巷道等设施账面价值3.42亿元全额计提减值准备。
2019年4季度，滇东能源根据曲靖市能源局的批复编制了复工方案。根据复工方案，原来为此煤矿购入的采掘设备无法满足技术及性能要求，且其维修价格高或修复难度较大；另外，由于前述设备已经安放于井下，存放年限较长，导致设备整体陈旧、各工作部件老化，无处置价值，故全额计提减值人民币7.03亿元。在收到复工批复之前，公司不能确认上述设备是否可以满足复工要求，因此以前年度未计提减值。
华能聊城热电有限公司等4 家公司资产报废情况如下表所示：

人民币亿元

单位	报废资产金额	计提减值的原因及之前的使用情况
华能聊城热电有限公司脱硫改造项目拆除资产等	0.28	2019年末由于脱硫技术改造拆除部分资产，拆除资产无利用价值。近三年上述资产正常使用。
华能国际电力股份有限公司玉环电厂干煤棚等资产	0.26	2019年进行煤场封闭改造，将煤场干煤棚及煤泥污水处理设备拆除，拆除资产无利用价值。近三年上述资产正常使用。
华能海南发电股份有限公司东方电厂汽轮机喷嘴	0.16	2019年因设备陈旧、过时，企业进行更新改造，拆除汽轮机喷嘴等资产，拆除资产无利用价值。近三年上述资产正常使用。
华能国际电力股份有限公司德州电厂DCS改造、废水改造等项目拆除资产	0.12	2019年因机组DCS改造、废水改造等技术更新改造项目，拆除了部分生产设备及设施，拆除资产无利用价值。近三年上述资产正常使用。

3、关于前期费减值5.3 亿元，请分别说明：已停建项目与预计推进可能较小的项目名称；已停建项目时间及其原因、预计投资额、已投资额、本期计提减值的原因及确定减值额的依据；预计继续推进可能性较小的原因、以继续推进可能性较小作为计提减值依据的合理性、导致难以推进的因素出现的期间、于本期计提减值的原因。
公司回复：
2019年计提前期费减值情况如下表所示：

人民币：亿元

前期项目名称	停建时间	预计投资额	已投资额	2019年计提减值
华能汕头海门发电有限责任公司5、6号机组指标款等费用	2016	68.1	3.05	3.05
华能洋浦热电有限公司煤电机组前期费	2016	40.0	0.38	0.38
华能山西太行发电有限责任公司前期费	2017	49.9	2.92*	0.3
天津华能杨柳青热电有限责任公司五期扩建项目	2014	46.74	0.22	0.22
华能（龙岩）风力发电有限责任公司茫荡洋项目	2017	4.19	0.19	0.19
华能太仓发电有限责任公司三期项目	2018	不适用	0.15	0.15
华能国际股份有限公司广西分公司百色火电项目	2015	50.9	0.15	0.15
华能国际电力股份有限公司重庆分公司大宁河流域水电项目	2014	不适用	0.11	0.11
其他小额项目小计			0.75	0.75
合计			7.92	5.30

*华能山西太行发电有限责任公司已于2019年以前年度计提减值人民币2.62亿元。
上述前期费主要为公司发展新的火电及新能源发电项目发生使资产达到预定可使用状态之前的必要前期项目支出，在项目正常推进达到预定可使用状态之后跟随在建工程一并转固。公司定期检查所有停缓建前期项目的状态、进展及推进的可能性及计划，对于有开发价值的项目持续投入以期实现未来盈利。对于已经确定继续推进可能性较小的项目，由于其未来无法产生现金流，且没有对外处置的市场，全额计提减值准备。
华能汕头海门发电有限责任公司5、6号机组指标款的预计继续推进可能性较小的原因、导致难以推进的因素出现的期间、于本期计提减值的原因等分析请参见问题二、"关于容量指标款计提减值"的回复。
华能洋浦热电有限公司煤电机组项目规划建设2台350MW燃煤机组及后续4台660MW发电机组， 于2015年12月1日海南省同意开展前期工作。2017年中共海南省委发布《关于进一步加强生态文明建设谱写美丽中国海南篇章的决定》提出，"建设绿色能源岛。大力推行'去煤减油'，加快构建以清洁电力和天然气为主体、可再生能源为补充的清洁能源体系。禁止新增煤电，安全推进核电，分阶段逐步淘汰现有燃煤机组。"该项目从2016年开始停工。鉴于该项目开展前期工作早于2017年颁布的文件，公司多方努力继续推进项目发展。因此，以前年度未计提减值。2019年9月16日，海南省发改委印发《海南省产业准入禁止限制目录（2019年版）》，明确建立产业准入负面清单制度，电力方面禁止新建火力发电中的燃煤发电。2019年4季度，公司经过分析讨论后认为，该项目已经没有推进的可能性。鉴于前期发生的项目支出没有对外处置的市场，公司于2019年全额计提减值准备0.38亿元。
华能山西太行发电有限责任公司左权低热值煤发电项目于2015年7月15日山西省发改委同意开展前期工作。于2017年7月26日被十六部委联合《印发〈关于推进供给侧结构性改革防范化解煤电产能过剩风险的意见〉的通知》（发改能源〔2017〕1404号）的文件纳入停建项目清单，从2017年开始停工。公司着手与供应商协商解决未完成合同，并根据谈判情况分别于2017年、2018年计提减值准备2.48亿元及0.14亿元。2019年完成合同收口工作，确定合同结算金额。其中，2019年，公司与北重阿尔斯通（北京）电气装备有限公司（"北重公司"）多轮谈判，达成《主机合同补充协议》，双方同意终止执行原合同并约定太行电厂支付北重公司解约费用0.28亿元。太行电厂将该金额暂估计入在建工程，考虑到未来无收益的可能，因此计提减值。2019年累计计提减值0.3亿元。
天津华能杨柳青热电有限责任公司五期扩建项目于2006年8月获得天津市发改委同意开展前期工作。受气源、气价、燃机上网售电价和热价等影响，建设进展缓慢，于2014年暂时搁置。2016年，该燃机项目列入"天津市十三五发展规划"，公司多方努力继续推进项目发展，但由于受到天津市燃机项目"三价两量"方面先天不足，以及国家能源政策调整等影响进展缓慢。鉴于2020年为十三五收官之年，公司在综合考虑之后，在2019年4季度做出决策，认为重新获得核准的可能性极低，该项目已经没有推进的可能性。鉴于前期发生的项目支出没有对外处置的市场，公司于2019年全额计提减值准备0.22亿元。
华能（龙岩）风力发电有限责任公司茫荡洋项目拟建装机规模为44MW，1、2期项目分别于2015年12月和2016年12月取得福建省发改委同意开展前期工作，于2016年12月25日开工建设。2017年5月22日，福建省重点项目建设领导小组办公室发出《关于请对龙岩茫荡洋风电项目建设可行性进行进一步研究论证的函》，要求暂停龙岩茫荡洋风电项目建设。在项目被政府叫停之后，公司多次与省政府、省发改委进行了汇报沟通，积极争取恢复施工，但因福建省严控陆上风电的态度坚决，始终无法改变政府要求项目停建的决定。2019年3月22日，福建省林业局出具茫荡洋风电项目注销林业行政许可决定书。2019年4季度，公司综合考虑上述因素，认为茫荡洋风电项目已不具备复工条件，该项目已经没有推进的可能性。鉴于前期发生的项目支出没有对外处置的市场，于2019年全额计提减值准备0.19亿元。
华能太仓发电有限责任公司三期项目规划建设2台1,260MW超超临界燃煤发电机组，于2018年1月获得江苏省发改委同意开展前期工作批复，尚未开工建设。2018年，江苏省发改委、江苏省能源局等下发《关于贯彻落实加快全省化工钢铁煤电行业转型升级高质量发展实施意见相关工作要求的通知》（苏发改工业发（2018）931号），文件指出"全省因电力平衡需要而布局大型燃煤发电机组，原则上仅布局在沿海地区。"公司在收到相关文件之后多次与省政府、省发改委进行了汇报沟通，积极争取项目推进，但未能取得重大进展。2019年4季度，公司做出决定停止推进该项目。鉴于前期发生的项目支出没有对外处置的市场，因此，公司于2019年全额计提减值准备0.15亿元。
华能国际股份有限公司广西分公司百色火电项目（"百色电厂"）规划建设4×66万千瓦超超临界燃煤发电机组，其中一期工程拟建2×66万千瓦超超临界燃煤发电机组建设。2009年12月，广西自治区发改委发布编号为"桂发改电源函[2009]1393号"的文件同意华能百色电厂一期工程开展前期工作，列入广西自治区"十二五"能源发展规划。2014年6月，广西壮族自治区人民政府、云南省人民政府和中国南方电网有限责任公司在云南昆明签订了《云电送桂中长期合作框架协议》，"十二五"期间送电300万千瓦、"十三五"期间争取再增加300万千瓦，百色电厂一期项目列入2017年投产项目清单已无容量空间。2019年5月20日，自治区党委及政府办公厅关于《广西全面对接粤港澳大湾区实施方案（2019—2021）》的通知中，继续表述了对华能百色电厂的支持。2019年9月，广西自治区发展和改革委员会初步编制《广西"十四五"火电项目规划》，并由广西自治区发展和改革委员会于2019年12月上报国家能源局的《关于将有关电源项目纳入规划的请示》文件中未包含百色电厂一期项目。因此，该项目已无继续推进的可能性，于2019年末全额计提减值准备，共计0.15亿元。
重庆巫溪大宁河流域水电项目规划装机16.1万千瓦，2013年1月，重庆发改委发文《重庆市发展和改革委员会关于大宁河流域水电资源开发前期工作的函》（渝发改能函（2013）22号）同意开展前期工作。重庆分公司于2013年10月委托重庆市水利电力勘测设计研究院开展该流域预可行性研究阶段勘测设计和专题报告编制等工作，2014年完成相关成果报告，发生前期费用共计0.11亿元。由于大宁河是国家南水北调中线取水三个备选方案之一，中线取水方案研究至今尚无结论，根据南水北调总体要求，该项目无法推进，故前期工作暂缓（高坝或低坝）方案一直不能确定。2019年，重庆市发展和改革委员会、重庆市水利局、重庆市生态环境局、重庆市能源局四部门联合印发《关于严控新建水电项目的通知》（渝发改能源（2019）517号）要求，除与生态环境保护相协调的且是国务院及其相关部门、省级人民政府认可的脱贫攻坚项目外，严控新建商业开发的水电项目。因此该项目已无继续推进的可能性，于2019年末全额计提减值准备，共计0.11亿元。
4、关于应收款项减值，请说明：山东如意应收电费款项的期限，该期限的约定时间及是否获得相应补偿、延迟回收导致相关减值的确定依据；对长岛风力发电的委托贷款及其已回收金额、该公司的注销时间。
公司回复：
华能山东如意（巴基斯坦）能源（私人）有限公司（"山东如意"）于巴基斯坦运营一家火电项目，电量全部销售给巴基斯坦中央电力监管局。截至2019年12月31日，累计应收电费余额19.02亿元，巴基斯坦中央电力监管局一般在1-4个月内结清电费。根据购售电协议，针对超过合同约定的开票后一个月尚未支付的电费，巴基斯坦中央电力监管局应按照巴基斯坦同业拆借利率上浮2%计算资金成本并支付应收电费延迟利息，截至2019年底累计已收回电费延迟利息余额仅占商运后延迟电费利息总额的1.47%，截至2019年12月31日，累计应收电费延迟利息金额为2.3亿元。经过与巴基斯坦中央电力监管局的沟通，未来应收电费延迟利息回款速度亦不会明显加快。根据《企业会计准则第22号——金融工具确认和计量》准则的规定，公司以发生违约的风险为权重，考虑合同应收的现金流量与预期能收到的现金流量之间的差额的现值计量预期信用损失。由于预期部分金额回款时间长于1年，根据预期回款时间及根据同期贷款利率估计的折现率14.55%计算的时间价值影响计提减值准备。2019年共计提减值0.68亿元。
根据长岛县政府要求，山东长岛风力发电有限责任公司（"长岛风电"）在2017年年底前，完成了其位于长岛保护区内33台风机的拆除工作。华能长岛风电股东会达成一致决议，依法成立清算组进行清算。截止2019年12月底，清算已经完成，华能国际不再合并长岛风电。华能国际之子公司华能山东发电有限公司根据清算结果收回0.16亿元委托贷款后，长岛风电于2019年12月12日注销。公司将无法收回的委托贷款余额0.22亿元全部计提减值准备。
二、关于容量指标款计提减值
年报披露，2019年经营性因受市场、政策等诸多客观因素限制，发电项目已无法继续推进，发电项目的容量指标款人民币3.03 亿元全额计提减值。请补充披露该容量指标款的形成期间和时点，并进一步说明2019 年度市场、政策等哪些具体情形变化，导致发电项目无法继续推进而须于2019 年计提减值。
公司回复：
华能国际电力有限公司海门电厂（"海门电厂"）原规划连续建设6台百万机组，其中，一期连续建设4台百万机组，并已全部投产。2013年，按照国家发改委的相关要求，为开发5号及6号机组，海门电厂落实了40万千瓦容量指标，并于同年完成初可研审查工作。2013年6月，为扶持地方经济发展，公司与汕头市政府按照80：20的出资比例成立华能汕头海门发电有限责任公司（"海门发电"），作为5号及6号机组开发主体。2013年12月至2014年7月，海门发电累计支付第三方深圳市南电能源投资有限公司40万千瓦上大压小容量指标款，金额共计3.03亿元。
2016年以后，国家发改委、能源局连续发布《关于进一步做好煤电行业淘汰落后产能的通知》(发改能源[2016]855号)、《关于促进我国煤电有序发展的通知》(发改能源[2016]565号)、《国家能源局关于进一步调控煤电规划建设的通知》(国能电力[2016]275号)、《关于衔接广东省"十三五"煤电投产规模的函》等煤电去产能政策，国家调控煤电发展，海门发电5、6号机组的开发进程因为政策导向问题受到了影响，项目暂停。2018年4月11日，广东省发展改革委发布《广东省海上风电发展规划（2017—2030年）（修编）》（粤发改能新[2018]193号），文件中指出2018年广东省火电装机容量为8,069万千瓦，比2017年广东省火电装机量7,779万千瓦相比增加新投产火电机组290万千瓦。公司据此判断海门发电5、6号机组仍有获批进行建设的可能，继续多方协调努力推进项目，因而，2019年以前未计提减值。
2019年4月，广东省发布《广东省工业和信息化厅关于引发广东省2019年推动落后产能退出工作方案的通知》（粤工信规划政策函[2019]830号），明确将按照国家统一部署，结合广东省产业发展实际和结构调整需要，对12个行业进行调整，淘汰落后产能，依法依规关停退出。2019年下半年，广东省政府陆续发布四批小火电机组关停公示，合计关停小火电机组136.4万千瓦。据此，公司分析，从当前国家对能源结构调整政策方向来看，对火电开发仍处在严控阶段，5、6号机组继续核准获批新建的可能性较低。此外，公司通过公开渠道了解到2019年广东省并未有实际成交的容量指标置换交易，因此判断5、6号机组的40万千瓦指标难以对外转让。综上，公司认为5、6号机组继续推进获批的可能性较低，且无法实现对外出售容量指标，进而全额计提减值准备金额3.03亿元。
三、关于资金偿付能力
公司资产负债率达71.64%，流动比率0.43，速动比率0.37，结合公司固定资产成新率不到50%，说明固定资产更新改造对资金需求较大，同时公司在建工程较多且存在多项投资额高但目前投资进度不到30%的大型投资项目。此外，公司一年内应偿付债务近1000亿元，公司资金压力尤其是短期偿付压力较大。请比较同类公司资金偿付能力主要指标并结合公司中短期对资金的需求、公司自身经营状况及盈利能力等情况，说明公司改善偿付能力尤其是短期偿付能力的措施。
公司回复：
与同行业三家发电上市公司横向对标看，华电国际流动比率0.40，速动比率0.35；国电电力流动比率0.39，速动比率0.34；大唐发电流动比率0.42，速动比率0.37；而华能国际的流动比率和速动比率相比较而言，处于较优水平。发电行业是资本密集型行业，电费收入隔月结算和购买燃料当月支付现金，导致发电行业上市公司流动比率和速动比率大都低于其他行业上市公司平均水平。公司目前经营状况良好，未来盈利预期向好，积极应对短期债务偿付风险，具体措施有：1）强化融资统筹管理。统筹做好资金调度，完善资金应急保障机制，确保系统各单位资金供应不断链，不出现债务违约风险。对资金困难单位进行重点监控，有效解决其资金需求问题；2）优化债务结构。进一步降低融资成本，提高抗风险能力；3）保证信贷主渠道畅通。深化银企合作，加强与大型金融机构"总对总"战略合作，保障信贷来源。密切关注资金市场行情变化趋势，在巩固融资主渠道的基础上，积极拓展与其他金融机构之间的合作，综合利用融资租赁等多种融资方式。提前做好银行授信工作，确保贷款渠道通畅、授信额度充足；4）积极开展债券融资。灵活安排发行节奏和品种，争取多发满发。通过上述措施，公司能够保障债务到期还本付息，降低现金流动性风险。
四、关于公司经营资产
1、年报披露，公司期末应收黄台发电8 号机组代垫日常营运资金合计约7.16 亿元，而公司仅拥有30%产权。请公司补充披露：（1）该机组的运营模式，目前的建设或运营状况；（2）各产权持有方在该机组获得报酬的方式；（3）公司仅拥有30%产权，但大额代垫日常营运资金的原因，以及其他产权方是否同比例垫付营运资金及或不垫付的原因；（4）该等代垫资金的回收方式，以及是否收取资金占用费；（5）其他产权方的股东名称、股份占比，与公司是否存在关联关系。
公司回复：
根据2008年12月中国华能集团有限公司（"华能集团"）之子公司华能山东发电有限公司（"山东发电"）与山东鲁能发展集团有限公司（"山东鲁能"）签订的产权转让合同，以及2009年2月国务院国有资产监督管理委员会的有关批复(国资产权[2009]70号)，山东发电持有的黄台8号机组30%的产权为山东发电以约人民币1.1亿元的对价自山东鲁能收购而来。其他70%产权由山东省国际信托股份有限公司（"山东国信"）持有。2016 年 10 月 14 日，华能国际与华能集团签署了《中国华能集团公司与华能国际电力股份有限公司关于若干公司权益的转让协议》，华能集团将其拥有的山东发电权益资本中80%的权益转让给华能国际。自此，黄台8号机组30%的产权进入华能国际合并范围。2016年华能国际收购以来，黄台8号机组实现累计盈利0.65亿元。
黄台8号机组容量33万千瓦，已于2014年完成高背压改造，供热能力大幅提升，已成为济南市的主力热源之一，2020年1月19日国家能源局山东监管办公室重新颁发《电力业务许可证》，其中黄台8号机组延寿至2031年6月。
黄台8号机组虽独立核算，但不具备法人主体资格，没有按照现代企业制度形成完善的公司治理结构，加之投运以来累计仍处于亏损状态（截止2019年末累计亏损2.84亿元），各产权方并未在8号机组获得类似股利之类的报酬。
山东发电之子公司华能济南黄台发电有限公司（"黄台发电"）实际代为进行黄台8号机组的运营管理工作。黄台8号机组因为不具备法人主体资格没有独立银行账户，通过黄台发电银行账户收支营运资金，形成与黄台发电的往来款。这部分往来款只能通过黄台8号机组的日常经营，随着现金流的不断进行回收。2019年黄台发电共收回垫付资金0.41亿元，自2016年华能国际收购以来，累计回收垫付资金1.81亿元。黄台发电发生的财务费用利息支出按照一定的比例分摊给黄台8号机组，2019年收取资金占用费0.1亿元，自2016年华能国际收购以来，累积回收垫付资金占用费0.43亿元。
由于历史原因，山东国信认为缺乏证明其与黄台8号机组存在产权关系的证据，故不会按照初始确认的投资比例垫付营运资金。前文所示的往来款只能通过黄台8号机组的日常经营，随着现金流的不断进行回收。鉴于黄台8号机组还可以继续运营12年，且是济南市的主力热源之一，短期内没有关停风险，预计该部分垫付资金能够全额收回。
山东国信创立于1987年3月，是经中国人民银行和山东省人民政府批准设立的非银行金融机构，现为中国信托业协会理事单位，与华能国际不存在关联方关系。
2、年报披露，山东发电之子公司黄台发电收5 号及6 号机组已于以前年度关停，其长期资金占用款约2.61 亿元已全额计提坏账准备，请公司补充说明：（1）5 号、6 号机组与公司的关系；（2）公司代垫大额款项的原因；（3）其与8 号机组的关系及运营模式的差异；（4）结合上述情况，明确说明8 号机组是否也存在类似的关停风险。
公司回复：
黄台5号及6号机组装机2×100兆瓦，于1982年3月开工，1983年9月、12月分别投产。2002年以前由原山东电力工业局代管，2003年电力改革后，山东省国资委明确由山东鲁能下属子公司山东鲁华能源公司代管，其实际经营一直由黄台发电代管。2008年底，山东发电并购山东鲁能在山东省内部分发电资产（包括黄台发电），黄台5号及6号机组继续由因收购成为山东发电子公司的黄台发电代为管理，山东发电公司及黄台发电对黄台5号及6号机组并没有任何权益。
黄台5号及6号机组虽独立核算，但不具备法人主体资格，未设置银行账户。与黄台8号机组一样，通过黄台发电银行账户收支营运资金，形成与黄台发电的往来款。由于黄台5号及6号机组存在经营亏损，形成对黄台发电的资金占用。根据国家和山东省"十一五"小火电机组关停计划，黄台5号及6号机组已于2010年4月关停。随着机组的关停，黄台发电于2009年末将其对黄台5号、6号机组的剩余资金占用余额2.61亿元全额计提坏账准备。2016 年，华能国际收购山东发电，上述减值事项对于公司财务报表没有影响。
黄台5号及6号机组与黄台8号机组一样不具备法人主体资格，未设置银行账户，通过黄台发电银行账户收支营运资金。黄台8号机组已于2014年完成高背压改造，供热能力大幅提升，目前是济南市的主力热源之一，2020年1月19日国家能源局山东监管办公室重新颁发《电力业务许可证》，其中黄台8号机组延寿至2031年6月。黄台8号机组不存在类似的关停风险。
五、关于前期收购标的商誉
1、年报披露，公司2016 年收购华能集团下属山东发电5 家子公司，此后因收购标的公司业绩不佳，公司按盈利预测补偿协议收取该等公司2018－2019 年度未达标利润达10.09 亿元。请结合影响盈利预测的主要因素的变化情况、与标的同类公司（同区域、同类型业务）的经营情况，说明该项收购实际盈利状况与预测值差异巨大的原因，并根据该等收购标的目前经营状况、外部环境等情况，说明该等公司未来经营趋势，并说明该项关联收购是否损害上市公司利益的情形。
公司回复：
2016年10月14日，本公司与华能集团签署了股权转让协议和《盈利预测补偿协议》，华能集团承诺对山东发电5家下属子公司在补偿期间，即2017年至2019年，每年年末累积实现净利润数与当年年末累积盈利预测净利润数之间的差额以现金方式对本公司进行补偿。下表列示了2018、2019年度实际盈利数与利润预测数的差异情况。

单位：人民币亿元

		莱芜发电	嘉祥发电	运河发电	聊城热电	烟台发电	合计
2018年							
利润预测数	(1)	5.77	0.49	1.71	0.73	0.49	9.19
扣除非经常性损益后的实际盈利数/（亏损数）	(2)	2.48	0.02	(0.97)	(0.26)	(0.15)	1.12
2018年差异	(3)=(1)-(2)	3.29	0.47	2.68	0.99	0.64	8.07
2019年							
利润预测数	(4)	5.93	0.38	1.66	0.71	0.56	9.24
扣除非经常性损益后的实际盈利数/（亏损数）	(5)	2.33	(0.25)	(0.04)	0.05	0.17	2.26
吸收合并单位净利润调整数	(6)	–	–	–	0.04	–	0.04
2019年差异	(7)=(4)-(5)-(6)	3.60	0.63	1.70	0.62	0.39	6.94
差异合计	(8)=(3)+(7)	6.89	1.10	4.38	1.61	1.03	15.01
华能国际持股比例	(9)	64%	40%	79%	60%	80%	
应补偿金额	(10)=(9)*(8)	4.41	0.44	3.46	0.97	0.81	10.09

影响火电厂盈利的主要因素包括售电量、电价及燃料价格。
2019年，除运河发电外，其他四家公司的售电量及电价指标实际完成情况整体优于盈利预测。运河发电受"外电入鲁"影响，在年初政府电量计划大幅下降的情况下，虽在争取系统外电量、电煤及调频调峰奖励方面取得一些成果，但售电量及电费收入指标实际完成情况落后于盈利预测。
造成盈利预测与2018年和2019年实际完成情况差异的主要原因是燃料价格较2016年编制盈利预测时预计的燃料价格大幅提升所致。2016年上半年山东省电煤价格处于低位，下半年开始上涨。编制盈利预测时，对燃料价格的预测是参考2016年上半年实际情况和全年预计情况，认为未来继续大幅上涨的可能性不大，2017年至2019年按每年上涨1%计算。但实际上，从2017年起，国家政策和燃料市场发生较大变化，导致2017年燃料价格大幅快速上涨，2018年、2019年维持高位运行。导致燃料价格大幅上涨的主要原因包括：1）2017年随着国家供给侧改革的深入实施，煤炭企业淘汰落后产能，大型煤企的市场控制力、集中度不断加强，供给相对短缺，煤价大幅上涨；2）运输环节情况发生重大变化。受国家环保政策加强影响，严控运输车辆超载，同时燃油价格上调，导致运费成本上涨；3）随着国际煤价抬升，国内燃料价格水涨船高；4）国家虽然出台了"电煤绿色价格区间"等措施，试图引导电煤价格合理回落，但实际执行情况并不理想。下表列示了公司在编制盈利预测时估计的不含税标煤单价与实现煤价的差异：

单位：元/吨

	2017年标煤单价（不含税） 预测价格	实际价格	2018年标煤单价（不含税） 预测价格	实际价格	2019年标煤单价（不含税） 预测价格	实际价格
莱芜发电	428	762	432	752	436	706
嘉祥发电	439	696	447	701	456	693
运河发电	438	708	443	724	447	711
聊城热电	399	684	403	703	407	644
烟台发电	480	727	484	763	490	734

上述五家发电公司，2018年实际耗用标煤单价比预测值平均上涨299元/吨，导致五家发电公司净利润比预测降低15.97亿元；2019年实际耗用标煤单价比预测值平均上涨256元/吨，导致五家发电公司净利润比预测降低14.03亿元。
下表列示了2017年至2019年电煤价格指数情况，上述五家发电公司的燃料价格变动趋势与电煤价格指数的变化趋势一致。

单位：元/吨

	山东省电煤价格指数	全国电煤价格指数
2017年	605.32	515.99
2018年	605.31	531.04
2019年	559.98	493.88

数据来源：国家发改委(http://jgjc.ndrc.gov.cn/zgdmjgzs.aspx?clmId=syjgzs6)
* 电煤价格指数为按照热值5,000大卡/千克折算的到厂价格，因此低于标煤单价（按照热值7,000大卡/千克折算）。
由于没有公开披露的同区域同类公司其他电厂的燃料价格，下表仅列示了本公司同处于山东省的部分电厂数据。上述五家发电公司的燃料价格变动趋势与这些公司的变化趋势一致。

单位：元/吨

	华能国际电力股份有限公司德州电厂标煤单价（不含税）	华能国际电力股份有限公司日照电厂标煤单价（不含税）	华能威海发电有限责任公司标煤单价（不含税）
2017年	643.70	745.06	708.52
2018年	670.52	783.96	755.57
2019年	653.88	712.20	685.94

在2016年编制盈利预测时，无法预测到上文描述的导致煤价大幅上涨的不利因素变化，导致实际完成与预测值存在较大差异，但这种价格波动是全行业性的，五家发电公司盈利预测单位的煤价变动是与同类型企业的变动趋势一致的。
2019年，莱芜发电、嘉祥发电、运河发电、聊城热电及烟台发电的净利润分别为：2.36亿、0.56亿、0.04亿、0.07亿及0.18亿元。本公司基于对电力市场和燃料价格的预测，上述五家发电公司2020年盈利情况预计均比2019年有所提升，理由如下：
1) 用电需求方面：2020年，山东省用电量将延续平稳增长态势，预计全社会用电量同比增长4%，同比增加电量203亿千瓦时，但受"外电入鲁"政策及现货市场正式运行等因素影响，火电机组利用小时存在下降趋势。2020年，山东省能源局下达省调"以热定电"优先发电量计划519.64亿千瓦时，在省量不变的情况下，以热定电机组供热电量同比增加377.38亿千瓦时，增幅达到265.27%。随着莱芜发电、嘉祥发电新增供热设施投产，聊城热电、烟台发电、运河发电不断开拓热力市场，上述单位充分利用供热电量优势，在一定程度上弥补了外来电和现货市场运行对利用小时的影响，同时增加了供热效益。
2) 燃料市场方面：2020年燃料供应预期情况，随着"外电入鲁"及新能源电量升高影响，山东市场电煤需求出现减少，国家煤炭资源新增产能不断释放，铁路运力充足，煤炭供应形势整体宽松，2020年，5家单位耗用标煤单价预计同比下降20–50元/吨。
经核查，该项收购不涉及定价偏高、损害上市公司利益的情况，理由如下：
1. 该项收购的决策和审批程序合法合规
本公司第八届董事会第二十一次会议于2016年10月14日审议通过了《关于受让山东发电权益、吉林发电权益、黑龙江发电权益、中原燃气权益的议案》，同意本公司以1,511,382.58万元人民币受让华能集团持有的山东发电80%的权益、吉林发电100%的权益、黑龙江发电100%的权益、河南中原燃气90%的权益。根据《上交所上市规则》和《联交所上市规则》，本公司的关联董事曹培玺、郭珺明、刘国跃、李世棋、黄坚、范夏夏未参加与该项收购有关的议案表决。
根据上海证券交易所《上市公司关联交易实施指引》等有关法律法规要求，山东发电5家下属公司选取收益法评估结果且评估结果超过账面值100%，华能集团与本公司签署《盈利预测补偿协议》，承诺对前述各公司在补偿期间每年当期期末累积实际净利润数与当期期末累积预测净利润数之间的差额以现金方式对华能国际进行补偿。
本公司董事会（及独立董事）认为相关《转让协议》和《盈利预测补偿协议》是按下列原则签订的：（1）按一般商业条款（即按公平磋商基准或不逊于公司能够获得的来自独立第三者之条款）；（2）按公平合理的条款并符合公司及股东的整体利益；和（3）属于公司日常及一般业务过程。本次交易的成交价格以截至2016年5月31日对山东发电、吉林发电、黑龙江发电、中原燃气的资产评估结果为基础确定，其中山东发电部分下属公司选取了收益法评估结果作为评估结论，并作为本次交易定价基础。公司董事会（及独立董事）认为，根据评估机构提供的评估报告和评估方法说明，评估机构所依据的评估价值分析原理、计算模型及采用的预期收益、收益期、折现率等重要评估参数、依据的选择正确，评估方法和评估结论合理。
本公司独立董事李振生、岳衡、耿建新、夏清、徐孟洲对该项收购已经事先认可，并发表独立意见认为：（1）公司董事会对《关于受让山东发电权益、吉林发电权益、黑龙江发电权益、中原燃气权益的议案》项下所述关联交易的表决程序符合公司章程和《上海证券交易所股票上市规则》的规定；（2）《关于受让山东发电权益、吉林发电权益、黑龙江发电权益、中原燃气权益的议案》项下所述关联交易对公司及全体股东是公平的，符合公司利益；和（3）公司已聘请具有证券业务资格的资产评估机构对标的资产进行评估，资产评估机构与公司、中国华能集团公司及标的公司均没有现实的及预期的利益或冲突，其进行评估符合客观、公正、独立的原则和要求，具有充分的独立性和专业性。本次评估的前提假设合理，选择的评估方法充分考虑了本次交易的目的与评估对象的实际情况，评估方法恰当，评估结果公允合理。本次交易标的资产的交易价格以具有证券业务资格的资产评估机构出具的评估报告确定的评估结果为基础，经各方协商确定。本次交易的定价原则和方法恰当、公允，不存在损害公司及广大中小股东利益的情形。
审计委员会对该项收购出具书面审核意见认为：（1）《关于受让山东发电权益、吉林发电权益、黑龙江发电权益、中原燃气权益的议案》项下所述的关联交易定价评估结果，并经过交易各方多次谈判磋商确定，对公司及全体股东是公平的，符合公司利益；（2）同意《关于受让山东发电权益、吉林发电权益、黑龙江发电权益、中原燃气权益的议案》项下所述的关联交易，并同意提交公司董事会审议。
根据《联交所上市规则》，本公司聘请独立财务顾问就该项收购出具了独立财务顾问意见函，供独立董事委员会及独立股东参考。
本公司于2016年11月30日召开临时股东大会并通过该项收购的相关内容。
综上，该项收购已经按照《上交所上市规则》、《联交所上市规则》、《上市公司关联交易实施指引》等有关法律法规要求履行了必要的决策和审批程序。
2. 该项收购定价合理
本公司收购山东发电部分股权，是华能集团避免与本公司同业竞争承诺的具体落实，有利于本公司进一步扩大公司规模、增加市场份额、提高公司竞争能力。该项收购聘请中和资产评估有限公司出具资产评估报告，该资产评估报告已经依法履行国有资产评估备案程序。该项收购定价时，考虑了各标的资产自身的生产经营及财务状况、未来发展规划、与本公司战略协同效应等因素，并综合考虑资本市场走势、同行业公司估值水平、过往交易估值水平、各标的公司资产评估结果等。此外，根据上海证券交易所《上市公司关联交易实施指引》等有关法律法规要求，山东发电5家下属公司选取收益法评估结果且评估结果超过账面值100%，华能集团与本公司签署《盈利预测补偿协议》，承诺对前述各公司在补偿期间每年当期期末累积实际净利润数与当期期末累积预测净利润数之间的差额以现金方式对华能国际进行补偿。
（1）收益法评估假设合理性的说明
根据中和资产评估有限公司的评估报告，山东公司下属17家公司收益法评估所采用的核心假设情况如下：
1）上网电价
本次收益预测采用的上网电价以山东省物价局公布的最新标杆上网电价（报告出具日前）为基础，并在收益预测期内考虑经改造并验收而取得的脱硫、脱硝、除尘电价、超净排放电价（各类电价以评估基准日国家现行政策为准）的影响，除上因素外，不考虑其他因素对电价的影响；
根据国家发展改革委《关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》（发改价格[2015]3105号）及山东省标杆电价，自2016年起，标杆上网电价（含脱硫、脱硝和除尘）为每千瓦时0.3729元（含税）。符合超低排放标准的机组每千瓦时0.3829元（含税）。各电厂实际上网标杆电价、环保电价批复以山东省物价局批准执行的电价执行：
a)关于降低上网电价和销售电价的通知《鲁价格一发[2015]131号》；
b)关于2015年12月环保设施通过验收的燃煤发电机组执行环保电价的通知(鲁价格一函[2016]4号)；
c)关于贯彻发改价格[2015]3044号文件完善陆上风电光伏发电价格政策的通知(鲁价格一发[2016]7号)；
d)关于2016年1月环保设施通过验收的燃煤发电机组执行环保电价的通知(鲁价格一函[2016]8号)；
e)关于部分燃煤发电机组执行超低排放电价的函(鲁价格一函[2016]43号)；
f)关于2016年一季度通过省级环保部门验收的燃煤发电机组执行超低排放电价的函(鲁价格一函[2016]48号)；
g)关于2016年2-3月环保设施通过验收的燃煤发电机组执行环保电价的通知(鲁价格一函[2016]49号)；
h)关于沂南力诺太阳能电力工程有限公司等可再生能源发电项目上网电价的批复(鲁价格一发[2016]59号)；
i)关于华能莱芜电厂七号机组等燃煤发电机组上网电价的批复(鲁价格一发[2016]97号)。
2）利用小时
2005年3月1日建成的500千伏辛聊双线实现了山东电网与华北电网实现联网，电力行业供大于求的影响，发电量较2014年有所下降，2016年根据被评估单位最新业务指标，发电量预计继续下降。2018年出现小幅下降后，预计2019年以后会逐渐稳定。各电厂发电小时数趋势相同，受局部电网调度等影响略有区别。
3）燃煤成本
供电煤耗是对火电厂的重要考核指标之一。各电厂持续进行技术改造，历史年度供电煤耗逐年下降，部分电厂煤耗水平优于行业平均水平处于领先地位。
预测期煤耗主要参考被评估单位历史煤耗水平进行预测。
煤价属于市场价格，随煤炭市场变化。近年来，电煤价格一直处在低位波动，电厂采购成本逐年降低。从2016年开始受到煤炭行业去产能等因素影响，煤炭价格出现上升的趋势。本次预测根据企业近年的财务预算及近期的采购数据，考虑到煤炭价格实际上升的现实因素。预测期2016年6-12月的煤价采用各电厂2016年1-8月平均到厂煤价加入炉损失，之后年度每年每年1%上涨幅度至稳定期。
其他成本如检修费用，管理费用等均参考企业历史水平进行预测。
根据以上分析，在该项收购时点，已经根据标的公司的历史经营情况以及上下游市场情况对评估假设进行了合理预计，不存在故意调高评估结果的情形。
（2）该项收购对应估值水平符合可比公司、可比交易的估值水平
该项收购对应估值水平与可比公司、可比交易估值水平对比情况如下：

名称	市盈率	市净率
1、可比公司		
华能国际A股	7.8	1.3
华能国际H股	4.6	0.8
A股已上市火电电力公司		
均值	14.9	1.6
中值	14.7	1.5
2、可比交易		
中位数	9.3	1.5
最小值	4.7	1.0
最大值	59.0	5.9
3、该项收购	10.0	2.4
其中：山东公司	8.7	2.3

其中，可比公司选取申万行业分类中公共事业下电力行业的火电行业作为分类标准，剔除异常公司外得到同业上市公司共21家。采用WIND中2016年9月30日各股股价以及企业公布的2015年年报数据进行计算。
可比交易选择的样本为2010年至该项收购实施时，A股上市公司收购火电资产的交易案例。主要选取申万行业分类中公共事业中电力下的火电分类和证监会行业分类中电力、热力生产和供应业分类中的上市公司收购火电资产案例，同时去掉非电力企业收购火电资产案例，形成本次可比分析总体样本。
该项收购对应2015年市盈率和市净率分别为10.0和2.4倍。该项收购市盈率水平与以往可比交易市盈率区间基本持平，低于可比公司的市盈率水平；该项收购市净率水平高于可比交易和可比公司的市净率水平，主要原因有：1）山东省经济较发达，且电源结构又是以火电为主，山东发电装机容量在省内具有较明显的规模优势及市场占有率，具有较强的市场竞争力；2）山东发电部分电厂在山东电网中属于重要统调电厂，且一半以上装机为热电联产机组，属于当地重要供热单位，经济效益较好，收益法评估结果能较客观反映被评估股东全部权益在评估基准日所表现的市场价值；3）被收购标的为持有上市公司，融资渠道单一，财务杠杆相对较高，股权收益占比低于已上市的成熟发电集团，净资产水平相对较低，因此该项收购对应的市净率相对较高。
综合以上分析，本公司聘请评估机构出具评估报告，资产评估报告已经依法履行国有资产评估备案程序，相关评估假设合理；该项收购对应估值水平基本符合可比公司和可比交易的估值水平，不存在关联收购定价偏高、损害上市公司利益的情形。
2、公司于2008 年公司并购新加坡大士能源，形成大量商誉和无形资产。截止2019 年底，与大士能源相关这部分的商誉的余额为111.91 亿元，无形资产余额为41.49 亿元。请结合公司收购该标的时的有关估值、盈利预测，以及收购以来标的实际经营和业绩情况等，补充披露公司对该项商誉进行减值测试的过程，并说明公司未对该商誉计提减值的合理性。
公司回复：
1）关于大士能源收购时的标的估值、盈利预测与实际经营业绩的差异说明
2008年，公司在履行国家审批流程、华能集团内部决策程序的基础上参与了新加坡大士能源项目的国际竞标。根据尽调结果，以燃气机组更新作为基本估值方案，测算大士能源有限公司（"大士能源"）企业价值为38至43.5亿新元。由于出售方新加坡淡马锡控股（私人）有限公司（"淡马锡"）对交割时间要求较紧以及上市公司审批流程较长，经研究由华能集团作为收购主体进行竞标，为此专门设立了中新电力（私人）有限公司（"中新电力"），并由中新电力于2008年3月24日完成对淡马锡所拥有的大士能源100%的股权的收购，支付对价为42.35亿新元。2008年6月27日经商务部批准，华能集团将中新电力100%股权转让给本公司。
自2008年收购以来，大士能源公司保持了人员、经营和生产的平稳，取得了较好的经营业绩。大士能源项目作为公司资产组合的重要部分，在平衡公司经营的地域风险和燃料风险的同时，在强化华能品牌形象、促进公司管理提升、培养国际化人才、推动公司国际业务发展等方面也发挥了重要作用。2008年-2014年，大士能源项目连续盈利，明显提升了公司整体经营业绩。2013年以来，随着新加坡电力市场新机组的陆续投产以及新加坡LNG接收站投产后供应能力的增长，新加坡电力市场进入供过于求状态，发电商售电毛利走低。虽然大士能源仍然保持安全生产，但受电力市场需求增长低于预期、发电商天然气合同过剩、电力监管政策调整等因素综合影响，项目盈利水平出现下降，从2015年开始出现经营亏损。但实际税息折旧及摊销前利润（"EBITDA"）始终为盈利状态。下表列示了2008年收购时对于未来年度预测利润情况与利润实现情况的比较。

新币亿元	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年
预测净利润	1.00	1.00	0.90	1.00	0.70	1.40	1.60	1.90	2.40	2.70	2.70
实际净利润	0.25	1.51	2.72	2.28	0.34	0.32	(0.41)	(0.50)	(1.05)	(1.67)	(1.12)
实际EBIT-DA	0.88	3.82	5.43	4.86	2.63	2.61	1.77	1.60	0.97	0.10	0.79

近年来，大士能源实际盈利低于盈利预测的主要原因包括：1）新加坡电力市场总体供应过剩。受前期发电商高回报和政府电力投资刺激政策影响，2012年至今电力市场新增装机容量约为400万千瓦的新机组。金融危机后，世界经济复苏缓慢，电力需求增长低于预期，市场供应过剩，电力市场需时间逐步实现供需再平衡；2）新加坡电力市场政策调整。新加坡能源管理局将以长期边际成本LRMC确定的固定合同电量比例由2008年的55%逐步下调至2019年上半年的20%，2019年下半年至2023年为约16%；3）电力市场需求不及预期而产生天然气合同供应过剩，天然气合同照付不议压力限制了发电商竞价灵活性，使得电力库电量、零售合同电量的边际贡献大幅下降。
2）关于商誉减值测试情况说明
上述收购事项形成商誉22.25亿元新币、无固定使用寿命电力生产许可证无形资产8.02亿新币（截至2019年12月31日，折合人民币41.49 亿元）。2013年，公司针对商誉计提减值0.62亿新币（折合人民币3.92亿元）。截至2019年12月31日，商誉余额21.63亿元新币（折合人民币111.91亿元）。
根据《企业会计准则第8号—资产减值》的相关规定，公司将收购大士能源形成的商誉分配至大士能源发电（私人）有限公司（"大士发电"或者"TPG"）资产组，电力许可证也包括在该资产组中，公司每年均进行减值测试。2019年12月31日，大士发电资产组的可收回金额（45.52亿新币），高于资产组的账面价值（38.23亿新币，其中设备设施等长期资产8.58亿新币、商誉21.63亿新币、电力生产许可证8.02亿新币），无需计提减值。在目前的基本假设判断下，大士发电资产不存在商誉减值。在使用未来现金流折现方法估计资产组的可收回金额时使用的主要参数包括售电量、售电边际贡献、永续期现金流增长率及折现率。

	售电量 单位：吉瓦时	售电边际贡献 单位：新币/兆瓦时
2020年	10,200	9.4
2021年	10,676	15.8
2022年	10,880	28.5
2023年	11,088	33.3
2024年	11,301	38.5

新加坡能源管理局（"EMA"）预测未来十年（2020–2030）电力需求增长在1.5%–2.1%。EMA在2019年10月29日发布新加坡电力市场展望报告指出，在考虑人口、气候及经济等影响后，预计未来五年电力需求增长在1.50%至2.1%。据EMA2019年报告，2008–2018年电力市场年复合增长率约2.4%。大士能源占新加坡电力市场份额基本保持稳定，2017年、2018年及2019年该份额比例分别为21.9%、21.1%及20.7%。据此，大士发电预计其2020年至2024年售电量，并估计五年之后的永续期增长率为2%。
2019年大士发电的单位售电边际贡献为12.4新币/兆瓦时。未来五年，基于新加坡电力市场必须具有可持续发展能力的判断，电力市场将恢复其合理回报，售电边际贡献稳步提升，理由包括：1）根据新加坡政府要求，新加坡电力储备需要30%的额外容量，以确保电力安全。根据新加坡EMA最新市场展望报告（考虑机组退役因素），按照各发电商上报的发电机组容量统计，自2021年起，电力备用容量比例将低于30%的要求，降为25%，以后五年内还将继续小幅下降。为了满足新加坡电力备用容量比例的要求，市场需要在2024年左右（机组建设通常需要2年时间）恢复长期边际利润，以吸引投资。考虑到市场恢复是一个渐进的过程，大士发电认为自2020年起至2024年，售电边际贡献将逐步回升到合理水平（目前固定合同的边际水平约为47新币/兆瓦时）；2）新加坡主要发电商签订的天然气长期合同将在2024年到期，发电商将理性签订新的长期合同中的最低采购量，之后电力市场竞争状况预计将发生积极变化；3）新加坡发电商的老旧油机和低效率循环燃机因不具市场竞争力逐年退役，市场备用机组台数下降，随着容量占比达77%的高效联合循环机组（发电量占比97%左右）运龄增长老化，机组出力逐年小幅下降；基于目前电力市场供求关系和发电商信息，预计2020年至2024年无新的大型联合循环机组投产。因此，新加坡电力市场供大于求的状况正在逐步缓解。预计2022–2024年左右达到供求平衡，供应逐步趋紧，电力库边际贡献将逐步恢复，进而推动占比75–80%的零售电价毛利上升，其边际贡献逐步向长期边际成本也即现有固定合同边际贡献（目前实际约47新币/兆瓦时）趋近。
公司根据第一、(8)回复中提及的加权平均资本成本（WACC）确定税后折现率，税后加权平均资本成本计算的主要参数包括：1）无风险报酬率（按30年期且到期日为2046年的新币国债利率的报酬率）为2.21%；2）债务资本成本为4.85%；3）权益资本成本为8.74%。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"的思路通过迭代倒推计算确定税前折现率。经过计算，公司采用了7.33%的税前折现率。
大士发电2019年实现EBITDA情况好于在2018年进行减值测试时对于2019年EBITDA预测。
根据2018年年报披露信息，在商誉减值测试中，新加坡另外两个发电商西拉雅能源公司（"西拉雅"）和圣诺哥发电公司（"圣诺哥"）预测售电量增长率分别为2%和2.5%；西拉雅和圣诺哥分别使用了5.9%和6.5%的税前折现率。与大士能源使用假设基本一致。
六、关于关联采购
年报披露，报告期内公司前五名供应商采购中关联方采购额267.6 亿元，占年度采购金额17.95%，较去年同期增长约115 亿元，同比增幅为43%；与此同时，公司发电量同比下降6%。请结合公司报告期内发电量下降、总采购量减少等情况，说明关联采购额同比出现大幅增加的原因。
公司回复：
2019年，公司关联方中国华能集团燃料有限公司（"华能燃料公司"）的供应能力增加，市场竞争力增强，供应价格低于市场价格，公司从进一步降低燃料采购价格、进而降低成本的角度考虑，加大了与华能燃料公司的合作，全年从华能燃料公司的采购额同比有较大增加。
2019年，公司境内发电量4,050.6亿千瓦时，同比下降5.91%；全年共采购煤炭1.83亿吨，原煤采购平均价为505.1元/吨，其中：
向华能燃料公司共采购原煤5,611万吨，采购金额267.6 亿元，在董事会和股东大会批准的年度关联交易预算额度内；平均到厂原煤价476.9元/吨，低于公司平均原煤价28.2元/吨，折合北方港口平仓价517.2元/吨，低于2019年北方港口平仓价平均值（CCI指数）74.9元/吨，与市场价格相比具有很大的竞争优势。
此前，华能燃料公司为提高市场影响力和竞争力，于2018年9月份控股成立了华能供应链平台科技有限公司，2019年以来煤炭供应能力明显增加，市场影响力和话语权逐渐增大，在定价原则上，对公司的煤炭供应价格不高于公司从独立第三方购买的价格。
华能燃料公司作为公司的市场供应商之一，享受与其他第三方供应商同等待遇，在同等市场竞争条件下，按照公开、公平、公允的市场原则参与公司的燃料供应。
七、根据年报显示，公司及其子公司由于收购大士能源有限公司而取得其电力生产许可证，以取得时的公允价值进行初始计量。大士能源基于新加坡能源市场管理局 (EnergyMarketAuthority) 所颁发的许可证经营其电厂，该许可证有效期为30年（2003年至2032年）。2011年，该许可证以极少的成本将到期日延长至2044年，并且还可进一步延期。公司及其子公司预计基于现有市场框架，在延期的过程中可以遵守相关的规章制度。公司及其子公司基于对电力生产许可证的使用寿命的评估，认为其使用寿命不确定，因此不予摊销。对此，请说明：(1) 公司"认为其使用寿命不确定"的依据是什么？(2) 公司将取得的"电力生产许可证"认定为资产的依据是什么？该事项业务实质是什么？
公司回复：
（1）公司"认为其使用寿命不确定"的依据是什么？
准则有关规定
《企业会计准则第6号—无形资产》第十六条规定："企业应当于取得无形资产时分析判断其使用寿命。无形资产的使用寿命为有限的，应当估计该使用寿命的年限或者构成使用寿命的产量等类似计量单位数量；无法预见无形资产为企业带来经济利益期限的，应当视为使用寿命不确定的无形资产。"以及该准则应用指南第四条："来源于合同性权利或其他法定权利的无形资产，其使用寿命不应超过合同性权利或其他法定权利的期限；合同性权利或其他法定权利在到期时因续约等延续、且有证据表明企业续约不需要付出大额成本的，续约期应当计入使用寿命。"
具体事项分析
2008年本公司子公司中新电力收购大士能源而取得其电力生产许可证，以取得时的公允价值进行初始计量，该电力生产许可证被视为使用寿命不确定的无形资产的主要依据包括：
●中新电力收购大士能源时，大士能源为新加坡电力市场最大的三家发电企业之一，上述三家企业占有新加坡电力市场份额约90%。新加坡电力市场实行严格的准入制度，新加坡能源市场管理局（Energy Market Authority，"EMA"）基于已颁布的电力生产许可证限制新发电企业进入发电市场，已颁发许可电力生产许可证到期后无法续期将会大大影响到新加坡电力市场的稳定，因此根据现有市场管理架构发电企业的电力生产许可证到期后可以获得延期。直至2019年，新加坡电力市场的管理架构并未发生实质性变化。
●EMA颁发大士能源的电力生产许可证初始有效期为30年（即2003年至2032年）。根据新加坡当地电力市场监管情况，电力生产许可证的续期仅需要程序上的办理而非实质性的审批，且续期发生的成本很小。 2011年，大士能源的电力生产许可证并未缴纳任何延期费用便成功将到期日延长至2044年，并且还可进一步延期。公司预计，基于现有的市场管理架构，在延期的过程中遵守相关的规章制度，在延续电力许可证到期日的过程中不需要付出大额成本，且续约期没有次数限制。
●2008年收购大士能源时，公司聘请了国际独立第三方资产评估公司Vigers Appraisal & Consulting Limited对于收购识别的无形资产（即电力许可证）进行了公允价值评估，其所使用的模型亦是基于该电力许可证在新加坡电力市场是可以永续使用的。
综上所述，本公司及其子公司根据企业会计准则的有关要求，基于对电力生产许可证的合同义务权利在续约时不需要付出大额成本，且续约没有次数限制，认为大士能源发电生产许可证的使用寿命不确定，因此不予摊销，但需要每年进行减值测试。
（2）公司将取得的"电力生产许可证"认定为资产的依据是什么？该事项业务实质是什么？
准则有关规定
《企业会计准则第20号—企业合并》第十四条规定：被购买方可辨认净资产公允价值，是指合并中取得的被购买方可辨认资产的公允价值减去负债及或有负债公允价值后的余额。被购买方各项可辨认资产、负债及或有负债，符合下列条件的，应当单独予以确认：……合并中取得的无形资产，其公允价值能够可靠地计量的，应当单独确认为无形资产并按照公允价值计量。
同时《企业会计准则解释第5号》对购买方确认在企业合并中取得的无形资产有补充规定："非同一控制下的企业合并中，购买方在对企业合并中取得的被购买方资产进行初始确认时，应当对被购买方拥有的但在其财务报表中未确认的无形资产进行充分辨认和合理判断，满足以下条件之一的，应确认为无形资产：(一) 源于合同性权利或其他法定权利；(二) 能够从被购买方中分离或者划分出来，并能单独或与相关合同、资产和负债一起，用于出售、转移、授予许可、租赁或交换。"
具体事项分析
公司账面的电力生产许可证是收购新加坡大士能源时确认的单项无形资产。2008年中新电力收购大士能源，构成《企业会计准则第20号—企业合并》中的非同一控制下企业合并。中新电力在对非同一控制下企业合并中取得的大士能源的相关可辨认资产进行初始确认时，在基于对新加坡当地电力市场和监管环境的分析的基础上，对其拥有的但在其财务报表中未确认的无形资产进行充分辨认和合理判断，因此识别出其电力生产许可证作为单项可辨认资产进行确认。有关依据和业务实质分析如下：
●大士能源的电力生产许可证由新加坡电力市场监管机构新加坡能源市场管理局（Energy Market Authority，EMA）颁发。根据EMA的相关政策，新加坡电力市场实行准入制度，EMA向发电企业授予电力生产许可证，发电企业只有取得电力生产许可证才可以进行机组的商业运行以及电力销售，由此带来经济利益流入。电力生产许可证来源于EMA作为监管机构的法定许可，属于大士能源拥有的某种法定权利。
●在新加坡电力市场管理架构中，电力生产许可证是颁发给发电企业而非个别机组，当发电企业的发电机组因为服务期满报废退役后，电力生产许可证将由该发电企业的新发电机组承继。因此电力生产许可证并不附着于特定资产、负债，而是可以从被购买方的其他可辨认资产、负债中进行分离，并能与相关资产、负债一起用于未来发电业务。
●在上述收购过程中，公司聘请了国际独立第三方资产评估公司Vigers Appraisal & Consulting Limited对于收购识别的无形资产（即电力许可证）进行了收购日的公允价值评估，评估价值为8.02亿新币。收购对价高出可辨认净资产公允价值（包括该电力许可证公允价值）的部分才确认为收购形成的商誉。
基于以上，大士能源的发电生产许可证满足企业合并准则中单项可辨认资产确认为无形资产的条件，因此在合并报表中作为无形资产核算。
根据问询函要求，公司年审会计师事务所就以上会计相关问题发表了专项意见，详见公司同日在上海证券交易所网站披露的《安永华明会计师事务所（特殊普通合伙）就上海证券交易所对〈关于华能国际电力股份有限公司2019年年度报告的信息披露监管问询函〉中需要会计师发表意见的相关问题所作的答复》。
特此公告。

华能国际电力股份有限公司
董事会
2020年4月22日