

股票代码：600995

股票简称：文山电力

编号：临 2021-52

云南文山电力股份有限公司
关于收到上海证券交易所《关于对云南文山电力
股份有限公司重大资产重组及发行股份购买资产并
募集配套资金暨关联交易预案信息披露的问询函》
之回复公告

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个别及连带责任。

上海证券交易所：

2021年10月15日，云南文山电力股份有限公司（以下简称“文山电力”或“上市公司”）召开董事会审议通过了《关于本次重大资产置换及发行股份购买资产并募集配套资金方案的议案》，并于2021年10月27日收到上海证券交易所下发的《关于对云南文山电力股份有限公司重大资产重组及发行股份购买资产并募集配套资金暨关联交易预案信息披露的问询函》（上证公函【2021】2828号）（以下简称“《问询函》”）。上市公司及相关中介机构对有关问题进行了认真分析与核查，现就相关事项回复如下，并根据《问询函》对《云南文山电力股份有限公司重大资产置换及发行股份购买资产并募集配套资金暨关联交易预案》（以下简称“预案”）进行了相应的修改和补充披露。

如无特别说明，本回复中所使用的简称与预案的简称具有相同含义。

预案披露，上市公司拟将主要从事购售电、电力设计及配售电业务的相关资产负债与间接控股股东南方电网持有的调峰调频公司（以下简称“标的公司”）100%股权的等值部分进行置换，并向南方电网以发行股份的方式购买拟置入资产与拟置出资产交易价格的差额部分。

一、预案披露，标的公司主营抽水蓄能、调峰水电和电网侧独立储能业务的开发、投资、建设和运营。请公司补充披露：（1）标的公司各项业务盈利模式，收入及成本构成，业务发展趋势、进入壁垒、市场竞争情况；（2）标的公司固定资产构建的周期，未来是否需要大规模资金投入，是否会对公司造成较大的财务负担，并进行必要的风险提示；（3）主要供应商及客户情况，包括名称、与标的公司关联关系、业务内容、交易价格、近年交易金额及占比、预付应收款项余额情况等，进一步说明是否存在重要客户依赖，以及关联交易定价不公允的情形；

（4）本次交易完成后，标的公司控股股东及实际控制人控制的企业中，是否存在主营业务与标的公司相近的情况，是否可能导致同业竞争。如是，请根据《上市公司监管指引第4号》，进一步明确同业竞争的解决方式、期限等，充分保障上市公司及中小股东利益。

答复：

（一）相关情况说明

1、标的公司各项业务盈利模式，收入及成本构成，业务发展趋势、进入壁垒、市场竞争情况。

（1）标的公司各项业务盈利模式

调峰调频公司主要盈利来源于其抽水蓄能业务、调峰水电业务以及电网侧独立储能业务。

1) 抽水蓄能业务

抽水蓄能电站与电网公司签署电能转换及调峰服务协议，向电网公司提供调峰调频服务，一般按照省级以上发改委批复的电价，收取相应费用作为收入，扣

除生产经营各项成本费用后获得利润，成本费用主要为前期投资建设电站形成的固定资产折旧、运维费用及财务费用。

报告期内，调峰调频公司下属的抽水蓄能电站执行的电价政策包括两部制和单一容量制两种。其中，两部制电价机制是按照电站的容量及上网的发电量分别计付电费的电价模式，是为容量电价和电量电价，由政府核定价格后执行。容量电价主要体现在抽水蓄能电站提供备用、调频、调相、储能和黑启动等辅助服务价值，按照弥补抽水蓄能固定成本及准许收益的原则核定；电量电价主要体现在抽水蓄能电站抽发电损耗等变动成本，上网电价按燃煤发电基准价执行，抽水电价按燃煤发电基准价的 75% 执行。单一容量制是我国抽水蓄能行业发展初期使用较多的机制，目前仍有部分电站使用，单一容量制下，仅核定抽水蓄能电站的容量电价，由国家价格主管部门按照补偿固定成本和合理收益的原则核定，不确认电量电价部分。

标的公司下属 5 家在运抽水蓄能电站定价模式如下表所示：

电站	业务类型	定价模式
广州抽水蓄能电站（以下简称“广蓄电站”）一期	抽水蓄能	协商定价，单一容量电价模式
广蓄电站二期	抽水蓄能	政府核定，单一容量电价模式
惠州抽水蓄能电站（以下简称“惠蓄电站”）	抽水蓄能	政府核定，单一容量电价模式
清远抽水蓄能电站（以下简称“清蓄电站”）	抽水蓄能	政府核定，两部制电价模式
深圳抽水蓄能电站（以下简称“深蓄电站”）	抽水蓄能	政府核定，两部制电价模式
海南琼中抽水蓄能电站（以下简称“海蓄电站”）	抽水蓄能	政府核定，两部制电价模式

2) 调峰水电业务

调峰水电业务主要利用天然水能资源进行电力生产，与电网公司、超高压公司签署购售电合同，按照省级以上发改委批复的上网电价，将水电站发出的电力销售给电网公司、超高压公司，根据单位电量价格与售电量计算电力销售收入，扣除生产经营各项成本费用后获得利润。作为坐拥流域天然水能资源的水电站，在提供常规水电业务的同时，调峰水电为电网公司提供调峰调频辅助服务，辅助

业务按照国家能源局南方监管局发布的《南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则（2020版）》《南方区域发电厂并网运行管理实施细则（2020版）》《南方区域调频辅助服务市场交易规则（试行）》计算总结算费用，最终定价以电力监管机构发文确定的金额为准。

标的公司下属 2 家在运调峰水电站定价模式如下表所示：

电站名称	业务类型	定价模式
天生桥二级水电站	调峰水电	政府核定上网电价，根据上网电量结算，参与辅助服务考核
鲁布革水电站	调峰水电	政府核定上网电价，根据上网电量结算，参与辅助服务考核

3) 电网侧独立储能业务

报告期内，调峰调频公司的电网侧独立储能业务开展主体与电网公司签署电能转换及调峰服务协议，为其提供快速备用、区域控制、日常存储和孤岛运行等辅助服务，按照经有权政府部门备案的价格收取容量电费，扣除发电及生产经营各项成本费用后获取利润。

标的公司下属 1 家在运电网侧独立储能站定价模式如下表所示：

电站名称	业务类型	定价模式
深圳宝清电池储能站	电网侧独立储能	单一容量电费

(2) 营业收入及营业成本构成

2019 年、2020 年及 2021 年 1-6 月，标的公司分业务营业收入的构成情况如下：

单位：万元

项目	2021 年 1-6 月		2020 年度		2019 年度	
	收入金额	占比	收入金额	占比	收入金额	占比
主营业务 ¹	309,534.77	99.30%	524,241.74	98.93%	480,065.48	99.21%
抽水蓄能	151,430.12	48.58%	324,500.20	61.23%	315,265.14	65.15%
调峰水电	70,624.63	22.66%	130,527.15	24.63%	161,482.61	33.37%

项目	2021年1-6月		2020年度		2019年度	
	收入金额	占比	收入金额	占比	收入金额	占比
气电 ²	86,387.09	27.71%	67,028.56	12.65%	1,466.95	0.30%
电网侧独立储能	1,092.92	0.35%	2,185.84	0.41%	1,850.79	0.38%
其他业务	2,174.83	0.70%	5,688.50	1.07%	3,811.58	0.79%
合计	311,709.60	100.00%	529,930.24	100.00%	483,877.06	100.00%

注 1：以上财务数据未经审计；

注 2：气电为此次交易完成前标的公司拟剥离业务。

2019年、2020年及2021年1-6月，标的公司分业务营业成本的构成情况如下：

单位：万元

项目	2021年1-6月		2020年度		2019年度	
	成本金额	占比	成本金额	占比	成本金额	占比
主营业务¹	172,768.65	98.86%	275,846.56	98.68%	225,228.70	98.25%
抽水蓄能	71,300.95	40.80%	151,327.35	54.13%	151,898.55	66.26%
调峰水电	27,646.08	15.82%	64,925.70	23.23%	68,703.75	29.97%
气电 ²	73,049.69	41.80%	57,811.63	20.68%	2,952.10	1.29%
电网侧独立储能	771.94	0.44%	1,781.88	0.64%	1,674.30	0.73%
其他业务	1,999.29	1.14%	3,699.67	1.32%	4,007.92	1.75%
合计	174,767.94	100.00%	279,546.23	100.00%	229,236.62	100.00%

注 1：以上财务数据未经审计；

注 2：气电为此次交易完成前标的公司拟剥离业务。

2019年、2020年及2021年1-6月，标的公司营业成本的构成情况如下：

单位：万元

项目	2021年1-6月		2020年度		2019年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
置入资产 ¹						
折旧摊销	61,073.35	60.04%	118,934.39	53.64%	122,856.88	54.29%
职工薪酬	20,489.60	20.14%	49,649.42	22.39%	50,954.73	22.52%
水资源利用费	5,295.33	5.21%	12,113.35	5.46%	14,152.66	6.25%
维护费用	4,687.58	4.61%	10,573.59	4.77%	11,810.96	5.22%
保险费	3,225.01	3.17%	3,326.94	1.50%	3,351.92	1.48%
修理费	1,066.04	1.05%	13,921.40	6.28%	12,969.41	5.73%
其他	5,881.33	5.78%	13,215.51	5.96%	10,187.96	4.50%
小计	101,718.25	100.00%	221,734.60	100.00%	226,284.52	100.00%
气电业务 ²	73,049.69	/	57,811.63	/	2,952.10	/
合计	174,767.94	/	279,546.23	/	229,236.62	/

注 1：以上财务数据未经审计；

注 2：气电为此次交易完成前标的公司拟剥离业务。

(3) 业务发展趋势

1) 抽水蓄能行业发展趋势

加快能源绿色低碳转型、构建以新能源为主体的新型电力系统，需要大力发展抽水蓄能电站。2020年12月12日，习近平总书记在气候雄心峰会上宣布：到2030年中国风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上。风电、太阳能等新能源由于随机性、波动性、间歇性等特点，大力发展需要建设大量储能等灵活性资源作为支撑，通过储能系统保持电压频率稳定、提供可靠备用电源、增强系统并网运行的可靠性和灵活性、提高风电和光伏发电的利用率。抽水蓄能在世界各国储能应用均较为广泛，在我国，抽水蓄能占当前储能市场总装机量比例达90%。国家发改委、能源局于2021年8月发布《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》，鼓励多渠道增加包括抽水蓄能电站在内的调峰资源，随着风电、光伏的大规模发展，抽水蓄能的需求将进一步提升。2021年9月，国家能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》，

提出到 2025 年抽水蓄能投产总规模 6,200 万千瓦以上；到 2030 年，投产总规模 1.2 亿千瓦左右。

2021 年 5 月发改委印发《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633 号，以下简称“633 号文”），明确了两部制电价的机制，并对容量电价的核定办法、电量电价的形成机制进一步完善。稳定的回报机制、清晰的成本疏导路径，有望吸引更多市场化主体参与抽水蓄能电站开发投资。

2) 调峰水电行业发展趋势

从水电行业整体发展趋势看，我国水电行业正在经历从量变到质变的转变，作为最为成熟的清洁能源，水电将在实现“双碳”目标的路径上发挥重要作用。按照国家层面的水电规划，我国水电发展已接近成熟，水电行业在规模方面的拓展已近上限。因此，未来将以技术进步作为行业拓展、驱动经济效益提升的主要手段，是水电行业主要发展方向。根据中电联数据，我国的经济可开发水力资源约 4.02 亿千瓦，截至 2020 年底已开发约 3.70 亿千瓦，水电资源开发已接近上限，因此提高发电量、成为有效保障电力系统稳定运行的支撑力量将是未来存量水电站的重要发展方向和在能源系统中发挥的主要作用。因此，水力发电技术未来将持续升级，常规水电站通过技术升级更好地发挥保障电力系统稳定、可靠运行的作用，提高原有设备自动化水平增强发电机组的灵活性和调节能力，有利于最大限度提升其经济效益。

常规水电蓄能改造具有一定成本优势，或将成为未来解决调峰难题重要手段。我国水能资源丰富，已开发的梯级水电站众多，常规水电站的抽蓄改造作用明显，在冬季枯水期水电站发电不稳定的情况下其作用尤为显著。梯级水电站通过储能泵站或可逆式机组等扩机方式，在梯级水库之间建立循环水力联系，从低梯级抽水储能，用高梯级发电，为电力系统提供基础电量或容量增量，建设形成储能工厂，是未来存量水电站建设趋势之一。

3) 电网侧独立储能行业发展趋势

新型电力系统构建加速，调峰调频需求持续增大，电网侧独立储能市场空间较广。到 2030 年，我国风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上。新

能源发电出力具有随机性、波动性、间歇性，随着高比例、大规模的新能源接入电力系统，电网调节难度加大。电化学储能具有受地理位置限制小、建设周期短、占用空间小、配置灵活等特点，在转化效率和响应速度等方面均具有优势。电网侧储能可有效平抑新能源波动，参与电力系统调峰调频，增强电网的稳定性，因此有较为广阔的市场空间。

安全性和耐久性将成大规模电网侧独立储能运营的关键。电化学储能安全性问题持续受到市场和主管部门的关注。2021年8月，国家发改委、能源局组织起草《电化学储能电站安全管理暂行办法（征求意见稿）》，首次对储能电站安全管理做出规定，提出多项针对储能特点的新制度设计，旨在提升储能电站安全管理工作的规范化、科学化水平，促进储能行业健康发展。储能电站的寿命和耐久性直接决定了运营周期和整体发电总量，对储能电站运营的经济性和可靠性至关重要。因此，安全性、耐久性成为大规模电网侧独立储能运营的关键。

（4）进入壁垒

1) 抽水蓄能行业进入壁垒

A.政策壁垒

我国抽水蓄能电站建设必须符合国家能源发展战略，符合电源点和电网的规划要求，并经过国家相关部门的审批。抽蓄电站项目的立项、开工和投产必须经有关部门按审批程序严格审批或验收，从而构成较高的政策壁垒。

B.资金壁垒

抽水蓄能行业为资金密集型行业。一方面，抽水蓄能电站相关固定资产投资数额较大，构建周期较长；另一方面，为保证设施运行的安全稳定、满足相关环保要求等，投运后企业仍需持续进行必要的资本支出，以不断提升技术水平、维持抽水蓄能电站正常运行。对行业参与者的资本规模要求较高，须有雄厚的资金实力支持。

C.技术及人才壁垒

电力传输具有瞬时性，为随时满足电网的调峰调频需求，在关键时刻起到事故备用、黑启动的功能，抽水蓄能电站需保持良好的运行状态和快速的响应速度。

在实践中，项目投资规划、工程建设、调峰调频支持、运营维护以及机组的技改、大修等环节均需要具备较高的技术水平和丰富的经验积累，需要有经验丰富、水平高超、结构稳定的人才队伍，从而构成新进入者较高的技术及人才壁垒。

D.管理壁垒

抽水蓄能电站项目对规划选点、工程建设、流程把控、运维效率、风险防范、安全生产等综合管理能力要求较高。因此，拥有成熟的管理经验与先进的管理水平是进入该行业的重要条件。新进入者由于管理经验积累不足，预计难以高效运营电站、合理规避风险、应对突发状况，即构成了行业的管理壁垒。

2) 调峰水电行业进入壁垒

A.政策壁垒

我国水电行业属于重要的基础能源供应业，我国政府对水电项目的投资建设采取核准制。国家对水力电力行业进行严格监管，水力发电项目必须符合国家和总体规划，水力发电项目的开发建设需要有权部门的核准。在申请项目核准前，需要完成大量前期工作，包括设计电站建造方案、制定征地移民处置方案、评估环境影响等，因此水电行业有着一定的行政准入壁垒。

B.资金壁垒

水电行业具有初始投资金额大、回报周期长的特性，属于高资金壁垒行业。土地开垦、大坝建设、库区建设、电厂建设、设备投资及调试、征地移民费用等方面均需大额资金投入，对企业的资金实力也提出较高要求。近年来，受征地移民补偿标准调整、水电可开发资源减少等因素影响，水电单位造价提高，导致行业资金壁垒进一步提升。

C.技术壁垒

水电行业涉及水文、地质、机电及金属结构、环境保护和水土保持、运行维护等多个领域，对于技术和工艺有较高的要求。水电站建设方面，有安全性、经济性、环保性等要求；运行管理方面，有发电稳定性、经济效益最大化等要求。上述各点对水电开发商的技术基础及管理水平提出较高的要求，致使水电行业存在高技术壁垒。

3) 电网侧独立储能行业进入壁垒

A.技术壁垒

电网侧独立储能具有以电化学为核心、多学科交叉的特点，其设计、建设、运维、管理均需要专业技术支撑，属于技术密集型行业，需要企业进行大量的研发投入。电网的安全运行对储能电站的响应速度、安全性、耐久性等均提出较高要求，广泛涉及电池管理技术、自动控制技术、电力电子技术和通信技术等，具有较高的技术壁垒。

B.人才壁垒

电网侧独立储能是技术密集型行业，因此对专业人才要求较高，需要跨专业、多学科的技术型人才和高素质、有经验的管理型人才，在储能电站的设计、建造、运维、管理等全方面进行综合性高效整合。近几年，我国电网侧独立储能电站装机容量呈现较快增长，对专业储能人才的需求也持续加大，掌握电化学储能技术并具有电网侧储能工程设计实践经验的复合型人才稀缺，构成了进入本行业的人才壁垒。

C.产品准入壁垒

储能的安全性问题，作为行业发展的底线，持续受到市场和主管部门关注。随着行业标准和规范要求的逐步制定、推行，电化学储能行业的进入壁垒进一步提高。2020年1月，国家能源局发布《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》（发改能源〔2017〕1701号），要求加强储能标准化建设工作，发挥标准的规范和引领作用，促进储能产业高质量发展。2021年8月24日，国家发改委、能源局发布《电化学储能电站安全管理暂行办法（征求意见稿）》，在项目准入、产品制造与质量、并网及调度、运行维护及退役等环节做出规定。相关法律法规旨在推进我国储能产业的健康有序发展，在一定程度上也提高了电网侧储能行业进入壁垒。

D.规模壁垒

电网侧储能呈规模化、大型化趋势，电网侧储能电站装机容量普遍较大。大规模的电池储能装置响应时间可达毫秒级，为电网安全运行提供快速功率支撑，

因此符合新能源大规模并网背景下电网公司的调峰调频需求，目前电网侧独立储能电站主要在十兆瓦级别及以上。储能电站规模较大有利于降低后期运维成本，形成一定规模优势，实现经济效益。因此，行业总体呈现储能电站大型化趋势，从而形成规模壁垒。

（5）竞争情况

1) 抽水蓄能行业竞争格局

我国已投运的抽水蓄能电站，由国家电网公司下属的国网新源控股有限公司（以下简称“国网新源”）和南方电网公司下属的调峰调频公司占据主要份额。国网新源主要负责开发建设和经营管理国家电网公司经营区域内的抽水蓄能电站和常规水电站。截至 2021 年 3 月末，国网新源控股装机容量 2,087 万千瓦。截至 2021 年 6 月末，调峰调频公司在南方五省区运营的抽水蓄能电站在运装机容量合计 788 万千瓦，在建装机容量合计 240 万千瓦。除上述公司外，内蒙古电力（集团）有限责任公司以及江苏、浙江等地的部分企业也运营少量抽水蓄能电站。

随着抽水蓄能相关政策的进一步清晰，更多市场主体参与抽水蓄能市场，因此在建的抽水蓄能电站的投资主体呈现多元化趋势。

2) 调峰水电行业竞争格局

我国水力发电行业以国有企业为主。依据水电装机容量份额，央企优势明显，截至 2020 年年末，中国长江三峡集团有限公司（以下简称“三峡集团”）、中国华能集团有限公司（以下简称“华能集团”）、中国华电集团有限公司（以下简称“华电集团”）、中国大唐集团有限公司（以下简称“大唐集团”）、国家电力投资集团有限公司（以下简称“国家电投”）、国家能源投资集团有限责任公司（以下简称“国家能源集团”）、国家开发投资集团有限公司（以下简称“国投集团”）水电装机规模分别为 56.70GW、27.56GW、27.41GW、27.09GW、24.01GW、18.61GW、16.77GW。截至 2020 年年末，我国水电装机规模达 370.16GW，上述各集团水电装机规模合计占全国水电装机规模达为 53.53%。调峰调频公司运营 2 座装机容量合计 192 万千瓦的可发挥调峰调频功能的水电站。

水电行业主要上市公司如下：

A.中国长江电力股份有限公司（以下简称“长江电力”）

长江电力为三峡集团下属水电上市公司，主要从事水力发电业务，运营管理或受托管理三峡电站、葛洲坝电站、溪洛渡电站、向家坝电站等长江流域梯级电站，是国内最大的电力上市公司之一。截至 2021 年 6 月，长江电力总装机容量达 4,559.5 万千瓦（未含受托管理的乌东德电站），其中国内水电装机 4,549.5 万千瓦；2021 年上半年，长江电力水电发电量 713.32 亿千瓦时。

B.华能澜沧江水电股份有限公司（以下简称“华能水电”）

华能水电为华能集团下属水电上市公司，主营业务为水力发电项目的开发、建设、运营与管理，是云南省内装机规模和发电量最大的发电企业和澜沧江—湄公河次区域最大的水力发电公司。华能水电已投产、在建及前期水电业务主要分布在澜沧江流域，截至 2021 年 6 月，华能水电全部已投产装机容量达 2,318.38 万千瓦；2021 年上半年，华能水电的水电业务发电量 453.14 亿千瓦时。

C.国投电力控股股份有限公司（以下简称“国投电力”）

国投电力为国投集团下属水电上市公司，主营业务是水电、火电、光伏、风光互补项目的建设和运营，是国内第三大水电装机规模的上市公司。国投电力已投产、在建及前期水电业务主要分布在四川、云南、甘肃等地区。截至 2021 年 6 月，国投电力水电控股装机达 1,677 万千瓦；2021 年上半年，国投电力水电发电量 342.03 亿千瓦时。

D.广西桂冠电力股份有限公司（以下简称“桂冠电力”）

桂冠电力为大唐集团下属水电上市公司，主营业务为开发建设和管理水电站、火电厂和输变电工程，是广西“西电东送”和红水河流域开发的龙头企业。桂冠电力已投产、在建及前期水电业务分布在广西、四川、贵州、湖北、云南等省区不同流域内。截至 2021 年 6 月，桂冠电力水电装机规模达 1,022.76 万千瓦；2021 年上半年，桂冠电力水电发电量 161.12 亿千瓦时。

E.贵州黔源电力股份有限公司（以下简称“黔源电力”）

黔源电力是华电集团下属水电上市公司，主营业务为投资、开发、经营水电站及其电力工程。黔源电力已投产、在建及前期水电业务主要分布贵州省北盘江、

芙蓉江等流域。截至 2021 年 6 月，黔源电力水电装机规模达 323.05 万千瓦；2021 年上半年，黔源电力水电发电量 33.51 亿千瓦时。

3) 电网侧独立储能竞争格局

目前，电网侧储能的应用场景较为单一，储能电站主要参与电网侧调峰调频市场，提供调频、调峰填谷服务并获得收入。商业模式方面，目前电网侧独立储能项目基本采取租赁的模式，即业主投资、建设储能电站后，由电网公司支付租赁费用以实现容量租赁，并由业主方持续运维和管理。

调峰调频公司在深圳运营 10MW 电网侧独立储能项目。此外，平高集团有限公司（以下简称“平高集团”）、国网综合能源服务集团有限公司（以下简称“国网综能”）也开展相关业务。

A. 平高集团

平高集团的定位为电力装备制造和系统集成商，主营业务为电力装备研发制造和能源系统综合解决方案。平高集团已建立约 35 座储能电站，储能电站客户覆盖发电侧、电网侧、用户侧，电站主要分布在江苏、河南、西藏等地。平高集团建成的河南电网 100MW 电池储能示范工程，为国内首个电网侧分布式百兆瓦级电池储能项目。

B. 国网综能

国网综能为国家电网全资子公司，为综合能源服务龙头企业，当前主营业务包括清洁能源综合开发利用、节能服务、电能替代、国际能源开发四大板块，积极布局储能产业、虚拟电厂、消费侧微电网等新兴业务。国网综能与宁德时代新能源科技股份有限公司战略合作，合资设立新疆国网时代储能发展有限公司、国网时代（福建）储能发展有限公司，参与储能项目的投资、建设和运营。此外，国网综能还与光伏组件企业、工程企业等合作，开拓源网侧储能市场。国网综能已投运储能电站规模超 250MW，储能电站主要分布在湖南、江苏、福建、新疆等地。

2、标的公司固定资产构建的周期，未来是否需要大规模资金投入，是否会

对公司造成较大的财务负担，并进行必要的风险提示。

(1) 标的公司固定资产构建的周期

抽水蓄能电站、调峰水电站均属于建设周期长、投入资金大的资本密集型行业，标的公司目前所有在运抽水蓄能电站、调峰水电站及电网侧独立储能电站的构建周期情况如下：

序号	在运电站名称	电站类型	主体工程 开工建设时间	投产时间 (多台机组逐步投产)
1	清蓄电站	抽蓄电站	2010年6月	2015年11月-2016年8月
2	深蓄电站	抽蓄电站	2012年10月	2017年11月-2018年9月
3	海蓄电站	抽蓄电站	2014年4月	2017年12月-2018年6月
4	广蓄电站	抽蓄电站	一期:1989年5月 二期:1994年9月	一期:1993年6月-1994年3月 二期:1998年4月-2000年3月
5	惠蓄电站	抽蓄电站	2004年10月	2009年5月-2011年5月
6	天生桥二级电站	调峰水电站	1983年9月	1号机:1993年1月 2号机:1993年9月 3号机:1994年8月 4号机:1995年5月 5号机:2000年11月 6号机:2000年12月
7	鲁布革水电站	调峰水电站	1982年11月	1号机:1988年12月 2号机:1989年9月 3号机:1990年5月 4号机:1991年7月
8	深圳宝清电池储能站	电网侧独立储能电站	2010年9月	一期:2011年9月 二期:2014年10月 三期:2019年12月

由上表可见，标的公司在运抽蓄电站构建周期为5年左右，调峰水电站构建周期约为6年-10年，电网侧独立储能电站构建周期较短在1年左右。

(2) 未来是否需要大规模资金投入、是否会对公司造成较大的财务负担

目前标的公司在建梅州抽水蓄能电站一期、阳江抽水蓄能电站一期两座合计装机240万千瓦的抽水蓄能电站，以满足广东电网调峰需求。同时，正在推进广东肇庆、惠州中洞以及广西南宁等3座合计装机360万千瓦的抽水蓄能项目前期

工作和后续工程建设，力争到 2025 年实现新增投产抽水蓄能装机 600 万千瓦的发展目标。

按照 5,000 元-7,000 元千瓦造价进行估算，十四五期间标的公司固定资产投资规模约为 300 亿元-420 亿元，预计其中 20%-30%采用自有资本金，其余采取债务融资。一方面，标的公司将通过本次交易募集配套资金缓解公司的财务负担，另一方面，标的公司在建设期内的项目资金投入为逐步分批投入，标的公司将积极利用各项融资渠道合理安排资金投入，严格控制财务风险，同时，在建的梅州抽水蓄能电站、阳江抽水蓄能电站建成投产后将为标的公司带来稳定盈利，缓解十四五期间的资金压力。因此，未来十四五期间标的公司需要大规模资金投入，但预计不会对标的公司造成较大的财务负担。

(3) 风险提示

标的公司所经营的抽水蓄能行业是资金密集型行业，具有投资金额较大、建设周期较长的特点，随着标的公司在运电站规模和投资规模的不断扩大，对资金的需求也相应增加。按照发展目标和战略规划，未来几年，标的公司将维持较大投资规模，并合理利用债务融资渠道，通过举债获得发展和建设所需资金。因此，存在未来因标的公司的债务融资导致其资产负债结构发生较大变化，进而使其面临较大还本付息压力和现金流出压力的财务风险。标的公司将根据项目规划和经营状况稳步进行项目建设和投资，在建设期内按照项目实施进度分批投入资金，严格控制财务风险。

3、主要供应商及客户情况，包括名称、与标的公司关联关系、业务内容、交易价格、近年交易金额及占比、预付应收款项余额情况等，进一步说明是否存在重要客户依赖，以及关联交易定价不公允的情形。

(1) 主要供应商及客户情况

1) 前五大供应商情况

2019年、2020年及2021年1-6月，标的公司前五大供应商均非关联方，其构成情况如下：

单位：万元

序号	名称	关联关系	内容	定价依据	金额	占比	预付供应商款项 ¹
2021年1-6月							
1	中海石油气电集团有限责任公司	非关联方	气电燃料采购 ²	协商定价	63,698.75	26.50%	-
2	中国水利水电第八工程局有限公司	非关联方	电站项目土建工程、设备安装工程施工	招投标定价	28,986.28	12.06%	1,667.69
3	广东水电二局股份有限公司	非关联方	电站项目土建工程施工等	招投标定价	21,282.94	8.85%	201.19
4	中国水利水电第十四工程局有限公司	非关联方	电站项目土建工程、设备安装工程等	招投标定价	19,432.28	8.08%	2,554.19
5	中国水利水电第七工程局有限公司	非关联方	电站项目土建工程、设备安装工程等	招投标定价	15,157.35	6.31%	-
合计					148,557.60	61.80%	4,423.07
2020年度							
1	中海石油气电集团有限责任公司	非关联方	气电燃料采购 ²	协商定价	46,141.31	13.32%	-
2	中国水利水电第十四工程局有限公司	非关联方	电站项目土建工程施工、机电安装工程施工等	招投标定价	29,744.86	8.59%	4,909.18

序号	名称	关联关系	内容	定价依据	金额	占比	预付供应商款项 ¹
3	中国水利水电第八工程局有限公司	非关联方	电站项目土建工程施工、设备安装工程施工等、砂石加工系统工程的建设等	招投标准价	27,376.37	7.90%	4,512.89
4	中国水利水电第十六工程局有限公司	非关联方	电站项目土建工程施工等	招投标准价	21,012.83	6.07%	626.87
5	中国水利水电第七工程局有限公司	非关联方	电站项目土建工程施工、设备安装工程	招投标准价	16,866.40	4.87%	315.12
合计					141,141.77	40.75%	10,364.06
2019 年度							
1	中国能源建设集团广东火电工程有限公司	非关联方	电站项目主体建筑、安装工程施工等	招投标准价	26,323.81	9.55%	468.82
2	中国水利水电第十四工程局有限公司	非关联方	电站项目土建工程施工及设备安装工程施工等	招投标准价	24,888.93	9.03%	5,716.41
3	中国水利水电第八工程局有限公司	非关联方	电站项目土建工程施工等	招投标准价	23,195.53	8.41%	5,002.90
4	中国水利水电第七工程局有限公司	非关联方	电站项目土建工程施工等	招投标准价	14,545.97	5.28%	1,801.63
5	中国水利水电第十六工程局有限公司	非关联方	电站项目土建工程施工等	招投标准价	11,009.31	3.99%	3,500.00
合计					99,963.55	36.25%	16,489.76

注 1：期末预付供应商款项余额包括期末预付款项、重分类为在建工程及其他非流动资产的预付工程款及采购款。

注 2：气电燃料采购来源于气电业务，该等业务拟在重组实施之前剥离。

2) 前五大客户情况

2019 年、2020 年及 2021 年 1-6 月，标的公司前五大客户的构成情况如下：

单位：万元

序号	名称	关联关系	内容	价格/定价机制	金额	占比	应收账款余额
2021 年 1-6 月							
1	广东电网有限责任公司	关联方	抽水蓄能	政府核定（注 1）、协商定价（注 4）	123,077.60	39.48%	298.26
2	海南电网有限责任公司	关联方	抽水蓄能、气电	政府核定（注 1、2）	105,852.82	33.96%	26,525.28
3	中国南方电网有限责任公司超高压输电公司	关联方	调峰水电	政府核定，平均单价 0.20 元/度	59,981.41	19.24%	9,963.64
4	云南电网有限责任公司	关联方	调峰水电	政府核定，平均单价 0.20 元/度	10,643.23	3.41%	2,624.54
5	香港抽水蓄能发展有限公司	非关联方	抽水蓄能	协商定价（注 3）	5,854.24	1.88%	4,175.01
合计					305,409.30	97.98%	43,586.73
2020 年度							
1	广东电网有限责任公司	关联方	抽水蓄能	政府核定（注 1）、协商定价（注 4）	273,403.12	51.59%	29,017.46
2	海南电网有限责任公司	关联方	抽水蓄能、气电	政府核定（注 1、2）	98,412.82	18.57%	9,883.70
3	中国南方电网有限责任公司超高压输电公司	关联方	调峰水电	政府核定，平均单价 0.19 元/度	95,917.82	18.10%	1,705.47
4	云南电网有限责任公司	关联方	调峰水电	政府核定，平均单价 0.17 元/度	34,571.29	6.52%	-
5	香港抽水蓄能发展有限公司	非关联方	抽水蓄能	协商定价（注 3）	13,164.95	2.48%	-

序号	名称	关联关系	内容	价格/定价机制	金额	占比	应收账款余额
合计					515,469.99	97.27%	40,606.63
2019 年度							
1	广东电网有限责任公司	关联方	抽水蓄能	政府核定（注1）、协商定价（注4）	272,200.00	56.25%	29,229.79
2	中国南方电网有限责任公司超高压输电公司	关联方	调峰水电	政府核定，平均单价 0.19 元/度	124,561.27	25.74%	958.75
3	云南电网有限责任公司	关联方	调峰水电	政府核定，平均单价 0.17 元/度	36,891.96	7.62%	-
4	海南电网有限责任公司	关联方	抽水蓄能、气电	政府核定（注1、2）	23,423.37	4.84%	31.99
5	香港抽水蓄能发展有限公司	非关联方	抽水蓄能	协商定价（注3）	14,554.41	3.01%	-
合计					471,631.02	97.47%	30,220.53

注 1：抽水蓄能业务的收入定价分为容量电费和电量电费。容量电费为全年固定金额；电量电费则等于：燃煤发电基准价×上网电量-燃煤发电基准价×0.75×抽水电量。

注 2：气电业务将在重组过户之前从标的公司剥离，置入资产范围不包括气电业务。

注 3：定价包括：固定费用 1 亿港元/年、运行服务费、以及非经常性支出及资本开支补偿。

注 4：报告期内来自广东电网有限责任公司的收入包括协商定价部分，为标的公司与广东电网有限责任公司、广东核电投资有限公司就广州抽水蓄能电站一期运营服务签署的三方合作协议。

注 5：上述价格为不含税交易均价。

（2）标的公司对重要客户的依赖情况

2019年-2021年6月，标的公司前五大客户的销售占比分别为97.47%、97.27%和97.98%，其中关联销售占比分别为94.46%、94.79%与96.10%，主要客户占比均在90%以上，存在对重要客户的依赖。标的公司客户集中度较高，该种现象与我国电力行业运行体制相关，具有行业合理性。此外，标的公司主营抽水蓄能、

调峰水电和电网侧独立储能业务，对电力系统长期平稳运行起着至关重要的作用，双方的合作以标的公司较强的核心竞争力为基础，合作关系长期稳定。标的公司不存在单方面依赖重要客户的情形，在客户稳定性与业务持续性方面没有重大风险。具体分析如下：

1) 受我国电力行业运营体制的影响，标的公司客户集中度较高

报告期内，标的公司主要为广东、云南、海南等项目当地的电网企业提供抽水蓄能、调峰水电和电网侧独立储能等服务。根据《国务院关于印发电力体制改革方案的通知》（国发〔2002〕5号）等相关文件规定，包括广东、云南、海南在内的南方五省区电网统一由南方电网公司负责运营，各省范围内的电网运营具体由南方电网公司下属各省电网公司负责。在上述电网行业运营体制之下，南方电网公司及其下属广东电网有限责任公司、云南电网有限责任公司、海南电网有限责任公司分别作为标的公司经营区域内唯一电网运营商，同时也是区域内的电网侧储能企业或发电企业最主要的结算对手方。因此，标的公司客户集中度较高，具有行业合理性。

2) 标的公司自身的核心竞争力是其与重要客户开展合作的基础

发电和用电具有瞬时性，而且电力本身较难储存。电力的供需结构处于不断变化中，且存在区域分布不均衡、发电高峰时段与用电高峰时段不重合、日内波动难以预测等因素。以抽水蓄能为代表的储能业务可以实现电能的有效储存，是解决电能供需匹配问题的关键手段。

抽水蓄能电站具有调峰、填谷、调频、调相、储能、事故备用和黑启动等多种功能，可以快速稳定系统频率及系统电压，对于保障电网运营安全、提升电力系统性能具有重要作用。未来，随着新能源发电并网加速，以风光为主的新型电力系统的波动性和随机性问题逐渐凸显，以抽水蓄能为代表的储能业务将愈加重要。

标的公司是全国范围内主要的抽水蓄能企业，是南方五省区装机容量最大的抽水蓄能企业。自 1993 年广州抽水蓄能电站首台机组投运以来，标的公司下属的各电站经营抽水蓄能业务有较长的历史，已积累了非常丰富的电站管理和运营经验。标的公司优秀的电站经营能力是其与电网公司建立持续合作关系的基础。

3) 标的公司与重要客户的合作关系稳定且可持续

标的公司的主要客户是南方电网公司的下属电网企业，报告期内向其销售占比超过 90%。南方电网公司是国有重点骨干企业，作为我国两大主要电网公司之一，为广东、广西、云南、贵州和海南五省区提供电力供应服务保障。南方电网公司自身的经营状况是稳定的，不存在重大不确定性。标的公司自成立以来即与南方电网公司下属企业建立合作，双方具有较长的合作历史。标的公司凭借其突出的核心竞争力与主要客户建立了稳固的业务关系，不存在对主要客户的单方面依赖。因此，标的公司与主要客户的合作是稳定且可持续的。

4) 补充进行风险提示

上市公司补充披露如下风险提示：

报告期内，标的公司前五大客户的销售占比分别为 97.47%、97.27%和 97.98%，其中关联销售占比分别为 94.46%、94.79%与 96.10%，主要客户占比均在 90%以上，对重要客户存在依赖。该种现象与我国电力行业运行体制相关，具有行业合理性。标的公司与重要客户的合作以自身较强的核心竞争力为基础，不存在单方面依赖重要客户的情形。标的公司与重要客户之间已有较长的合作历史，在客户稳定性与业务持续性方面没有重大风险。由于标的公司报告期内客户集中度较高，如果未来标的公司不能与重要客户继续保持稳定的合作关系，则标的公司的经营活动可能会产生不利影响。

综上，报告期内标的公司的客户集中度较高符合电力行业的普遍情况，具有合理性。标的公司从事的业务对电网的长期平稳运行十分关键，其与电网公司的合作建立在标的公司自身优秀的电站运营能力和丰富的电站管理经验之上，标的

公司对重要客户不构成单方面依赖。标的公司与主要客户已经建立了长期稳定的合作关系，在客户稳定性与业务持续性方面没有重大风险。因此，尽管标的公司客户集中度较高，对重要客户存在依赖，但是该等依赖将不会构成对标的公司业务的重大的不利影响。

(3) 标的公司的关联交易定价公允

报告期内，标的公司与主要客户、供应商的关联交易主要包括提供抽水蓄能和调峰水电业务，气电业务将在本次重组实施前剥离标的公司。上述关联交易定价公允。具体分析如下：

1) 抽水蓄能业务

抽水蓄能业务现行的定价模式分为两类，分别为两部制、单一容量制。两部制下，电站的收费模式包括容量电费和电量电费；单一容量制下，电站收费模式为容量电费。目前在运营抽水蓄能电站的收费模式如下：

电站		收费模式
广蓄电站	一期	协商确定的容量电费
	二期	容量电费
惠蓄电站		容量电费
清蓄电站		容量电费、电量电费
深蓄电站		容量电费、电量电费
海蓄电站		容量电费、电量电费

报告期内，标的公司的抽水蓄能业务中的容量电费占比超过 95%，容量电费是抽水蓄能最主要的收费模式。容量电费和电量电费的制定均具有公允性，具体如下：

A. 容量电费的定价模式

根据 2014 年国家发改委下发的《关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关问题的通知》（发改价格〔2014〕1763 号，以下简称“1763 号文”），容量电价主

要体现抽水蓄能电站提供备用、调频、调相和黑启动等辅助服务价值，按照弥补抽水蓄能电站固定成本及准许收益的原则核定。

实际操作中，除广蓄电站一期之外，标的公司下属其他抽水蓄能电站的容量电费均经当地省级发改委或国家发改委核定。政府部门综合考虑工程总投资、还贷期限和贷款利率、修理费和准许收益等因素之后，明确各抽水蓄能电站每年固定的容量电费，各地电网公司据此与电站进行结算。

广蓄电站一期的收入来源包括两部分，分别是：向香港抽水蓄能发展有限公司（“港蓄发”）提供抽水蓄能服务的收入，以及向广东核电投资有限公司（“广核投”）和广东电网有限责任公司（“广东电网”）提供抽水蓄能服务的收入。其中，与港蓄发的交易属于非关联交易，交易对价及支付方式由双方协商确定。

广蓄电站与广核投、广东电网的合作收入，合同将其约定为“电能加工服务费”，亦属于容量电费。广蓄电站通过其提供抽水蓄能服务保证大亚湾核电机组的长期平稳运行，满足电网的调度需求。广核投、广东电网每年向广蓄电站各自支付 1,000 万美元，合共 2,000 万美元的服务费用，折算为人民币支付。

上述交易中，交易对价是三方商定后作出。根据合同约定，标的公司的主要工作内容是向广核投、广东电网提供电能加工、调频、调相、旋转备用、事故备用等服务，广核投和广东电网向标的公司支付相同金额的款项。广核投的控股股东为中国广核电力股份有限公司，并非标的公司的关联方，而广东电网与广核投均摊上述费用，因此上述关联交易的交易对价与同类业务的非关联方定价可比，符合公平公允的原则。

综上，标的公司的容量电费部分定价公允。

B. 电量电费的定价模式

标的公司下属的清蓄电站、深蓄电站、海蓄电站存在电量电费模式。根据 1763 号文，电量电价主要体现抽水蓄能电站通过抽发电量实现的调峰填谷效益。主要弥补抽水蓄能电站抽发电损耗等变动成本。电价水平按当地燃煤发电基准价执行。

电量电费的计算公式为：电量电费=燃煤发电基准价×上网电量-燃煤发电基准价×0.75×抽水电量。

电量电费的定价基准是燃煤发电基准价，各省的燃煤发电基准价按照当地省级物价部门发布的最新政策执行。因此，标的公司的电量电费定价也是依照政府部门核定，符合公平公正的原则。

2) 调峰水电业务

标的公司下属的天生桥二级水电站和鲁布革水电站从事调峰水电业务。报告期内，调峰水电业务的收入由两部分构成，一是调峰发电收入，二是根据相关政策规定对调峰服务进行考核形成的补偿（或扣减）。

调峰发电收入的计算方法是：调峰发电收入=调峰发电上网电价×调峰发电电量。报告期内天生桥二级水电站和鲁布革水电站的调峰发电上网电价全部由有权政府部门发文核定，具备公允性。此外，基于国家能源局南方监管局发布的《南方区域发电厂并网运行管理实施细则》《南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》（“两个细则”）的规定，电网公司根据国家能源局南方监管局确定的参数对调峰水电站进行考核，考核结果会对调峰发电收入的金额进行调整。上述考核的结果基于两个细则的要求计算，电网公司没有裁量空间。因此标的公司的调峰水电业务的定价公允。

综上，报告期内标的公司与主要客户的关联交易定价公允。

4、本次交易完成后，标的公司控股股东及实际控制人控制的企业中，是否存在主营业务与标的公司相近的情况，是否可能导致同业竞争。如是，请根据《上市公司监管指引第4号》，进一步明确同业竞争的解决方式、期限等，充分保障上市公司及中小股东利益。

（1）标的公司控股股东及实际控制人控制的企业情况

本次交易前，标的公司控股股东为南方电网公司，标的公司实际控制人为国

务院国资委，本次交易完成后，标的公司将成为上市公司的全资子公司，上市公司控股股东由云南电网公司变更为南方电网公司，标的公司及上市公司的实际控制人为国务院国资委。

截至本回复出具日，除标的公司以外，南方电网公司及其所控制二级子公司经营范围情况如下：

序号	公司名称	经营范围	主营业务
1	中国南方电网有限责任公司	投资、建设和经营管理南方区域电网，经营相关的输配电业务；参与投资、建设和经营相关的跨区域输变电和联网工程；从事电力购销业务，负责电力交易和调度，管理南方区域电网电力调度交易中心；根据国家有关规定，经有关部门批准，从事国内外投融资业务；经国家批准，自主开展外贸流通经营、国际合作、对外工程承包和对外劳务合作等业务；从事与电网经营和电力供应有关的科学研究、技术开发、电力生产调度信息通信、咨询服务和培训业务；经营国家批准或允许的其他业务。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	投资、建设和经营管理南方区域电网、经营相关的输配电业务；参与投资、建设和经营相关跨区域输变电和联网工程；负责电力交易和调度，管理南方电力区域电网电力调度交易中心
2	广东电网有限责任公司	投资、建设和经营管理广东电网，经营相关的输配电业务；参与投资、建设和经营相关的跨区域输变电和联网工程；从事电力购销业务，负责电力交易和调度；电力设备、电力器材的销售、调试、检测及试验；从事与电网经营和电力供应有关的科学研究、技术监督、技术开发、电力生产调度信息通信、咨询服务、电力教育和业务培训。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	经营广东省国有电网资产（深圳电网除外），负责电网规划、建设、运行、管理和电力销售
3	云南电网有限责任公司	电力生产，电力供应，电网经营，趸售区域：云南省全省行政区域。直供区域：云南电网公司现有电网在省内对用户直供形成的经营区域。出口：本企业自产的电力、机电产品。进口：本企业生产、科研所需的原材料，机械设备，仪器仪表及零配件。电力工程，电力通信工程，设计，建筑，安装，监理，承包，发包，技术咨询服务，电力设备，电力通信器材，电力线路器材，制造、加工、销售。饭店宾馆，餐饮服务（限分支机构经营），其他商品批发、零售、服务（专营	负责所属省域电网运营和交易，经营西电东送和向越南、老挝送电业务

序号	公司名称	经营范围	主营业务
		项目凭许可证经营), 承包境外电力行业工程及境内国际招标工作; 上述境外工程所需的设备、材料出口; 对外派遣实施上述工程所需的劳务人员; 电力新技术产品开发、生产、销售; 新能源开发, 信息技术、信息系统的开发、转让、培训, 企业管理咨询、培训, 航空技术研发、服务。(以上涉及专项管理凭许可证经营)。(依法须经批准的项目, 经相关部门批准后方可开展经营活动)	
4	贵州电网有限责任公司	法律、法规、国务院决定规定禁止的不得经营; 法律、法规、国务院决定规定应当许可(审批)的, 经审批机关批准后凭许可(审批)文件经营; 法律、法规、国务院决定规定无需许可(审批)的, 市场主体自主选择经营。(从事电力生产、供应、电力基本建设、电力工业的勘测设计、施工(仅限管理使用)、修造管理服务、试验研究、教育培训、与其他产业的横向联合及多种经营活动服务; 出口本企业自产的铁合金、硅铁、(国家组织统一联合经营的 16 种出口商品除外); 进口本企业生产、科研所需的原辅材料、机械设备、仪器仪表及零配件、(国家实行核定公司经营的 14 种进口商品除外)、发电厂、输变电工程的国产主机及主要辅机主要装置性材料的监造。电力器材。)	负责所属省域的电网统一规划、建设、管理和调度, 经营省内电力供应和西电东送业务
5	广西电网有限责任公司	电力建设、电力生产、电网经营、电力购销, 电力投资、电力修配、电力方面咨询服务、物资购销; 电力科学研究、技术开发、技术监督、技术服务, 发电、输变电及配电工程承试, 电动汽车充电设施建设运营; 电力行业计量检定、校准; 自营和代理各类商品和技术的进出口业务, 但国家限定公司经营或禁止进出口的商品和技术除外; 培训服务。(依法须经批准的项目, 经相关部门批准后方可开展经营活动。)	负责所属省域的电力建设、生产经营、电力购销、电力交易与调度、电力资源优化配置等相关业务
6	深圳供电局有限公司	一般经营项目是: 投资、规划、建设、经营和管理深圳电网, 经营相关的输配电业务; 参与投资、规划、建设和经营相关的跨区域输变电和联网工程; 从事电力购销业务及相关服务, 负责电力交易和调度; 调试、修理、检测及试验电力设备、电力物资器材; 充电设施设计、建设、安装、运营、租赁、技术咨询、技术服务、检测与维护保养; 从事与电网经营和电力供应有关的科学研究、技术监督、技术开发、电力生产调度信息通信、咨询服务、电力教育和业务培训; 经南方电网公司批准, 依法经营的其它业务。; 许可经营项目是: 充电设施生产(生产执照另行申报)。	承担所属区域的供电任务
7	海南电网	投资、建设和经营管理所辖电网; 经营相关输配电业务; 从	经营所属省

序号	公司名称	经营范围	主营业务
	有限责任公司（注）	事电力购销业务；从事调度管辖范围内的电力调度业务；从事电网经营和电力供应有关的科研开发、信息通信、咨询服务和培训业务；从事经批准的调峰调频发电业务；从事电力规划、建设、设计、监理、修造、试验、物资供应等业务；经批准和允许的其他业务。	域电网的规划、建设、调度、管理业务
8	南方电网资本控股有限公司	股权投资，实业投资，投资管理及咨询。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	基金、融资租赁和保险经纪
9	南方电网综合能源股份有限公司	节能业务投资服务；节能环保产品研发、制造、销售；光伏、风力发电等新能源利用；燃气分布式多联供能源站建设、运营；生物质和固体废弃物发电及综合利用；余热余压发电；冷、热、电、蒸汽、工业气体等能源供应及其相关多能互补业务。固废处置；污水处理；大气治理；土壤修复。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	节能服务，为客户能源使用提供诊断、设计、改造、综合能源项目投资及运营维护等一站式综合节能服务
10	南方电网数字电网研究院有限公司	智能电网设计；智能电网标准编制；智能电网技术研发；智能电网系统集成；智能电网工程实施；网络通信规划咨询；网络通信标准编制；网络通信技术研发及产品研发；网络通信系统集成；网络通信运行维护；智能电网、数字电网相关芯片、终端、传感器等产品的研发；智能电网、数字电网相关芯片、终端、传感器等产品的生产；计算机技术开发、技术服务；微电子软硬件技术研发、测试；通讯设备技术研发、测试；自动化控制系统技术研发、测试；计算机批发；微电子软件销售；微电子硬件销售；通讯设备及配套设备批发；自动化控制系统销售；云计算技术研发及应用；大数据技术研发及应用；人工智能算法软件的技术开发与技术服务；物联网技术研发及应用；网络通信工程实施；智能电网、数字电网相关芯片、终端、传感器等产品销售；数据开放共享服务业务、数字经济与智慧企业研究及应用；网络安全技术研发、销售、测试及安全保障服务；信息系统开发；信息系统集成服务；信息系统运行维护与运营管理；智能电网和数字技术推广、咨询、交流；智能电网和数字技术转让；智能电网和数字技术检测服务；区块链技术研发及应用；	电网信息安全及运维，技术服务、软硬件销售
11	南方电网财务有限公司	对成员单位办理财务和融资顾问、信用鉴证及相关的咨询、代理业务；协助成员单位实现交易款项的收付；对成员单位提供担保；办理成员单位之间的委托贷款及委托投资；对成员单位办理票据承兑及贴现；办理成员单位之间的内部转	为中国南方电网有限责任公司及其成员单位提

序号	公司名称	经营范围	主营业务
		账结算及相应的结算、清算方案设计；吸收成员单位的存款；对成员单位办理贷款及融资租赁；从事同业拆借；经批准发行财务公司债券；承销成员单位的企业债券；对金融机构的股权投资；有价证券投资，投资范围限于银行间市场国债、央行票据、金融债、短期融资券、企业债、公司债、货币市场基金、新股申购、证券投资基金等；成员单位产品的消费信贷、买方信贷及融资租赁。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	供金融服务
12	南方鼎元资产运营有限责任公司	资产经营及处置，物业租赁及管理，房地产投资，房地产中介服务，投资咨询。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	房地产投资、资产经营及处置、物业租赁及管理、房地产中介服务和投资咨询
13	鼎和财产保险股份有限公司	一般经营项目是：财产损失保险；责任保险；信用保险和保证保险；短期健康保险和意外伤害保险；上述业务的再保险业务；国家法律、法规允许的保险资金运用业务；经中国保监会批准的其他业务。	机动车辆保险、财产损失保险、责任保险、信用保险和保证保险、短期健康和意外伤害保险、再保险、保险资金运用业务
14	南方电网国际有限责任公司	跨国（境）输变电项目资产经营；投资与管理电力及相关项目和股权；电力工程承包与劳务合作；对外技术合作和技术进出口；设备成套购销及其它国内贸易，货物及技术进出口贸易；信息咨询服务（不含限制类服务）。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	负责开展南方电网公司境外投融资业务
15	南方电网产业投资集团有限责任公司	电子、通信与自动控制技术研究、开发；通信技术研究开发、技术服务；通信工程设计服务；通信系统设备产品设计；通信系统工程服务；受企业委托从事通信网络的维修、维护（不涉及线路管道铺设等工程施工）；电子商务信息咨询；数据处理和存储服务；数据交易服务；互联网商品销售（许可审批类商品除外）；房屋租赁；场地租赁（不含仓储）；汽车租赁；计算机及通讯设备租赁；自有设备租赁（不含许可审批项目）；健康管理咨询服务（须经审批的诊疗活动、心	新能源汽车租售业务，充电服务，充电设备销售，互联网商城业务

序号	公司名称	经营范围	主营业务
		理咨询除外, 不含许可经营项目, 法律法规禁止经营的项目不得经营); 养老产业投资、开发; 物业管理; 风险投资; 投资咨询服务; 企业自有资金投资; 工程和技术研究和试验发展; 工程和技术基础科学研究服务; 工程勘察设计; 电力工程设计服务; 工程总承包服务; 工程施工总承包; 送变电工程专业承包; 工程监理服务; 工程项目管理服务; 工程造价咨询服务; 项目投资 (不含许可经营项目, 法律法规禁止经营的项目不得经营); 创业投资; 能源技术咨询服务; 能源技术研究、技术开发服务; 地理信息加工处理; 通信系统设备制造; 可再生能源领域技术咨询、技术服务; 充电桩制造; 汽车充电模块销售; 充电桩销售; 充电桩设施安装、管理; 为电动汽车提供电池充电服务; 智能电气设备制造; 智能机器系统生产; 智能穿戴设备的制造; 智能机器系统销售; 智能机器销售; 人工智能算法软件的技术开发与技术服务; 智能机器系统技术服务; 信息系统集成服务; 信息技术咨询服务; 电影和影视节目发行。	
16	南方电网物资有限公司	销售: 电力物资, 机械设备及电子产品; 设备成套服务; 废旧物资处置; 招标采购、招标代理、非招标采购代理服务; 货物及技术进出口; 技术开发、培训、咨询和服务; 工程项目管理; 承包境外工程和境内国际招标工程; 电子商务; 设备检测、监造; 品控、物流服务; 物流仓储; 道路运输。(依法须经批准的项目, 经相关部门批准后方可开展经营活动)	为南方电网公司提供物资采购、仓储 (危险品除外)、配送、技术咨询和信息咨询服务, 经营招标以及招标代理业务
17	南方电网能源发展研究院有限责任公司	工程和技术研究和试验发展; 工程和技术基础科学研究服务; 能源技术研究、技术开发服务; 网络技术的研究、开发; 计算机技术开发、技术服务; 土木工程研究服务; 工程技术咨询服务; 工程项目管理服务; 工程造价咨询服务; 编制工程概算、预算服务; 工程结算服务; 信息电子技术服务; 建筑工程、土木工程技术服务; 电力工程设计服务; 企业管理咨询服务; 投资咨询服务; 管理体系认证 (具体业务范围以认证机构批准书或其他相关证书为准); 施工现场质量检测; 建设工程质量检测; 期刊出版; 电子出版物出版; 互联网出版业	支撑南方电网重大发展战略决策的综合性能源研究和工程项目咨询
18	南方电网云南国际	跨境输电项目资产经营; 跨境购电、售电; 投资与管理电力及相关项目; 设备成套销售, 货物及技术进出口贸易	电力进出口贸易

序号	公司名称	经营范围	主营业务
	有限责任公司	易；承包境外电力工程，境内国际招标及劳务合作；对外技术合作及信息咨询服务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	
19	南方电网科学研究院有限责任公司	开展电网科学研究、技术开发、产品研发、设备制造与销售、技术转让、技术监督、技术培训、技术咨询、技术服务等业务；开展项目评审，电力工程调试、系统集成等业务；投资、经营与电网核心技术和电网新技术相关的产业；输变电工程设备监理、工程设计、工程咨询、工程施工；开展信息系统的开发、系统运行维护及软件销售业务；电力设备、电力器材的检测及试验；计算机网络技术服务；《南方电网技术》期刊的编辑、出版、发行；设计、制作、代理、发布国内外各类广告；货物、技术进出口（法律、行政法规禁止的项目除外；法律、行政法规限制的项目须取得许可证后方可经营）。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	电网基础性、前瞻性、关键共性技术研发
20	南方电网数字传媒科技有限公司	广播电视节目（不含时政新闻类）、视频动画节目制作、复制、发行；传媒产业的投资、资产管理和经营业务；设计、制作、发布、代理国内外各类广告，品牌传播与营销策划创意服务；国内版图书、报纸、期刊批发零售及其他批发和零售；网页设计及制作，计算机信息技术相关服务；承办会议、展览展示，体育赛事类活动承办及服务，演艺、娱乐类活动的组织与策划（不含许可经营项目）；版权、专利的转让及代理服务，著作权代理服务；办公文化用品、企业品牌用品、标识标牌、劳动用品的设计、制作、咨询监制及销售；室内装饰的设计制作及施工；上述相关业务的咨询服务；新媒体技术研发及应用，媒体资讯、新闻数据、行业数据大数据应用；第三方网络监测及舆情监测服务；媒体智能化传播、互联网信息服务及技术开发运维；媒体传播人工智能应用、虚拟现实技术应用；数字化展览展示。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	传媒业务、品牌策划、设计制作、宣传服务、传播策划、数据服务、广告销售、网络媒体、文化活动、展会、服装监制、影视制作、论坛业务等
21	广东新天河宾馆有限公司	旅业、中餐、美容美发、沐足、停车场经营（以上项目按本公司有效许可证书经营）；写字楼出租，打字、传真、晒图服务，代购机、车、船票；销售：工艺美术品，文化办公用品，日用百货；零售卷烟、雪茄烟、酒类；物业管理；酒店管理；会议培训、会议服务。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	宾馆客房经营、会议与餐饮服务，物业出租
22	广州电力交易中心有限责任公司	电力市场交易平台的建设、运营和管理，电力市场交易组织，提供结算依据和服务，汇总用户和发电企业自主签订的双边合同，披露和发布电力市场信息（限广州电力交易中心	区域电力交易市场平台，开展跨

序号	公司名称	经营范围	主营业务
	公司	有限责任公司选取)	区跨省市场化交易，促进省间余缺调剂和清洁能源消纳，逐步推进南方区域市场融合
23	广东南方电力通信有限公司	本系统通信设备运行、维护、检修；通信、自动化设备、电子产品、计算机及配件、仪器仪表等的开发、销售；计算机软件开发；电子工程专业承包（具体按 B3234044010102 号资质证书经营）。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	经营南方电网系统内通信设备运行、维护、检修业务
24	广东美居物业管理有限公司	物业管理（按本公司有效证书经营）；房地产中介、绿化服务，室内装饰，水电、门窗、电器维修，房产、物业信息咨询服务，会务服务，物业出租，餐饮服务，劳务服务（不含劳务派遣）。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	物业管理，电器维修，房产、物业信息咨询服务，会务服务，物业出租
25	北京南网技术培训有限公司	住宿；餐饮服务；销售食品；技术培训；技术开发；技术咨询；打字、复印服务；销售花卉、工艺美术品、服装；航空机票销售代理；会议服务；停车管理服务；体育运动项目经营。（市场主体依法自主选择经营项目，开展经营活动；依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动；不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。）	南方电网系统内单位技术培训业务
26	广东天广能源科技发展有限公司	能源项目管理、维护、技术研究开发、技术咨询、技术服务；电力工程监理、设备监理、水利水电工程监理、房屋建筑工程监理；工程造价咨询、工程咨询，招标代理；电力设施承修、承试（以上项目持有效资质证书经营）；电力设备及相关配套设备的运行测试、维护、检修；消防设备、消防器材的维护保养、维修及检测、评估；广告服务；电力工程项目管理和相关技术的管理咨询服务；劳务服务（不含劳务派遣）；空调系统及配套设备的维护保养、维修、清洗；监控系统维护、智能化系统维护；海上风电设备、海底电缆设备及相关配套设备的运行测试、维护、检修；防水、防腐、保温工程；电力设备设施运维、检修、抢修、加固、清洗、防污、状态监测及以上项目的带电作业；航摄测绘及空域协	电力工程监理、设备监理，工程造价咨询、工程咨询，电力设备及相关配套设备、空调系统及配套设施、消防设备及消防器材等的维

序号	公司名称	经营范围	主营业务
		调, 无人机应用服务及维修检测; 实验室检测、校准, 标准化、认证认可服务; 电力设备、电力器材检测、计量服务; 销售: 普通机械, 电器机械及器材, 电子产品及通信设备(不含卫星电视广播接收设备)。(依法须经批准的项目, 经相关部门批准后方可开展经营活动)	护、检修
27	南方电网国际金融公司	境外企业	境外资金归集与运作管理
28	南方电网国际(香港)有限公司	境外企业	境外能源行业上下游链条的投资
29	越南永新一期电力有限公司	境外企业	火力发电项目的开发、投资、建设、运营与管理

注: 海南电网有限责任公司经营范围中包括“从事经批准的调峰调频发电业务”, 但并未实际开展相关业务。

(2) 是否存在主营业务与标的公司相近的情况, 是否可能导致同业竞争

标的公司的主营业务为抽水蓄能、调峰水电和电网侧独立储能业务三部分, 分别就三部分业务与集团下属子公司的主营业务是否存在相近情况对比如下:

1) 抽水蓄能业务

南方电网公司下属子公司中, 除标的公司外, 不存在其他主营业务为抽水蓄能的企业。

南方电网公司下属子公司中, 存在部分运营小水电的公司, 小水电在下游客户和设备原理等方面与抽水蓄能业务存在相近的情况, 但抽水蓄能与小水电在业务定位、盈利模式等方面均存在较大差异, 因此不构成同业竞争:

A. 从业务定位角度分析, 小水电与所处电网签署购售电合同, 由电网公司根据国家政策和公平调度原则以及当地电力需求情况决定各电力企业上网电量的分配和调度, 各发电主体以增加发电量、提高现有电站盈利能力和水平进行竞争。抽水蓄能电站为电力系统提供辅助服务, 抽水蓄能电站主要通过低吸高发功能实现电能的存储, 提供备用、调频、调相、储能和黑启动等辅助服务, 为电网

安全稳定运行发挥重要的作用。

B. 在盈利模式方面，小水电的收入主要来源是水发电机组的发电量，发电量主要受组自身的装机容量和上游来水影响；抽水蓄能电站的收益主要通过容量电费实现，两部制定价模式下，抽水蓄能电站的电量电费通过上网电价×上网电量与抽水电价×抽水电量之间的差额实现。两者在盈利模式上的差异较为显著。

2) 调峰水电业务

标的公司运营 2 座水电站——天生桥二级电站（以下简称“天二”）和鲁布革水电站（以下简称“鲁厂”）。天二装机 132 万千瓦，与超高压公司结算，作为西电东送南路工程第一个电源点，所发电力外送至广东、广西等地；鲁厂装机 60 万千瓦，与云南电网公司结算，所发电力送至云南、贵州、广西等地。天二、鲁厂均能发挥调峰调频功能。

南方电网公司下属子公司中，除标的公司外，还存在其他主营业务为发电业务的子公司，具体情况如下。

A. 火力发电

序号	公司名称	主营业务相近情况
1	汕头经济特区万丰热电有限公司（以下简称“万丰热电”）	注册地为广东汕头，运营 2×50MW 燃煤发电机组
2	越南永新一期电力有限公司（以下简称“越南永新”）	注册地为越南南部平顺省潘切市，电站装机容量为 124 万千瓦，安装 2×62 万千瓦超临界发电机组，从事火力发电业务

万丰热电在广东汕头运营燃煤发电机组，因此与标的公司的调峰水电业务在广东区域存在相近的情况。首先，由于火电需要以煤炭作为原材料，因此火电变动成本较高，水电作为清洁能源，原材料为水，火电成本高于水电，火电无法和水电形成有效竞争；其次，万丰热电以供热为主，以热定电。因此万丰热电与标的公司的调峰水电业务在广东区域不构成同业竞争。

越南永新在境外越南运营火电机组，接入越南电网，电力在境外消纳，因此和标的公司的两座调峰水电站的销售区域和定价等方面均不相同，不存在替代或竞争关系，不构成同业竞争。

B.水力发电

序号	公司名称	主营业务相近情况
1	老挝南塔河 1 号电力有限公司	公司注册地在老挝，所建设的老挝南塔河 1 号水电站项目位于老挝博胶省帕乌多县，总装机容量 16.8 万千瓦，为坝后引水式水电站
2	贵州黔能企业有限责任公司	公司注册地在贵州贵阳市，在贵州省内运营合计总装机规模 21.94 万千瓦的区域限制性较强小水电站，其中 1.17 万千瓦已停运
3	广西新电力投资集团有限责任公司（以下简称“新电力”）	公司注册地在广西南宁市，在广西运营合计总装机规模 15.06 万千瓦的区域限制性较强小水电站
4	广西电网有限责任公司（以下简称“广西电网”）	公司注册地在广西南宁市，在广西运营合计总装机规模 1.61 万千瓦的区域限制性较强小水电站

老挝南塔河 1 号电力有限公司在境外老挝运营水电机组，电力在境外消纳，因此和标的公司的两座调峰水电电站在销售区域和定价等方面均不相同，不存在替代或竞争关系，不构成同业竞争。

标的公司在贵州及云南运营两座调峰水电电站，其电量在南方五省区消纳，因此与上表中南方电网公司下属境内的小水电存在主营业务相近的情况。由于以下原因，天二、鲁厂与南方电网公司下属小水电不构成同业竞争关系：

首先，根据国家发展改革委《关于印发〈中国南方电网有限责任公司组建方案〉的通知》（发改能源[2003]2101 号）精神，天二、鲁厂属于调峰电厂，主要功能在于保证电网安全运行，与小水电的功能定位存在根本不同。

其次，南方电网公司下属其他公司所运营的水电站均为单站装机容量 5 万千瓦以下的小型水电站，小型水电站无库容，因此受上游天然来水影响较大，无法决定自身发电量；标的公司运行的天生桥二级电站装机 132 万千瓦，鲁布革水电站装机 60 万千瓦，作为大型水电站可利用自身库容储存上游来水控制发电量。

第三，南方电网公司下属其他公司所运营的小水电均接受县调或地调，在当地完成消纳，而天二、鲁厂直接接受南方电网总调，参与跨省电力输送及调峰，因此二者不构成同业竞争。

C.其他类型发电业务

序号	公司名称	主营业务相近情况
1	南方电网综合能源股份有限公司（以下简称“南网能源”）	南网能源为上市公司，股票代码为 003035.SZ。截至 2021 年 6 月 30 日，南网能源定期报告披露其运营分布式光伏节能服务项目逾 180 个，总装机容量约 934.12MW，管理的生物质综合利用项目 4 个、装机容量达 115MW，农光互补项目 8 个，装机容量达 340MW

根据南网能源定期报告，南网能源从事工业节能服务和综合资源利用服务，涉及分布式光伏、余热余压、煤矿瓦斯、生物质及农光互补等新能源发电形式。截至 2021 年 6 月 30 日，南网能源运营分布式光伏节能服务项目逾 180 个，总装机容量约 934.12MW，生物质综合利用项目 4 个、装机容量达 115MW，农光互补项目 8 个，装机容量达 340MW。根据国家发展和改革委员会《关于印发〈可再生能源发电全额保障性收购管理办法〉的通知》（发改能源[2016]625 号）之规定，南网能源所从事的可再生资源发电业务除自发自用部分外，余量上网部分按照上述法规均属于全额保障性收购项目。因此南网能源相关业务与标的公司的调峰水电业务不构成同业竞争关系。

3) 电网侧独立储能

标的公司开发、投资、建设和运营电网侧独立储能业务，在深圳运营 10MW 电化学储能站，投产运营以来，该储能电站为当地电网提供电能转换及调峰调频服务。

南方电网公司下属公司中存在相近业务情况如下：

序号	公司名称	主营业务相近情况
1	深圳电网智慧能源技术有限公司	运营用户侧及电源侧电化学储能项目，运营一项电网侧储能项目“潭头变电站电池储能系统”，装机规模 5.25MW，目前已停运
2	南方电网电动汽车服务有限公司	运营用户侧电化学储能项目
3	广东电网能源投资有限公司	运营用户侧及电源侧电化学储能项目
4	深圳供电局有限公司	运营用户侧电化学储能项目

根据 2021 年 9 月 29 日国家能源局印发的《电网公平开放监管办法》（国能发监管规〔2021〕49 号）：“电源侧储能是指装设并接入在常规电厂、风电场、光伏电站等电源厂站内部的储能设施。电网侧储能是指在专用站址建设，直接接入公用电

网的储能设施。电源侧储能、电网侧储能接入电网参照常规电源接入电网。用户侧储能是指在用户内部场地或邻近建设的储能设施。用户侧储能接入电网参照分布式发电接入电网。”由于电源侧、电网侧及用户侧的储能项目业务模式及服务的客户均有所差异，标的公司运营的电网侧独立储能业务与南方电网公司下属其他公司运营的用户侧和电源侧储能项目不构成同业竞争。

深圳电网智慧能源技术有限公司下属潭头变电站电池储能系统，属于电网侧储能项目，与标的公司业务存在相近的情况，但潭头变电站电池储能系统目前处于停运状态，因此与标的公司不构成同业竞争。

综上，标的公司控股股东及实际控制人控制的企业主营业务不存在与标的公司同业竞争的情况。

此外，为避免南方电网公司以及其控制的企业日后与上市公司可能出现的同业竞争，切实维护上市公司及中小股东利益，南方电网公司已出具了《中国南方电网有限责任公司关于避免同业竞争的承诺函》，承诺如下：“1、在本次交易完成后，本公司在作为上市公司的直接或间接控股股东期间将采取合法及有效的措施，促使本公司及所控制的其他企业不以任何形式直接或间接从事与上市公司业务构成或可能构成竞争的业务；2、在本次交易完成后，本公司在作为上市公司的直接或间接控股股东期间，如本公司及所控制的其他企业有任何商业机会可从事、参与或入股任何可能会与上市公司构成竞争的业务，本公司将立即通知上市公司并按照上市公司的书面要求，将该等商业机会让与上市公司；3、在本次交易完成后，本公司将充分尊重上市公司的独立法人地位，保证合法、合理地运用相关股东权利，不干预上市公司的采购、生产和销售等具体经营活动，不采取任何限制或影响上市公司正常经营的行为；4、本公司若违反上述承诺并导致上市公司利益受损，本公司同意承担全部经济赔偿责任及其他法律责任；5、本承诺函自本公司签署之日起生效，且为不可撤销承诺，至本公司不再直接或间接控制上市公司或上市公司的股份终止在上海证券交易所上市（以二者中较早者为准）时失效。”

（二）补充披露情况

上市公司已在《云南文山电力股份有限公司重大资产置换及发行股份购买资产并募集配套资金暨关联交易预案（修订稿）》“第五章拟置入资产基本情况”补充披露上述相关内容。

相关风险已在《云南文山电力股份有限公司重大资产置换及发行股份购买资产并募集配套资金暨关联交易预案（修订稿）》“重大风险提示”、“第八章风险因素”补充披露。

二、预案披露，标的公司截至 2021 年 6 月 30 日的净资产为 140.43 亿元，目前拟置入资产的预估值和作价情况尚未确定。请公司补充披露：（1）、置入资产的预估值情况、本次交易的评估方法和目前的评估进展，以及预估值的确定依据和合理性；（2）、结合同行业可比公司的估值情况，说明本次交易的预估值是否公允。请评估师和财务顾问发表意见；

答复：

（一）相关情况说明

1、置入资产的预估值情况、本次交易的评估方法和目前的评估进展，以及预估值的确定依据和合理性。

（1）置入资产的预估值情况

截至本回复出具日，本次交易标的资产的评估工作尚未完成。经初步预估，本次交易置入资产的预估值区间为 130 亿元至 160 亿元，交易价格预计不低于 130 亿元，并将以经国有资产监督管理部门备案的评估报告的评估结果为参考依据，由交易各方最终协商确定。

（2）本次交易采用的评估方法

资产评估基本方法包括市场法、收益法和资产基础法。本次交易拟选取的评估方法是资产基础法和收益法。

选取资产基础法的理由：资产基础法是以资产负债表为基础，合理评估企业表内及表外各项资产、负债价值，确定评估对象价值的评估方法。调峰调频公司评估基准日各项资产、负债能够根据会计政策、企业经营等情况合理加以识别，评估机构可以收集到满足资产基础法所需的资料，可以对调峰调频公司资产及负债展开全面的清查和评估，具备采用资产基础法实施评估的条件，因此本次评估适用资产基础法。

选取收益法评估的理由：收益法是指将预期收益资本化或者折现，确定评估对象价值的评估方法。收益法的基础是经济学的预期效用理论，即对投资者来讲，企业的价值在于预期企业未来所能够产生的收益。由于企业具有独立的获利能力，根据企业历史经营数据、内外部经营环境能够合理预计企业未来的盈利水平，并且未来收益、风险可以合理量化，具备采用收益法实施评估的条件，因此本次评估适用收益法。

不选取市场法评估的理由：市场法是指将评估对象与可比上市公司或者可比交易案例进行比较，确定评估对象价值的评估方法。由于调峰调频公司最主要的业务为抽水蓄能业务，在资本市场和产权交易市场均难以找到足够的、与评估对象相同或相似的可比企业或可比交易案例，不具备采用市场法实施评估的条件，因此本次评估不适用市场法。

(3) 目前的评估进展

截至本回复出具日，评估工作尚处于评估现场调查阶段，评估机构正在进行资料收集、资产梳理、现场调查、资产盘点、产权核实、访谈等工作。现场调查工作结束后，将进行资产价值评定估算、编制评估报告等后续工作。待评估报告正式出具后，将履行国有资产监督管理部门的备案程序。

(4) 预估值的确定依据和合理性

截至本回复出具日，本次交易标的资产的评估工作尚未完成。本次交易拟选取的评估方法是资产基础法和收益法。预估值是结合调峰调频公司的资产情况和历史经营情况按资产基础法和收益法思路确定。

企业价值评估中的资产基础法，是指以被评估单位评估基准日的资产负债表为基础，评估表内及可识别的表外各项资产、负债价值，确定评估对象价值的评估方法。在运用资产基础法时，各项具体资产的价值应根据其具体情况选用适当的具体评估方法得出。

调峰调频公司主要从事抽水蓄能、调峰水电及电网侧独立储能业务，已投产运营 5 座装机容量合计 788 万千瓦的抽水蓄能电站、2 座装机容量合计 192 万千瓦的调峰水电站、1 座装机容量 10MW 的电化学储能电站，在建 2 座装机容量合计 240 万千瓦的抽水蓄能电站。已经运营电站分布于 6 个子公司和 1 个分支机构。基本情况为：

序号	公司名称	持股比例	成立时间	装机容量	主营业务
1	广东蓄能发电有限公司	54%	1988/4/16	8×300MW	抽水蓄能业务
2	惠州蓄能发电有限公司	54%	2009/10/16	8×300MW	抽水蓄能业务
3	深圳蓄能发电有限公司	100%	2012/2/6	抽水蓄能：4×300MW； 电化学储能：10MW	抽水蓄能业务、 电化学储能服务
4	清远蓄能发电有限公司	100%	2012/4/25	4×320MW	抽水蓄能业务
5	海南蓄能发电有限公司	100%	2012/2/16	3×200MW	抽水蓄能业务
6	天生桥二级水力发电有限公司	75%	2008/12/3	6×220MW	调峰水电
7	调峰调频公司鲁布革水力发电厂	分公司	2002/6/27	4×150MW	调峰水电

1) 资产基础法

调峰调频公司为重资产型公司，主要资产为电站相关资产，部分电站建设时间较早。根据资产基础法的技术思路，固定资产及无形资产预估增值，增值的主要因素如下：

房屋建筑物及构筑物部分，一方面由于建成时间较早，距基准日年限较长，人工、材料及机械费均比建造时大幅度增长，评估基准日的市场物价水平较建设时物价水平存在增长；另一方面企业部分资产折旧年限短于资产经济使用年限，资产实际成新状况较账面对应成新状况高，导致房屋建筑物类资产有所增值。另外调峰调频公司存在一定数量的外购房产，由于近年房地产市场交易活跃，相关资产价格抬升较快，该部分外购房产出现增值。

设备类资产部分，由于部分建成较早的电站，其账面价值已经较低，而电站仍在正常经营使用中，对设备进行正常的维护保养、检修，资产实际成新状况较账面对应成新状况高，导致这部分设备类资产有所增值。

土地使用权部分，由于近年来土地相关征收补偿成本增大，评估价值考虑土地市场价值，导致土地使用权整体出现增值。

综上所述，资产基础法预估增值。

2) 收益法

根据收益法的技术思路，企业股权价值亦将有所增值，具体如下：

收益法采用企业自由现金流折现模型，其公式为：

股东全部权益价值 = 被评估单位整体价值 - 有息负债；

被评估单位整体价值 = 营业性资产价值 + 溢余资产价值 + 非经营性资产价值 + 长期股权投资价值。

调峰调频公司主要从事抽水蓄能、调峰水电及电网侧独立储能业务，未来收益根据企业历史经营数据综合分析测算。按企业自由现金流折现模型，收益口径为现金流口径，目标公司固定资产金额较大，成本构成中折旧摊销占比较高，现

金流金额大于净利润。根据企业历史经营情况及折旧摊销情况，按企业自由现金流折现模型，选取同行业上市公司参数得出相应折现率，测算出企业营业性资产价值，在此基础上最终得出股权价值。收益法预估值较账面价值增值。

预估工作参照评估技术思路，相应结果具有合理性。

2、结合同行业可比公司的估值情况，说明本次交易的预估值是否公允。

(1) 拟置入资产预估值水平

本次交易置入资产预估值 130 亿元至 160 亿元，调峰调频公司（包含拟剥离气电业务相关资产负债及持有绿色能源混改基金的合伙份额）2020 年归属于母公司所有者的净利润为 84,436.84 万元，对应市盈率分别为 15.40 倍和 18.95 倍。截至 2021 年 6 月 30 日调峰调频公司（包含拟剥离气电业务相关资产负债及持有绿色能源混改基金的合伙份额）归属于母公司所有者权益为 1,093,691.63 万元，对应市净率分别为 1.19 倍和 1.46 倍。

置入资产相关财务数据均为未经审计数据，未来审计后可能面临调整，相应市盈率、市净率数据会发生变化。

(2) 与同行业上市公司比较

本次交易置入资产与同行业上市公司市盈率及市净率指标比较如下：

序号	证券代码	证券简称	2021 年 9 月 30 日归母净资产（万元）	2020 年度归母净利润（万元）	2021 年 9 月 30 日市值（万元）	市盈率（倍）	市净率（倍）
1	000601.SZ	韶能股份	478,642.98	21,420.72	633,203.28	29.56	1.32
2	000722.SZ	湖南发展	309,954.11	9,787.99	379,681.47	38.79	1.22
3	000791.SZ	甘肃电投	685,875.52	44,209.84	891,882.30	20.17	1.30
4	000883.SZ	湖北能源	3,070,462.57	245,712.90	3,904,469.69	15.89	1.27

序号	证券代码	证券简称	2021年9月30日归母净资产(万元)	2020年度归母净利润(万元)	2021年9月30日市值(万元)	市盈率(倍)	市净率(倍)
5	002039.SZ	黔源电力	338,364.40	44,365.68	733,262.19	16.53	2.17
6	600025.SH	华能水电	6,324,729.03	483,459.02	15,372,000.00	31.80	2.43
7	600101.SH	明星电力	250,526.25	7,002.01	312,703.04	44.66	1.25
8	600116.SH	三峡水利	1,086,008.40	61,993.91	2,130,127.20	34.36	1.96
9	600236.SH	桂冠电力	1,706,114.52	219,657.89	5,959,077.62	27.13	3.49
10	600310.SH	桂东电力	297,261.90	25,635.42	742,626.77	28.97	2.50
11	600452.SH	涪陵电力	403,699.85	40,078.18	1,299,505.72	32.42	3.22
12	600644.SH	乐山电力	176,428.32	10,253.53	439,873.34	42.90	2.49
13	600674.SH	川投能源	3,131,301.78	316,164.81	6,331,640.53	20.03	2.02
14	600886.SH	国投电力	4,793,641.62	551,562.73	8,400,843.26	15.23	1.75
15	600900.SH	长江电力	17,574,133.49	2,629,789.02	50,032,090.31	19.03	2.85
16	600979.SH	广安爱众	409,422.27	18,888.01	459,632.90	24.33	1.12
17	600995.SH	文山电力	227,460.08	11,072.22	380,907.01	34.40	1.67
平均值						28.01	2.00
中位数						28.97	1.96

数据来源：Wind 资讯。

注 1：同行业上市公司系申银万国行业类/公共事业/电力/水电 22 家上市公司中，剔除业务内容发生变化的国网信通（600131）、上年度亏损市盈率指标为负数的闽东电力（000993）、市盈率大于 50 的西昌电力（600505）、梅雁吉祥（600868）、郴电国际（600969）共 5 家公司。

注 2：市值系同行业上市公司 2021 年 9 月 30 日收盘后总市值。

注 3：归母净资产系同行业上市公司 2021 年 9 月 30 日归属于母公司所有者权益合计，净利润系同行业上市公司 2020 年度归属于母公司所有者的净利润。

注 4：市盈率=市值/归母净利润。

注 5：市净率=市值/归母净资产。

由上表可知，同行业上市公司市盈率平均值为 28.01 倍，中位数为 28.97 倍；市净率平均值为 2.00 倍，中位数为 1.96 倍。按本次预估值结果，置入资产市盈率为 15.40 倍至 18.95 倍，市净率为 1.19 倍至 1.46 倍，市盈率指标和市净率指标均低于同行业上市公司的平均值和中位数。因此，本次交易置入资产预估值处于合理水平。

综合上述，本次交易置入资产预估值公允。

由于目前标的资产的审计、评估工作尚未完成，上述初步确定的置入资产预估值可能会根据后续审计、评估工作的进一步开展而有所调整，与最终交易价格可能存在差异，提请投资者关注有关风险。标的资产经备案的评估结果及最终交易价格将在《重组报告书》中予以披露。

（二）补充披露情况

上市公司已在《云南文山电力股份有限公司重大资产置换及发行股份购买资产并募集配套资金暨关联交易预案（修订稿）》“重大事项提示”之“五、标的资产预估值和作价情况”以及“一、本次交易方案概述”之“六、标的资产预估值和作价情况”补充披露上述相关内容。

（三）中介机构核查意见

1、独立财务顾问核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

本次交易置入资产的评估拟选取资产基础法、收益法，预估值区间为 130 亿元至 160 亿元。上述两种评估方法能较好地体现置入资产的价值，预估工作参照评估技术思路，相应结果具有合理性。依照预估值范围计算的置入资产市盈率、

市净率水平与同行业上市公司相应指标对比，属于合理范围，本次交易的预估值公允。具体估值以评估报告结果为准，与预估值可能存在差异。

2、评估师核查意见

经核查，评估师认为：

(1) 上市公司就目前置入资产拟采用的评估方法和评估工作进展情况进行了说明，对置入资产预估值确定依据及其合理性进行了披露，并披露最终评估结果将以本所出具的经国资部门备案的正式评估报告为准。预估值结合公司资产现状情况和历史经营情况综合分析确定，具有合理性。

(2) 根据预估值范围计算的置入资产市盈率、市净率与同行业上市公司相应指标对比，属于合理范围，本次交易置入资产预估值具有公允性。

三、预案披露，近期国家发改委下发《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（以下简称 633 号文）要求自 633 号文印发之日起，新投产的抽水蓄能电站按 633 号文规定电价机制执行，已投运的抽水蓄能电站将于 2023 年按 633 号文规定重新核定电价水平，请公司补充披露：(1) 该政策与先行抽水蓄能价格机制的主要区别，对抽水蓄能电价的主要影响；(2) 政策实施以后，公司相关业务的盈利模式将产生何种变化；(3) 政策将对公司未来利润情况造成何种影响，并充分提示风险。请财务顾问发表意见。

答复：

(一) 相关情况说明

1、该政策与先行抽水蓄能价格机制的主要区别，对抽水蓄能电价的主要影响。

633 号文出台前，抽水蓄能电站的电价政策执行 2014 年出台的《国家发展改革委关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关问题的通知》(发改价格〔2014〕

1763号)。1763号文规定，在电力市场形成前，抽水蓄能电站实行两部制电价，容量电费用于弥补抽水蓄能电站的固定成本及准许收益，电量电费用于补偿抽水蓄能电站抽发电损耗等变动成本。

1763号文规定，2014年8月之后新投产或已投产未核定电价的抽水蓄能电站执行两部制电价；已核定电价的抽水蓄能电站也逐步实行两部制电价。截至目前，全国范围内分别有一定数量的电站执行单一制电价（即单一容量电价）和两部制电价（即容量电价加电量电价）。调峰调频公司下属的广蓄电站、惠蓄电站目前执行单一容量电价，其余抽水蓄能电站执行两部制电价。

抽水蓄能电站电费的回收渠道方面，1763号文提出：“电力市场化前，抽水蓄能电站容量电费和抽发损耗纳入当地省级电网（或区域电网）运行费用统一核算，并作为销售电价调整因素统筹考虑”。2016年国家发改委颁布出台的《省级电网输配电价定价办法（试行）》（发改价格〔2016〕2711号）中，提出抽水蓄能电站不纳入（省级电网企业）可计提收益的固定资产范围，相关费用不计入输配电定价成本。2019年，国家发改委修订《输配电定价成本监审办法》（发改价格〔2019〕897号，以下简称“897号文”），亦将抽水蓄能电站的成本费用列为与电网企业输配电业务无关的费用，不计入输配电定价成本。

2021年4月30日，国家发改委发布了《国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能电站价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633号），相比于1763号文及897号文的主要区别以及对抽水蓄能电价的主要影响在于：

（1）明确抽水蓄能电站的成本疏导机制：明确“政府核定的抽水蓄能容量电价对应的容量电费由电网企业支付，纳入省级电网输配电价回收”，并进一步完善了根据电站功能和服务情况，抽水蓄能电站容量电费在多个省级电网的分摊方式、在特定电源和电力系统间的分摊方式；明确电网企业提供的抽水电量产生的损耗在核定省级电网输配电价时统筹考虑。633号文的出台，进一步明确了抽水蓄能电站容量电费向终端用户电价疏导的价格政策。

（2）坚持并优化抽水蓄能两部制电价政策：

1) 容量电价方面：明确以政府定价方式形成容量电价。制订了《抽水蓄能容量电费核定办法》，在成本调查基础上，对标行业先进水平合理确定核价参数，明确经营期内资本金内部收益率按 6.5%核定，按照经营期定价方法核定容量电价，并随省级电网输配电价监管周期同步调整。

2) 电量电价方面：以竞争方式形成电量电价。明确有电力现货时的电量电价按现货市场价格及规则结算，抽水蓄能电站在电力系统中削峰填谷、低抽高发的运行特性将受益于现货市场的逐步推行；无现货市场的区域抽水电价按燃煤发电基准价的 75%执行，并鼓励采用竞争性招标采购方式形成抽水电价，上网电价按燃煤发电基准价执行。

(3) 强化与电力市场建设发展的衔接：构建辅助服务和电量电价相关收益分享机制，收益的 20%留存给抽水蓄能电站分享，80%在下一监管周期核定电站容量电价时相应扣减，推动抽水蓄能电站作为独立市场主体参与市场。

2、政策实施以后，公司相关业务的盈利模式将产生何种变化。

根据 633 号文要求：“（一）本意见印发之日前已投产的电站，执行单一容量制电价的，继续按现行标准执行至 2022 年底，2023 年起按本意见规定电价机制执行；执行两部制电价的，电量电价按本意见规定电价机制执行，容量电价按现行标准执行至 2022 年底，2023 年起按本意见规定电价机制执行；执行单一电量制电价的，继续按现行电价水平执行至 2022 年底，2023 年起按本意见规定电价机制执行。（二）本意见印发之日起新投产的抽水蓄能电站，按本意见规定电价机制执行。”

因此，根据 633 号文要求，目前标的公司全部 5 个在运电站在 2022 年底之前将继续执行现行定价模式，2023 年后，广蓄一期由于与港蓄发等协商定价，不属于 633 号文政府定价范围，因此现有电价不发生变化；执行单一容量电价模式的广蓄二期及惠蓄电站将变更为两部制电价，重新核定容量电价；执行两部制电价的清蓄、深蓄及海蓄定价模式不变，但容量电价将重新核定。

电站	业务类型	目前定价模式	633 号文出台后，2023 年核价后的定价模式的变化
----	------	--------	-----------------------------

广州抽水蓄能电站一期	抽水蓄能	协商定价，单一容量电价模式	非 633 号文定价范围，不发生变化
广州抽水蓄能电站二期	抽水蓄能	政府核定，单一容量电价模式	变更为两部制电价，重新核定容量电价
惠州抽水蓄能电站	抽水蓄能	政府核定，单一容量电价模式	变更为两部制电价，重新核定容量电价
清远抽水蓄能电站	抽水蓄能	政府核定，两部制电价模式	继续维持两部制电价，重新核定容量电价
深圳抽水蓄能电站	抽水蓄能	政府核定，两部制电价模式	继续维持两部制电价，重新核定容量电价
海南琼中抽水蓄能电站	抽水蓄能	政府核定，两部制电价模式	继续维持两部制电价，重新核定容量电价

633 号文执行后，各适用的抽水蓄能电站的电价形式得以统一，均执行明确的两部制电价制度，健全了抽水蓄能电站费用的分摊疏导机制，为抽水蓄能电站通过电价回收成本并获得合理收益提供保障。

3、政策将对公司未来利润情况造成何种影响，并充分提示风险。

633号文对抽水蓄能电站的电价政策进行了明确，因此对标的公司未来利润的影响本质是通过影响收入，及引导成本不断优化而产生的。

对收入的影响主要体现在对电量电价和容量电价的影响两方面：

（1）政策变化通过电量电价对收入产生的影响

633号文要求，已投产的、执行单一容量制电价的，继续按现行标准执行至2022年底，2023年起按本意见规定电价机制执行两部制电价。截至目前，调峰调频公司下属的广蓄电站和惠蓄电站由于历史原因，执行单一容量制电价，因此后续广蓄二期和惠蓄电站按633号文要求执行两部制电价后，将有新增的电量电价收入。

根据633号文提出的“以竞争性方式形成电量电价”的指导精神，未来将通过发挥电力现货市场作用或引入竞争机制的办法，推动抽水蓄能电站进入市场，因此，根据633号文相关精神，未来电量电价的形成将通过现货市场或竞价机制形

成，本质上实现电量电价向市场的疏导。报告期内，调峰调频公司下属的执行两部制电价的抽水蓄能电站，其上网电价按燃煤发电基准价执行，抽水电价按燃煤发电基准价的75%执行，未来，对于包括前述已执行两部制电价的抽水蓄能电站在内的全部抽水蓄能电站来说，按照633号文的有关要求，随着电力市场的逐步建设和发展，其抽水电价、上网电价将由市场化因素影响，而非固定价格水平，进而给电量电价收入带来不确定性，使其进一步体现出可变收入的特点。

（2）政策变化通过容量电价对收入产生的影响

633号文明确了容量电价的核定方法，即经营期定价法，并制定了明确的《抽水蓄能容量电价核定办法》。根据《抽水蓄能容量电价核定办法》，在抽水蓄能电站实际成本调查的基础上，部分核价参数（如运行维护费率）对标行业先进水平，按照6.5%的资本金内部收益率、40年经营期的参数设置，并随省级电网输配电价监管周期同步调整。

调峰调频公司下属的抽水蓄能电站将于2023年开始执行按新政策核定的容量电价。考虑到政府成本调查及核定结果、行业先进水平的部分参数等不确定性，633号文对现有在运电站容量电价的影响尚不明确。此外，633号文明确抽水蓄能容量电价随省级电网输配电价监管周期（目前暂为三年）同步调整，即每三年要求容量电价进行一次调整，将导致容量电价由现行的长期固定金额转变为动态调整的金额。

（3）风险提示

633号文印发之日起，新投产的抽水蓄能电站按633号文规定电价机制执行。已投运的抽水蓄能电站，将于2023年按633号文规定重新核定电价水平，存在一定不确定性。633号文执行后，电量电价将逐步受市场化因素影响，而容量电价将受到监管机构核定的成本水平、运维费率等参数的行业先进水平的的影响，随省级电网输配电价核价周期动态调整并需抵减上一监管周期部分电量电费收益，因此存在调峰调频公司的经营业绩受政策变化和监管要求影响而发生变化的风险。

（二）补充披露情况

上市公司已在《云南文山电力股份有限公司重大资产置换及发行股份购买资产并募集配套资金暨关联交易预案（修订稿）》“第五章拟置入资产基本情况”补充披露上述相关内容。

相关风险已在《云南文山电力股份有限公司重大资产置换及发行股份购买资产并募集配套资金暨关联交易预案（修订稿）》“重大风险提示”、“第八章风险因素”补充披露。

（三）中介机构核查意见

经核查，财务顾问认为：

1、633 号文与现行政策的主要区别在于，明确了抽水蓄能电站的成本疏导机制，并对容量电价的核定办法和电量电价的形成机制进行了完善。

2、633 号文的电价政策于 2023 年执行后，调峰调频公司下属的广蓄二期、惠蓄电站将由现行的单一容量电价转变为两部制电价，剩余的清蓄、深蓄及海蓄仍执行两部制电价。但容量电价均需重新核定。

3、633 号文执行后，电量电价将逐步受市场化因素影响，容量电价将受成本核定水平、运维费率等参数的行业先进水平影响，随省级电网输配电价核价周期动态调整并需抵减上一监管周期部分电量电费收益，因此导致调峰调频公司的利润存在一定不确定性。上市公司已对相关风险进行披露和提示。

四、预案披露，拟置出资产主要包括上市公司在文山州内文山、砚山、丘北、富宁和西畴等五个市县的直供电服务和对广西电网百色供电局、广西德保、那坡两县的趸售电服务的相关资产和负债，及上市公司持有的文电设计公司和文电能投公司 100%的股权。拟置入资产为南方电网子公司 100%股权。请公司补充披露：（1）拟置出资产与上市公司之间是否存在非经营性资金往来。如有，请逐

笔列示金额、期限、用途等。本次交易后，是否可能新增关联方非经营性资金占用；（2）拟置入资产是否与南方电网及其关联方存在非经营资金往来以及向南方电网及其关联方提供担保等情形。如有请详细列示，包括金额、期限、用途等；（3）如存在前述情形，请说明后续解决措施。请财务顾问发表意见。

答复：

（一）相关情况说明

1、拟置出资产与上市公司之间是否存在非经营性资金往来。如有，请逐笔列示金额、期限、用途等。本次交易后，是否可能新增关联方非经营性资金占用。

拟置出资产主要包括上市公司在文山州内文山、砚山、丘北、富宁和西畴等五个市县的直供电服务和对广西电网百色供电局、广西德保、那坡两县的趸售电服务的相关资产和负债，及上市公司持有的文电设计公司和文电能投公司 100% 的股权。

2019 年、2020 年及 2021 年 1-6 月，拟置出资产与上市公司之间不存在非经营性资金往来，不存在非经营性资金占用。本次交易后，拟置出资产主要经营供电侧业务，上市公司主要保留小水电发电业务，本次交易不会新增关联方非经营性资金占用。

2、拟置入资产是否与南方电网及其关联方存在非经营资金往来以及向南方电网及其关联方提供担保等情形。如有请详细列示，包括金额、期限、用途等。

报告期内，标的公司与南方电网公司及其关联方之间的非经营资金往来主要包括：向南方电网公司的资金归集，与南方电网财务有限公司（“集团财务公司”）的存贷款，以及由南方电网公司提供的统借统还。拟置入资产不存在向南方电网公司及其关联方提供担保的情形。具体情况如下：

（1）向南方电网公司的资金归集

资金归集是指将集团公司中所有下属公司指定账户上的资金归集到总公司指定的账户的服务。

2014年10月15日，国务院国有资产监督管理委员会、中国银行业监督管理委员会（现中国银行保险监督管理委员会，下同）发布《关于中央企业进一步促进财务公司健康发展的指导意见》（国资发评价[2014]165号），要求中央企业合理设计资金归集路径，加强账户审批备案和监控授权，强化对成员企业资金集中度、账户归集比例和资金集中效果的考核评价，推动集团资金的跨账户、跨主体、跨地域集中，提高资金集中利用效率。为贯彻国务院国资委提高南方电网公司管控能力的要求，保证资产安全，提高资金使用效率，避免资金沉淀，南方电网公司下发《关于印发<资金集中管理工作方案>、<分公司资金收支两条线操作方案>及<子公司资金收支两条线操作方案>的通知》，要求建立南方电网公司资金监控及现金管理服务体系。标的公司参与南方电网公司资金归集符合国资委的相关要求。

2019年、2020年及2021年1-6月，标的公司作为南方电网公司的全资子公司，将自有资金每日归集至南方电网公司相应银行账户。标的公司在参与南方电网公司资金池运行过程中未发生任何风险事件，资金归集不影响标的公司相关存款利息收入的获取。

（2）向集团财务公司存贷款

2019年、2020年及2021年1-6月，标的公司存在向集团财务公司办理存贷款业务的情形。

集团财务公司设立于1992年11月23日，注册资本700,000万元，南方电网公司直接和间接持有其100%股权，主要负责为南方电网公司体系内各公司提供存贷款等金融服务。根据中国银行业监督管理委员会下发的《中国银行业监督管理委员会关于南方电网财务有限公司业务范围的批复》（银监复[2006]213号），集团财务公司具备从事财务顾问服务、成员单位存款、贷款、结算、票据贴现、担保等业务的资质。

集团财务公司作为具备资质的非银行金融机构，标的公司在集团财务公司存贷款属于正常的金融业务。

1) 在集团财务公司存款

2019年、2020年及2021年1-6月，标的公司在集团财务公司存放货币资金情况如下。

单位：万元

项目	2021年1-6月 /2021年6月30日	2020年度 /2020年12月31日	2019年度 /2019年12月31日
期末余额	160,260.59	148,348.35	106,243.87
利息收入	1,003.31	1,691.40	2,085.77

注：上述存款余额包含向南方电网公司的归集资金。

标的公司在集团财务公司的各类存款，参考中国人民银行同期同档次存款基准利率浮动计收存款利息。

2) 向集团财务公司贷款

2019年、2020年及2021年1-6月，标的公司向南方电网财务有限公司贷款情况如下：

单位：万元

项目	2021年1-6月 /2021年6月30日	2020年度 /2020年12月31日	2019年度 /2019年12月31日
期末余额	423,560.74	447,233.74	435,678.81
利息支出	9,029.24	20,206.02	19,281.19

标的公司在集团财务公司取得的贷款，根据风险水平、信用评级等因素，参照贷款市场报价利率同期同档次水平浮动计付贷款利息。

(3) 通过南方电网公司统借统还取得资金

报告期内，标的公司存在通过南方电网公司统借统还取得资金的情形。

1) 统借统还业务的内容

根据财税[2016]36号文附件3《营业税改增值税试点过渡政策的规定》第一条“下列项目免征增值税”第(十九)项“以下利息收入”第7点的规定，统借统还业务，是指：

“（1）企业集团或者企业集团中的核心企业向金融机构借款或对外发行债券取得资金后，将所借资金分拨给下属单位（包括独立核算单位和非独立核算单位，下同），并向下属单位收取用于归还金融机构或债券购买方本息的业务。

（2）企业集团向金融机构借款或对外发行债券取得资金后，由集团所属财务公司与企业集团或者集团内下属单位签订统借统还借款合同并分拨资金，并向企业集团或者集团内下属单位收取本息，再转付企业集团，由企业集团统一归还金融机构或债券购买方的业务。”

统借统还业务在央企集团内普遍存在，标的公司统借统还不存在违反法律法规的情形，符合央企集团惯例。

2) 统借统还的具体模式

南方电网公司向外部金融机构或投资者借入贷款或发行债券，根据标的公司的资金需求向其拨付资金，再根据该贷款或债券的还款时间要求及利息，向标的公司回收利息及本金。标的公司可在约定期限内使用所拨付的资金，需按照要求归还本金及利息。

3) 统借统还的情况

报告期内，标的公司通过南方电网公司统借统还取得资金的情况如下表所示：

单位：万元

年度	关联方	借款金额	偿还金额	借款时间	偿还时间	借款资金利率	借款资金用途
		200,000	-	2021年2月	2024年2月	3.45%	项目建设

年度	关联方	借款金额	偿还金额	借款时间	偿还时间	借款资金利率	借款资金用途
2021年1-6月	南方电网公司	30,000	-	2021年3月	2024年3月	3.58%	补流
		-	10,000	2016年3月	2021年3月	3.14%	补流
2020年度	南方电网公司	40,000	-	2020年1月	2023年1月	3.30%	补流
		18,000	-	2020年8月	2023年8月	2.99%	补流
		-	18,000	2010年1月	2020年1月	4.60%	项目建设用款
		-	20,000	2015年8月	2020年8月	4.07%	补流
2019年度	南方电网公司	15,000	-	2019年7月	2025年7月	3.55%	项目建设
		20,000	-	2019年8月	2025年8月	3.40%	项目建设
		25,000	-	2019年10月	2025年10月	3.59%	补流
		35,000	-	2019年3月	2022年3月	3.65%	补流
		-	20,000	2016年1月	2019年1月	2.90%	补流
		-	20,000	2018年10月	2019年7月	3.00%	补流
		-	35,000	2018年6月	2019年3月	3.91%	补流

3、如存在前述情形，请说明后续解决措施。

报告期内，标的公司存在向南方电网公司资金归集，向集团财务公司存贷款，以及由南方电网公司提供统借统还等非经营性资金往来的情形。

上述与南方电网公司及其关联方发生的非经营性资金往来，公司将与交易对方及标的公司积极沟通，要求其根据《公司法》《上海证券交易所股票上市规则》《上海证券交易所上市公司关联交易实施指引》等相关规定进行规范。

针对向南方电网公司的资金归集，未来公司将与交易对手及标的公司协商，解除对标的公司的资金归集业务协议，以保证标的公司的独立性；针对由南方电网公司对标的公司提供的统借统还，公司将与交易对手及标的公司协商，在现有借款余额的基础上，按照原偿还计划逐步全部清理。

（二）补充披露情况

上市公司已在《云南文山电力股份有限公司重大资产置换及发行股份购买资产并募集配套资金暨关联交易预案（修订稿）》“第四章 拟置出资产基本情况”之“三、拟置出资产与上市公司的非经营性资金往来情况”以及“第五章 拟置入资产基本情况”之“四、拟置入资产与关联方的非经营性资金往来情况”补充披露上述相关内容。

（三）中介机构核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

1、报告期内，置出资产与上市公司不存在非经营性资金往来，本次交易后，拟置出资产主要经营供电侧业务，上市公司主要保留小水电发电业务，本次交易不会新增非经营性关联方资金占用。

2、报告期内，标的公司与南方电网及其关联方之间的非经营资金往来主要包括：向南方电网公司的资金归集，与集团财务公司的存贷款，以及由南方电网公司提供的统借统还；标的公司不存在向南方电网及其关联方提供担保的情形。标的公司针对非经营性资金往来后续拟采取符合《公司法》《上海证券交易所股票上市规则》《上海证券交易所上市公司关联交易实施指引》等相关规定的解决措施。

特此公告。

云南文山电力股份有限公司董事会

2021年11月11日