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%
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	
置入资产 1	金额	占比	金额	占比	金额	占比
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总投资数额较大,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营。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规定和总体规划,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适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商和系统集成商,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
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、砂石加工系统工程建设等	招投标定价	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	招投标定价	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	招投标定价	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	招投标定价	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	招投标定价	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	招投标定价	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	招投标定价	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	招投标定价	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 3)	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%	-
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