



浙江省新能源投资集团
股份有限公司

Zhejiang Provincial New Energy Investment Group Co., Ltd.

(杭州市江干区凯旋街道风起东路 8 号)

首次公开发行股票
招股意向书

保荐机构（主承销商）



财通证券股份有限公司
CAITONG SECURITIES CO., LTD.

(住所：浙江省杭州市西湖区天目山路 198 号财通双冠大厦西楼)

发行概况

发行股票类型:	人民币普通股 (A 股)
发行股数:	不超过 20,800 万股且占发行后公司股份总数不低于 10%，本次发行不安排股东公开发售股份
每股面值:	1.00 元
发行价格:	【】元/股
发行后总股本:	不超过 208,000 万股
预计发行日期:	2021 年 4 月 15 日
拟上市证券交易所:	上海证券交易所
股份流通限制及股东对所持股份自愿锁定的承诺	<p>公司控股股东浙能集团、股东新能发展承诺：自发行人股票上市之日起 36 个月内，本公司不转让或者委托他人管理发行人公开发行股票前本公司直接或间接持有的股份，也不由发行人回购该部分股份。在上述相应锁定期届满后两年内，本公司减持发行人股份的，减持价格不低于本次首发上市时发行人股票的发行价（以下简称“发行价”）。若发行人在本次首发上市后有派息、送股、资本公积转增股本等除权除息事项的，应对发行价进行除权除息处理（下同）。发行人上市后 6 个月内，如其股票连续 20 个交易日的收盘价均低于发行价，或者上市后 6 个月期末（如该日不是交易日，则为该日后第一个交易日）收盘价低于发行价，本公司持有的发行人股份的锁定期将自动延长 6 个月。如本公司违反上述承诺或法律强制性规定减持发行人股份的，本公司承诺违规减持发行人股票所得（以下简称“违规减持所得”）归发行人所有，同时本公司持有的剩余发行人股份的锁定期在原锁定期届满后自动延长 12 个月。如本公司未将违规减持所得上缴发行人，则发行人有权将应付本公司现金分红中与违规减持所得相等的金额收归发行人所有。</p>
保荐机构（主承销商）:	财通证券股份有限公司
招股意向书签署日期:	2021 年 4 月 7 日

发行人声明

发行人及全体董事、监事、高级管理人员承诺招股意向书及其摘要不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对其真实性、准确性、完整性承担个别和连带的法律责任。

公司负责人和主管会计工作的负责人、会计机构负责人保证招股意向书及其摘要中财务会计资料真实、完整。

保荐人承诺因其为发行人首次公开发行股票制作、出具的文件有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，给投资者造成损失的，将先行赔偿投资者损失。

中国证监会、其他政府部门对本次发行所作的任何决定或意见，均不表明其对发行人股票的价值或投资者的收益作出实质性判断或者保证。任何与之相反的声明均属虚假不实陈述。

根据《证券法》的规定，股票依法发行后，发行人经营与收益的变化，由发行人自行负责，由此变化引致的投资风险，由投资者自行负责。

投资者若对本招股意向书及其摘要存在任何疑问，应咨询自己的股票经纪人、律师、专业会计师或其他专业顾问。

重大事项提示

本重大事项提示仅对需投资者特别关注的公司风险及其他重要事项进行提醒。敬请投资者认真阅读招股意向书“风险因素”章节的全部内容。

一、本次发行的相关重要承诺的说明

（一）股份锁定承诺

发行人控股股东浙能集团和持股 5% 以上股东新能发展承诺：

1、自发行人股票上市之日起 36 个月内，本公司不转让或者委托他人管理发行人公开发行股票前本公司直接或间接持有的股份，也不由发行人回购该部分股份。

2、在上述相应锁定期届满后两年内，本公司减持发行人股份的，减持价格不低于本次首发上市时发行人股票的发行价（以下简称“发行价”）。若发行人在本次首发上市后有派息、送股、资本公积转增股本等除权除息事项的，应对发行价进行除权除息处理（下同）。

3、发行人上市后 6 个月内，如其股票连续 20 个交易日的收盘价均低于发行价，或者上市后 6 个月期末（如该日不是交易日，则为该日后第一个交易日）收盘价低于发行价，本公司持有的发行人股份的锁定期将自动延长 6 个月。

4、如本公司违反上述承诺或法律强制性规定减持发行人股份的，本公司承诺违规减持发行人股票所得（以下简称“违规减持所得”）归发行人所有，同时本公司持有的剩余发行人股份的锁定期在原锁定期届满后自动延长 12 个月。如本公司未将违规减持所得上缴发行人，则发行人有权将应付本公司现金分红中与违规减持所得相等的金额收归发行人所有。

（二）公司发行前持股 5% 以上股东的持股意向及减持意向承诺

发行人控股股东浙能集团和持股 5% 以上股东新能发展在锁定期届满后 24 个月内关于持股意向及减持意向承诺如下：

1、减持股份的条件

本企业严格按照公司首次公开发行股票招股意向书及本企业出具的承诺载明的各项锁定期限要求，并严格遵守相关法律、法规、规范性文件规定及监管要求，在锁定期内不减持直接或间接持有发行人的股份。

2、减持股份的方式

锁定期届满后，本企业可通过包括但不限于二级市场集中竞价交易、大宗交易、协议转让等方式减持直接或间接所持有的发行人股份。

3、减持股份的价格

本企业减持直接或间接所持有的发行人股份的价格（如果因派发现金红利、送股、转增股本、增发新股等原因进行除权、除息的，按照有关规定进行相应调整，下同）根据当时的二级市场价格确定，并应符合相关法律法规及证券交易所规则要求；本企业在发行人首次公开发行前直接或间接所持有的发行人股份在相关锁定期满后两年内减持的，减持价格不低于首次公开发行股票的发行价格。

4、减持股份的数量

在锁定期（包括延长的锁定期）届满后的 12 个月内，本企业直接或间接转让所持发行人股份不超过本企业于本次上市时持有发行人股份（不包括本企业在发行人本次发行股票后从公开市场中新买入的股份）的 25%。

在锁定期（包括延长的锁定期）届满后的第 13 至 24 个月内，本企业直接或间接转让所持发行人股份不超过在锁定期届满后第 13 个月初本企业直接或间接持有发行人股份（不包括本企业在发行人本次发行股票后从公开市场中新买入的股份）的 25%。

5、减持股份的期限

本企业直接或间接持有的发行人股份的锁定期限（包括延长的锁定期）届满后，本企业减持直接或间接所持发行人股份时，应提前将减持意向和拟减持数量等信息以书面方式通知发行人，并由发行人及时予以公告，自发行人公告之日起 3 个交易日后，本企业方可减持发行人股份，自公告之日起 6 个月内完成，并按

照上海证券交易所的规则及时、准确地履行信息披露义务。

6、遵守届时有关法律、法规、规章和规则的相关规定

在本企业进行减持行为时，本企业亦将遵守本企业届时应遵守的相关法律、法规、规章以及中国证监会或者上海证券交易所关于股东减持股份的相关规定。

(三) 填补被摊薄即期回报的措施及承诺

1、发行人的措施及承诺

为降低本次公开发行摊薄即期回报的影响，公司将采取如下措施增厚未来收益并加强投资者回报，以填补被摊薄即期回报：

(1) 增强竞争力，提升盈利能力

公司将大力发展可再生能源（风力发电、光伏发电、水力发电、海洋能、地热能等），加大可再生能源的建设和收购力度。在丰富业务的同时，公司将在有效控制经营和管控风险的基础上，进一步优化经营模式，强化内部管理，做到增收降本提效，全面提升公司的竞争力和盈利能力。

(2) 强化募集资金管理

公司已制定《募集资金管理办法》，募集资金到位后将存放于董事会指定的专项账户中。公司将定期检查募集资金使用情况，从而加强对募投项目的监管，保证募集资金得到合理、合法的使用。

(3) 加快募投项目投资进度

本次募集资金到位前，为尽快实现募投项目盈利，公司拟通过多种渠道积极筹措资金，积极调配资源，开展募投项目的前期准备工作，增强项目相关的人才与技术储备。本次发行募集资金到位后，公司将调配内部各项资源、加快推进募投项目建设，提高募集资金使用效率，争取募投项目早日达产并实现预期效益，以增强公司盈利水平。

(4) 强化投资者回报机制

公司实施积极的利润分配政策，重视对投资者的合理投资回报，并保持连续

性和稳定性。公司已根据中国证监会的相关规定及监管要求，制订上市后适用的《公司章程（草案）》，就利润分配政策事宜进行详细规定，并通过了《上市后三年股东分红回报规划》，充分维护公司股东依法享有的资产收益等权利，提高公司的未来回报能力。

2、控股股东承诺

(1) 本公司承诺不滥用控股股东地位，不会越权干预发行人经营管理活动，不会侵占或采用其他方式损害发行人利益。

(2) 在中国证监会、上海证券交易所另行发布填补被摊薄即期回报的措施及承诺的相关意见及实施细则后，如发行人的相关规定及本公司的承诺与该等规定不符时，本公司承诺将立即按照中国证监会及上海证券交易所的规定出具补充承诺，并积极推进发行人作出新的承诺或措施，以符合中国证监会及上海证券交易所的要求。

3、发行人董事、高级管理人员承诺

本人将忠实、勤勉地履行职责，维护公司和全体股东的合法权益。

对于公司 2019 年第三次临时股东大会审议通过的《浙江省新能源投资集团股份有限公司关于填补被摊薄即期回报的相关措施》议案中所述的填补即期回报措施的切实履行，承诺：

(1) 不无偿或以不公平条件向其他单位或者个人输送利益，也不采用其他方式损害公司利益；

(2) 对职务消费行为进行约束；

(3) 不动用公司资产从事与履行职责无关的投资、消费活动；

(4) 由董事会或薪酬与考核委员会制订的薪酬制度与公司填补回报措施的执行情况相挂钩；

(5) 若公司后续推出股权激励政策，则拟公布的公司股权激励的行权条件与公司填补回报措施的执行情况相挂钩；

(6) 切实履行公司制订的有关填补回报措施以及本承诺，若违反该等承诺

并给公司或者投资者造成损失的,本人愿意依法承担对公司、投资者的补偿责任。

如本人未能履行上述承诺而导致公司或公众投资者遭受经济损失的,将依法向投资者赔偿相关损失。

本承诺函所述承诺事项已经本人确认,为本人的真实意思表示,对本人具有法律约束力。本人自愿接受监管机关、社会公众及投资者的监督,积极采取合法措施履行本承诺,并依法承担相应责任。

(四) 相关责任主体关于未履行相关承诺的约束措施

1、发行人未履行承诺事项的约束措施

本公司将严格履行本次首发上市各项声明承诺,积极接受监管部门和投资者的监督。

如本公司非因自然灾害、法律、法规变化或其他不可抗力因素,未能履行、未能完全履行或未能按时履行本次首发上市各项声明承诺,本公司将:

(1) 在股东大会以及中国证监会指定媒体上公开说明具体原因,并向公众投资者道歉;

(2) 以自有资金赔偿公众投资者因依赖本次首发上市各项声明承诺实施交易而遭受的直接损失,赔偿金额由本公司与相关投资者协商确定,或根据监管机关认可的方式确定,或根据司法机关裁判结果确定。

本声明承诺函所述声明及承诺事项已经本公司确认,为本公司的真实意思表示,对本公司具有法律约束力。本公司自愿接受监管机关、社会公众及投资者的监督,积极采取合法措施履行本承诺,并依法承担相应责任。

2、持股 5%以上股东未履行承诺事项的约束措施

浙能集团、新能发展作为持有发行人 5%以上股份的股东,承诺如下:

本公司若未能履行对外作出的承诺,则本公司将按有关法律、法规的规定及监管部门的要求承担相应的责任;若因未履行承诺致使投资者在证券交易中遭受损失且相关损失数额经司法机关以司法裁决形式予以认定的,本公司将自愿采取

相应的措施，包括：

(1) 通过发行人及时、充分披露承诺未能履行、无法履行或无法按期履行的具体原因；

(2) 向发行人及其投资者提出补充承诺或替代承诺，以尽可能保护发行人及其投资者的权益；

(3) 将上述补充承诺或替代承诺提交发行人股东大会审议；

(4) 依法及时赔偿投资者损失；

(5) 将暂不领取在发行人处获得的股东分红，直至按承诺采取相应的赔偿措施并实施完毕时为止。

3、董事、监事、高级管理人员未能履行承诺的约束措施

本声明承诺函所述声明及承诺事项已经本人确认，为本人的真实意思表示，对本人具有法律约束力。本人自愿接受监管机关、社会公众及投资者的监督，积极采取合法措施履行本承诺，并依法承担相应责任。

如本人违反在公司首次公开发行上市时作出的任何公开承诺，本人将在股东大会及发行人的公司章程所规定的信息披露媒体公开说明未履行承诺的具体原因，并向发行人全体股东及其他公众投资者道歉。如果因未履行相关公开承诺事项给投资者造成损失的，本人将依法向投资者赔偿相关损失。如该等已违反的承诺仍可继续履行，本人将继续履行该等承诺。

本人不会因职务变更、离职等原因而放弃履行上述承诺。

(五) 关于因信息披露重大违规回购新股、购回股份、赔偿损失的相关承诺

1、发行人承诺

发行人承诺如下：

(1) 本公司确认，本公司本次首发上市的招股意向书不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏。

(2) 若中国证监会、证券交易所或有权司法机构认定本公司本次首发上市的招股意向书有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，导致对判断本公司是否符合法律规定的发行条件构成重大、实质影响的，本公司将依法回购首次公开发行的全部新股，回购价格不低于本公司股票发行价加上股票发行上市后至回购时相关期间银行同期存款利息，并根据相关法律、法规及本公司章程规定的程序实施。上述回购实施时法律法规另有规定的，从其规定。若本公司在本次首发上市后有派息、送股、资本公积转增股本等除权除息事项的，应对前述发行价进行除权除息调整。

(3) 若因本公司本次首发上市的招股意向书有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，致使投资者在证券交易中遭受损失的，本公司将依法赔偿投资者损失。在该等违法事实被中国证监会、证券交易所或者有权司法机构认定后，本公司将本着主动沟通、尽快赔偿、切实保障投资者特别是中小投资者利益的原则，通过设立投资者赔偿基金等方式积极赔偿投资者由此遭受的可测算的直接经济损失。

(4) 本声明承诺函所述事项已经本公司确认，为本公司的真实意思表示，对本公司具有法律约束力。本公司自愿接受监管机关、社会公众及投资者的监督，积极采取合法措施履行本承诺，并依法承担相应责任。

2、控股股东承诺

发行人控股股东浙能集团承诺如下：

(1) 关于招股意向书的声明

本公司确认发行人首次公开发行股票招股意向书不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，并对其真实性、准确性、完整性承担法律责任。

(2) 购回已转让股份的承诺

如经中国证监会等有权监管机构或司法机构认定，发行人首次公开发行股票招股意向书有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，导致对判断发行人是否符合法律规定的发行条件构成重大、实质影响的，本公司将依法购回已转让的原限售股份。本公司将在有权监管机构或司法机构作出的认定生效之日起 10 个工作日内制定购回已转让的原限售股份的具体方案，并在该方案取得有权机构批准

(如需要)后依法实施。本公司购回已转让的原限售股份的价格按照市场情况确定,但每股购回价格将不低于发行人首次公开发行股票时的发行价并加算同期银行活期存款利息(若需购回的股票有派息、送股、资本公积金转增股本等除权、除息事项的,购回的股份将包括已转让的原限售股份及其派生股份,发行价格将相应进行除权、除息调整)。

(3) 赔偿投资者损失的承诺

如经中国证监会等有权监管机构或司法机构认定,发行人首次公开发行股票招股意向书有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏,并致使投资者在证券交易中遭受损失的,本公司将依法赔偿投资者损失。本公司将在有权监管机构或司法机构作出的认定生效后,本着简化程序、积极协商、先行赔付、切实保障投资者特别是中小投资者利益的原则,按照投资者直接遭受的可测算的经济损失选择与投资者和解、通过第三方与投资者调解及设立投资者赔偿基金等方式积极赔偿投资者由此遭受的直接经济损失。

(4) 其他相关承诺

如经中国证监会等有权监管机构或司法机构认定,发行人首次公开发行股票招股意向书有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏,导致对判断发行人是否符合法律规定的发行条件构成重大、实质影响的或者致使投资者在证券交易中遭受损失的,并因此触发发行人回购首次公开发行的全部新股的义务、责任的,或者触发发行人控股股东、董事、监事和高级管理人员的赔偿义务、责任的,本公司保证在发行人股东大会上对于上述回购、赔偿有关的议案投赞成票,并将依法督促发行人及董事、监事和高级管理人员履行其相关义务和承担相关责任。

3、发行人董事、监事和高级管理人员的承诺

发行人董事、监事和高级管理人员承诺如下:

(1) 发行人招股意向书及其摘要不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏,并对其真实性、准确性、完整性承担个别和连带的法律责任。

(2) 如发行人招股意向书及其摘要有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏,致使投资者在证券交易中遭受损失的,将依法赔偿投资者损失。

(3) 本人承诺不因职务变更、离职等原因而放弃履行已作出的承诺。

如本人违反上述承诺，本人将在股东大会及发行人的公司章程所规定的信息披露媒体公开说明未履行承诺的具体原因，并向发行人全体股东及其他公众投资者道歉。如果给投资者造成损失的，本人将依法向投资者赔偿相关损失。如该等已违反的承诺仍可继续履行，本人将继续履行该等承诺。

4、中介机构的相关承诺

(1) 保荐机构的承诺

财通证券股份有限公司承诺：因财通证券为发行人首次公开发行制作、出具的文件有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，给投资者造成损失的，将先行赔偿投资者损失。

(2) 会计师事务所的承诺

致同会计师事务所（特殊普通合伙）承诺：本所将严格履行法定职责，遵照本行业的业务标准和执行规范，对本所为浙江省新能源投资集团股份有限公司首次公开发行制作、出具的文件进行核查验证，确保相关文件真实、准确、完整。

若本所为发行人首次公开发行制作、出具的文件有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，给投资者造成损失的，将依法赔偿投资者损失。

(3) 律师事务所的承诺

北京市中伦律师事务所承诺：本所为浙江省新能源投资集团股份有限公司首次公开发行股票并上市制作、出具的法律意见书和律师工作报告不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，对其真实性、准确性和完整性承担法律责任。若本所未能依照法律法规及行业准则的要求勤勉尽责、存在过错致使本所为发行人本次发行上市制作、出具的文件有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，给投资者造成直接经济损失的，本所将依生效的仲裁裁决书或司法判决书赔偿投资者损失。

(六) 关于公司股东信息披露的专项承诺

发行人根据《监管规则适用指引——关于申请首发上市企业股东信息披露》

出具了如下专项承诺：

- 1、本公司已在招股意向书中真实、准确、完整的披露了股东信息。
- 2、本公司历史沿革中不存在股权代持、委托持股等情形，不存在股权争议或潜在纠纷等情形。
- 3、本公司不存在法律法规规定禁止持股的主体直接或间接持有本公司股份的情形。
- 4、本次发行的中介机构或其负责人、高级管理人员、经办人员不存在直接或间接持有本公司股份情形。
- 5、本公司不存在以本公司股权进行不当利益输送情形。
- 6、若本公司违反上述承诺，将承担由此产生的一切法律后果。

二、本次发行后的股利分配政策

公司 2019 年第三次临时股东大会审议通过了《公司章程（草案）》，对公司上市后股利分配政策进行了约定。

（一）公司利润分配政策的基本原则

- 1、公司应充分考虑对投资者的回报，每年按当年合并报表口径实现的可供分配利润的规定比例向股东分配股利；
- 2、公司的利润分配政策保持连续性和稳定性，同时兼顾公司的长远利益、全体股东的整体利益及公司的可持续发展；
- 3、公司优先采用现金分红的利润分配方式；
- 4、按照法定顺序分配利润的原则，坚持同股同权、同股同利的原则。

（二）公司利润分配的期间间隔

在公司当年盈利且累计未分配利润为正数（按母公司报表口径）的前提下，公司每年度至少进行一次利润分配。公司可以进行中期现金分红。公司董事会可以根据公司当期的盈利规模、现金流状况、发展阶段及资金需求状况，提议公司

进行中期分红。

（三）公司利润分配具体政策

1、利润分配形式：公司采取现金、股票、现金与股票相结合的方式分配股利。在具备现金分红条件下，应当优先采用现金分红进行利润分配。在有条件的情况下，公司可以进行中期利润分配。

2、公司现金分红的具体条件和比例：

（1）公司该年度实现的可供分配利润（即公司弥补亏损、提取公积金等后所余的税后利润）为正值（按母公司报表口径）；

（2）公司累计可供分配利润为正值（按母公司报表口径）；

（3）审计机构对公司的该年度财务报告出具标准无保留意见的审计报告（中期现金分红情形除外）；

（4）公司资金充裕，盈利水平和现金流量能够持续经营和长期发展；

（5）无公司股东大会批准的可以不进行现金分红的其他重大特殊情况；

（6）公司无重大投资计划或重大现金支出等事项发生（募集资金项目除外）。

重大投资计划或重大现金支出是指公司未来十二个月内拟对外投资、收购资产或者购买设备的累计支出达到或者超过公司最近一期经审计净资产的 30%。

若满足上述第（1）项至第（5）项条件，公司应进行现金分红；经股东大会审议通过，上述现金分红条件中的第（6）项应不影响公司实施现金分红。在足额提取法定公积金后，每年以现金方式分配的利润应不少于当年实现的可分配利润的 20%（按合并报表口径）。

未全部满足上述第（1）项至第（5）项条件，但公司认为有必要时，也可进行现金分红。

3、各期现金分红最低比例：

（1）公司发展阶段属成熟期且无重大资金支出安排的，进行利润分配时，现金分红在各期利润分配中所占比例最低应达到 80%；

(2) 公司发展阶段属成熟期且有重大资金支出安排的，进行利润分配时，现金分红在各期利润分配中所占比例最低应达到 40%；

(3) 公司发展阶段属成长期且有重大资金支出安排的，进行利润分配时，现金分红在各期利润分配中所占比例最低应达到 20%；

(4) 公司发展阶段不易区分但有重大资金支出安排的，按照前项规定处理。

重大资金支出指公司未来十二个月内拟对外投资、收购资产或者购买设备等的累计支出达到或者超过公司最近一期经审计净资产的百分之三十。

三、本次发行后的股利分配规划

公司 2019 年第三次临时股东大会审议通过了《上市后三年股东分红回报规划》，对公司上市后股利分配政策进行了约定。

(一) 股东分红回报规划制定考虑因素

公司着眼于公司的长远和可持续发展，在综合分析公司经营发展实际、股东要求和意愿、社会资金成本、外部融资环境等因素，征求和听取股东尤其是中小股东的要求和意愿，充分考虑公司目前及未来盈利规模、现金流量状况、发展所处阶段、项目投资资金需求、本次发行融资、银行信贷及债权融资环境等因素，平衡股东的短期利益和长期利益的基础上制定股东分红回报规划，建立对投资者持续、稳定、科学的回报规划与机制，对股利分配做出制度性安排，并藉此保持公司利润分配政策的连续性和稳定性。

(二) 股东分红回报规划制定原则

1、本公司在本次发行上市后将采取现金、股票或其他符合法律法规规定的方式分配股票股利，并根据公司经营情况进行中期现金分红。

2、本公司的利润分配政策将重视对投资者的合理投资回报，并保持利润分配政策的连续性和稳定性。

3、在公司盈利、现金流满足公司正常经营和中长期发展战略需要的前提下，公司将优先选择现金分红方式，并保持现金分红政策的一致性、合理性和稳定性，

保证现金分红信息披露的真实性。

（三） 股东分红回报规划制定与修改的具体流程

1、公司董事会应根据股东大会制定并列入公司章程的利润分配政策，以及公司未来发展计划，在充分考虑和听取股东（特别是公众投资者）、独立董事的意见基础上，每三年制定一次具体的股东分红回报规划。董事会制定的股东分红回报规划应经全体董事过半数同意且经独立董事过半数同意方能通过。

2、若因公司利润分配政策进行修改或公司经营环境或者自身经营状况发生较大变化而需要调整股东分红回报规划的，该调整应限定在利润分配政策规定的范围内，经全体董事过半数同意并经独立董事过半数同意方能通过。

（四） 股东分红回报规划制定周期和相关决策机制

公司董事会应根据股东大会制定或修订的利润分配政策，至少每三年重新审阅一次《股东分红回报规划》，根据股东（特别是公众投资者）、独立董事的意见对公司正在实施的股利分配政策作出适当且必要的修改，确定该时段的股东分红回报规划，并确保调整后的股东分红回报规划不违反利润分配政策的有关规定。董事会制定的股东分红回报规划应经全体董事过半数并经独立董事过半数同意方可通过。

（五） 公司上市后前三年股东分红回报具体规划

1、公司在上市后前三年内，将采取现金分红、股票股利或者现金分红与股票股利相结合的方式进行利润分配，并优先选择现金分红方式进行分配。在留足法定公积金后，每年以现金方式分配的利润应不少于当年实现的可分配利润的20%。

2、在公司上市后前三年内公司经营业绩快速增长，董事会可以在现金分红的基础上，根据公司的经营业绩与股本规模的匹配情况择机发放股票股利；也可以根据公司的盈利情况及资金需求状况提议公司进行中期现金分红。

3、董事会经综合考虑所处行业特点、发展阶段、自身经营模式、盈利水平及未来重大资金支出安排等因素后认为，公司目前发展阶段属于成长期，资金需

求量较大，因此公司上市后前三年进行利润分配时，现金分红在利润分配中所占比例最低达到 20%。

4、上述利润分配后的留存未分配利润将用于补充公司生产经营所需的流动资金及投资。

四、本次发行前滚存利润的分配安排

经公司 2019 年第三次临时股东大会审议同意，公司首次公开发行股票前的滚存利润将由发行后的新老股东按照届时的持股比例共同享有。

五、关于公司稳定股价的预案

为切实保护中小投资者的合法权益，现就公司首次公开发行的股份上市后 36 个月内出现公司股票连续 20 个交易日的收盘价低于最近一期每股净资产的情况，制定本稳定股价预案。

（一）启动条件

在公司股票上市后三年内，如非因不可抗力因素所致，公司股票连续 20 个交易日（第 20 个交易日为“触发稳定股价措施日”；该等 20 个交易日的期限自公司披露最近一期经审计的净资产之日起开始计算，如期间公司披露了新的最近一期经审计的净资产，则该等 20 个交易日的期限需自公司披露新的最近一期经审计的净资产之日起重新开始计算）的收盘价低于公司披露的最近一期经审计的每股净资产（最近一期审计基准日后，如有分红、派息、送股、资本公积金转增股本、增发、配股等导致公司净资产或股份总数出现变化的事项的，则相应调整每股净资产，下同），且在满足法律、法规和规范性文件关于业绩发布、增持或回购相关规定的情形下，公司及控股股东等相关主体将启动稳定公司股价的措施。

自触发股价稳定措施日起，公司和公司的控股股东、董事、高级管理人员等相关主体应依照本预案采取相应的行为，并依照董事会、股东大会通过的具体方案（如有），实施稳定股价的具体措施。

（二）原则

股价稳定措施的确定及其实施应坚持以下原则：

- 1、有利于保护中小股东利益；
- 2、不能导致公司不符合法定上市条件；
- 3、不应导致公司、相关参与方违反法律法规和交易所规范性的文件的规定；
- 4、决策程序和实施程序合法合规；
- 5、按规定履行信息披露。

（三）具体措施

公司及控股股东等相关主体可以根据公司及市场情况，采取一项或同时采取多项措施以稳定公司股价，具体措施实施时应以维护公司上市地位、保护公司及广大投资者利益为原则，遵循法律、法规、规范性文件及证券交易所的相关规定，并依法履行相应的信息披露义务。公司及控股股东等相关主体可采取的稳定公司股价的措施包括但不限于：

1、积极与投资者沟通：公司可在触发稳定股价措施日起的 10 个交易日内，组织公司的业绩发布会或业绩路演等投资者沟通活动，积极与投资者就公司经营业绩和财务状况进行沟通。

2、控股股东增持公司股票：控股股东将在触发稳定股价措施日起的 20 个交易日内，就其是否有增持公司股票的具体计划书面通知公司并由公司进行公告，具体增持计划的内容包括但不限于拟增持的公司股票的数量范围、价格区间及完成期限等信息，用于增持的资金总额原则上不超过控股股东上一年度自公司获得的现金分红总额的 80%，增持的价格原则上不超过公司最近一期经审计的每股净资产（最近一期审计基准日后，因利润分配、资本公积金转增股本、增发、配股等情况导致公司净资产、股份总数出现变化的，每股净资产相应进行调整）。

3、公司回购股票：如控股股东明确告知公司其无增持计划或未如期公告其具体增持计划的，则公司将根据届时有效的法律法规规定向社会公众股东回购公

司部分股票，同时保证回购结果不会导致公司的股权分布不符合上市条件。公司将在触发稳定股价措施日起的 30 个交易日内，履行关于股票回购的内部决策程序。

公司回购股份的议案至少包含以下内容：回购目的、方式，价格或价格区间、定价原则，拟回购股份的种类、数量及其占公司总股本的比例，拟用于回购股份的资金总额及资金来源，回购期限，预计回购股份后公司股权结构的变动情况，管理层对回购股份对公司经营、财务及未来发展的影响的分析报告。公司用于回购股份的资金总额原则上不超过公司上一年度实现的归属于母公司所有者净利润的 20%且回购的价格原则上不超过公司最近一期经审计的每股净资产（最近一期审计基准日后，因利润分配、资本公积金转增股本、增发、配股等情况导致公司净资产、股份总数出现变化的，每股净资产相应进行调整）。

在履行内部决策程序后，公司将根据《公司法》及公司《章程》的规定履行回购股份相关程序。公司回购股份的方式为集中竞价交易方式、要约方式或证券监督管理部门认可的其他方式。

4、董事、高级管理人员增持公司股票：如上述措施实施后，仍未出现本预案规定的终止实施稳定公司股价措施的情形，则本公司董事（独立董事除外）、高级管理人员将自相关股份回购的内部决策程序履行完毕之日起 20 个工作日内通过证券交易所集中竞价交易方式增持公司社会公众股份，用于增持公司股份的资金额不低于本公司董事（独立董事除外）、高级管理人员上一年度从公司领取薪酬或津贴的 10%，增持的价格原则上不超过公司最近一期经审计的每股净资产（最近一期审计基准日后，因利润分配、资本公积金转增股本、增发、配股等情况导致公司净资产、股份总数出现变化的，每股净资产相应进行调整），增持计划完成后的六个月内将不出售所增持的股份。

5、其他：公司还可以制定其他稳定公司股价的具体措施，并在履行必要的审批程序之后实施。

（四）终止情形

自触发稳定股价措施日起，若出现以下任一情形，则已公告的稳定股价方案

终止执行：

1、公司股票收盘价连续 5 个交易日的收盘价均不低于最近一期经审计的每股净资产（最近一期审计基准日后，因利润分配、资本公积金转增股本、增发、配股等情况导致公司净资产或股份总数出现变化的，每股净资产相应进行调整）；

2、继续执行稳定股价方案将导致公司股权分布不符合上市条件或将违反当时有效的相关禁止性规定的。

（五）约束措施

1、如控股股东已公告其具体增持计划，达到实施条件但未能实际履行的，且未出现本预案规定的终止实施稳定公司股价措施的情形，则公司将有权将相等金额的应付控股股东现金分红予以暂时扣留，直至控股股东履行其增持义务。

2、公司董事、高级管理人员应勤勉尽责，根据本预案的要求，及时制定并实施相应股价稳定措施。

3、在启动股价稳定措施的前提条件满足时，如公司未采取上述稳定股价的具体措施，公司将在股东大会及中国证监会指定报刊上公开说明未采取上述稳定股价措施的具体原因。

六、本公司特别提醒投资者注意风险因素中的风险

（一）电力体制改革风险

2002 年 3 月，国务院正式批准了《电力体制改革方案》（国发〔2002〕5 号），确定了“厂网分开、竞价上网”的改革方向。2003 年 7 月，国务院批准了《电价改革方案》（国办发〔2003〕62 号），进一步明确上网电价改革的方向是全面引入竞争机制，价格由供需各方竞争而成。2015 年 3 月，中共中央、国务院印发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号），明确电力体制改革的重点和路径是“三放开”、“一加强”和“一独立”，即有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序放开配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划，推进交易结构相对独立，加强政府监督，强化电力统筹规划。

2017年9月24日，浙江省人民政府发布《浙江省电力体制改革综合试点方案》（浙政发〔2017〕39号），文件明确浙江省电力体制改革的主要目标是确立适合浙江的电力市场模式，培育多元化市场主体，建立以现货市场为主体、电力金融市场为补充的省级电力市场体系。

浙江省于2019年启动电力现货市场模拟试运行，截至2020年底已进行了三次，三次试运行的参与主体均为全省统调发电厂（不含风电、光伏等非水可再生能源），且以火电为主，水电占比小，公司下属的滩坑水电站（北海水电）为省统调发电厂，参与了试运行，其他水电站及光伏电站和风力电站均未参与。根据目前试运行情况，对公司经营业绩影响较小。

由于电力体制改革是长期而复杂的系统性工程，浙江省目前尚处于探索和试运行阶段。从长期来看，随着电力体制改革的不断深入，电价改革的逐步实施，新的电力市场交易格局的构建和电价机制的形成，公司未来的电价水平和电量销售存在一定的不确定性，有可能对公司的业务或盈利造成不利影响。

（二）上网电价和补贴下降风险

2017年11月8日，国家发改委印发《关于全面深化价格机制改革的意见》（发改价格〔2017〕1941号），明确提出根据技术进步和市场供求，实施风电、光伏等新能源标杆上网电价退坡机制，2020年实现风电与燃煤发电上网电价相当、光伏上网电价与电网销售电价相当。2014年以来，国家发改委多次下调陆上风电和光伏发电标杆上网电价。2019年，国家发改委陆续发布《关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》（发改价格〔2019〕761号）和《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882号）等文件，进一步推进平价上网项目的建设，未来新核准的集中式光伏电站、“全额上网”模式的工商业分布式光伏发电项目、集中式陆上风电和海上风电上网电价全部通过竞争方式确定，不得高于项目所在资源区相应指导价。但是，国家发改委历次关于上网电价的调整均针对尚未并网的电站，对于已并网的电站，上网电价稳定不变，原则上不受政策调整的影响；对于新建项目，上网电价和补贴标准可能会进一步降低。

因此，公司未来投资的光伏项目和风电项目可能面临上网电价和补贴下降的风险。

（三）可再生能源补贴发放滞后风险

根据《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》（发改价格〔2006〕7号）、《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》（发改价格〔2007〕44号）等相关规定，光伏发电和风力发电等可再生能源售电收入中部分属于国家补贴。虽然国家补贴以国家信用为基础，但由于国家补贴审核时间较长，可再生能源基金收缴结算周期较长等因素，导致发电企业收到国家补贴时间有所滞后。

报告期各期末，公司应收可再生能源补贴分别为 121,132.15 万元、269,529.88 万元和 356,824.01 万元，金额较大且逐年增加，若该滞后情况进一步加剧，将影响公司的现金流，进而对实际经营效益产生不利影响。

（四）水力发电业务业绩波动风险

报告期内，公司水力发电业务收入分别为 59,685.82 万元、105,363.74 万元和 66,159.87 万元，2019 年度公司水力发电业务收入较上年上升 76.53%，2020 年度公司水力发电业务收入较上年下降 37.21%，波动幅度较大。

由于报告期内公司水电上网价格和装机容量稳定，水力发电业务收入主要由上网电量变化导致，上网电量受水电站来水量影响，而来水量直接受公司水电站所在地降水量影响。报告期内公司水电站所在地降水量大幅波动，直接导致公司水电业务收入大幅波动，由于水力发电折旧摊销等固定成本占比大，因此如水力发电收入下降将直接导致水力发电业务利润下滑。

因此，由于未来公司水电站所在地的降雨量具有不确定性，公司未来水力发电业务业绩可能因降水的丰枯变动而大幅波动，从而造成公司整体业绩的大幅波动。

（五）弃光、弃风限电风险

公司目前运营的光伏电站和陆上风电项目主要位于我国西北地区，虽然西北地区太阳能、风能资源丰富，但是电力需求有限，兼有电网远距离输送能力有限等不利因素，西北地区一直存在弃光、弃风的现象。

2018-2020 年，我国光伏发电平均弃光率分别为 3%、2%、2%，风力发电平

均弃风率分别为 7%、4%、3%，弃光、弃风限电形势虽有所缓解，但短期内难以得到彻底解决。从区域看，西北地区光伏发电和风力发电消纳问题较为突出。

西北地区通过加强远距离超高压输电线路建设、推进电力市场化交易等措施，在一定程度上缓解了弃光、弃风限电的局面，但未来如果出现消纳需求降低、电网整体负荷变化等情况而导致公司光伏电站、风电站弃光、弃风限电，则会对公司的业绩产生不利影响。

(六) 水电上网电价调整风险

公司水电站均位于浙江省，水电上网电价有两种形成机制，其中滩坑水电站（北海水电）因建设时移民安置难度大，导致工程造价较高，经浙江省物价局同意，其上网电价按 30 年经营期核定，其余水电站执行省内标杆电价，即浙江省发改委在统筹考虑本省电力市场供求变化趋势和水电开发成本等因素制定。公司水电上网电价均经浙江省发改委/物价局核定，且与浙江省水电上网电价整体相符。由于区域及电站差异，公司水电上网电价显著高于华能水电、长江电力、甘肃电投等同行上市公司。

根据国家发改委《关于完善水电上网电价形成机制的通知》（发改价格〔2014〕61 号），对于 2014 年 2 月 1 日以后新投产水电站，鼓励通过竞争方式确定水电价格，要创造条件逐步实行由市场竞争形成电价的机制；对现有水电站上网电价，要进一步规范管理，逐步简化电价分档。随着电力市场化改革的不断推进，未来水电上网电价将由市场供需关系决定。若未来浙江省水电上网电价形成机制调整，公司水电上网电价可能发生变化，如若下降，则会对公司经营业绩带来不利影响。

(七) 投资收益占比较高风险

报告期内，公司投资收益分别为 10,534.10 万元、12,756.83 万元和 18,414.75 万元，占合并净利润的比例分别为 50.24%、20.13%和 35.09%，占比较高。

报告期内，公司投资收益主要系对联营企业的投资收益，对联营企业的投资收益占当期投资收益的比例分别为 99.15%、96.43%和 72.91%，该等联营企业的主营业务主要为水力发电和风力发电，与公司主营业务具有高度相关性，该模式

具有合理的商业背景且符合行业情况，减除上述投资收益后公司仍符合发行条件。

公司对联营企业的投资收益依赖于该等企业的经营业绩和分红情况。报告期内，公司收到的被投资企业的现金分红款分别为 8,802.34 万元、8,103.00 万元和 8,597.09 万元，占对联营企业投资收益的比例分别为 84.28%、65.87% 和 64.03%。公司虽然对该等联营企业具有重大影响，但无法控制其经营和分红，若其业绩下滑或者不能持续和及时地分红，则会对公司投资收益的稳定性和质量产生不利影响。

七、2020 年度经营业绩下滑情况

公司 2020 年度经营业绩较报告期内最高值 2019 年度下滑，具体情况如下：

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	变动金额	变动比例
营业收入	234,651.42	210,237.84	24,413.58	11.61%
净利润	52,485.30	63,366.94	-10,881.64	-17.17%
归属于母公司股东的净利润	28,372.03	40,750.90	-12,378.87	-30.38%
扣除非经常性损益后归属于 母公司股东的净利润	24,311.41	38,687.74	-14,376.33	-37.16%

2020 年度和上年相比，公司营业收入小幅上升，主要系在水电收入下滑情况下光伏发电收入上升，水电收入下滑系受降水减少影响，光伏发电收入上升则系控股装机容量上升所致。

2020 年度与上年相比，公司在营业收入小幅增长的情况下，扣除非经常性损益后归属于母公司股东的净利润较上年同期出现大幅下滑，主要原因是：虽然光伏发电控股装机容量大幅增加，但权益装机容量增幅较小，对归属于母公司股东的净利润影响较小；受降水减少影响，水电收入大幅下降，而水电业务成本以固定成本和半固定成本为主，收入的减少直接导致净利润大幅下降。

公司 2020 年度水电业务业绩下滑系受自然因素影响，属正常的业绩波动，公司的核心业务、经营环境、主要指标未发生重大不利变化，公司业绩变动情况与行业变化趋势一致，目前公司经营业务和业绩水准处于正常状态，具有持续盈利能力。

公司提醒投资者，由于公司的主营业务为水力发电、光伏发电、风力发电等可再生能源项目的投资、开发、建设和运营管理，用于发电的水能、风能和太阳能均系大自然资源，受气候、天气等自然因素影响较大，进而会造成公司业绩的大幅波动。

2020 年度经营业绩下滑具体情况及分析详见本招股意向书第十一节之“二、（四）2020 年度经营业绩下滑情况分析”。

八、财务报告审计截止日后主要财务信息及经营状况

公司财务报告的审计截止日为 2020 年 12 月 31 日。公司预计 2021 年一季度营业收入为 44,704.17 万元至 45,163.17 万元，同比减少 1.64%至 2.64%，归属于母公司股东的净利润为 2,166.88 万元至 2,400.88 万元，同比减少 1.54%至增加 9.09%，扣除非经常性损益后归属于母公司股东的净利润为 1,959.67 万元至 2,193.67 万元，同比减少 8.15%至增加 2.82%。

公司预计 2021 年一季度营业收入较上年同期下降，主要原因是一季度浙江省整体降水较弱，部分地区出现多年一遇的干旱，其中公司位于丽水的主要水电子公司北海水电受影响较大。由于公司的浙能宁夏中卫香山 120MW 风电项目、五家渠浙能新能源六师北塔山牧场 100MW 风电项目、海西华汇大柴旦 50MW 风电建设项目等风力发电项目于 2020 年底并网发电，2021 年一季度产生的效益在一定程度上抵减了水电业务的下滑。

2021 年一季度公司经营情况基本稳定，上述业绩预计情况未经审计机构审计或审阅，不构成本公司盈利预测或业绩承诺，敬请广大投资者注意投资风险。

财务报告审计截止日至本招股意向书签署之日，公司的产业政策、税收政策、经营模式未发生重大变化，主要客户和供应商及其重大合同条款情况未发生重大变化，亦不存在其他可能影响投资者判断的重大事项。

目 录

发行概况	2
发行人声明	3
重大事项提示	4
一、本次发行的相关重要承诺的说明	4
二、本次发行后的股利分配政策	13
三、本次发行后的股利分配规划	15
四、本次发行前滚存利润的分配安排	17
五、关于公司稳定股价的预案	17
六、本公司特别提醒投资者注意风险因素中的风险	20
七、2020 年度经营业绩下滑情况	24
八、财务报告审计截止日后主要财务信息及经营状况	25
目 录	26
第一节 释 义	31
一、基本术语	31
二、专业术语	36
第二节 概 览	38
一、发行人简介	38
二、控股股东及实际控制人简介	39
三、发行人主要财务数据	40
四、本次发行概况	42
五、募集资金主要用途	42
第三节 本次发行概况	43
一、本次发行的基本情况	43
二、与本次发行有关的机构	44
三、发行人与有关中介机构及人员的股权关系和其他权益关系	46
四、与本次发行上市有关的重要日期	46
第四节 风险因素	47

一、宏观经济及政策风险	47
二、市场及经营风险	50
三、管理风险	54
四、财务风险	55
五、募集资金投资项目的风险	56
六、不可抗力风险	57
第五节 发行人基本情况	58
一、发行人基本情况	58
二、发行人设立与改制重组情况	59
三、发行人股本形成及其变化和重大资产重组情况	62
四、发行人的组织结构	95
五、发行人的控股及参股公司情况	104
六、发起人、持有发行人 5% 以上股份的主要股东及实际控制人情况	126
七、发行人股本情况	134
八、职工持股情况	136
九、发行人员工与社会保障情况	136
十、持有 5% 以上股份的主要股东作出的承诺及履行情况	156
第六节 业务与技术	158
一、发行人的主营业务、主要产品及设立以来的变化情况	158
二、发行人所处行业的基本情况	166
三、发行人在行业中的竞争地位	234
四、公司主营业务的具体情况	240
五、发行人的主要固定资产和无形资产	317
六、发行人的特许经营权情况	362
七、发行人的研发和技术	362
八、发行人的境外经营及境外资产情况	366
九、公司主要产品和服务的质量控制情况	366
第七节 同业竞争与关联交易	369
一、公司独立性	369
二、同业竞争	370

三、关联方与关联关系	399
四、报告期内关联交易情况	410
五、关联交易决策程序	465
第八节 董事、监事、高级管理人员与核心技术人员	470
一、董事、监事、高级管理人员与核心技术人员简介	470
二、董事、监事、高级管理人员及核心技术人员及其近亲属持有发行人股份情况	477
三、董事、监事、高级管理人员及核心技术人员对外投资情况	477
四、董事、监事、高级管理人员及核心技术人员薪酬情况	477
五、董事、监事、高级管理人员及核心技术人员兼职情况	478
六、董事、监事、高级管理人员及核心技术人员相互之间存在的亲属关系	482
七、董事、监事、高级管理人员及核心技术人员所签订的协议和承诺及其履行情况	482
八、董事、监事、高级管理人员的任职资格	482
九、董事、监事、高级管理人员在近三年内的变动情况	483
第九节 公司治理	488
一、股东大会、董事会、监事会、独立董事、董事会秘书制度的建立健全及运行情况	488
二、发行人最近三年合法合规情况	523
三、发行人资金占用和对外担保情况	526
四、发行人内部控制情况	532
第十节 财务会计信息	533
一、财务报表	533
二、审计意见类型和关键审计事项及其应对措施	555
三、财务报表的编制基础、合并财务报表范围及变化情况	559
四、主要会计政策和会计估计	565
五、公司适用的各种税项及享受的税收优惠政策	609
六、经注册会计师核验的非经常性损益明细表	614
七、最近一期收购的企业收购前一年利润表情况	616
八、最近一期末主要资产情况	616
九、最近一期末主要债项情况	619

十、股东权益变动情况	620
十一、现金流量情况	620
十二、资产负债表日后事项、或有事项及其他重要事项	621
十三、政府补助	621
十四、主要财务指标	623
十五、资产评估情况	625
十六、历次验资情况	625
第十一节 管理层讨论与分析	627
一、财务状况分析	627
二、盈利能力分析	698
三、经营成果变动分析	740
四、现金流量分析	749
五、资本性支出分析	752
六、财务状况和盈利能力的未来趋势分析	753
七、本次发行对即期回报摊薄的影响及公司采取的填补措施	754
第十二节 业务发展目标	759
一、公司发展战略和发展目标	759
二、公司发行当年和未来两年的发展计划	759
三、拟定上述计划所依据的假设条件	762
四、实施上述计划将面临的主要困难	762
五、发行人确保实现上述计划拟采用的方式、方法或途径	763
六、发展计划与现有业务的关系	764
七、本次发行对于实现前述业务目标的重要意义	765
第十三节 募集资金运用	766
一、募集资金运用计划	766
二、募集资金投资项目与公司现有业务的关系	767
三、募集资金投资项目具体情况	767
四、本次募集资金运用对公司财务状况和经营成果的影响	782
五、董事会对募集资金投资项目可行性的分析意见	783
六、募集资金投资项目与公司现状的相适应情况	783

七、本次募集资金运用对同业竞争和公司独立性的影响	784
第十四节 股利分配政策	785
一、现行股利分配政策	785
二、历年股利分配情况	785
三、本次发行后的股利分配政策	786
四、公司股东未来分红回报规划	789
五、本次发行前滚存利润的分配安排	791
第十五节 其他重要事项	792
一、信息披露和投资者关系情况	792
二、重要合同	792
三、对外担保情况	808
四、重大诉讼与仲裁情况	809
第十六节 董事、监事、高级管理人员及有关中介机构声明	810
发行人全体董事、监事、高级管理人员声明	810
发行人全体董事、监事、高级管理人员声明（续）	811
保荐人（主承销商）声明	812
保荐机构董事长、总经理声明	813
发行人律师声明	814
会计师事务所声明	815
验资机构声明	816
资产评估机构声明	817
资产评估机构声明	818
第十七节 备查文件	819
一、备查文件	819
二、查阅地点	819
三、查阅时间	819
四、信息披露网址	819
附录一 控股股东控制的其他企业简况	820
附录二 控股股东及其控制企业的合营企业和联营企业简况	856

第一节 释 义

本招股意向书中，除非文意另有所指，下列简称或名词具有下列含义：

一、基本术语

发行人、本公司、公司、股份公司、浙江新能	指	浙江省新能源投资集团股份有限公司，在用以描述资产与业务情况时，根据文义需要，还包括浙江省新能源投资集团股份有限公司的子公司
有限公司、水电集团	指	浙江省水利水电投资集团有限公司，发行人前身
水投总公司	指	浙江省水利水电建设投资总公司
控股股东、浙能集团	指	浙江省能源集团有限公司
新能发展	指	浙江新能能源发展有限公司
绿能基金	指	浙江浙能绿色能源股权投资基金合伙企业（有限合伙）
浙能投资	指	浙江浙能投资管理有限公司
浙能创投	指	浙江浙能创业投资有限公司
浙能资本	指	浙能资本控股有限公司
浙能国际	指	浙江能源国际有限公司
浙能电力	指	浙江浙能电力股份有限公司（600023.SH）
浙江电开	指	浙能电力前身，浙江省电力开发公司，浙江省电力开发有限公司
兴源节能	指	浙江浙能兴源节能科技有限公司
北海水电	指	浙江浙能北海水力发电有限公司
华光潭水电	指	浙江浙能华光潭水力发电有限公司
谢村源水电	指	浙江松阳谢村源水利水电开发有限责任公司
安民水电	指	浙江松阳安民水电站有限责任公司
岩樟溪水电	指	龙泉市岩樟溪流域水电开发有限公司
大洋水电	指	景宁畲族自治县大洋水电开发有限公司
龙川水电	指	浙江龙川水利水电开发有限公司
嘉兴海上风电	指	浙江浙能嘉兴海上风力发电有限公司
江苏双创新能	指	江苏双创新能源开发有限公司
东台双创新能	指	东台双创新能源开发有限公司
瑞达新能	指	新疆一六一瑞达新能源有限公司
晶鑫新能	指	新疆一六一晶鑫新能源有限公司

五家渠新能	指	五家渠浙能新能源有限公司
松阳新能	指	浙能松阳新能源开发有限公司
宁夏新能源	指	宁夏浙能新能源有限公司
青海新能源	指	青海浙能新能源开发有限公司
大柴旦新能源	指	大柴旦浙能新能源有限公司
长兴新能	指	浙江浙能长兴新能源有限公司
松阳光伏	指	浙江浙能环亚松阳光伏发电有限公司
衢州光能	指	衢州力诺天昱阳光能源有限公司
杭州湾浙源	指	宁波杭州湾新区浙源新能源有限公司
江北浙源	指	宁波江北浙源新能源有限公司
永修浙源	指	永修县浙源新能源有限公司
松阳浙源	指	浙江松阳浙源光伏发电有限公司
杭州浙源	指	杭州浙源新能源有限公司
舟山浙源	指	舟山浙源新能源有限公司
天润新能	指	敦煌市天润新能源有限公司
敦煌光伏	指	敦煌正泰光伏发电有限公司
嘉峪关光伏	指	嘉峪关正泰光伏发电有限公司
高台光伏	指	高台县正泰光伏发电有限公司
瓜州光伏	指	瓜州县光源光伏发电有限公司
民勤光伏	指	民勤县正泰光伏发电有限公司
金昌太阳能	指	金昌帷盛太阳能发电有限公司
金昌电力	指	金昌清能电力有限公司
永昌光伏	指	永昌正泰光伏发电有限公司
中卫太阳能	指	中卫清银源星太阳能有限责任公司
中卫光伏	指	中卫正泰光伏发电有限公司
甘宁 11 家光伏公司	指	指公司在 2018 年收购的位于甘肃和宁夏的天润新能、敦煌光伏、嘉峪关光伏、高台光伏、瓜州光伏、民勤光伏、金昌太阳能、金昌电力、永昌光伏、中卫太阳能、中卫光伏等 11 家光伏公司
清能发展	指	浙江清能能源发展有限公司
瑞旭投资	指	浙江瑞旭投资有限公司
徐州新能源	指	徐州统联新能源有限公司
泰州新能源	指	泰州中康新能源有限公司
丹阳电力	指	丹阳中康电力开发有限公司
无锡电力	指	无锡中康电力开发有限公司

赣州新能源	指	赣州市南康区爱康新能源科技有限公司
济南新能源	指	济南统联新能源有限公司
博州新能源	指	九州方园博州新能源有限公司
特克斯太阳能	指	特克斯昱辉太阳能开发有限公司
博乐新能源	指	九州方园博乐市新能源有限公司
伊阳能源	指	新疆伊阳能源科技有限公司
聚阳能源	指	新疆聚阳能源科技有限公司
四子王旗能源	指	内蒙古四子王旗神光能源发展有限公司
宿州新能源	指	宿州恒康新能源有限公司
新疆电力	指	新疆爱康电力开发有限公司
柯坪电力	指	柯坪嘉盛阳光电力有限公司
青海昱辉	指	青海昱辉新能源有限公司
苏州电力	指	苏州慧康电力开发有限公司
湖南电力	指	湖南中康电力开发有限公司
龙游新能源	指	中机国能龙游新能源有限公司
清能发展原下属光伏子公司	指	指公司在 2019 年收购清能发展前清能发展下属的徐州新能源、泰州新能源、丹阳电力、无锡电力、赣州新能源、济南新能源、博州新能源、特克斯太阳能、博乐新能源、伊阳能源、聚阳能源、四子王旗能源、宿州新能源、新疆电力、柯坪电力、青海昱辉、苏州电力、湖南电力、龙游新能源等 19 家光伏公司
新能企管	指	浙江新能企业管理有限公司
氢能技术	指	浙江浙能航天氢能技术有限公司
聚和新能源	指	宁波聚和新能源开发有限公司
聚合光伏	指	宁海聚合光伏工程有限公司
五家渠光伏	指	五家渠浙新能光伏发电有限公司
格尔木光伏	指	格尔木浙新能光伏发电有限公司
如东新能源	指	如东锦康新能源有限公司
洞头风电分公司	指	浙江省新能源投资集团股份有限公司洞头风力发电分公司、浙江浙能水电管理有限公司洞头风力发电分公司
青山殿水电	指	杭州临安青山殿水电开发有限公司
惠宁电力	指	浙江景宁惠宁电力发展有限公司
大岭坪水电	指	松阳大岭坪水电开发有限责任公司
武强水电	指	杭州武强水电实业有限公司
沙畈电站	指	金华市沙畈二级电站有限公司

玉溪水利	指	丽水玉溪水利枢纽有限责任公司
仙居水电	指	泰顺仙居水力发电有限公司
石塘水电	指	云和县石塘水电站
高湖水电	指	瑞安市高湖水电有限公司
珊溪水电	指	浙江珊溪水利水电开发股份有限公司
钱江水利	指	钱江水利开发股份有限公司（600283.SH）
桐柏抽水蓄能	指	华东桐柏抽水蓄能发电有限责任公司
天荒坪抽水蓄能	指	华东天荒坪抽水蓄能有限责任公司
衢江抽水蓄能	指	浙江衢江抽水蓄能有限公司
嵊泗海上风电	指	浙江浙能国电投嵊泗海上风力发电有限公司
舟山智慧能源	指	国家电投集团舟山智慧海洋能源科技有限公司
浙晶光伏	指	浙江浙晶光伏股权投资合伙企业（有限合伙）
浙晶发展	指	浙江浙晶能源发展有限公司
昊新投资	指	杭州昊新股权投资合伙企业（有限合伙）
昊鑫能源	指	杭州昊鑫能源发展有限公司
阳高风电	指	山西华电阳高风力发电有限公司
广灵风电	指	山西华电广灵风力发电有限公司
桐乡浙源	指	桐乡浙源光伏科技有限公司
奉化浙源	指	宁波奉化浙源新能源有限公司
鄞州浙源	指	宁波鄞州浙源新能源有限公司
水电管理	指	浙江浙能水电管理有限公司
浙江国信集团	指	浙江国信控股集团有限责任公司
浙能资产经营	指	浙江浙能资产经营管理有限公司
浙能财务公司	指	浙江省能源集团财务有限责任公司
璞能租赁	指	上海璞能融资租赁有限公司
浙能租赁	指	浙江浙能融资租赁有限公司
嘉兴发电	指	浙江浙能嘉兴发电有限公司
乐清发电	指	浙江浙能乐清发电有限责任公司
台二发电	指	浙江浙能台州第二发电有限责任公司
温州发电	指	浙江浙能温州发电有限公司
舟山煤电	指	浙江浙能中煤舟山煤电有限责任公司
浙能能服	指	浙江浙能能源服务有限公司
长兴发电	指	浙江浙能长兴发电有限公司
慧泽能源	指	浙江浙能慧泽能源有限公司

北仑发电	指	浙江浙能北仑发电有限公司
兰溪发电	指	浙江浙能兰溪发电有限责任公司
台电工程	指	台州市台电能源工程技术有限公司
长广集团	指	浙江长广（集团）有限责任公司
龙泉生物质	指	浙江浙能龙泉生物质发电有限公司
新天煤化工	指	伊犁新天煤化工有限责任公司
浙能锦江环境	指	浙能锦江环境控股有限公司
兴源投资	指	浙江兴源投资有限公司
国网浙江	指	国网浙江省电力有限公司
国网甘肃	指	国网甘肃省电力公司
国网宁夏	指	国网宁夏电力有限公司
金田铜业	指	宁波金田铜业（集团）股份有限公司
国网江西	指	国网江西省电力公司
京九电源	指	江西京九电源科技有限公司
三峡新能源	指	中国三峡新能源（集团）股份有限公司
圣西芒水电	指	圣西芒水电能源股份有限公司，巴西圣西芒（S ão Sim ão）水电站特许经营权项目
正泰新能源	指	浙江正泰新能源开发有限公司
遂昌国投	指	遂昌县国有资本投资运营集团有限责任公司
中康电力	指	苏州中康电力开发有限公司
金风科技	指	新疆金风科技股份有限公司（002202.SZ）
上海电气	指	上海电气集团股份有限公司（601727.SH）
东方电气	指	东方电气股份有限公司（600875.SH）
景宁大白坑	指	景宁畲族自治县大白坑电站（普通合伙）
工商银行	指	中国工商银行股份有限公司
进出口行	指	中国进出口银行
国开行	指	国家开发银行股份有限公司
浦发银行	指	上海浦东发展银行股份有限公司
农业银行	指	中国农业银行股份有限公司
建设银行	指	中国建设银行股份有限公司
中信银行	指	中信银行股份有限公司
邮储银行	指	中国邮政储蓄银行股份有限公司
报告期	指	2018年、2019年及2020年
《公司法》	指	《中华人民共和国公司法》

《证券法》	指	《中华人民共和国证券法》
《可再生能源法》	指	《中华人民共和国可再生能源法》
股东大会	指	浙江省新能源投资集团股份有限公司股东大会
股东会	指	浙江省水利水电投资集团有限公司股东会
董事会	指	浙江省新能源投资集团股份有限公司董事会
监事会	指	浙江省新能源投资集团股份有限公司监事会
三会	指	股东（大）会、董事会、监事会
《公司章程》	指	《浙江省新能源投资集团股份有限公司章程》
《公司章程（草案）》	指	经公司 2019 年第三次临时股东大会审议通过，自公司首次公开发行 A 股于上海证券交易所挂牌交易之日起生效的公司章程
保荐人、保荐机构、主承销商	指	财通证券股份有限公司
发行人律师、中伦	指	北京市中伦律师事务所
发行人会计师、审计机构、验资机构、致同所	指	致同会计师事务所（特殊普通合伙）
资产评估机构、坤元	指	坤元资产评估有限公司
国家发改委	指	国家发展和改革委员会
自然资源部	指	中华人民共和国自然资源部
水利部	指	中华人民共和国水利部
中国证监会	指	中国证券监督管理委员会
浙江省国资委	指	浙江省国有资产监督管理委员会
本次发行、本次 A 股发行、本次公开发行	指	公司本次发行不超过 20,800 万股人民币普通股（A 股）的行为
元、万元、亿元	指	除特别注明的币种外，指人民币元、人民币万元、人民币亿元

二、专业术语

可再生能源	指	太阳能、水能、风能、生物质能、地热能、海洋能等非化石能源，在自然界可以循环再生
光生伏特效应	指	是指半导体在受到光照射时产生的现象
累计装机容量	指	完成安装但不考虑是否具备并网发电条件的发电机组装机容量
并网装机容量、并网容量	指	完成安装且经调试后已并网发电的发电机组装机容量
权益装机容量	指	公司根据各下属子公司的所有权比例拥有权益的累计装机容量，按公司拥有各项目子公司所有权百分比乘以各项目累计装机容量计算

集中式光伏电站、集中式电站	指	发出电力在高压侧并网的光伏电站。集中式光伏电站发出的电力直接升压并网，由电网公司统一调度
分布式光伏电站、分布式电站	指	发出电力在用户侧并网的光伏电站。分布式光伏电站发出的电力主要供用户自发自用，并可实现余量上网
地面光伏电站、地面电站	指	光伏发电系统架设在地面的光伏电站形式
屋顶分布式电站、屋顶电站	指	光伏发电系统架设在建筑物屋顶的光伏电站形式
平均发电设备利用小时数、平均利用小时数	指	一定时期内平均发电设备容量在满负荷运行条件下的运行小时数，平均发电设备利用小时=年度总发电量/年末并网装机容量
脱硫燃煤标杆上网电价、脱硫燃煤电价	指	又称燃煤机组标杆上网电价、燃煤发电上网电价，国家对脱硫燃煤机组发电项目实行按区域或省平均成本统一定价的电价
上网电量	指	在一段特定期间向当地电网公司销售的电量
度电成本	指	发电项目每度发电所发生的成本
风能密度	指	又称风功率密度，是气流在单位时间内垂直通过单位面积的风能，单位为瓦/平方米
EPC	指	Engineering Procurement Construction，指公司受业主委托，按照合同约定对工程建设项目的的设计、采购、施工、试运行等实行全过程或若干阶段的承包
《巴黎协定》	指	2015年12月12日在巴黎气候变化大会上通过、2016年4月22日在纽约签署的气候变化协定
531 光伏新政	指	2018年5月31日，国家发展改革委、财政部、国家能源局发布的《关于2018年光伏发电有关事项的通知》（发改能源〔2018〕823号）
瓦（W）、千瓦（KW）、兆瓦（MW）、吉瓦（GW）	指	电的功率单位，指发电机组在额定情况下单位时间内能发出来的电量，1GW=1,000MW=1,000,000KW=1,000,000,000W
千瓦时（kWh）	指	电的能量单位，电力行业常用的能源标准单位，1度=1千瓦时
标杆上网电价	指	国家发改委制定的电网公司对集中式光伏电站、“全额上网”分布式光伏发电项目、风力发电项目上网电量的收购价格
基础电价	指	对于集中式光伏电站和分布式光伏发电项目上网电量部分，为向电网收取的脱硫燃煤电价；对于“自发自用、余量上网”分布式光伏发电项目中自发自用电量，为业主售电价格
国家补贴、国补	指	中央财政对可再生能源发电项目的补贴
省级补贴、省补	指	省级政府对可再生能源发电项目的财政补贴
市级补贴、市补	指	市级政府对可再生能源发电项目的财政补贴
可再生能源补贴	指	可再生能源发电项目享受到的电价补贴，包括国补、省补、市补等

注：本招股意向书除特别说明外所有数值保留2位小数，若出现总数与各分项数值之和与尾数不符的情况，均为四舍五入原因造成。

第二节 概 览

本概览仅对招股意向书全文做扼要提示。投资者作出投资决策前，应认真阅读招股意向书全文。

一、发行人简介

（一）发行人概况

公司名称	浙江省新能源投资集团股份有限公司
英文名称	Zhejiang Provincial New Energy Investment Group Co., Ltd.
住 所	杭州市江干区凯旋街道凤起东路8号
注册资本	187,200万元
法定代表人	吴荣辉
经营范围	实业投资，风力发电、水力发电、太阳能发电的开发、运营，工程项目管理，天然水收集和分配，可再生能源技术的技术开发、技术咨询、技术服务，设备维修，检测技术服务（凭许可证经营），供水服务，供电服务（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）

（二）发行人设立情况

2019年5月21日，水电集团召开2019年第二次临时股东会，审议通过了《关于有限公司变更为股份有限公司折股方案的议案》，由水电集团原有股东作为发起人，以水电集团经审计后的净资产折合股份187,200万股，每股面值1元，经审计的净资产超过注册资本部分计入资本公积，整体变更设立股份公司。2019年6月18日，公司取得整体变更后的《营业执照》。2019年6月26日，发行人会计师出具了《验资报告》（致同验字（2019）第330ZC0096号）。

（三）发行人主营业务

公司的主营业务为水力发电、光伏发电、风力发电等可再生能源项目的投资、开发、建设和运营管理。截至2020年12月31日，公司已投产电站控股装机容量为268.605万千瓦，其中水力发电79.42万千瓦、光伏发电157.355万千瓦、风力发电31.83万千瓦。截至2020年12月31日，公司拥有已核准的在建/筹建

电站控股装机容量（即未并网发电装机容量）61.52 万千瓦。

公司始终秉承“激水、追风、逐光”的产业发 展观，以改善能源结构、实现绿色可持续发展为己任，以可再生能源的投资开发、建设运营为核心定位，积极发展可再生能源，近年来通过“收购与新建并重、海上与陆上并重、省内与省外并重”的策略，优化产业结构，快速提升装机规模。

报告期内，公司始终围绕发展水力发电、光伏发电和风力发电等可再生能源业务，主营业务未发生变化；主要产品是电力，未发生变化。

二、控股股东及实际控制人简介

（一）控股股东简介

发行人的控股股东为浙能集团，直接持有发行人 144,000 万股股份，占发行人股本总额的 76.92%。

浙能集团的基本情况如下：

公司名称：浙江省能源集团有限公司

成立时间：2001 年 3 月 21 日

注册资本：1,000,000.00 万元

实收资本：1,000,000.00 万元

住所：杭州市天目山路 152 号

主要生产经营地：浙江省杭州市

类型：有限责任公司（国有控股）

法定代表人：胡仲明

经营范围：经营国家授权的集团公司及其所属企业的国有资产和国有股权；实业投资开发；技术咨询服务，煤炭运输信息的技术咨询服务，电力生产及供应，可再生能源的开发利用，石油天然气运行管理，工程技术与服务，钢材、有色金属、建筑材料、机械设备、电气电缆、煤炭（无存储）的销售，国际船舶运输（凭

许可证经营)，国内水路运输（凭许可证经营），电气机械和器材制造、新型能源设备制造，私募股权投资，投资咨询，资产管理。（未经金融等监管部门批准，不得从事向公众融资存款、融资担保、代客理财等金融服务）（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）

主营业务：控股公司，主要从事实业投资

截至本招股意向书签署之日，浙能集团股权结构如下：

序号	股东名称	出资额（万元）	出资比例（%）
1	浙江省国资委	900,000.00	90.00
2	浙江省财务开发有限责任公司	100,000.00	10.00
合计		1,000,000.00	100.00

（二）实际控制人简介

公司的实际控制人为浙江省国资委，其直接持有浙能集团 90% 的股权，且浙能集团存续期间，浙江省财务开发有限责任公司授权浙江省国资委代为行使股东表决权。

三、发行人主要财务数据

（一）合并资产负债表主要数据

单位：万元

项目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
资产合计	2,977,292.44	2,419,186.90	1,727,280.08
负债合计	1,964,816.26	1,448,535.60	980,584.10
股东权益合计	1,012,476.18	970,651.30	746,695.97
少数股东权益	355,894.76	342,445.45	173,915.89
归属于母公司股东权益合计	656,581.41	628,205.85	572,780.08

（二）合并利润表主要数据

单位：万元

项目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
营业收入	234,651.42	210,237.84	125,070.77

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
营业利润	60,535.36	78,794.00	20,425.08
利润总额	60,868.20	78,949.59	23,520.65
净利润	52,485.30	63,366.94	20,969.27
归属于母公司股东的净利润	28,372.03	40,750.90	15,051.50
扣除非经常性损益后归属于母公司股东的净利润	24,311.41	38,687.74	12,465.45

（三）合并现金流量表主要数据

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
经营活动产生的现金流量净额	121,534.14	120,272.22	64,601.70
投资活动产生的现金流量净额	-485,798.13	-323,472.04	-151,615.05
筹资活动产生的现金流量净额	343,069.94	65,182.48	305,646.99
现金及现金等价物净增加额	-21,194.05	-138,017.34	218,633.64

（四）主要财务指标

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
流动比率（倍）	0.69	1.05	2.20
速动比率（倍）	0.69	1.05	2.20
资产负债率（合并）（%）	65.99	59.88	56.77
资产负债率（母公司）（%）	46.20	39.63	44.47
无形资产（扣除土地使用权、海域使用权）占净资产的比例（%）	0.07	0.09	0.15
归属于发行人股东的每股净资产（元/股）	3.51	3.36	7.34
项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
应收账款周转率（次/年）	0.80	1.13	1.97
存货周转率（次/年）	235.57	189.82	145.49
息税折旧摊销前利润（万元）	201,009.63	179,617.90	104,989.57
利息保障倍数（倍）	1.56	2.68	1.66
每股经营活动产生的现金流量净额（元/股）	0.65	0.64	0.83
每股净现金流量（元/股）	-0.11	-0.74	2.80

四、本次发行概况

本次发行前公司总股本为 187,200 万股，本次公司公开发行股票总量不超过 20,800 万股且占发行后公司股份总数不低于 10%，本次发行不安排股东公开发售股份。

五、募集资金主要用途

根据公司 2019 年第三次临时股东大会决议，根据公司发展的实际需求，公司拟将首次公开发行股票募集的资金在扣除发行费用后用于投资下列项目：

单位：万元

序号	投资项目	项目投资额	募集资金拟投入额	实施主体
1	浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目	535,365.42	69,094.94	嘉兴海上风电
合计		535,365.42	69,094.94	

本次募集资金到位前，公司可根据募集资金投资项目的实际付款进度，通过利用自有资金和银行贷款等方式支付上述项目款项；募集资金到位后，可用于支付相关项目剩余款项及置换前期已支付款项。如果本次实际募集资金不能满足拟投资项目的资金需求，不足部分由公司自筹资金解决。

第三节 本次发行概况

一、本次发行的基本情况

股票种类	人民币普通股（A股）	
每股面值	人民币 1.00 元	
发行股数及占比	不超过 20,800 万股且占发行后公司股份总数不低于 10%，本次发行不安排股东公开发售股份	
每股发行价格	【】元/股（通过向符合资格的投资者询价确定发行价格）	
发行市盈率	【】倍（每股收益按照 2020 年度经审计的扣除非经常性损益前后孰低归属于母公司所有者的净利润除以本次发行后总股本计算）	
发行前每股净资产	3.51 元/股（按截至 2020 年末经审计归属于母公司所有者的净资产除以本次发行前总股本计算）	
发行后每股净资产	【】元/股（按截至 2020 年末经审计归属于母公司所有者的净资产加上本次发行募集资金净额后除以本次发行后总股本计算）	
发行前市净率	【】倍（按每股发行价格除以发行前每股净资产计算）	
发行后市净率	【】倍（按每股发行价格除以发行后每股净资产计算）	
发行方式	采用网下向询价对象配售与网上按市值申购定价发行相结合的方式，或者中国证监会认可的其他方式	
发行对象	符合资格的询价对象和在上海证券交易所开立（A 股）股票账户的境内自然人、法人和证券投资基金等投资者（国家法律法规禁止购买者除外）	
承销方式	余额包销	
拟上市地	上海证券交易所	
预计募集资金总额	【】万元	
预计募集资金净额	【】万元	
发行费用概算（均为不含增值税费用，发行费用总额与各项费用加总不等系四舍五入尾差所致）	承销及保荐费用	2,528.48 万元
	审计及验资费用	610.14 万元
	律师费用	111.79 万元
	用于本次发行的信息披露费用	504.72 万元
	发行手续费及其他费用	157.92 万元
	发行费用合计	3,913.06 万元

二、与本次发行有关的机构

（一）发行人：浙江省新能源投资集团股份有限公司

法定代表人： 吴荣辉
住 所： 杭州市江干区凯旋街道凤起东路 8 号
电 话： 0571-86664353
传 真： 0571-87901229
联 系 人： 张利

（二）保荐机构（主承销商）：财通证券股份有限公司

法定代表人： 陆建强
住 所： 浙江省杭州市西湖区天目山路 198 号财通双冠大厦西楼
电 话： 0571-87823628
传 真： 0571-87820309
保荐代表人： 成政、肖文军
项目协办人： 钱铮
项目组成员： 刘建毅、周斌烽、何昊鹏、阮宇超、杭懋燕、熊吴倩、
易立山

（三）律师事务所：北京市中伦律师事务所

负 责 人： 张学兵
住 所： 北京市建国门外大街甲 6 号 SK 大厦 31、33、36、37 层
电 话： 010-59572288
传 真： 010-65681838
经办律师： 陈益文、赵婷、陆贇

（四）会计师事务所：致同会计师事务所（特殊普通合伙）

负 责 人： 李惠琦
住 所： 北京市朝阳区建国门外大街 22 号赛特广场五层

电 话： 010-85665978
传 真： 010-85665040
经办注册会计师： 李士龙、曾涛

(五) 资产评估机构：坤元资产评估有限公司

法定代表人： 俞华开
住 所： 杭州市西溪路 128 号 901 室
电 话： 0571-88216941
传 真： 0571-87178826
经办评估师： 潘文夫、潘华锋

(六) 资产评估机构：万邦资产评估有限公司

法定代表人： 梅芳
住 所： 海曙区布政巷 16 号科创大厦 1903 室
电 话： 0571-85215056
传 真： 0571-85215010
经办评估师： 韩帅烽、马百金

(七) 申请上市的交易所：上海证券交易所

住 所： 上海市浦东南路 528 号
电 话： 021-68808888
传 真： 021-68804868

(八) 股票登记机构：中国证券登记结算有限责任公司上海分公司

住 所： 中国（上海）自由贸易试验区杨高南路 188 号
电 话： 021-58708888
传 真： 021-58899400

（九）验资及验资复核机构：致同会计师事务所（特殊普通合伙）

负 责 人： 李惠琦
住 所： 北京市朝阳区建国门外大街 22 号赛特广场五层
电 话： 010-85665978
传 真： 010-85665040
经办注册会计师： 王涛、李士龙、曾涛

（十）保荐机构（主承销商）收款银行：

名 称： 中国农业银行杭州市中山支行营业中心
户 名： 财通证券股份有限公司
账 号： 19005101040035116

三、发行人与有关中介机构及人员的股权关系和其他权益关系

截至本招股意向书签署之日，发行人与本次发行有关的中介机构及其负责人、高级管理人员及经办人员之间不存在直接或间接的股权关系或其他权益关系。

四、与本次发行上市有关的重要日期

- 1、初步询价日期：2021 年 4 月 9 日
- 2、定价公告刊登日期：2021 年 4 月 14 日
- 3、申购日期：2021 年 4 月 15 日
- 4、缴款日期：2021 年 4 月 19 日
- 5、预计股票上市日期：本次发行后将尽快申请在上海证券交易所上市交易

第四节 风险因素

投资者在评价发行人本次发行的股票时，除本招股意向书提供的其他资料外，应特别考虑下述各项风险因素。下述风险因素根据重要性原则或可能影响投资者决策的程度大小排列，但该排序并不表示风险因素会依次发生。

一、宏观经济及政策风险

（一）宏观经济波动风险

发电行业是为国民经济运行提供能源动力的基础性产业，其市场需求与国家宏观经济发展密切相关。电力行业发展及盈利水平与经济周期的相关性较为显著，经济周期的变化将直接影响电力的需求，当国民经济增速放缓，工业生产用电总体需求下降，将直接影响公司产品的市场需求，从而给本公司的业绩造成一定的影响。当前，国内外经济形势复杂严峻，全球经济增长放缓，外部不稳定不确定因素增多，国内发展不平衡不充分问题仍较突出，我国经济面临新的下行压力。宏观经济的周期性波动，可能致使工业企业的经营环境发生变化，并使其用电量出现收缩和调整，从而对公司的生产经营产生不利影响。

（二）产业政策变动风险

公司的主营业务为水力发电、光伏发电、风力发电等可再生能源项目的投资、开发、建设和运营管理。可再生能源发电行业近年来的高速发展和高质量发展都离不开国家对可再生能源行业在政策、法规及激励措施等方面的支持。国家不断出台政策，大力鼓励和支持开发光伏发电、风力发电等可再生能源发电，并发布了可再生能源电价附加补助政策，有力地推动了可再生能源产业的发展。如果未来国家对产业的鼓励政策进行调整，导致行业的经营环境发生不利变化，将对公司的业务造成不利影响。

（三）电力体制改革风险

2002年3月，国务院正式批准了《电力体制改革方案》（国发〔2002〕5号），

确定了“厂网分开、竞价上网”的改革方向。2003年7月，国务院批准了《电价改革方案》（国办发〔2003〕62号），进一步明确上网电价改革的方向是全面引入竞争机制，价格由供需各方竞争而成。2015年3月，中共中央、国务院印发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号），明确电力体制改革的重点和路径是“三放开”、“一加强”和“一独立”，即有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序放开配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划，推进交易结构相对独立，加强政府监督，强化电力统筹规划。

2017年9月24日，浙江省人民政府发布《浙江省电力体制改革综合试点方案》（浙政发〔2017〕39号），文件明确浙江省电力体制改革的主要目标是确立适合浙江的电力市场模式，培育多元化市场主体，建立以现货市场为主体、电力金融市场为补充的省级电力市场体系。

浙江省于2019年启动电力现货市场模拟试运行，截至2020年底已进行了三次，三次试运行的参与主体均为全省统调发电厂（不含风电、光伏等非水可再生能源），且以火电为主，水电占比小，公司下属的滩坑水电站（北海水电）为省统调发电厂，参与了试运行，其他水电站及光伏电站和风力电站均未参与。根据目前试运行情况，对公司经营业绩影响较小。

由于电力体制改革是长期而复杂的系统性工程，浙江省目前尚处于探索和试运行阶段。从长期来看，随着电力体制改革的不断深入，电价改革的逐步实施，新的电力市场交易格局的构建和电价机制的形成，公司未来的电价水平和电量销售存在一定的不确定性，有可能对公司的业务或盈利造成不利影响。

（四）上网电价和补贴下降风险

2017年11月8日，国家发改委印发《关于全面深化价格机制改革的意见》（发改价格〔2017〕1941号），明确提出根据技术进步和市场供求，实施风电、光伏等新能源标杆上网电价退坡机制，2020年实现风电与燃煤发电上网电价相当、光伏上网电价与电网销售电价相当。2014年以来，国家发改委多次下调陆上风电和光伏发电标杆上网电价。2019年，国家发改委陆续发布《关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》（发改价格〔2019〕761号）和《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882号）等文件，进一步推进

平价上网项目的建设，未来新核准的集中式光伏电站、“全额上网”模式的工商业分布式光伏发电项目、集中式陆上风电和海上风电上网电价全部通过竞争方式确定，不得高于项目所在资源区相应指导价。但是，国家发改委历次关于上网电价的调整均针对尚未并网的电站，对于已并网的电站，上网电价稳定不变，原则上不受政策调整的影响；对于新建项目，上网电价和补贴标准可能会进一步降低。

因此，公司未来投资的光伏项目和风电项目可能面临上网电价和补贴下降的风险。

（五）可再生能源补贴发放滞后风险

根据《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》（发改价格〔2006〕7号）、《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》（发改价格〔2007〕44号）等相关规定，光伏发电和风力发电等可再生能源售电收入中部分属于国家补贴。虽然国家补贴以国家信用为基础，但由于国家补贴审核时间较长，可再生能源基金收缴结算周期较长等因素，导致发电企业收到国家补贴时间有所滞后。

报告期各期末，公司应收可再生能源补贴分别为 121,132.15 万元、269,529.88 万元和 356,824.01 万元，金额较大且逐年增加，若该滞后情况进一步加剧，将影响公司的现金流，进而对实际经营效益产生不利影响。

（六）水电上网电价调整风险

公司水电站均位于浙江省，水电上网电价有两种形成机制，其中滩坑水电站（北海水电）因建设时移民安置难度大，导致工程造价较高，经浙江省物价局同意，其上网电价按 30 年经营期核定，其余水电站执行省内标杆电价，即浙江省发改委在统筹考虑本省电力市场供求变化趋势和水电开发成本等因素制定。公司水电上网电价均经浙江省发改委/物价局核定，且与浙江省水电上网电价整体相符。由于区域及电站差异，公司水电上网电价显著高于华能水电、长江电力、甘肃电投等同行上市公司。

根据国家发改委《关于完善水电上网电价形成机制的通知》（发改价格〔2014〕61号），对于 2014 年 2 月 1 日以后新投产水电站，鼓励通过竞争方式确定水电价格，要创造条件逐步实行由市场竞争形成电价的机制；对现有水电站上网电价，

要进一步规范管理，逐步简化电价分档。随着电力市场化改革的不断推进，未来水电上网电价将由市场供需关系决定。若未来浙江省水电上网电价形成机制调整，公司水电上网电价可能发生变化，如若下降，则会对公司经营业绩带来不利影响。

（七）税收优惠政策变化的风险

公司西部地区的光伏发电子公司依据政策，享受企业所得税优惠，按 15% 税率缴纳企业所得税。公司光伏发电子公司自该项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。公司光伏发电子公司、风力发电子公司均享受增值税即征即退 50% 的税收优惠政策。如果未来相关财税政策出现重大不利调整，将对公司盈利产生不利影响。

（八）划拨用地政策调整风险

截至本招股意向书签署之日，公司及子公司以划拨方式取得并已办理《国有土地使用权证》《不动产权证》的土地共计 69 宗，面积为 19,660,578.27 平方米。其中 10 宗土地已在办理转为出让性质用地手续，59 宗土地已取得当地土地行政主管部门出具的可以继续以划拨方式使用的说明。

根据《划拨用地目录》（国土资源部令第 9 号），公司以划拨方式使用的生产经营土地符合保留划拨用地目录，可以继续以划拨方式使用。但未来不排除随着国家划拨用地政策的调整，公司原有划拨用地可能面临需要变更土地使用性质的风险，从而存在增加公司土地使用成本的可能。同时，公司亦无法保证现有已投产及在建项目外的新建扩建项目和收购项目能够继续以划拨方式取得土地使用权，存在增加公司土地使用成本的风险。

二、市场及经营风险

（一）市场竞争加剧的风险

受行业性质和监管环境的影响，光伏发电、风电项目的发展受自然条件的制约，光伏发电、风电运营企业都致力于在光能资源、风能资源优渥、上网电价效

益更大的地区开发项目。而光伏发电、风电项目的开发受到在有限的地区和特定位置所具备光能资源、风能资源以及当地电网输送容量的限制，因此，光伏发电、风电运营企业在光能资源、风能资源优渥，电力输送容量充足的地理区域开发新项目或收购已有优质项目的市场竞争非常激烈。同时，我国对于可再生能源行业均实行上网电价补贴、电力上网优先权等激励措施，可再生能源除太阳能、风能以外，还包括生物质、地热和海洋能源等。如果未来国家持续加大对其他可再生能源的政策支持，公司将面临来自其他可再生能源发电公司的激烈竞争。

（二）弃光、弃风限电风险

公司目前运营的光伏电站和陆上风电项目主要位于我国西北地区，虽然西北地区太阳能、风能资源丰富，但是电力需求有限，兼有电网远距离输送能力有限等不利因素，西北地区一直存在弃光、弃风的现象。

2018-2020年，我国光伏发电平均弃光率分别为3%、2%、2%，风力发电平均弃风率分别为7%、4%、3%，弃光、弃风限电形势虽有所缓解，但短期内难以得到彻底解决。从区域看，西北地区光伏发电和风力发电消纳问题较为突出。

西北地区通过加强远距离超高压输电线路建设、推进电力市场化交易等措施，在一定程度上缓解了弃光、弃风限电的局面，但未来如果出现消纳需求降低、电网整体负荷变化等情况而导致公司光伏电站、风电站弃光、弃风限电，则会对公司的业绩产生不利影响。

（三）水力发电业务业绩波动风险

报告期内，公司水力发电业务收入分别为59,685.82万元、105,363.74万元和66,159.87万元，2019年度公司水力发电业务收入较上年上升76.53%，2020年度公司水力发电业务收入较上年下降37.21%，波动幅度较大。

由于报告期内公司水电上网价格和装机容量稳定，水力发电业务收入主要由上网电量变化导致，上网电量受水电站来水量影响，而来水量直接受公司水电站所在地降水量影响。报告期内公司水电站所在地降水量大幅波动，直接导致公司水电业务收入大幅波动，由于水力发电折旧摊销等固定成本占比大，因此如水力发电收入下降将直接导致水力发电业务利润下滑。

因此，由于未来公司水电站所在地的降雨量具有不确定性，公司未来水力发电业务业绩可能因降水的丰枯变动而大幅波动，从而造成公司整体业绩的大幅波动。

（四）房屋、土地权证办理及使用相关的风险

1、部分电站土地及附着建筑物尚未办理权证的风险

截至本招股意向书签署之日，公司所属部分电站项目土地及房屋建筑物未取得权属证书。具体情况详见本招股意向书第六节之“五、发行人的主要固定资产和无形资产”部分相关内容。

截至本招股意向书签署之日，尚未取得土地权证的总面积为 2,692,444.00 平方米，占公司总使用土地面积的 6.84%；尚未取得房屋建筑物的面积为 3,996.40 平方米，占公司总使用房屋建筑物面积的 0.33%。

虽然公司及子公司正在与电站所在地的有权部门进行协商，积极办理审批手续，但由于涉及土地使用指标控制，程序较多、审批时间长，能否最终办理相关权证存在不确定性，亦存在被相关主管部门予以处罚或拆除附着建筑物的风险，可能对相关电站项目生产经营产生不利影响。

2、租赁光伏方阵用地涉及农用地的风险

2017 年 9 月 25 日，国土资源部、国务院扶贫办、国家能源局联合发布《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》（国土资规〔2017〕8 号），明确了“除本文件确定的光伏扶贫项目及利用农用地复合建设的光伏发电站项目（以下简称光伏复合项目）外，其他光伏电站项目用地应严格执行国土资规〔2015〕5 号文件规定……对使用永久基本农田以外的农用地开展光伏复合项目建设的，省级能源、国土资源主管部门商同级有关部门，在保障农用地可持续利用的前提下，研究提出本地区光伏复合项目建设要求（含光伏方阵架设高度）、认定标准，并明确监管措施，避免对农业生产造成影响……利用农用地布设的光伏方阵可不改变原用地性质。”国土资规〔2017〕8 号文确认了光伏复合项目在不改变原用地性质的前提下可使用农用地。

公司控股子公司四子王旗能源及特克斯太阳能在国土资规〔2015〕5 号文出

台前已租赁农用地用于光伏项目建设，且不属于光伏复合项目，不属于我国现行法律法规明确允许使用农用地布设光伏方阵的情形，存在无法持续使用的风险。截至本招股意向书签署之日，四子王旗能源已取得当地自然资源与规划主管部门出具的证明，允许其继续用于光伏电站项目。特克斯太阳能已取得当地自然资源与规划主管部门出具的证明，确认不存在重大违法行为。具体情况详见本招股意向书第六节之“五、发行人的主要固定资产和无形资产”部分相关内容。

3、屋顶及建筑物使用稳定性的风险

截至本招股意向书签署之日，公司屋顶分布式光伏电站使用 14 处屋顶及建筑物，其中 2 处屋顶所属房屋未取得权属证书。由于屋顶分布式光伏电站在一定程度上依赖于屋顶及建筑物的长期存续，因此，未取得权属证书的建筑物可能造成屋顶分布式光伏电站无法持续使用的风险。部分屋顶提供方已出具相应说明，且公司股东浙能集团、新能发展已出具承诺，若因上述瑕疵导致发行人及其控股子公司遭受实际损失的，将对发行人由此产生的损失予以补偿。

此外，由于屋顶分布式光伏电站运营周期通常较长，在此过程中，可能发生企业经营不善、建筑物征拆等致使屋顶及建筑物不能继续存续的情况，因此，可能导致公司屋顶分布式光伏电站出现不能持续稳定使用屋顶及建筑物开展光伏发电业务的风险。

（五）投资收益占比较高风险

报告期内，公司投资收益分别为 10,534.10 万元、12,756.83 万元和 18,414.75 万元，占合并净利润的比例分别为 50.24%、20.13%和 35.09%，占比较高。

报告期内，公司投资收益主要系对联营企业的投资收益，对联营企业的投资收益占当期投资收益的比例分别为 99.15%、96.43%和 72.91%，该等联营企业的主营业务主要为水力发电和风力发电，与公司主营业务具有高度相关性，该模式具有合理的商业背景且符合行业情况，减除上述投资收益后公司仍符合发行条件。

公司对联营企业的投资收益依赖于该等企业的经营业绩和分红情况。报告期内，公司收到的被投资企业的现金分红款分别为 8,802.34 万元、8,103.00 万元和

8,597.09 万元，占对联营企业投资收益的比例分别为 84.28%、65.87% 和 64.03%。公司虽然对该等联营企业具有重大影响，但无法控制其经营和分红，若其业绩下滑或者不能持续和及时地分红，则会对公司投资收益的稳定性和质量产生不利影响。

（六）项目并网风险

公司各项目向电网销售电能，首先需要由项目所属地方电网公司对各项目电力系统接入方案进行评审，并取得电网公司同意接入的意见，待电场升压站及一、二次设备验收合格，具备带电条件后，由电网公司向各项目出具并网通知书，同意该项目进行并网调试。

由于升压站及其他电网设施存在建设周期，如果升压站所覆盖区域短时间内形成大量待并网接入项目，超过电网设施接纳能力，可能导致项目不能全额并网发电，从而导致售电量下降的情况。如果项目不能及时获得相关电网公司的并网许可，或者获得并网许可后因为电网设施建设滞后无法全额并网，项目将无法全额有效发电，将对公司的经营业绩造成不利影响。

三、管理风险

（一）控股股东控制风险

截至本招股意向书签署之日，公司控股股东浙能集团直接持有公司 144,000 万股股份，占公司总股本 76.92%，浙能集团通过控制的企业新能发展间接持有公司 43,200 万股股份，占公司总股本 23.08%。本次发行后，浙能集团仍为公司的控股股东，持有公司较高比例的股权。

作为公司的控股股东，浙能集团有能力通过提名和选举董事和高级管理人员、参加股东大会并行使股东权力等措施，对公司的经营方针、投资计划、人事任免、公司战略、修改公司章程、利润分配等重要事项的决策予以控制或施加重大影响。

虽然公司已经建立了完善的治理结构，但由于浙能集团的部分利益可能与公司其他股东的利益不完全一致，仍然存在浙能集团利用控股股东和主要决策者的

地位，促使公司的决策不能最大程度的满足所有股东最佳利益目标的可能性，亦或直接利用控股股东地位对公司、公司控股及参股子公司施加重大影响。因此，公司存在控股股东控制风险。

（二）子公司管控风险

公司资产规模较大，控股、参股子公司较多，且公司的主营业务主要由控股子公司负责具体经营，增加了公司经营决策、运营管理及风险控制的难度。随着业务的发展和扩张，公司子公司数量将可能继续增加，使得公司在采购销售、项目建设、运营管理、人力资源、财务会计等方面的管理难度增大。若公司实施的管理制度及内部控制制度无法对子公司的运行进行有效管控、提升子公司业务水平、及时应对市场和政策变化、充分满足公司经营管理的需要，则可能使公司的业务经营及发展前景受到不利影响。

（三）人才短缺及流失风险

水力发电、光伏发电、风力发电业务作为资本密集型、技术密集型产业，对于具备相关行业知识、技能、经验的高级人才依赖度较高。由于风力发电、光伏发电业务迅猛发展，行业内各企业对于具备相关知识、技能、经验优秀人才的竞争逐渐激烈。但是，由于行业人才培养体系相对均衡，相较于迅速发展的行业需求，对应的人才供应相对不足，行业人才尤其是高级管理人员较为短缺。虽然公司已向员工提供了具有市场竞争力的薪酬福利待遇，且报告期内公司核心管理团队的稳定性相对较高，但仍然存在未来公司核心管理团队发生较大变动或专业人才流失的可能性，可能给公司的运营管理和经营扩张带来不利影响。

四、财务风险

（一）利率风险

为满足日常运营和项目建设的资金需求，公司向金融机构借款金额较大，截至 2020 年末，公司短期借款 215,281.69 万元、长期借款 1,132,917.36 万元、长期应付款 124,557.08 万元、一年内到期的非流动负债 273,894.26 万元。报告期内，公司利息支出分别为 35,221.41 万元、45,279.97 万元和 76,296.01 万元。

贷款利率波动将直接对公司的盈利水平及项目建设成本造成影响，如果未来贷款利率上涨，则会给公司带来一定的财务风险。

（二）融资渠道和流动性风险

公司所处行业为资本密集型行业，为支持业务的持续发展，公司需要不断获得金融机构资金支持。截至 2020 年末，公司在建浙能嘉兴 1 号海上风电项目、江苏竹根沙 300MW 海上风电场项目投资总额大，投资预算合计约 100 余亿元，计划在 2021 年底前并网，未来仍需投入资金达到 30 亿元以上；同时，公司还需要储备有足够的资金偿还到期的金融负债，其中 1 年内到期的金融负债约 68 亿元。公司通过经营性销售回款、本次募集资金等方式增加自有资金，同时已与多家金融机构建立合作关系，仍有可用授信额度约 133 亿元（含浙能集团给予的剩余额度约 22 亿元）。但若未来银行信贷政策收紧，或公司在银行信用系统内评级出现负面变化，或国补回款进一步延缓，将导致公司资金周转存在压力，进而对公司的项目建设、生产运营和金融负债到期偿付产生不利影响，产生流动性风险。

五、募集资金投资项目的风险

（一）募集资金投资项目实施风险

本次募集资金投资项目的可行性分析是基于当前市场环境、产业技术水平、行业发展趋势等因素做出的，均经过详细、慎重、充分的研究论证。本次募集资金投资项目建设规模较大，若上述项目在实施过程及后期经营中，如宏观政策、相关行业政策和市场环境等方面发生不利变动，行业竞争加剧、技术水平发生重大更替，或因募集资金不能及时到位等其他不可预见因素等原因造成募投项目不能如期完成或顺利实施，将可能对项目的完成进度和投资收益产生一定影响。

（二）募集资金投资项目无法实现预期收益的风险

根据国家发改委 2019 年 5 月 21 日发布的《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882 号）规定，对 2018 年底前已核准的海上风电项目，如在 2021 年底前全部机组完成并网的，执行核准时的上网电价。本次募集资金投资项目浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目于 2017 年 8 月核准，核准时的上网

电价是 0.85 元/kWh，如该项目未能在 2021 年底前完成全部机组并网，可能会对项目的投资回报和公司的预期收益产生不利影响。此外，如果本次募集资金不能及时足额募集，公司将使用自有资金或通过银行融资等渠道解决部分项目资金需求，将导致公司资金压力和成本的提升。

（三）净资产收益率摊薄的风险

本次发行后，公司净资产将比发行前有所提升。本次募集资金投向用于风力发电项目的建设，根据风力发电项目的行业特性，风电场的建设周期相对较长，需要在正式并网转固后才可带来相应的售电收入，因此募集资金投资项目需要较长时间才能达到预计的盈利水平，从而可能导致发行后净资产收益率被摊薄的风险。

六、不可抗力风险

自然条件影响公司的生产经营，公司财产和盈利存在因自然条件变化等不可抗力因素而遭受损失的可能，如地震、泥石流等重大地质灾害可能破坏发电设施，造成公司财产损失，并影响公司的正常生产经营；旱灾、雪灾、冰灾、洪灾、沙尘暴等严重异常气象灾害不仅可能破坏公司的发电设施，而且也会对公司利用水、风、光等自然资源发电带来不利影响。

2020 年初，国内新型冠状病毒肺炎疫情爆发。受疫情影响，就存量项目而言，因部分工业企业停工或延迟开工，造成部分地区电力消纳有所下降，给公司经营业绩带来一定影响；就在建项目而言，因施工方未能如期开工建设以及部分设备材料供应不及时，造成部分在建项目延迟开工，导致在建项目晚于原计划时间投产，影响公司新建项目的利润贡献。就目前情况来看，公司预计本次疫情的影响是阶段性的，不会对公司持续经营能力造成重大不利影响。但若疫情得不到有效控制，或今后出现其他公共性突发事件，均可能对公司生产经营和经营业绩构成负面影响。

第五节 发行人基本情况

一、发行人基本情况

中文名称：浙江省新能源投资集团股份有限公司

英文名称：Zhejiang Provincial New Energy Investment Group Co., Ltd.

中文简称：浙江新能

统一社会信用代码：9133000074200262XL

有限公司成立日期：2002年8月1日

股份公司成立日期：2019年6月18日

注册资本：187,200万元

法定代表人：吴荣辉

公司住所：杭州市江干区凯旋街道风起东路8号

邮政编码：310020

电话号码：0571-86664353

传真号码：0571-87901229

电子信箱：ZJNEPE@163.com

信息披露与投资者关系负责机构：证券事务部

信息披露与投资者关系负责人：董事会秘书 张利

经营范围：实业投资，风力发电、水力发电、太阳能发电的开发、运营，工程项目管理，天然水收集和分配，可再生能源技术的技术开发、技术咨询、技术服务，设备维修，检测技术服务（凭许可证经营），供水服务，供电服务（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）。

二、发行人设立与改制重组情况

（一）设立方式

2019年3月18日，水电集团通过股东会决议，同意公司整体变更为股份有限公司。

2019年5月21日，水电集团召开2019年第二次临时股东会，审议通过了《关于有限公司变更为股份有限公司折股方案的议案》，由水电集团原有股东作为发起人，以水电集团经审计后的净资产折合股份187,200万股，每股面值1元，经审计的净资产超过注册资本部分计入资本公积，整体变更设立股份公司。

2019年5月27日，浙能集团下发《关于浙江省水利水电投资集团有限公司股份制改造方案的批复》（浙能资〔2019〕267号），同意水电集团整体变更为股份有限公司，以截至2019年1月31日水电集团经审计的净资产，由各发起人根据各自出资比例折合股份187,200万股，具体如下：

序号	股东名称	认购股数（万股）	持股比例	出资形式
1	浙能集团（SS）	144,000.00	76.92%	净资产折股
2	新能发展	43,200.00	23.08%	净资产折股
合计		187,200.00	100.00%	-

注：SS代表国有股（下同）

2019年5月28日，水电集团全体股东作为股份公司的发起人签订了《发起人协议》，对股份公司的发起设立事项进行约定。

2019年6月16日，发行人召开创立大会，并于2019年6月18日完成工商局的备案登记，领取了注册号为9133000074200262XL的《营业执照》。

2019年6月26日，发行人会计师出具了《验资报告》（致同验字（2019）第330ZC0096号）。

（二）发起人基本情况

公司设立时，共有浙能集团和新能发展2名发起人，各发起人在公司设立时的持股情况如下：

序号	股东名称	认购股数（万股）	持股比例	出资形式
1	浙能集团（SS）	144,000.00	76.92%	净资产折股
2	新能发展	43,200.00	23.08%	净资产折股
合计		187,200.00	100.00%	-

公司发起人的基本情况详见本节之“六、（一）发行人控股股东及实际控制人”和“六、（二）其他主要股东情况”。

（三）改制设立发行人之前，主要发起人拥有的主要资产和实际从事的主要业务

设立本公司前，主要发起人主要资产及业务经营情况如下：

股东名称	主要资产及业务经营情况
浙能集团	浙能集团本身不直接从事具体业务的经营，主要从事实业投资，浙能集团通过控股子公司主要从事电源建设、电力热力生产、石油煤炭天然气开发贸易流通、能源服务和能源金融等业务。
新能发展	新能发展主要从事股权投资，除投资本公司外，无其他投资项目。

浙能集团和新能发展拥有的主要资产为经营上述业务相关的资产和权益，具体分别详见本节之“六、（三）控股股东控制的其他企业情况”和本招股意向书附录一。

（四）发行人成立时拥有的主要资产和实际从事的主要业务

本公司系由水电集团整体变更设立的股份有限公司，承继了水电集团的全部资产和业务。本公司设立时从事的主要业务与水电集团及本公司目前的主营业务一致，主要从事水力发电、光伏发电、风力发电等可再生能源发电项目的投资开发、运营管理及电力销售，公司主要资产详细情况和从事的主要业务分别详见本招股意向书第六节之“四、公司主营业务的具体情况”和“五、发行人的主要固定资产和无形资产”。

设立前后公司拥有的主要资产和实际从事的业务未发生变化。

（五）发行人成立之后，主要发起人拥有的主要资产和实际从事的主要业务

浙江新能成立后，主要发起人拥有的主要资产和实际从事的主要业务没有发生重大变化。

2019年12月6日，浙能集团出具《避免同业竞争的承诺函》，浙能集团将本公司定位为“浙能集团控制的经营中国境内水力发电、风力发电、光伏发电等除生物质发电业务以外的可再生能源业务整合的唯一平台”。

除持有本公司的股权外，浙能集团拥有的主要资产和业务情况分别详见本节之“六、（一）发行人控股股东及实际控制人”和“六、（三）控股股东控制的其他企业情况”。

（六）改制前原企业的业务流程、改制后发行人的业务流程，以及原企业和发行人业务流程间的联系

发行人改制前后业务流程没有变化，具体业务流程图详见本招股意向书第六节之“四、（一）主要产品或服务的流程”。

（七）发行人成立以来，在生产经营方面与主要发起人的关联关系及演变情况

发行人成立以来，公司资产和业务体系完整，在生产经营方面不存在依赖主要发起人的情况。除本招股意向书第七节已经披露的关联关系和关联交易外，公司在生产经营方面与主要发起人不存在其他的关联关系。

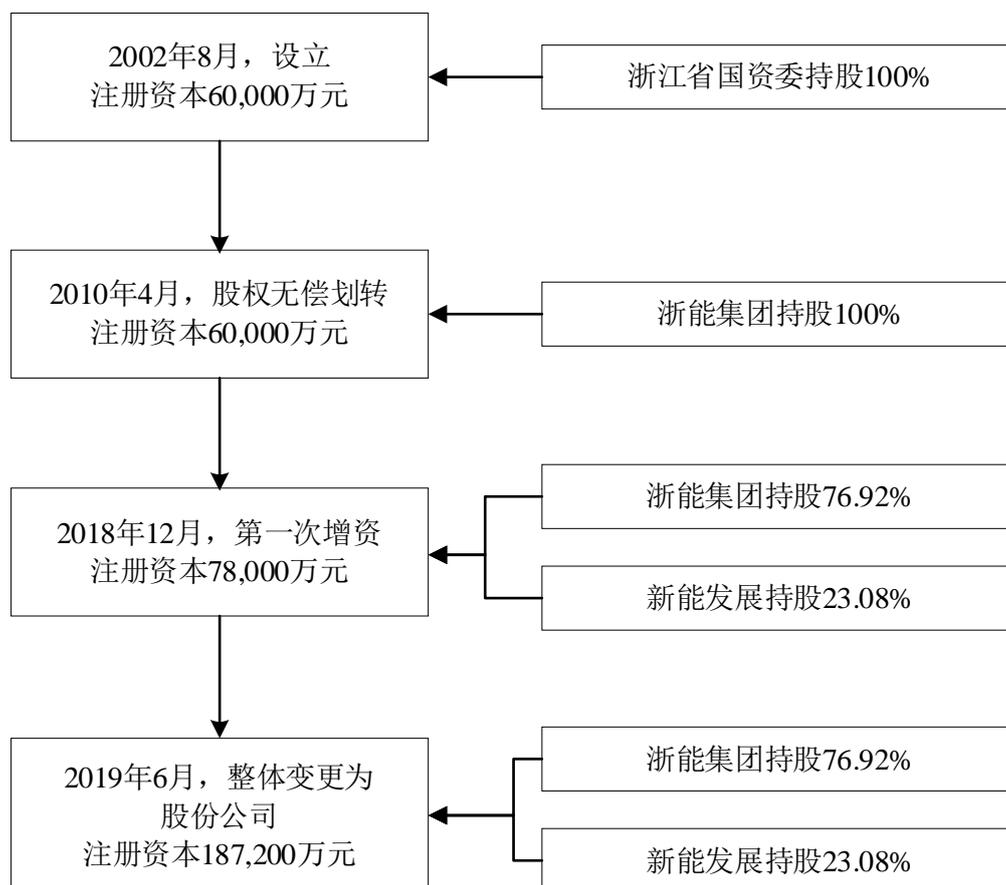
（八）发起人出资资产的产权变更手续办理情况

公司系由水电集团整体变更设立，股份公司成立后，本公司完整继承了水电集团的所有资产和负债，依法办理了资产产权变更登记手续。

三、发行人股本形成及其变化和重大资产重组情况

（一）发行人股本形成及其变化

公司自 2002 年成立以来，经历了一次股东变更、一次增资、一次整体变更设立为股份有限公司，历次股本形成及股权演变过程如下图所示：



1、2002 年 8 月，水电集团成立

（1）组建批准

2001 年 6 月 14 日，经《浙江省人民政府关于组建浙江省水利水电投资集团有限公司的通知》（浙政发〔2001〕37 号）批准，以浙江省水利水电建设投资总公司为主体，纳入原浙江省水利厅直属企业的国有资产组建水电集团。

浙江省水利厅直属企业的国有资产为其对 9 家公司的国有出资权益，该 9 家公司分别为：浙江省水利电力物资总公司、浙江省第一水电建设有限公司、浙江省水电建筑安装有限公司、浙江省正邦水电建设有限公司、浙江省水电建筑机械有限公司、浙江省疏浚工程有限公司、浙江江能建设有限公司、浙江省水电建

筑基础工程公司和浙江省围海工程公司。

具体组建过程为：浙江省水利厅以水投总公司经过清产核资后的资产与负债设立水电集团，同时，浙江省水利厅将其持有的浙江省水利电力物资总公司等 9 家公司的国有出资权益以经审计的账面值出资至水电集团（筹）。

（2）资产审计

2002 年 6 月 4 日，浙江中瑞会计师事务所有限公司出具《关于浙江省水利水电投资集团有限公司（筹）截至 2001 年 12 月 31 日合并国有净资产审计报告》（浙瑞审字〔2002〕212 号），经审定，截至 2001 年 12 月 31 日，水电集团（筹）的国有净资产为 952,718,750.77 元。

（3）资产评估

2002 年 8 月 2 日，浙江中瑞资产评估有限公司出具《浙江省水利水电建设投资总公司资产评估报告书》（浙瑞评字〔2002〕036 号），截至 2001 年 12 月 31 日，水投总公司净资产评估价值为 845,672,336.29 元。

2002 年 9 月 20 日，浙江中瑞资产评估有限公司出具《浙江省水利电力物资总公司资产评估报告书》（浙瑞评字〔2002〕039 号），截至 2001 年 12 月 31 日，浙江省水利电力物资总公司净资产评估价值为 20,851,893.90 元。

2002 年 12 月 31 日，浙江省财政厅出具《关于核准浙江省水利水电建设投资总公司等国有资产评估项目的复函》（浙财企二字〔2002〕138 号），对上述浙瑞评字〔2002〕036 号、浙瑞评字〔2002〕039 号资产评估报告予以核准。

（4）注册资本批复及验资

2002 年 7 月 15 日，浙江省财政厅下发《关于省水利集团公司注册资本的复函》（浙财企二字〔2002〕32 号），同意水电集团注册资本为 60,000 万元。

2002 年 7 月 30 日，浙江中瑞会计师事务所出具《验资报告》（浙瑞审（验）字〔2002〕089 号），经审验，截至 2001 年 12 月 31 日纳入组建范围内的 10 家公司其国有净资产经审定 952,718,750.77 元，其中 600,000,000.00 元作为注册资本已到位，其余 352,718,750.77 元作为国有独享资本公积。

（5）工商登记

2002年8月1日，水电集团在浙江省工商行政管理局取得注册号为3300001008886的《企业法人营业执照》。

水电集团成立时的股权结构如下：

序号	股东名称	出资额（万元）	出资比例
1	浙江省国资委	60,000.00	100.00%
合计		60,000.00	100.00%

（6）出资确认

水电集团组建过程中，浙江省围海工程公司、浙江省疏浚工程有限公司、浙江江能建设有限公司、浙江省水电建筑机械有限公司、浙江省水电建筑安装有限公司、浙江省第一水电建设有限公司、浙江省正邦水电建设有限公司、浙江省水电建筑基础工程有限公司等8家公司的国有出资权益未履行资产评估程序。

上述公司未履行资产评估程序，主要是因为水电集团系根据《浙江省人民政府关于组建浙江省水利水电投资集团有限公司的通知》（浙政发〔2001〕37号）组建，组建时涉及主体多、时间紧、筹建工作繁杂。水电集团设立时经评估部分出资评估值合计为86,652.42万元，经审计的净资产为95,271.88万元，均高于设立时的注册资本，且经验资机构确认注册资本已经实缴到位。

2020年6月3日，浙江省国资委出具《关于确认浙江省新能源投资集团股份有限公司历史沿革等事项的复函》（浙国资发函〔2020〕57号），确认水电集团设立时不存在国有资产流失。

综上，水电集团系由原浙江省水利厅下属公司的国有出资权益组建而成，设立后由浙江省国资委全资持有，且浙江省国资委已对其设立情况予以确认，因此，水电集团设立时不存在国有资产流失的情形。

保荐机构、发行人律师认为，发行人未因组建时部分出资未履行评估程序而受到过行政处罚，不构成重大违法行为，不构成本次发行的法律障碍。发行人的股权情况不存在纠纷或潜在纠纷，未造成国有资产流失。

2、2010年4月，股权无偿划转

为贯彻落实浙江省委、省政府关于深化省属国有企业改革，加快浙江省属国有企业资产结构战略性调整的决策部署；抢抓机遇、开拓进取，推进实施“大能源战略”，进一步提高浙江省国有经济能源板块的控制力和竞争力，浙江省国资委拟将水电集团整合至浙能集团。

2009年10月28日，浙能集团向浙江省国资委报送《关于要求合并重组省水利水电集团公司的请示》（浙能办〔2009〕412号），请求与水电集团合并重组。2009年10月29日，水电集团向浙江省国资委报送《关于省水利水电集团和省能源集团合并重组的请示》（浙水投〔2009〕36号），请求与浙能集团合并重组。

2009年11月24日，浙江省省属国有企业改革领导小组下发《关于省能源集团公司合并重组省水利水电集团公司总体方案的批复》（浙企改发〔2009〕1号），同意由浙能集团合并重组水电集团，水电集团作为浙能集团子公司管理。水电集团在职及离休人员全部成建制转入浙能集团，水电集团现有全部资产、负债和权益以2009年11月30日为基准日，暂按账面价值合并至浙能集团，待清产核资和审计确认后再作相应调整。

2010年2月5日，划入方浙能集团董事会审议决定，同意水电集团的股东由浙江省国资委变更为浙能集团。2010年3月19日，浙江省国资委向浙江省工商局出具《关于同意省水利水电集团公司出资人变更的函》，同意水电集团与浙能集团合并重组，水电集团出资人变更为浙能集团。

2010年6月11日，天健会计师事务所有限公司出具《关于浙江省水利水电投资集团有限公司（合并）清产核资专项审计报告》（天健审〔2010〕3974号），截至2009年11月30日，水电集团的所有者权益为803,525,900.24元。2010年12月21日，浙江省国资委出具《关于浙江省水利水电投资集团有限公司清产核资资金核实的批复》（浙国资财评〔2010〕33号）确认上述事项。

2010年4月1日，水电集团在浙江省工商行政管理局取得注册号为330000000048103的《企业法人营业执照》，本次变更后公司的股权结构如下：

序号	股东名称	出资额（万元）	出资比例
1	浙能集团	60,000.00	100.00%

序号	股东名称	出资额（万元）	出资比例
	合计	60,000.00	100.00%

本次股东变更系经浙江省国资委批准的股权无偿划转，不涉及对价支付，无需履行评估手续，符合《企业国有产权无偿划转管理暂行办法》等国资监管的相关规定，程序合法合规。

本次股权无偿划转时水电集团的所有者权益为 80,352.59 万元，低于 2002 年设立时经审计的净资产，主要原因系浙江省国资委等国资主管部门对水电集团合并报表范围内部分资产予以核减以及分配利润所致。

2020 年 6 月 3 日，浙江省国资委出具《关于确认浙江省新能源投资集团股份有限公司历史沿革等事项的复函》（浙国资发函〔2020〕57 号），确认水电集团上述资产处置行为真实有效，不存在国有资产流失。

综上，水电集团上述净资产减少相关事项业经国资主管部门批准，且浙江省国资委已对上述资产处置行为予以确认，因此，上述净资产减少不存在国有资产流失。

3、2018 年 12 月，第一次增资

为了贯彻响应浙江省政府“凤凰行动”计划，落实新一轮国资国企改革的决策部署，水电集团拟筹划上市，为满足上市要求，拓宽融资渠道，优化股权结构，需引进投资者。

2017 年 12 月 7 日，水电集团向浙能集团上报了《关于上报浙江省水利水电投资集团有限公司增资扩股工作方案的报告》（浙能水电资〔2017〕230 号）。2018 年 1 月 26 日，浙能集团向水电集团下发《抄告单》，同意水电集团以 2017 年 12 月 31 日为增资扩股审计、评估基准日。

根据大华会计师事务所（特殊普通合伙）浙江万邦分所出具的《清产核资专项审计报告》（大华核字〔2018〕050235 号），截至 2017 年 12 月 31 日，水电集团合并净资产为 4,768,193,078.23 元，母公司净资产为 3,565,611,865.98 元；根据万邦资产评估有限公司出具的《资产评估报告》（万邦评报〔2018〕68 号），截至 2017 年 12 月 31 日，水电集团股东全部权益的评估值为 7,523,900,000.00 元。

2018年7月11日，水电集团向浙能集团上报了《关于浙江水利水电投资集团有限公司增资扩股方案的请示》（浙能水电资〔2018〕165号）。2018年10月17日，浙能集团向水电集团下发《关于同意浙江省水利水电投资集团有限公司增资扩股事宜的批复》（浙能资〔2018〕588号），同意由绿能基金下设新能发展以非公开协议方式参与水电集团增资扩股，增资完成后新能发展持有水电集团不超过25%股权。

2018年12月7日，浙能集团作出《关于同意增加注册资本的决定》，同意水电集团增加注册资本18,000万元，由新能发展认缴上述新增出资额18,000万元，占注册资本的23.08%。同日，浙能集团、水电集团与新能发展签订《增资协议》。

2019年3月25日，发行人会计师出具《验资报告》（致同验字（2019）第330ZC0037号），经审验，截至2018年12月21日止，水电集团已收到新能发展缴纳的增资款合计2,127,766,976.07元，其中：实收资本180,000,000.00元，资本公积1,947,766,976.07元。

2018年12月21日，水电集团领取新的营业执照，本次变更后公司的股权结构如下：

序号	股东名称	出资额（万元）	出资比例
1	浙能集团	60,000.00	76.92%
2	新能发展	18,000.00	23.08%
合计		78,000.00	100.00%

本次增资价格以水电集团截至2017年12月31日的评估值为依据，结合期间损益和分红等确定，定价合理、公允；新能发展本次增资的资金来源系其自有资金，资金来源合法。

水电集团本次增资未依照《企业国有资产交易监督管理办法》的规定在产权交易所挂牌交易，但已履行相关审计、评估、备案、审批程序。2020年6月3日，浙江省国资委出具《关于确认浙江省新能源投资集团股份有限公司历史沿革等事项的复函》（浙国资发函〔2020〕57号），确认水电集团历次股权变动不存在国有资产流失。

综上，水电集团本次增资已履行相关审计、评估、备案、审批程序，并经浙江省国资委确认。因此，水电集团本次增资不存在国有资产流失的情形，不会对本次发行上市构成实质性障碍。

保荐机构、发行人律师认为，发行人未因 2018 年增资时未在产权交易所挂牌交易而受到过行政处罚，不构成重大违法行为，不构成本次发行的法律障碍。发行人的股权情况不存在纠纷或潜在纠纷，未造成国有资产流失。

4、2019 年 6 月，整体变更设立股份公司

公司为了推进在境内公开发行股票并上市工作，将公司形式从有限公司变更为股份公司。

2019 年 3 月 18 日，水电集团召开 2019 年第一次临时股东会，全体股东通过决议，同意水电集团开展股份制改造，整体变更为股份有限公司，审计评估基准日为 2019 年 1 月 31 日。

根据发行人会计师出具的《审计报告》（致同审字（2019）第 330ZA4050 号），截至 2019 年 1 月 31 日，水电集团母公司的净资产为 5,558,250,040.74 元；根据坤元出具的《资产评估报告》（坤元评报〔2019〕122 号），截至 2019 年 1 月 31 日，水电集团母公司的净资产评估值为 9,354,113,144.49 元，不低于经审计的净资产账面值。

2019 年 5 月 21 日，水电集团召开 2019 年第二次临时股东会，审议通过了《关于有限公司变更为股份有限公司折股方案的议案》，由水电集团原有股东作为发起人，以水电集团经审计后的净资产折合股份 187,200 万股，每股面值 1 元，注册资本为 187,200 万元，净资产超过注册资本部分转作公司资本公积。

2019 年 5 月 27 日，浙能集团下发《关于浙江省水利水电投资集团有限公司股份制改造方案的批复》（浙能资〔2019〕267 号），同意水电集团整体变更为股份有限公司，以截至 2019 年 1 月 31 日水电集团经审计的净资产，由各发起人根据各自出资比例，折合股份 187,200 万股，具体如下：

序号	股东名称	认购股数（万股）	持股比例
1	浙能集团	144,000.00	76.92%

序号	股东名称	认购股数（万股）	持股比例
2	新能发展	43,200.00	23.08%
合 计		187,200.00	100.00%

2019年5月28日，水电集团全体股东作为股份公司的发起人签订了《发起人协议》，对股份公司的发起设立事项进行约定。

2019年6月16日，股份公司召开创立大会，并于2019年6月18日完成工商局的变更登记，领取了注册号为9133000074200262XL的《营业执照》。

2019年6月26日，发行人会计师出具《验资报告》（致同验字（2019）第330ZC0096号），经审验，截至2018年6月18日止，浙江新能（筹）的全体发起人已按发起人协议书、公司章程的规定以其拥有的水电集团截至2019年1月31日经审计的净资产折股投入，其中187,200万元折合为浙江新能（筹）的股本。

本次整体变更设立股份公司，各股东系按其持股比例以经审计的净资产折股出资，定价公允，出资来源合法合规。

本次股改经股东会审议通过，并履行了审计和评估程序，按照经审计净资产整体折股变更设立，股改方案经浙能集团批复，公司整体变更为股份公司的程序符合相关法律法规的规定。

公司历次股权变动真实有效，不存在委托持股、利益输送或其他利益安排，亦不存在纠纷或潜在争议。

自股份公司设立至本招股意向书签署之日，浙江新能的股本及股权结构未发生变更。

（二）发行人资产重组情况

报告期内，发行人进行了7次资产重组，具体情况如下：

1、2018年内，发行人收购甘宁11家光伏公司的股权

为了进一步发展非水可再生能源业务，发行人于2018年陆续从正泰新能源、中康电力处收购了甘宁11家光伏公司各51%股权。

（1）履行的程序

2017年5月16日，发行人的总经理办公会通过向正泰新能源、中康电力收购部分光伏公司51%股权等事项的议案。

2017年9月20日，浙能集团下发《关于同意收购正泰甘肃宁夏光伏项目股权包和金昌清能光伏项目股权的批复》（浙能资〔2017〕495号）。

发行人收购甘宁11家光伏公司时，签订股权转让协议及完成股权转让工商登记手续的时间如下：

序号	公司名称	签订股权转让协议时间	完成工商登记时间	纳入合并范围时间
1	金昌电力	2017.9.29	2018.1.9	2018.2.1
2	天润新能	2017.12.31	2018.1.31	2018.2.1
3	敦煌光伏	2017.12.31	2018.1.30	2018.2.1
4	嘉峪关光伏	2017.12.31	2018.1.22	2018.2.1
5	瓜州光伏	2017.12.31	2018.1.22	2018.2.1
6	金昌太阳能	2017.12.31	2018.3.5	2018.4.1
7	中卫光伏	2017.12.31	2018.3.20	2018.4.1
8	中卫太阳能	2017.12.31	2018.3.21	2018.4.1
9	民勤光伏	2017.12.31	2018.4.10	2018.5.1
10	高台光伏	2017.12.31	2018.4.11	2018.5.1
11	永昌光伏	2018.9.28	2018.9.29	2018.10.1

(2) 发行人收购甘宁11家光伏公司股权的相关情况

发行人收购甘宁11家光伏公司股权时，以2016年12月31日为审计和评估基准日，基准日的审计和评估情况如下：

单位：万元

序号	公司名称	股权转让比例	按股权转让比例折算的 审计、评估结果	
			审计净资产	收益法评估净资产
1	金昌电力	51%	审计净资产	18,496.05
			收益法评估净资产	17,221.17
2	天润新能	51%	审计净资产	2,690.51
			收益法评估净资产	4,590.00
3	敦煌光伏	51%	审计净资产	11,175.01
			收益法评估净资产	15,147.00
4	嘉峪关光伏	51%	审计净资产	3,600.41

序号	公司名称	股权转让比例	按股权转让比例折算的 审计、评估结果	
			收益法评估净资产	3,723.00
5	瓜州光伏	51%	审计净资产	1,998.28
			收益法评估净资产	3,162.00
6	金昌太阳能	51%	审计净资产	2,007.22
			收益法评估净资产	2,193.00
7	中卫光伏	51%	审计净资产	3,167.61
			收益法评估净资产	3,825.00
8	中卫太阳能	51%	审计净资产	3,668.19
			收益法评估净资产	5,712.00
9	民勤光伏	51%	审计净资产	4,656.79
			收益法评估净资产	5,559.00
10	高台光伏	51%	审计净资产	12,493.89
			收益法评估净资产	14,433.00
11	永昌光伏	51%	审计净资产	23,384.50
			收益法评估净资产	33,150.00

注：甘宁 11 家光伏公司截至 2016 年 12 月 31 日的资产负债情况已分别经过浙江天平会计师事务所（特殊普通合伙）、中汇会计师事务所（特殊普通合伙）清产核资审计；甘宁 11 家光伏公司截至 2016 年 12 月 31 日的股权权益价值已分别经银信资产评估有限公司浙江分公司、万邦资产评估有限公司评估。

发行人收购甘宁 11 家光伏公司股权的交割日为 2017 年 12 月 31 日，发行人与出让方根据审计、评估基准日（2016 年 12 月 31 日）的评估值，同时考虑了 2017 年上述光伏发电项目公司相关经营事项产生的财务状况变动，确定最终股权转让价格。甘宁 11 家光伏公司最终确定的交易价格情况如下：

单位：万元

序号	公司名称	股权转让比例	股权转让最终价格
1	金昌电力	51%	16,802.41
2	天润新能	51%	4,283.54
3	敦煌光伏	51%	14,734.79
4	嘉峪关光伏	51%	3,167.26
5	瓜州光伏	51%	2,885.37
6	金昌太阳能	51%	1,385.72
7	中卫光伏	51%	2,859.23

序号	公司名称	股权转让比例	股权转让最终价格
8	中卫太阳能	51%	3,073.93
9	民勤光伏	51%	5,682.75
10	高台光伏	51%	11,771.44
11	永昌光伏	51%	24,018.14
合 计			90,664.58

(3) 收购甘宁 11 家光伏公司股权对发行人财务状况的影响

收购甘宁 11 家光伏公司属于非同一控制下的企业合并，收购甘宁 11 家光伏公司对发行人 2017 年度/年末的财务状况影响如下：

单位：万元

序号	公司名称	总资产	净资产	营业收入	利润总额
1	金昌电力	85,311.08	36,619.44	7,279.05	352.68
2	天润新能	22,116.49	4,930.64	2,416.67	295.03
3	敦煌光伏	97,634.11	21,755.59	9,551.01	-212.03
4	嘉峪关光伏	23,056.12	6,681.92	1,036.41	-152.95
5	瓜州光伏	17,728.75	3,828.58	1,849.41	360.06
6	金昌太阳能	23,751.52	2,855.06	2,084.47	857.99
7	中卫光伏	19,712.55	4,316.89	2,335.87	523.36
8	中卫太阳能	25,669.80	4,965.02	2,940.60	658.99
9	民勤光伏	46,454.84	9,885.28	4,771.30	579.72
10	高台光伏	87,235.60	23,312.58	9,139.80	917.11
11	永昌光伏	169,507.05	38,722.04	19,187.72	3,800.59
合 计		618,177.90	157,873.04	62,592.30	7,980.55
发行人		840,564.32	463,928.77	93,565.18	42,476.05
被重组方相关财务指标占比		73.54%	34.03%	66.90%	18.79%

注：甘宁 11 家光伏公司 2017 年度/年末的财务报表已分别经中汇会计师事务所（特殊普通合伙）、天健会计师事务所（特殊普通合伙）、杭州金瑞会计师事务所有限公司审计。

上述收购对发行人 2017 年度/年末的总资产、净资产、营业收入、利润总额的影响均未超过 100%，但对发行人 2017 年度/年末的总资产、营业收入的影响超过 50%。因本次收购新增业务为光伏发电业务，发行人收购前主营业务为水力发电、光伏发电、风力发电等可再生能源项目的投资、开发、建设和运营管理，因此新增业务与收购前业务具有高度相关性，该项非同一控制下的收购行为未引

起发行人主营业务发生重大变化，且截至本招股意向书签署之日，发行人收购完成后已运行满 12 个月。

2、2018 年 11 月，发行人将非经营性资产无偿划转至浙江国信集团与浙能资产经营

为了剥离非经营性资产，消除上市过程中的瑕疵，发行人于 2018 年 11 月将部分资产无偿划转至浙江国信集团与浙能资产经营。

(1) 履行的程序

2018 年 10 月 31 日，浙能集团下发《关于同意浙江省水利水电投资集团有限公司无偿划拨相关资产的批复》（浙能资〔2018〕614 号）。同意发行人以 2017 年 12 月 31 日为基准日，将所拥有的江韵园 2 幢和 3 幢共计 60 套住宅、江韵园 1 幢 9-14 层共计 39 套非住宅，按审计账面值无偿划转给浙江国信集团；同意发行人以 2017 年 12 月 31 日为基准日，将持有的萧山区临浦镇新港村的 2,999.15 平方米土地及地上房产、富阳区横凉亭路 17 号建筑面积 117.78 平方米的不动产、景宁大白坑 14.8% 出资按审计账面值无偿划转给浙能资产经营。

2018 年 11 月 7 日，发行人和浙江国信集团、浙能资产经营分别签订《国有资产无偿划转协议》，由发行人将相关非经营性资产按账面值无偿划转至上述两家公司。

(2) 无偿划转符合国资管理的相关规定

本次无偿划转时，发行人、浙江国信集团、浙能资产经营均为浙能集团的全资子公司。

根据《企业国有产权无偿划转管理暂行办法》，企业国有产权无偿划转，是指企业国有产权在政府机构、事业单位、国有独资企业、国有独资公司之间的无偿转移；企业国有产权在所出资企业内部无偿划转的，由所出资企业批准并抄报同级国资监管机构。

发行人将非经营性资产无偿划转至浙江国信集团、浙能资产经营，属于国有独资公司内部无偿划转，且得到了浙能集团的批准及抄报了浙江省国资委，符合《企业国有产权无偿划转管理暂行办法》的相关规定。

(3) 无偿划转的相关情况

发行人将非经营性资产无偿划转时，已对该等资产截至 2017 年 12 月 31 日的情况进行了审计和评估。无偿划转的相关情况如下：

单位：万元

序号	资产名称	账面原值	账面净值	评估值	受让方
1	江韵园 2 幢、3 幢共计 60 套住宅	3,650.67	2,793.47	33,616.25	浙江国信集团
2	江韵园 1 幢 9-14 层共计 39 套非住宅	1,546.22	1,159.91	8,358.18	
3	萧山区临浦镇新港村的 2,999.15 平方米土地及地上房产	45.38	31.97	262.80	浙能资产经营
4	富阳区横凉亭路 17 号建筑面积 117.78 平方米的不动产	30.00	8.26	43.40	
5	景宁大白坑 14.8% 出资	56.40	56.40	56.40	

注：上述资产截至 2017 年 12 月 31 日的财务状况已经大华会计师事务所（特殊普通合伙）浙江万邦分所清产核资审计；上述资产截至 2017 年 12 月 31 日的价值已经万邦资产评估有限公司评估。

本次无偿划转以 2017 年 12 月 31 日为基准日，无偿划转基准日至 2018 年 10 月 31 日之间，划转资产产生的损益归发行人所有，2018 年 11 月 1 日起，划转资产的权利与义务转移至浙江国信集团和浙能资产经营，即发行人与浙江国信集团、浙能资产经营最终以 2018 年 10 月 31 日作为无偿划转的资产交割日。

(4) 无偿划转对发行人财务状况的影响

本次无偿划转系由发行人将非经营性资产无偿划转至浙江国信集团和浙能资产经营，由于无偿划转前后，发行人与浙江国信集团、浙能资产经营均为浙能集团的全资子公司，本次无偿划转构成同一控制下的出售，发行人对相应的固定资产、投资性房地产、无形资产、可供出售金融资产和资本公积作了调减处理，并冲回了交割日后的折旧费。

截至无偿划转资产交割日（2018 年 10 月 31 日），发行人划出非经营性资产的账面净值如下：

单位：万元

序号	资产名称	账面净值
1	江韵园 2 幢、3 幢共计 60 套住宅	2,692.63
2	江韵园 1 幢 9-14 层共计 39 套非住宅	1,116.95
3	管理费用-折旧费冲回	1.47

序号	资产名称	账面净值
小 计		3,811.05
4	萧山区临浦镇新港村的 2,999.15 平方米土地及地上房产	31.14
5	富阳区横凉亭路 17 号建筑面积 117.78 平方米的不动产	7.65
6	景宁大白坑 14.8% 出资	56.40
小 计		95.20
合 计		3,906.25

3、2019 年 2 月，发行人收购江苏双创新能 51% 股权

为了加快在海上风电领域的布局，增加海上风电业务，发行人于 2019 年 1 月收购了江苏双创新能 51% 股权。

(1) 履行的程序

2018 年 12 月 25 日，发行人向浙能集团上报了《关于提请审议省水电集团并购江苏双创新能源公司 51% 股权的议案》，提请浙能集团审议发行人收购江苏双创新能 51% 股权的事项。

2018 年 12 月 28 日，浙能集团董事会会议通过了《关于省水电集团并购江苏双创新能源开发有限公司 51% 股权项目的议案》，同意发行人收购江苏双创新能。

2019 年 1 月 5 日，发行人与中海石油（中国）有限公司、霍尔果斯懿晟创业投资有限公司、霍尔果斯瀚致创业投资有限公司签订《股权转让协议》，约定由发行人受让霍尔果斯懿晟创业投资有限公司持有的江苏双创新能 51% 股权。

2019 年 2 月 1 日，江苏双创新能完成了股权转让的工商登记手续。

(2) 发行人收购江苏双创新能 51% 股权的相关情况

发行人收购江苏双创新能 51% 股权时，已对江苏双创新能截至 2018 年 7 月 31 日的财务状况进行了审计与评估。根据浙江天平会计师事务所（特殊普通合伙）出具的清产核资专项审计报告（天平专审（2018）1059 号），江苏双创新能截至 2018 年 7 月 31 日的按股权转让比例折算的经审计净资产为 2,308.49 万元；根据银信资产评估有限公司出具的资产评估报告（银信评报字（2018）沪第 1576

号), 按照资产基础法, 江苏双创新能截至 2018 年 7 月 31 日的按股权转让比例折算的经评估净资产为 2,307.73 万元。

根据浙江天平会计师事务所(特殊普通合伙)出具的期间经营损益专项审计报告(天平专审〔2019〕0022号), 江苏双创新能截至 2019 年 1 月 9 日的按股权转让比例折算的经审计净资产为 4,119.20 万元。股权转让的最终价格以截至 2018 年 7 月 31 日评估情况, 综合考虑截至 2019 年 1 月 9 日江苏双创新能的资产负债情况, 2018 年 8 月-2019 年 1 月 9 日江苏双创新能的期间损益情况等因素后, 确定为 4,078.34 万元。

(3) 收购江苏双创新能对发行人财务状况的影响

发行人自 2019 年 2 月 1 日起将江苏双创新能纳入合并范围。收购江苏双创新能属于非同一控制下的企业合并, 收购江苏双创新能对发行人 2018 年度/年末的财务状况影响如下:

单位: 万元

公司名称	总资产	净资产	营业收入	利润总额
江苏双创新能	9,758.30	8,076.95	245.28	-1.05
合计	9,758.30	8,076.95	245.28	-1.05
发行人	1,727,280.08	746,695.97	125,070.77	23,520.65
被重组方相关财务指标占比	0.56%	1.08%	0.20%	-

注: 江苏双创新能 2018 年度/年末的财务报表已经浙江天平会计师事务所(特殊普通合伙)审计。

因发行人在完成收购江苏双创新能前 12 个月内累计收购了金昌太阳能、中卫光伏、中卫太阳能、民勤光伏、高台光伏、永昌光伏 6 家光伏发电项目公司, 收购江苏双创新能及上述 6 家光伏发电项目公司对发行人 2017 年度/年末的财务状况影响如下:

单位: 万元

序号	公司名称	总资产	净资产	营业收入	利润总额
1	金昌太阳能	23,751.52	2,855.06	2,084.47	857.99
2	中卫光伏	19,712.55	4,316.89	2,335.87	523.36
3	中卫太阳能	25,669.80	4,965.02	2,940.60	658.99
4	民勤光伏	46,454.84	9,885.28	4,771.30	579.72

序号	公司名称	总资产	净资产	营业收入	利润总额
5	高台光伏	87,235.60	23,312.58	9,139.80	917.11
6	永昌光伏	169,507.05	38,722.04	19,187.72	3,800.59
7	江苏双创新能	2,624.93	2,590.99	-	-2.01
合计		374,956.28	86,647.86	40,459.76	7,335.75
发行人		840,564.32	463,928.77	93,565.18	42,476.05
被重组方相关财务指标占比		44.61%	18.68%	43.24%	17.27%

注：江苏双创新能 2017 年度/年末的财务报表已经北京兴华会计师事务所（特殊普通合伙）审计。

收购江苏双创新能对发行人 2018 年度/年末的总资产、净资产、营业收入、利润总额的影响均未超过 50%，且该等收购与前 12 个月内累计的收购对发行人 2017 年度/年末的总资产、净资产、营业收入、利润总额的累计影响均未超过 50%，发行人主营业务最近 3 年内未发生重大变化。

4、2019 年 12 月，发行人收购青海新能源 90% 股权

为了扩充风电业务，发行人于 2019 年 12 月收购了青海新能源 90% 股权。

（1）履行的程序

2019 年 10 月 28 日，发行人总经理办公会通过了《关于并购青海浙能新能源开发有限公司 90% 股权项目以及对海西华汇大柴旦 50 兆瓦风电建设项目进行投资的议案》。

2019 年 12 月 6 日，发行人与海西华汇化工机械有限公司签订《股权转让协议》，约定由发行人受让海西华汇化工机械有限公司持有的青海新能源 90% 股权。

2019 年 12 月 12 日，青海新能源完成了股权转让的工商登记手续。

（2）发行人收购青海新能源 90% 股权的相关情况

发行人收购青海新能源 90% 股权时，已对青海新能源截至 2019 年 8 月 31 日的财务状况进行了审计与评估。根据发行人会计师出具的清产核资专项审计报告（致同专字（2019）第 330ZC6713 号），青海新能源截至 2019 年 8 月 31 日的按股权转让比例折算的经审计净资产为 0 元。根据银信资产评估有限公司出具的资产评估报告（银信评报字（2019）沪第 1200 号），按照资产基础法，青海新能

源截至 2019 年 8 月 31 日的按股权转让比例折算的经评估净资产为 0 元。

根据上述审计、评估结果，发行人与转让方海西华汇化工机械有限公司确定青海新能源的转让价格为 0 元。

(3) 收购青海新能源对发行人财务状况的影响

收购青海新能源属于非同一控制下的企业合并，因发行人在完成收购青海新能源前 12 个月内累计收购了江苏双创新能，收购青海新能源与江苏双创新能合计对发行人 2018 年度/年末的财务状况影响如下：

单位：万元

序号	公司名称	总资产	净资产	营业收入	利润总额
1	江苏双创新能	9,758.30	8,076.95	245.28	-1.05
2	青海新能源	99.33	-	-	-
合 计		9,857.63	8,076.95	245.28	-1.05
发行人		1,727,280.08	746,695.97	125,070.77	23,520.65
被重组方相关财务指标占比		0.57%	1.08%	0.20%	-

注：青海新能源 2018 年度/年末的财务报表未经审计。

收购青海新能源对发行人 2018 年度/年末的总资产、净资产、营业收入、利润总额的影响均未超过 50%，且该等收购与前 12 个月内累计的收购对发行人 2018 年度/年末的总资产、净资产、营业收入、利润总额的累计影响均未超过 50%，发行人主营业务最近 3 年内未发生重大变化。

5、2019 年 12 月，发行人收购宁夏新能源 100% 股权

为了解决与浙能能服的同业竞争，发行人于 2019 年 12 月收购了宁夏新能源 100% 股权。

(1) 履行的程序

2019 年 11 月 26 日，发行人总经理办公会通过了《关于收购宁夏浙能新能源有限公司 100% 股权的议案》。

2019 年 11 月 29 日，浙能电力总经理办公会通过了《关于出售宁夏浙能新能源有限公司 100% 股权的议案》。

2019年12月9日，发行人与浙能能服签订《股权转让协议》，约定由发行人受让浙能能服持有的宁夏新能源100%股权。

2019年12月16日，宁夏新能源完成了股权转让的工商登记手续。

(2) 发行人收购宁夏新能源100%股权的相关情况

发行人收购宁夏新能源100%股权时，已对宁夏新能源截至2019年9月30日的财务状况进行了审计与评估。根据浙江天平会计师事务所（特殊普通合伙）出具的清产核资专项审计报告（天平专审（2019）1089号），宁夏新能源截至2019年9月30日经审计净资产为800万元；根据银信资产评估有限公司出具的资产评估报告（银信评报字（2019）沪第1561号），按照资产基础法，宁夏新能源截至2019年9月30日的经评估净资产为800万元。

根据上述审计、评估结果，发行人与转让方确定宁夏新能源的转让价格为800万元。

(3) 收购宁夏新能源对发行人财务状况的影响

因宁夏新能源系由浙能能服于2019年3月全资设立，发行人收购宁夏新能源属于同一控制下的企业合并，收购宁夏新能源对发行人2018年度/年末的财务状况影响如下：

单位：万元

公司名称	总资产	营业收入	利润总额
宁夏新能源	-	-	-
合计	-	-	-
发行人	1,727,280.08	125,070.77	23,520.65
被重组方相关财务指标占比	-	-	-

收购宁夏新能源对发行人2018年度/年末的总资产、营业收入、利润总额的影响均未超过20%，发行人主营业务最近3年内未发生重大变化。

6、2019年12月，发行人以增资与收购方式取得清能发展53.5%股权

为了解决与清能发展的同业竞争，发行人于2019年12月以增资与收购相结合的方式取得清能发展53.5%股权。

(1) 本次交易简况

截至 2019 年 6 月 30 日，清能发展的出资情况如下：

单位：万元

序号	股东名称	认缴出资额	认缴比例	实缴出资额	实缴比例
1	绿能基金	119,988.00	99.99%	79,643.02	66.38%
2	浙能创投	12.00	0.01%	0.00	0.00%
合计		120,000.00	100.00%	79,643.02	66.37%

本次交易前，清能发展控股 19 家光伏发电项目公司，合计拥有 29 个光伏发电项目，所有光伏发电项目均已并网发电，装机容量合计 53.403 万千瓦，具体情况如下：

单位：万千瓦

公司名称	股权情况	项目名称	发电类型	并网结算模式	装机容量
新疆电力	瑞旭投资 100%	精河一期 20MW 并网光伏发电项目	集中式	全额上网	2
		精河二期 20MW 并网光伏发电项目			2
		精河三期 30MW 并网光伏发电项目			3
		精河四期 20MW 并网光伏发电项目			2
柯坪电力	瑞旭投资 100%	柯坪县 20MW 光伏并网电站	集中式	全额上网	2
青海昱辉	瑞旭投资 100%	乌兰一期 20MW 并网光伏发电项目	集中式	全额上网	2
		乌兰二期 20MW 并网光伏发电项目			2
苏州电力	瑞旭投资 100%	苏州美盈森新能源一期 500KW 分布式光伏发电项目	分布式	自发自用、余量上网	0.05
湖南电力	瑞旭投资 100%	长沙中民筑友屋顶分布式光伏项目	分布式	自发自用、余量上网	0.25
徐州新能源	清能发展 100%	徐州统一企业有限公司 3MW 分布式光伏发电项目	分布式	自发自用、余量上网	0.3
泰州新能源	清能发展 100%	泰州统一联 3.8MW 分布式光伏项目	分布式	自发自用、余量上网	0.38
丹阳电力	清能发展 100%	丹阳中康吕城镇 4MW 光伏项目	分布式	自发自用、余量上网	0.4

公司名称	股权情况	项目名称	发电类型	并网结算模式	装机容量
无锡电力	清能发展 100%	无锡普洛菲斯 650 千瓦光伏项目	分布式	自发自用、 余量上网	0.065
赣州新能源	清能发展 100%	南康中学 1.43MW 屋顶光伏项目	分布式	自发自用、 余量上网	0.143
		南康爱康光伏项目			0.34
济南新能源	清能发展 100%	济南统联 4.75MW 建筑屋顶分布式光伏发电项目	分布式	自发自用、 余量上网	0.475
博州新能源	清能发展 100%	博州一期 30MW 并网光伏发电项目	集中式	全额上网	3
		博州二期 20MW 并网光伏发电项目			2
		博州三期 30MW 并网光伏发电项目			3
		博州四期 20MW 并网光伏发电项目			2
特克斯太阳能	清能发展 100%	特克斯昱辉光伏发电项目	集中式	全额上网	2
博乐新能源	清能发展 70%	博州五期 60MW 并网光伏发电项目	集中式	全额上网	6
		博州六期 20MW 并网光伏发电项目			2
伊阳能源	清能发展 100%	73 团一期 30MWp 光伏发电项目	集中式	全额上网	3
聚阳能源	清能发展 100%	奇台一期 30MW 并网光伏发电项目	集中式	全额上网	3
		奇台二期 30MW 并网光伏发电项目			3
四子王旗能源	清能发展 100%	内蒙古四子王旗江岸苏木 100MW（一期 20MW）光伏发电项目	集中式	全额上网	2
宿州新能源	清能发展 100%	埇桥夹沟一期 20MW 地面分布式光伏发电项目	地面分布式	全额上网	2
龙游新能源	清能发展 90%	客路村 30MW 农光互补光伏项目	集中式	全额上网	3
合 计					53.403

注：瑞旭投资系清能发展全资子公司。

本次交易的过程如下：

①发行人认缴清能发展 138,039.00 万元出资，增资后清能发展注册资本 258,039.00 万元，同时发行人收购浙能创投持有的清能发展 0.01% 股权（认缴出

资额为 12 万元，实缴出资额为 0 元，转让价格为 0 元)，增资和股权转让完成后，发行人对清能发展的认缴出资额合计为 138,051.00 万元，占比 53.50%，绿能基金认缴出资额仍为 119,988.00 万元，占比 46.50%。

②绿能基金以现金方式对清能发展实缴出资 22,580.98 万元，加上之前已实缴出资 79,643.02 万元，累计实缴出资为 102,224.00 万元，实缴比例为 85.20%。

③发行人以现金方式对清能发展实缴出资 10.22 万元，另外发行人以持有的 16 家光伏发电项目公司的股权作价缴纳出资 117,602.58 万元出资，合计实缴出资为 117,612.81 万元，实缴比例为 85.20%。

④发行人与清能发展拟定以 2019 年 12 月 31 日作为资产交割日，审计与评估基准日至资产交割日之间过渡期内双方资产的期间损益由各自股东享有，在资产交割日根据期间损益情况确认现金补偿金额。

⑤发行人和绿能基金对清能发展的持股比例系双方以各自资产评估值为基础，调整过渡期内拟对评估基准日前未分配利润的分红、评估基准日后现金出资、过渡期内的损益等因素确定。

本次交易完成后，清能发展的出资情况如下：

单位：万元

序号	股东名称	认缴出资额	认缴比例	实缴出资额	实缴比例
1	浙江新能	138,051.00	53.50%	117,612.81	85.20%
2	绿能基金	119,988.00	46.50%	102,224.00	85.20%
合计		258,039.00	100.00%	219,836.81	85.20%

(2) 履行的程序

2019 年 12 月 2 日，发行人 2019 年第三次临时股东大会通过了《关于对浙江清能能源发展有限公司增资的议案》。

2019 年 12 月 13 日，发行人与绿能基金、浙能创投、清能发展签订《股权转让及增资协议》，约定由发行人收购浙能创投持有的清能发展 0.01% 股权，并对清能发展进行增资。

2019 年 12 月 30 日，清能发展完成了发行人收购浙能创投持有清能发展股权以及发行人对清能发展增资的工商登记手续。

(3) 发行人取得清能发展 53.5% 股权的相关情况

本次交易以 2019 年 6 月 30 日为审计和评估基准日,以资产基础法评估结果作为作价依据。

截至 2019 年 6 月 30 日,公司的 16 家光伏发电项目公司、清能发展的审计与评估具体情况如下:

① 发行人 16 家光伏发电项目公司的项目情况、审计与评估情况

发行人用于向清能发展增资的 16 家光伏发电项目公司,对应 18 个光伏项目,装机容量合计 86.314 万千瓦,具体情况如下:

单位:万元、万千瓦

序号	公司名称	发行人持股比例	项目名称	按持股比例折算的净资产	装机容量
1	永修浙源	100%	京九电源屋顶光伏电站	2,280.36	1.8
2	杭州浙源	60%	余杭梦想小镇屋顶分布式光伏电站	178.06	0.114
3	长兴新能	100%	仙丰光伏电站	15,499.26	8.4
4	松阳光伏	60%	松阳光伏地面电站	5,040.99	3.5
5	衢州光能	100%	力诺光伏电站	3,331.52	2
6	中卫光伏	51%	中卫正泰迎水桥中卫十五光伏电站	2,535.73	2
7	中卫太阳能	51%	中卫清银镇罗中卫三十四光伏电站	3,257.47	3
8	金昌太阳能	51%	帷盛上河湾光伏电站	1,555.36	2.5
9	民勤光伏	51%	正泰红沙岗光伏电站	5,685.98	5
10	永昌光伏	51%	永昌正泰一期光伏电站	22,552.90	10
			永昌正泰二期光伏电站		10
11	高台光伏	51%	高台县高崖子滩光伏电站	12,897.84	10
12	嘉峪关光伏	51%	嘉峪关正泰光伏电站	3,726.95	3
13	天润新能	51%	敦煌天润光伏电站	2,788.74	3
14	敦煌光伏	51%	敦煌正泰一期光伏电站	11,776.39	5
			敦煌正泰二期光伏电站		5
15	瓜州光伏	51%	正泰红柳柳园光伏电站	2,134.54	2
16	金昌电力	51%	清能上河湾光伏电站	19,785.99	10
合计				115,028.08	86.314

注：16家光伏发电项目公司截至2019年6月30日的净资产经发行人会计师审计。

根据万邦资产评估有限公司出具的资产评估报告（万邦评报〔2019〕343号），按照收益法，公司拟用于增资的股权资产截至2019年6月30日的经评估净资产为153,630.63万元。

②清能发展的审计与评估情况

根据大华会计师事务所（特殊普通合伙）出具的审计报告（大华审字〔2019〕0011123号），清能发展截至2019年6月30日经审计合并净资产为96,492.50万元，母公司净资产79,578.27万元；根据万邦资产评估有限公司出具的资产评估报告（万邦评报〔2019〕315号），按照资产基础法（其中对19家光伏项目公司的长期股权投资采用收益法），清能发展截至2019年6月30日的经评估净资产为96,837.77万元。

（4）本次交易对发行人财务状况的影响

清能发展为绿能基金子公司，本次交易发生时，绿能基金的基本情况如下：

企业名称：浙江浙能绿色能源股权投资基金合伙企业（有限合伙）

成立时间：2017年8月10日

企业类型：有限合伙企业

普通合伙人（执行事务合伙人）：浙能投资

主要经营场所：浙江省杭州市西湖区北山街道白沙泉121-1号101室

经营范围：股权投资，实业投资。（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）

出资结构：

序号	合伙人名称	认缴出资额 (亿元)	认缴出资比例
1	浙能资本	60.00	40.00%
2	国新国控投资有限公司	40.00	26.66%
3	浙能电力	30.00	20.00%
4	杭州璞致资产管理有限公司	20.00	13.33%

序号	合伙人名称	认缴出资额 (亿元)	认缴出资比例
5	浙能投资（普通合伙人） ^注	0.01	0.01%
合计		150.01	100.00%

注：浙能投资成立于2017年5月，由浙能资本与上海文心智合企业发展有限公司、国新国同（浙江）投资基金合伙企业（有限合伙）共同组建，注册资本1,410万元。2019年10月前，浙能资本持股比例为46.63%，公司章程约定股东会一般决议须经全体表决权股东通过，因此浙能资本无法控制浙能投资。2019年10月，浙能投资发生股权变更，浙能资本持股比例变更为75%，公司章程亦同步修订为股东会决议须由1/2或2/3以上通过，因此浙能投资成为浙能资本的控股子公司。

根据绿能基金合伙协议，绿能基金的管理、控制、运营、决策的权力全部排他性地归属于执行事务合伙人（浙能投资），因此浙能投资对绿能基金具有控制权。由于在2019年10月浙能投资股权及公司章程变更后，浙能集团才通过其控制的浙能资本控制浙能投资，进而控制绿能基金以及绿能基金控制的清能发展。基于上述原因，清能发展成为浙能集团控制企业的时间不满1年，根据《企业会计准则》规定，本次交易属于非同一控制下的企业合并。

因发行人在本次交易前12个月内收购了江苏双创新能、青海新能源，故拟收购的清能发展对发行人财务状况的影响需与江苏双创新能、青海新能源合并计算。收购清能发展与江苏双创新能、青海新能源合计对发行人2018年度/年末的财务状况影响如下：

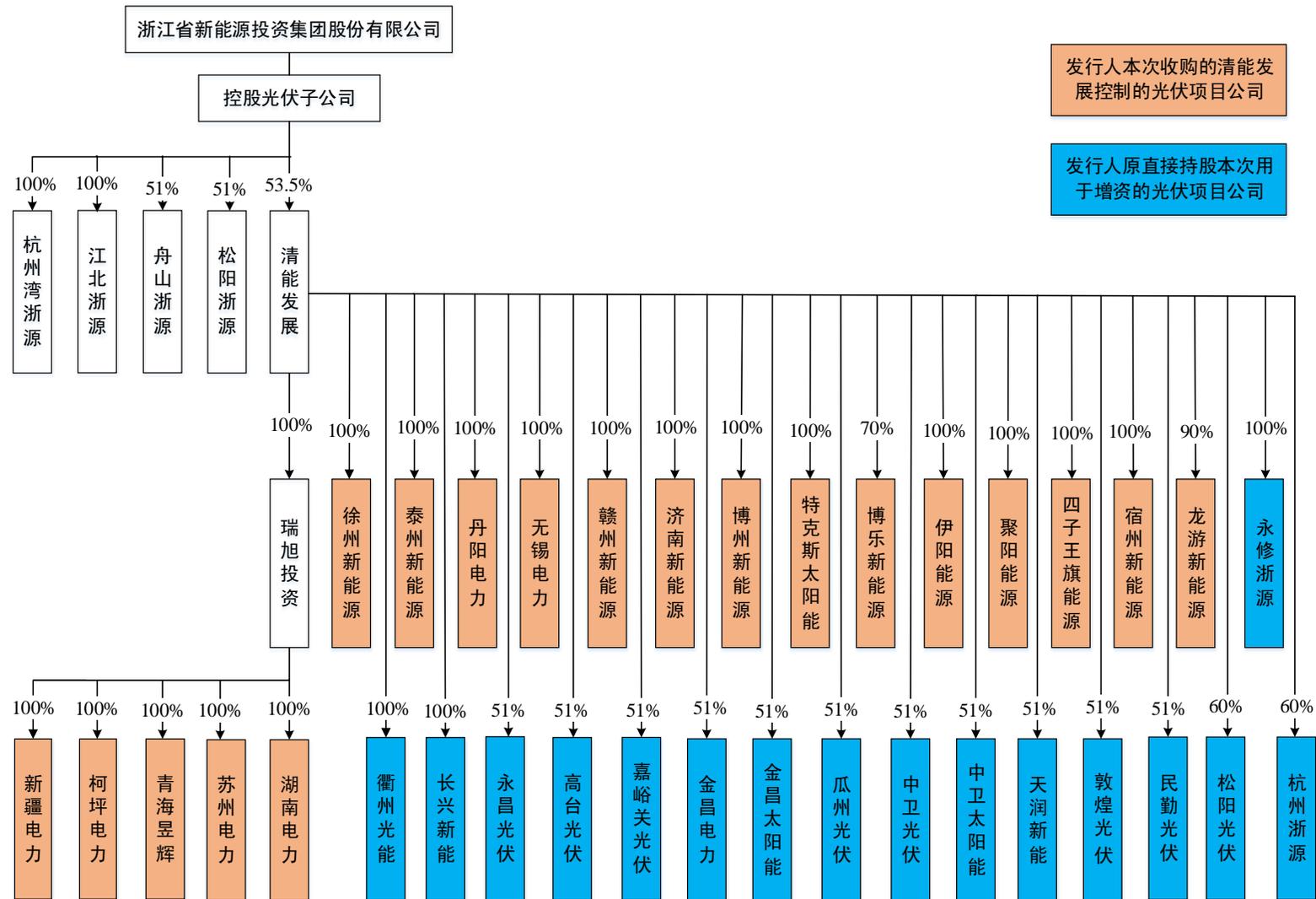
单位：万元

序号	公司名称	总资产	净资产	营业收入	利润总额
1	江苏双创新能	9,758.30	8,076.95	245.28	-1.05
2	青海新能源	99.33	-	-	-
3	清能发展	511,418.52	47,126.67	5,578.24	1,610.23
合计		521,276.15	55,203.61	5,823.53	1,609.18
发行人		1,727,280.08	746,695.97	125,070.77	23,520.65
被重组方相关财务指标占比		30.18%	7.39%	4.66%	6.84%

注：清能发展2018年度/年末的财务报表已经大华会计师事务所（特殊普通合伙）审计。

收购清能发展、青海新能源、江苏双创新能对发行人2018年度/年末的总资产、净资产、营业收入、利润总额的合计影响均未超过50%，发行人主营业务最近3年内未发生重大变化。

（5）收购清能发展后，发行人下属光伏企业情况



7、2020年4月，发行人收购聚和新能源100%股权

为了扩充光伏发电业务，发行人于2020年4月收购了聚和新能源100%股权。

(1) 履行的程序

2020年4月14日，发行人总经理办公会通过了《关于提请审议并购宁波聚和新能源开发有限公司股权及项目投资的议案》。

2020年4月28日，发行人与陈涛、孙先德签订《股权转让协议》，约定由发行人受让陈涛、孙先德合计持有的聚和新能源100%股权。

2020年4月28日，聚和新能源完成了股权转让的工商登记手续。

(2) 发行人收购聚和新能源100%股权的相关情况

发行人收购聚和新能源100%股权时，已对聚和新能源截至2019年12月31日的财务状况进行了审计与评估。根据浙江天平会计师事务所（特殊普通合伙）出具的清产核资专项审计报告（天平专审〔2020〕0061号），聚和新能源截至2019年12月31日的经审计净资产为-376.03元。根据万邦资产评估有限公司出具的资产评估报告（万邦评报〔2020〕33号），按照资产基础法，聚和新能源截至2019年12月31日的经评估净资产为-376.03元。

根据上述审计、评估结果，发行人与转让方陈涛、孙先德确定聚和新能源的转让价格为0元。

(3) 收购聚和新能源对发行人财务状况的影响

发行人自2020年4月29日起将聚和新能源纳入合并范围。收购聚和新能源属于非同一控制下的企业合并，收购聚和新能源对发行人2019年度/年末的财务状况影响如下：

单位：万元

公司名称	总资产	净资产	营业收入	利润总额
聚和新能源	137.71	-0.04	-	0.00
合计	137.71	-0.04	-	0.00
发行人	2,419,186.90	970,651.30	210,237.84	78,949.59

公司名称	总资产	净资产	营业收入	利润总额
被重组方相关财务指标占比	0.00%	-0.00%	-	0.00%

注：聚和新能源 2019 年度/年末的财务报表未经审计。

因发行人在完成收购聚和新能源前 12 个月内累计收购了青海新能源、清能发展，收购聚和新能源与青海新能源、清能发展合计对发行人 2018 年度/年末的财务状况影响如下：

单位：万元

序号	公司名称	总资产	净资产	营业收入	利润总额
1	青海新能源	99.33	-	-	-
2	清能发展	511,418.52	47,126.67	5,578.24	1,610.23
3	聚和新能源	1.01	-0.04	-	-0.04
合计		511,518.86	47,126.63	5,578.24	1,610.19
发行人		1,727,280.08	746,695.97	125,070.77	23,520.65
被重组方相关财务指标占比		29.61%	6.31%	4.46%	6.85%

注：聚和新能源 2018 年度/年末的财务报表未经审计。

收购聚和新能源对发行人 2018 年度/年末的总资产、净资产、营业收入、利润总额的影响均未超过 50%，且该等收购与前 12 个月内累计的收购对发行人 2018 年度/年末的总资产、净资产、营业收入、利润总额的累计影响均未超过 50%，发行人主营业务最近 3 年内未发生重大变化。

（三）发行人的资产重组未导致主营业务变动

1、水力发电、风力发电、光伏发电具有高度相关性，其均为发行人的主营业务

公司秉承“激水、追风、逐光”的产业发展观，主营业务为水力发电、光伏发电、风力发电等可再生能源项目的投资、开发、建设和运营管理。水力发电、光伏发电、风力发电均将自然资源作为发电的能量转化来源，其项目投资、开发、建设和运营管理的过程高度相关，管理和技术关联度高。因此，水力发电、光伏发电、风力发电的业务具有高度相关性。

从发行人的发展历程看，2002 年，浙江省水利厅以下属水电资产设立发行

人的前身水电集团，2010年，经浙江省人民政府批准，发行人无偿划转至浙能集团，并于2010年起承担浙能集团可再生能源板块职能，负责落实可再生能源板块的投资开发、股权管理、工程项目建设、可再生能源企业生产经营等相关综合管理工作，因此，发行人的业务定位为可再生能源业务板块。

为落实浙能集团对发行人的业务定位要求，发行人自2011年开展嵊泗海上风电项目前期工作，自2013年底开展嘉兴1号海上风电项目前期工作，自2014年开始松阳光伏、长兴新能等光伏项目的前期工作，此外，还陆续开展了杭州湾风电项目、台州海上风电项目等风电项目的前期开发工作。2016年开始，公司的光伏项目陆续并网发电，但由于海上风电项目审批手续复杂，开发周期较长，嘉兴1号海上风电项目将在2021年底前并网投产。

综上所述，从发行人的业务定位、业务相关性以及实际经营情况来看，发行人自无偿划转至浙能集团后，就一直致力于水力发电、风力发电和光伏发电业务，因此，发行人的主营业务未发生变化。

2、收购光伏业务资产、风电业务资产对财务状况的影响

由于发行人收购光伏业务资产、风电业务资产系于不同年度内收购，报告期各期末，收购光伏业务、风电业务的资产变动情况以及影响情况如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31		2019.12.31		2018.12.31	
	总资产	净资产	总资产	净资产	总资产	净资产
水力发电	493,347.89	260,382.54	535,281.63	281,638.42	550,719.06	250,409.16
光伏发电	1,459,008.70	549,591.79	1,439,927.03	489,469.69	801,251.87	221,025.45
其中：甘宁11家光伏公司	-	-	-	-	636,568.28	184,025.29
清能发展	-	-	662,969.23	270,513.31	-	-
聚和新能源	9,134.41	1,997.56	-	-	-	-
年度收购光伏小计	9,134.41	1,997.56	662,969.23	270,513.31	636,568.28	184,025.29
风力发电	821,125.10	203,731.53	357,740.72	151,267.21	50,866.77	29,286.39
其中：江苏双创新能	-	-	219,153.95	84,495.46	-	-
青海新能源	-	-	18,609.96	7,499.18	-	-
宁夏新能源	-	-	19,867.38	19,800.00	-	-

项 目	2020.12.31		2019.12.31		2018.12.31	
	总资产	净资产	总资产	净资产	总资产	净资产
年度收购风电小计	-	-	257,631.29	111,794.64	-	-
主营业务小计 ^{注1}	2,773,481.69	1,013,705.86	2,332,949.38	922,375.32	1,402,837.70	500,721.00
合并报表合计	2,973,465.78	1,012,476.18	2,419,186.90	970,651.30	1,727,280.08	746,695.97
年度收购光伏占比 ^{注2}	0.31%	0.20%	27.40%	27.87%	36.85%	24.65%
年度收购风电占比 ^{注2}	-	-	10.65%	11.52%	-	-

注 1：该主营业务小计金额为发行人水力发电、风力发电、光伏发电业务总资产、净资产的合计数，与发行人合并报表总资产、净资产存在差异系母公司资产。

注 2：收购光伏占比与收购风电占比系年度收购光伏小计金额、年度收购风电小计金额占合并报表合计金额的比例。

2019 年末，收购的江苏双创、青海新能源、宁夏新能源等风力发电项目的总资产和净资产主要系发行人收购后以自筹资金投入金额，项目收购时上述公司合并日的总资产、净资产合计为 11,926.96 万元、8,876.87 万元，占 2019 年末合并报表对应指标的比例分别为 0.49%、0.91%。

报告期内，收购光伏业务、风电业务的主营业务收入、主营业务毛利指标变动情况以及影响情况如下：

单位：万元

项 目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	主营业务 收入	主营业务 毛利	主营业务 收入	主营业务 毛利	主营业务 收入	主营业务 毛利
水力发电	66,159.87	36,034.15	105,363.74	72,179.52	59,685.82	28,690.78
光伏发电	161,672.44	91,441.88	99,552.88	57,173.28	63,016.10	35,388.40
其中：甘宁 11 家光伏公司	-	-	-	-	46,839.76	25,114.33
清能发展 ^{注1}	59,331.28	32,038.45	-	-	-	-
聚和新能源	679.13	423.48	-	-	-	-
年度收购光伏小计	60,010.41	32,561.93	-	-	46,839.76	25,114.33
风力发电 ^{注2}	723.98	110.54	690.53	126.29	711.40	144.61
主营业务小计 ^{注3}	228,231.14	125,920.25	205,607.16	129,479.08	123,413.32	64,223.79
合并报表合计 ^{注4}	234,651.42	126,497.59	210,237.84	129,748.89	125,070.77	64,979.29
年度收购光伏占比	25.57%	25.74%	-	-	37.45%	38.65%

注 1：发行人于 2019 年末将清能发展纳入合并范围，但其营业收入等利润表科目于 2020 年 1 月 1 日起纳入合并范围。

注 2：收购的江苏双创、青海新能源、宁夏新能源等风力发电项目于 2020 年末陆续并网发电，因此，收购当年 2019 年度内无对应收入和毛利。

注 3：该主营业务小计金额为发行人水力发电、风力发电、光伏发电业务主营业务收入、主营业务毛利。

注 4：合并报表合计系合并报表营业收入口径的收入和毛利。

由上可见，报告期内，发行人收购的资产主要是 2018 年收购甘宁 11 家光伏公司以及 2019 年收购清能发展。总体而言，按照不同年度划分，发行人当年度收购的光伏发电业务和风力发电业务总资产、净资产、收入、毛利合计占比均未超过 50%，发行人主营业务在报告期内未发生重大变化。

3、收购光伏业务资产、风电业务资产对业务状况的影响

发行人收购的江苏双创新能、青海新能源和宁夏新能源三家风力发电项目公司合计控股装机容量、权益装机容量分别为 47.00 万千瓦、31.80 万千瓦，上述项目在收购时均为在建项目，项目投入主要发生在收购后，与发行人自建项目无实质差异，因此对发行人报告期内的控股装机容量及权益装机容量无影响。

截至 2020 年 12 月 31 日，发行人合并范围内已运营风力发电项目控股装机容量、权益装机容量分别为 31.83 万千瓦、29.63 万千瓦，在建风力发电项目（含收购项目）控股装机容量、权益装机容量分别为 56.52 万千瓦、43.53 万千瓦，收购项目的控股装机容量、权益装机容量占发行人整体风力发电项目（包括运营项目和在建项目）控股装机容量、权益装机容量的比例分别为 53.20%、43.47%。

报告期各期末，收购当年对光伏发电业务控股装机容量及权益装机容量的影响和占比情况如下：

单位：万千瓦

项 目	2020.12.31		2019.12.31		2018.12.31	
	控股装机	权益装机	控股装机	权益装机	控股装机	权益装机
光伏发电	157.36	69.56	148.16	60.37 ^{注1}	94.75	56.64
其中：甘宁 11 家光伏公司	-	-	-	-	70.50	35.96
清能发展	-	-	53.40	27.13	-	-
聚和新能源	2.20 ^{注2}	2.20 ^{注2}	-	-	-	-
年度收购光伏占比	1.40%	3.16%	36.05%	44.93%	74.40%	63.49%
整体装机容量	268.61	217.63	229.03	180.26	175.62	169.66

项 目	2020.12.31		2019.12.31		2018.12.31	
	控股装机	权益装机	控股装机	权益装机	控股装机	权益装机
年度收购光伏占整体装机容量比例	0.82%	1.01%	23.32%	15.05%	40.14%	21.20%

注 1：在发行人以增资与收购方式取得清能发展 53.5% 股权的交易中，发行人以持有的 16 家光伏发电项目公司的股权作价，向清能发展进行增资，以换取清能发展的控股权，因此，收购清能发展后发行人的控股装机容量增长较多，但权益装机容量增长较少。

注 2：聚和新能源收购时为在建项目，该项目主要系公司收购后继续投入建设，与公司自建项目无实质差异。

报告期内，发行人收购的光伏发电业务主要是 2018 年收购甘宁 11 家光伏公司以及 2019 年收购清能发展，其占收购当年发行人光伏发电的控股装机容量、权益装机容量的比例较高。

报告期内，发行人收购的上述光伏发电业务与发行人收购前的业务相同，且收购前后发行人实际控制人未发生变更。上述收购中，发行人收购甘宁 11 家光伏公司股权时，被收购资产的总资产、营业收入超过收购前一会计年度/年末相应项目的 50%，未超过 100%，报告期内主营业务未发生重大变化，截至 2019 年 12 月首次申报前，发行人完成收购甘宁 11 家光伏公司股权后已运行满 12 个月，符合相关规定。发行人其他被收购资产的总资产、净资产、营业收入、利润总额等财务指标均未超过收购前一会计年度/年末发行人相应项目的 50%，因此，发行人报告期内主营业务未发生重大变化，符合发行条件。

（四）收购后对标的资产的管控模式和实际管控情况

1、发行人收购标的资产后对其的管控模式

（1）从公司治理层面的管控

发行人收购光伏发电项目公司、风力发电项目公司后，即从公司治理层面着手对标的资产进行管控。发行人通过签订《股权转让协议》，行使股东权力，对该等公司委派半数以上的董事或执行董事（不设董事会），聘任高级管理人员。该等公司的执行董事、董事会成员、高级管理人员等一般由发行人的高级管理人员、部门主任及副主任等中层干部担任。因此，发行人能够通过股东会、董事会（执行董事）以及高级管理人员等决策和执行层面控制和管理该等公司。

(2) 对具体工作人员的管控

发行人通过内部决策，向被收购企业委派了员工，由该等员工在被收购企业内开展具体工作。

发行人对被收购光伏发电项目公司的管控本着“精简高效、集中管控”原则。发行人设立了华东事业部和西北事业部，分区域对收购和自建光伏项目进行生产经营管理，其中，华东事业部负责浙江、江西、江苏、湖南、安徽等地区，西北事业部负责新疆、甘肃、宁夏、青海、内蒙古等地区。两个事业部均至少下设了综合办公室、计划经营部、财务部、安全监察部和生产技术部（生产安全部），全面负责管理区域内光伏项目公司的生产经营管理，具体承担项目的运维管理、科技信息、安全生产、物资采购、财务管理、会计核算、计划合同、电量营销、党群工作、应急管理、地方关系等。两个事业部在项目公司属地化招聘的员工则主要负责与电网公司的结算以及财务、行政后勤等工作。

(3) 对业务流程的管控

发行人收购的光伏发电项目公司的经营活动即运营光伏电站，相关活动主要有：销售、采购、运营维护、融资、人事、财务管理，发行人通过华东事业部、西北事业部，对上述公司的相关活动流程进行管控。

2、发行人收购标的资产后的实际管控情况

发行人收购标的资产后，能够对其进行有效管理，具体理由如下：

(1) 发行人收购的资产均为独立的项目子公司，发行人的控股比例均在 51% 以上，且拥有半数以上的董事席位，发行人向项目公司委派总经理、财务负责人等高级管理人员以及计划经营、生产安全、行政后勤、财务等核心岗位人员，因此，发行人在公司治理和管理层面均具有实际控制权。

(2) 发行人基于项目平稳交接、降低成本等考虑，将光伏电站的运维环节外包给第三方，但是发行人对受托运维方具有选择权，对运维管理工作具有进行检查、监督、考评的权利，且对重要的运维事项有审查批复权，因此，虽然发行人委托第三方运维电站，但是对第三方的运维工作也具有实际管控权。

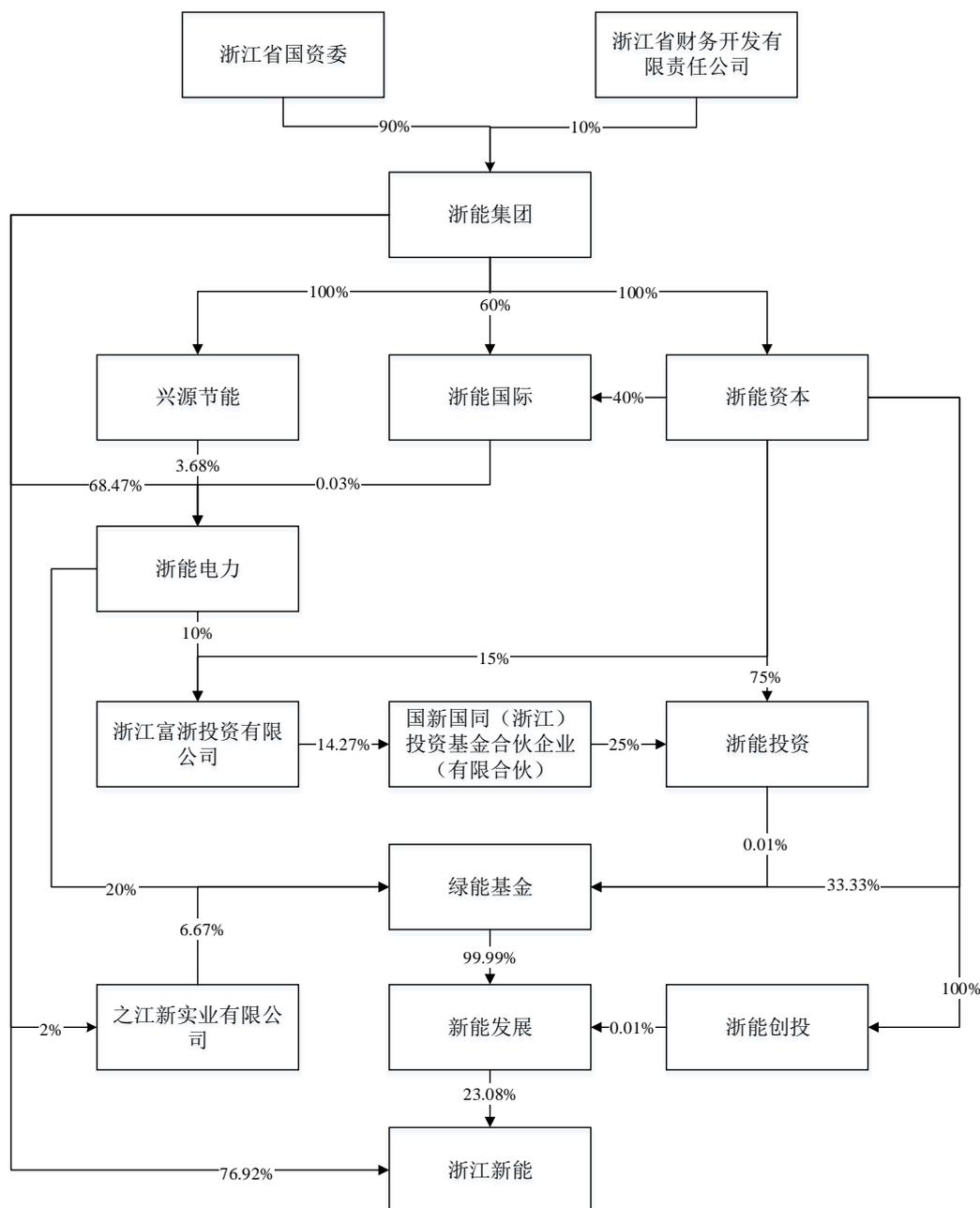
(3) 发行人与第三方之间的委托运维协议按年签署，不具有长期性，且发

行人对光伏项目拥有进行资产购建、处置、投融资行为等对其价值具有重大影响的决策权，另外第三方的运维费仅包含固定的日常运行维护费和按确定原则计算的考核费用，光伏项目的可变回报由发行人享有。

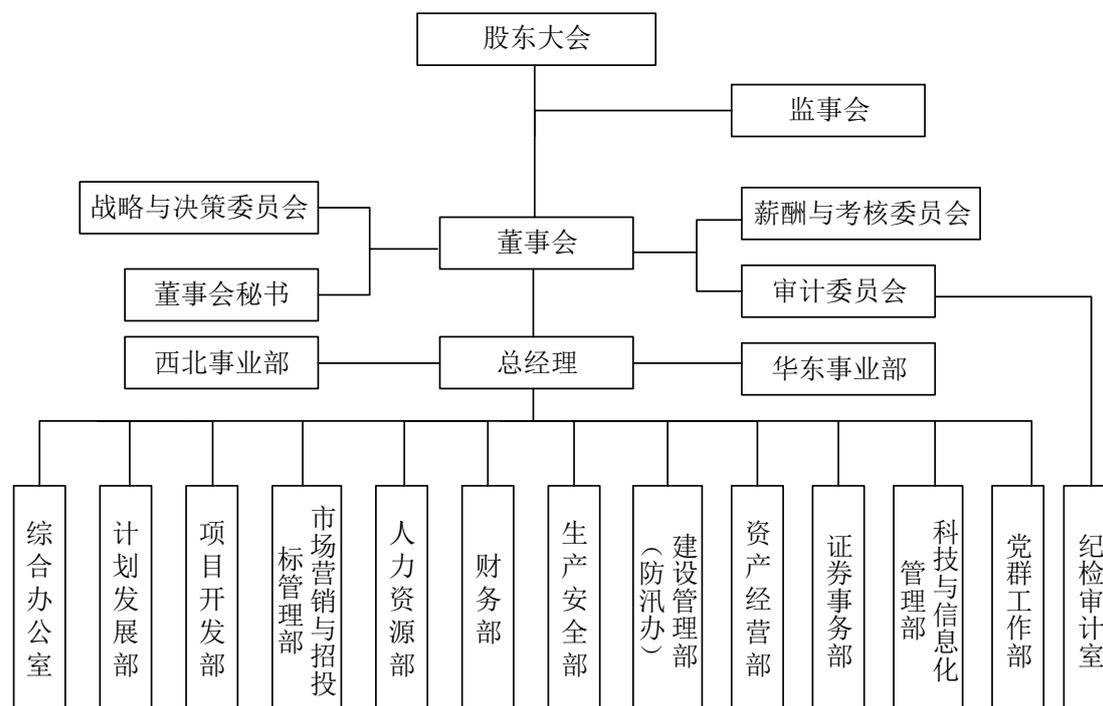
发行人员工按照岗位职责，能够各司其职，对被收购企业的日常经营活动进行管控，未出现因委托第三方进行运维而导致的人事、财务、采购、销售、融资、生产等事项未按照公司制度和业务流程办理，使之不受发行人控制的情况。因此，发行人能够对被收购企业的日常经营活动进行实时控制，发行人收购后，对被收购企业均进行了有效的管理。

四、发行人的组织结构

(一) 发行人的股权结构图



（二）发行人的内部组织结构图



（三）发行人的部门设置及主要职能

公司已按照现代企业制度的要求设立了各个职能部门。公司的最高权力机构是股东大会，董事会是股东大会的执行机构，监事会是公司的内部监督机构，其中董事会下设战略与决策委员会、薪酬与考核委员会、审计委员会。公司实行董事会领导下的总经理负责制。在董事会的领导下，由总经理负责公司日常经营与管理。各部门的主要职能如下：

1、综合办公室

负责组织落实公司决策指示与领导班子工作部署，围绕公司中心工作开展公司日常行政管理，建立并保持公司内外联系，协调公司系统各单位、各部门工作，承担公司行政管理、后勤服务保障、公共关系管理、应急维稳及信访管理、物业管理等具体工作，并根据管控权责划分对控股企业办公室业务进行审核、指导、协调、监督、考核。负责制订（修编）公司行政管理、综合事务管理、公共关系管理、物业管理等工作相关管理制标准、制度，经批准后组织实施；负责制定部门管理目标和工作计划，建立部门日常管理、考核等管理制度；负责公司重要文

件、综合性报告、工作总结与计划、公函等的起草、修改与审核工作；负责公司公文的收发、审稿、流转、文印、归档等工作，负责日常文书的处理；负责公司本部办公类固定资产的预算申请、采购申请、资产管理、维修、报废及预算外购置申请等工作，协助有关部门做好清产核资、盘查稽核、资产评估工作；负责公司本部各类业务招待、活动的归口管理工作；负责公司重大活动、重大会议的组织、协调工作。

2、计划发展部

负责公司综合计划管理、统计管理、合同管理、法律事务管理等工作；负责可再生能源政策研究分析；负责组织编制公司中、长期发展战略、规划等；负责指导、协调、检查、监督控股企业战略规划、计划统计、合同管理、法律事务管理等工作。计划管理工作包括编制上报综合计划、投资（资金）计划，编报年度预算（ERP）、月度资金计划，汇总审核前期工作动态和计划报告，上报国资委、能监办等相关部门项目及投资资金报表的编报工作等；合同管理工作包括负责合同的归口管理，合同签署至履行期间的档案管理，管理合同管理信息系统；统计管理具体负责控股企业的综合统计数据汇总、审核、报送工作及统计年鉴的编制，报送项目重大节点信息、进展情况及投资分析等报表，向地方统计局汇总报送经营、财务、人力等相关数据；法律事务管理具体包括公司日常的法律事务管理和普法教育，建立公司法律风险防控体系，有关管理标准的合法合规性审查，对控股企业相关业务协调、指导、监督、信息上报等组织管理工作。

3、项目开发部

负责可再生能源开发项目投资决策前的前期工作，参与项目开工前的相关工作；负责公司实业性（建设类）项目收购工作；参与可再生能源项目的投资机会研究。项目前期管理包括负责可再生能源项目投资机会研究、项目立项、（预）可行性研究、核准（备案）报批、投资决策等相关前期管理工作，项目投资决策通过后，继续深化属于前期工作范畴的后置审批工作（如有），配合和协助建设管理部、资产经营部等相关部门和单位落实新建项目开工、实业性（建设类）并购项目建设或投运等外部条件。

4、市场营销与招投标管理部

负责国家新能源产业市场研究分析，为公司发展提供可行性意见和建议；负责经营性并购项目的信息收集工作；负责管理市场电量交易等营销工作；负责招投标业务的归口管理工作；负责公司生产、综合类项目（施工与服务）及中介服务机构采购工作，负责公司生产、综合类项目（物资）采购工作；负责公司供应商管理工作；负责公司基建项目的招投标工作；指导、检查、监督、考核控股企业招投标及采购工作；负责废旧物资处置的归口管理工作，负责公司废旧物资处置。

5、人力资源部

负责公司人力资源规划与“三定”工作、招聘调配管理、教育培训管理、薪酬福利管理、劳动关系管理、绩效管理等工作，负责公司干部队伍和人才队伍建设的日常管理工作。人力资源规划与“三定”工作包括组织制订人力资源规划并推进实施，定期开展人力资源发展状况研究，组织制订公司“三定”方案（部门设置和定岗定员方案）并组织实施，审核控股企业“三定”方案；招聘调配管理工作包括组织制订年度人员需求计划，审核控股企业人员需求与招聘方案，组织开展公司人员招聘调配工作，做好控股企业人员录用调配方案的审核或审批，负责指导或组织控股企业开展校园招聘工作；教育培训管理工作包括归口管理公司职工教育培训工作，组织制订公司年度教育培训计划并推进实施，使用教育培训经费，建设与管理公司内培训师队伍，组织做好公司职工专业技术职称的评审工作；薪酬福利管理工作包括制订年度人工成本预算方案并推进实施，审核控股企业年度人工成本预算方案，制订控股企业工资分配平衡方案并组织实施，归口管理年度绩效考核工作，制订公司职工薪酬考核分配制度，管理公司职工各类社会保险关系及住房公积金、企业年金，管理公司福利费的使用；劳动关系管理工作包括公司职工劳动合同的日常管理及集体合同的审查管理，配合做好劳动争议调解工作，管理公司职工入职离职、定岗调岗、退休，管理公司职工休假考勤管理、健康体检、奖惩，管理公司人事档案，管理维护人力资源信息管理系统；干部队伍和人才队伍建设工作包括公司级后备干部推荐工作，审核控股企业总助、副总师人选、重点岗位中层干部人选，提出推荐名单，组织开展公司中层干部选拔任用、调配、培养、考核，开展公司中层后备干部、青年人才的选拔、培养、考核，审核公司

出国（境）人员政审相关材料。

6、财务部

负责建立健全公司财务管理制度，完善会计核算体系，依法实行会计监督；负责公司全面预算管理、财务核算与资金管理工作。全面预算管理工作包括建立健全全面预算管理体系，深化预算精益化管理，收集、审核、平衡控股企业预算报表和方案，编制预算报表和方案，组织实施经批准后的预算方案，对预算执行情况进行分析，编制资金预算计划，承担资金预算计划的上报、调整、执行、分析工作，对各项资金收支进行控制、监督；财务核算与资金管理工作包括指导控股企业完善会计核算体系，规范财务管理，依法实行会计监督，组织控股企业的财务决算、财务报表、清产核资、资产减值准备、财务核销等，收集、审核、汇总控股企业会计报表、财务分析及重大财务事项，负责资金计划编制和控股企业资金计划的收集、审核、平衡、汇总和分析，组织实施经批准后的资金计划和融资计划，负责审核控股企业对外担保方案，负责对控股企业固定资产贷款方案的初审和报批，负责控股企业新设银行账户初审，督促控股企业做好银行账户的管理工作，建立、完善财务信息化系统，并负责日常管理；财务考核与监督工作包括指导控股企业贯彻执行国家财经制度，组织实施重点企业财务部门负责人管理制度，参与控股企业年度经营责任制的制订和审核，负责对控股企业会计报表及财务报告的考评工作。

7、生产安全部

负责公司安全管理、技术监督及可靠性管理、设备管理、节能环保监督管理、检修技改管理等工作；行使安全生产监督、检查、考核的职能，指导、协调和监督公司各部门、控股企业的安全工作。安全管理工作包括起草公司安全工作规划和计划，提出年度安全生产目标，编制公司与控股企业签订的安全生产责任书，并对安全生产责任制完成情况进行监督和考核，组织编制生产事故应急救援预案，并检查监督预案的演练和落实，负责起草和督促实施本公司有关安全生产管理标准；对公司系统执行国家有关安全生产法律、法规、规章、标准、上级有关安全生产规定及本办法等执行情况和明确的安全生产责任、义务等履行情况进行监督、指导；组织开展公司系统安全生产检查，对公司系统涉及主设备、重

要基础设施及重大施工机械安全的技术状况，涉及人身安全的防护状况以及各企业安全监督管理工作进行监督检查；履行安全生产委员会办公室职责，协助分管安全生产的领导组织召开公司系统年度安全生产工作会议，组织召开安全监督网络例会；负责汇总、定期发布公司有关安全生产工作情况，按时向上级有关部门报送；技术监督、可靠性管理包括负责公司的技术监督和可靠性管理工作，贯彻落实技术监督及可靠性管理各项要求。牵头建立完善技术监督标准体系。设备管理包括掌握控发电企业生产指标和设备缺陷情况，督促各专业对设备异常情况的分析研究，及时采取有效应对，提高设备、系统的可靠性；节能环保管理包括贯彻落实节能环保工作的各项要求，加强常态化的节能环保管理工作，分析节能环保工作动态，预先和及时消除异常情况；负责编制年度环保工作目标和年度节能工作目标，负责考核营运企业环保指标和节能指标完成情况；检修、技改管理包括负责公司检修、技改管理工作，贯彻落实检修、技改管理的各项要求。组织公司系统各单位编报年度检修、技改项目及费用计划及三年滚动规划，跟踪各企业落实年度检修、技改计划执行情况，督促落实并进行考核。

8、建设管理部（防汛办）

负责公司及控股企业基建项目、基建性质技改项目的进度、质量、安全、投资控制的监督管理工作；负责公司控股电站防汛工作的监督管理；负责公司控股水电站水工安全的监督管理。工程管理工作包括审查基建项目初步设计、重大设计变更及专项技术方案，审核基建项目一级网络进度计划，确定年度进度目标并配合计划发展部确定年度投资计划，基建项目质量监督检查、质量事故的调查和处理，配合生产安全部参与基建项目安全检查、安全事故的调查处理，检查基建项目合同的执行情况，并协调解决合同执行过程中的重大问题，监督工程进度用款计划和使用情况，组织基建项目竣工决算审查工作，会同项目公司组织工程达标投产、各专项验收及竣工验收，统计、汇总、报送基建项目信息；水工安全、防汛工作监督管理工作包括监督、指导控股水电站大坝安全注册、安全鉴定（大坝定期检查）等管理工作，监督、指导控股水电站大坝及水工建筑物的监测、维修、技术改造、运行管理和水库大坝安全日常工作以及水库调度等工作，监督、指导控股企业的防汛防台管理等工作，组织实施公司防汛值班等工作，审查电站的发电量计划。

9、资产经营部

负责公司经营性（非建设类）项目收购和后评价工作；负责公司产权管理、经营管理、关联交易管理、价格管理和财产保险管理等工作；负责公司控股企业的经营责任制考核；负责公司及控股企业的三会及出资人代表管理。资本运作管理工作包括研究资本市场发展态势，拟定并组织落实公司资本市场发展战略，研究公司资本运作的路径，组织实施公司的资本运作，配合证券事务部实施公司 IPO 和增资扩股等资本市场融资事项，日常监督管理证券资产，拟定公司证券类资产的投资、处置方案；并购重组工作包括负责公司的经营性项目收购，负责经营性收购项目后评价管理。经营管理工作包括经营分析和控股企业的日常业绩监控工作，拟定、审核、报批、实施公司及控股企业的关联交易方案，审核控股企业财产保险方案，提出公司年度业务计划建议，审核控股企业年度经营计划，参与审核公司及控股企业重大的大修、技改项目费用及工程项目移交生产时的决算工作，负责经营绩效考核，拟定经营责任书，组织开展控股企业经营责任制考核，提出考核结果的建议；产权管理工作包括负责拟定公司资产处置、产权转让、企业增资、无偿划转、企业改制重组方案并组织实施，负责控股企业产权登记管理，提出公司资本运作、并购重组、产权转让等经济类项目中介服务机构选聘方案及相关审核、报批和评价工作，参与相关中介服务机构招标文件的评审，参与拟定对外投资项目的公司章程、协议，负责新设分公司方案的审核与报批；出资人代表管理工作包括统筹公司控股企业“三会”管理，负责公司与控股、参股企业股东会、董事会的业务联系工作，牵头组织控股、参股企业“三会”议题审核、反馈以及资料汇集，外派董事的归口管理，对控股企业出资人代表职位，职数设置方案、变动方案提出建议和意见。

10、证券事务部

负责筹划并组织实施公司 IPO；负责公司资本市场战略管理、市值管理、证券资产管理、信息披露、监管部门及投资人关系管理；具体经办公司资本市场融资工作；负责组织筹备公司董事会年度及临时股东大会、董事会及其他专门委员会会议；负责办理公司股权登记、限售、变更、股利分配、转增股本等事项。负责跟踪公司股票交易状况，股价出现异常时及时分析原因并采取必要措施；负责组织和协调公司信息披露事务，办理公司信息对外公布相关事宜，制定信息披露

相关制度，督促相关人员遵守信息披露相关规定；负责协调公司与证券监管机构、投资者、证券服务机构、媒体等之间的信息沟通；负责筹备公司股东大会、董事会及专门委员会会议，监事会会议；负责保管股东大会、董事会、监事会的会议文件，股东名册、董事名册等材料；负责办理公司股权登记、限售、变更、股利分配、转增股份等事项。

11、科技与信息化管理部

负责公司信息化建设、科技项目等归口管理工作；指导、监督、检查、考核控股企业相关工作。信息化管理工作包括实施公司信息化规划，编制公司信息化管理标准、管理制度、技术，管理正版软件，审查企业上报的信息化专项计划，汇总编制公司年度信息化专项计划及资金预算，管理公司网络与信息系统的日常维护、安全，公司网络与信息化系统项目、资产的技术管理工作，定期调试、维护公司局域网网络，对公司员工信息技术和应用技能培训，控股企业信息化工作的监督检查和评价考核；科技创新管理工作包括管理公司科技项目、科技信息，制定公司科技管理相关标准制度，组织贯彻科技创新规划，整理和上报公司科技工作信息，审查企业上报的科技项目计划，汇总编制公司年度科技创新计划及资金预算，组织职责范围内科技项目的审查、验收，对控股企业的科技创新工作进行监督检查和考核。

12、党群工作部

负责公司党建日常事务、党支部建设及管理指导、宣传教育、意识形态管理、精神文明建设、企业文化、工团建设等工作；指导、监督控股企业相关工作。企业党建工作包括负责公司党建日常管理工作，包括计划、总结、检查、考核、党员组织关系接转、党费收缴使用管理等；负责拟定并组织实施党建方面的规章制度、工作规划、计划和意见，指导控股企业党组织建设、党建主体责任落实和日常党建工作开展；编制年度党建党风廉政建设责任书（党建部分）考核目标及考核内容、办法；拟订公司党委中心组理论学习计划，做好中心组学习各项会务工作；负责政治理论教育工作，做好党员、干部职工的政治理论学习培训，指导控股企业的理论学习教育工作。支部建设及支部管理工作包括负责指导和监督公司党组织发展党员和党支部建设工作，负责公司党员教育管理工作、发展党员年度

计划制订，负责五好党支部、星级党支部的检查、评级及推荐工作；企业宣传工作包括负责管理、协调对内日常新闻宣传报道工作，制定和落实年度及重点工作的对内新闻宣传工作计划，组织内部重大新闻宣传报道活动；负责公司内部网站的新闻中心、微信公众号等专网专栏的维护管理工作。职工思想政治工作与精神文明建设包括负责思想政治工作，贯彻落实公司党委关于思想政治工作的部署和要求。做好各企业思想动态的情况汇总并及时报告党委，策划和落实思想政治研究课题。企业文化建设包括负责公司企业文化建设工作，编制并组织实施企业文化建设规划和年度计划，指导控股企业的文化建设工作，积极开展企业文化调研和企业文化课题研究工作。

13、纪检审计室

负责公司纪检、审计管理工作，是公司纪委和内部审计的日常管理机构，对控股企业相关业务进行审核、指导、协调、监督、考核。纪检管理工作包括协助制订控股企业党风廉政建设责任制考核办法，会同考核控股企业党建党风廉政建设责任制的执行情况，协助做好上级党建党风廉政建设责任制考核的迎检工作，监督落实反馈问题的整改。负责公司廉政风险防控体系建设和党风、廉洁自律、反腐倡廉教育。负责公司党风廉政建设分析、廉政课题研讨工作。牵头实施公司效能监督工作，指导和督促控股营运企业开展相关工作。负责组织对公司“三重一大”事项的监督，配合上级做好对公司和领导班子、控股企业“三重一大”工作的考核和监督。负责监督公司招投标、采购及其他重要经济活动。负责查办公司及各控股企业的纪检监察信访案件，指导和督促控股企业纪检监察信访案件查办工作。参与对重大事故的调查、事实认定、调查处理、责任追究。负责公司本部中层干部廉政档案管理工作。负责纪检、党风廉政监督人员的业务培训和指导；审计管理工作包括负责制定并实施审计方面的有关管理制度。负责制定公司年度审计工作计划，对控股营运企业上报的审计计划进行审核并进行年度考核。负责组织开展控股企业内部控制、管理，技改、工程项目，财务收支、预算执行等审计工作。对公司及控股企业领导任期、届中和离任经济责任制审计及专项审计。配合上级审计部门对公司进行审计的工作。负责公司审计问题整改落实的监督工作。负责公司本级和控股企业内审人员培训及业务指导。负责各类审计资料的整理归档和保管、保密工作。

14、西北事业部

承担西北地区（甘肃、新疆、宁夏、青海、内蒙古）光伏发电项目公司的日常生产经营管理，具体包括运维和检修技改的外委管理、科技信息、安全生产、物资采购、财务管理、会计核算、计划合同、电量营销、党群工作、应急管理、地方关系等日常生产经营工作。

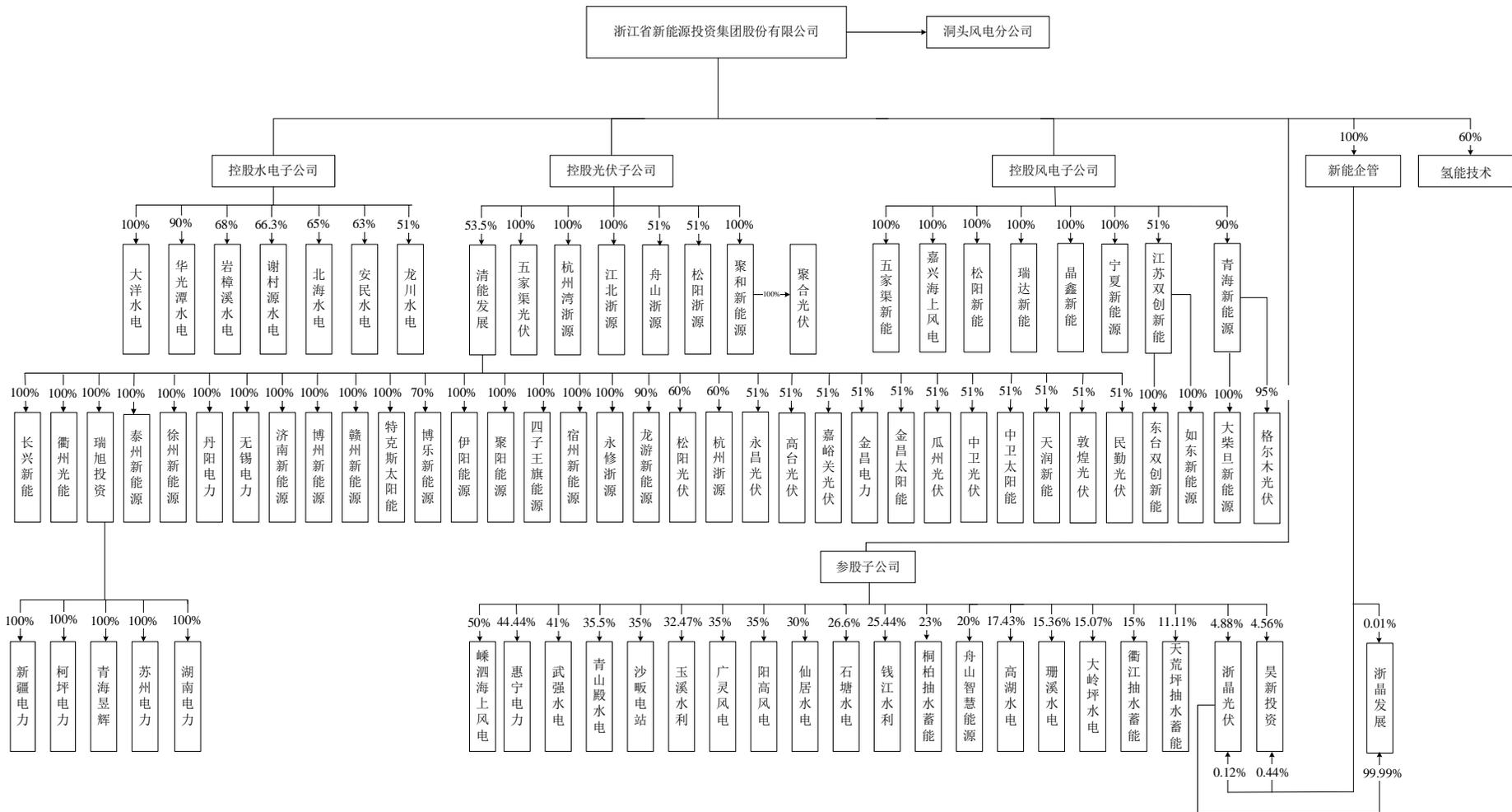
15、华东事业部

负责华东地区（除西北地区之外）光伏发电项目公司的日常生产经营管理，具体承担项目的运维管理、科技信息、安全生产、物资采购、财务管理、会计核算、计划合同、电量营销、党群工作、应急管理、地方关系等日常生产经营工作。

五、发行人的控股及参股公司情况

（一）发行人的控股及参股公司图

截至本招股意向书签署之日，本公司主要控股及参股公司如下图所示：



（二）控股子公司情况

截至本招股意向书签署之日，浙江新能的直接或间接控股子公司共 65 家，基本情况如下：

序号	企业名称	成立日期	法定代表人	住所	主要生产经营地	股权结构	主营业务
1	浙江浙能北海水力发电有限公司	2003 年 7 月 21 日	孙志久	杭州市凤起东路 2-12 号（双号）7 楼	浙江省丽水市	浙江新能 65%，浙能电力 25%，丽水市城市建设投资有限责任公司 10%	水力发电
2	浙江浙能华光潭水力发电有限公司	2002 年 1 月 31 日	林咸志	浙江省杭州市临安区龙岗镇地塔村童家 19（1 幢整幢）	浙江省杭州市	浙江新能 90%，杭州市临安区润丰水电有限公司 10%	水力发电
3	浙江松阳谢村源水利水电开发有限责任公司	1997 年 9 月 30 日	周岳成	浙江松阳县西屏镇新华路 34 号	浙江省丽水市	浙江新能 66.3%，松阳县谢村源流域水电开发有限公司 20%，浙江省水电实业公司 13.7%	水力发电
4	浙江松阳安民水电站有限责任公司	2002 年 7 月 2 日	周岳成	浙江松阳县西屏镇新华路 34 号	浙江省丽水市	浙江新能 63%，松阳县谢村源流域水电开发有限公司 20%，浙江省水电实业公司 17%	水力发电
5	龙泉市岩樟溪流域水电开发有限公司	2001 年 12 月 28 日	朱水丰	浙江省龙泉市岩樟乡绿坑村	浙江省丽水市	浙江新能 68%，龙泉市水电总站 32%	水力发电
6	景宁畲族自治县大洋水电开发有限公司	2002 年 3 月 20 日	张伟清	浙江省丽水市景宁畲族自治县毛洋乡毛洋村	浙江省丽水市	浙江新能 100%	水力发电
7	浙江龙川水利水电开	2007 年 11	周岳成	浙江省丽水市遂昌县北界镇坑里	浙江省丽水市	浙江新能 51%，遂昌国投	水力发电

序号	企业名称	成立日期	法定代表人	住所	主要生产经营地	股权结构	主营业务
	发有限公司	月 16 日		潘村下墅		49%	
8	浙江浙能嘉兴海上风力发电有限公司	2017 年 4 月 10 日	施小华	浙江省嘉兴市平湖市独山港镇乍全公路北侧（浙江独山港经济开发区管理委员会 334 室）	浙江省嘉兴市	浙江新能 100%	风力发电，尚未实际开展经营业务
9	江苏双创新能源开发有限公司	2017 年 3 月 30 日	吴荣辉	江苏省通州湾江海联动开发示范区政务中心 5 楼 518 室	江苏省南通市	浙江新能 51%，中海石油（中国）有限公司 47%，霍尔果斯瀚致创业投资有限公司 2%	控股公司，实业投资
10	东台双创新能源开发有限公司	2017 年 11 月 2 日	吴荣辉	东台沿海经济区港城大道 88 号	江苏省东台市	江苏双创新能 100%	风力发电
11	五家渠浙能新能源有限公司	2019 年 7 月 24 日	贺元启	新疆五家渠北塔山牧场（库甫）畜牧二连（脱浪岗村）胡杨路 151 号	新疆五家渠市	浙江新能 100%	风力发电、光伏发电
12	新疆一六一瑞达新能源有限公司	2018 年 12 月 28 日	吴荣辉	新疆塔城裕民县新疆塔城地区裕民县塔斯提路 161 团 4 号高层底商 1-2	新疆塔城地区	浙江新能 100%	风力发电，尚未实际开展经营业务
13	新疆一六一晶鑫新能源有限公司	2018 年 12 月 28 日	吴荣辉	新疆塔城裕民县新疆塔城地区裕民县塔斯提路 161 团 4 号高层底商 1-1	新疆塔城地区	浙江新能 100%	风力发电，尚未实际开展经营业务
14	青海浙能新能源开发有限公司	2017 年 7 月 12 日	朱水丰	德令哈市工业园区长江路以东纬二路以南 2 号辅助楼	青海省海西蒙古族藏族自治州德令哈市	浙江新能 90%，海西华汇化工机械有限公司 10%	控股公司，实业投资
15	大柴旦浙能新能源有	2017 年 11	李姚伟	青海省海西州大柴旦行委经发局	青海省海西蒙古	青海新能源 100%	风力发电

序号	企业名称	成立日期	法定代表人	住所	主要生产经营地	股权结构	主营业务
	限公司	月 8 日		3 楼 305 室	族藏族自治州大柴旦行政区		
16	宁夏浙能新能源有限公司	2019 年 3 月 21 日	梁幼明	宁夏回族自治区中卫市沙坡头区常乐镇熊水村	宁夏中卫市	浙江新能 100%	风力发电
17	浙能松阳新能源开发有限公司	2016 年 1 月 19 日	柴剑鸿	浙江省丽水市松阳县西屏街道青云路 208 号	浙江省丽水市	浙江新能 100%	风力发电，尚未实际开展经营业务
18	浙江浙能长兴新能源有限公司	2015 年 12 月 28 日	袁文清	浙江省湖州市长兴县泗安镇泗安大道 666 号	浙江省湖州市	清能发展 100%	光伏发电
19	浙江浙能环亚松阳光伏发电有限公司	2015 年 9 月 16 日	周岳成	浙江省丽水市松阳县赤寿乡龙下村 A1 号	浙江省丽水市	清能发展 60%，浙江环亚能源科技有限公司 40%	光伏发电
20	衢州力诺天昱阳光能源有限公司	2014 年 10 月 27 日	朱跃亮	浙江省衢州市柯城区航埠镇兴航路 179 号 305 室	浙江省衢州市	清能发展 100%	光伏发电
21	宁波杭州湾新区浙源新能源有限公司	2018 年 4 月 27 日	沈海雄	浙江省宁波杭州湾新区滨海四路 636 号	浙江省宁波市	浙江新能 100%	光伏发电
22	宁波江北浙源新能源有限公司	2017 年 12 月 21 日	沈海雄	浙江省宁波市江北区慈城镇慈湖人家 324 号 307 室	浙江省宁波市	浙江新能 100%	光伏发电
23	永修县浙源新能源有限公司	2017 年 7 月 28 日	王军	江西省九江市永修县新城永昌大道东侧城南工业集中区星火电子商务产业园 9 栋	江西省九江市	清能发展 100%	光伏发电
24	浙江松阳浙源光伏发电有限公司	2018 年 2 月 24 日	周岳成	浙江省丽水市松阳县西屏街道万寿家园 12 幢 1 号	浙江省丽水市	浙江新能 51%，松阳县田园强村投资有限公司 49%	光伏发电
25	杭州浙源新能源有限	2017 年 5	朱跃亮	浙江省杭州市余杭区五常街道余	浙江省杭州市	清能发展 60%，尚越光电	光伏发电

序号	企业名称	成立日期	法定代表人	住所	主要生产经营地	股权结构	主营业务
	公司	月 17 日		杭塘路 1999 号 1 幢 507 室		科技股份有限公司 40%	
26	舟山浙源新能源有限公司	2018 年 4 月 28 日	朱跃亮	浙江省舟山市普陀区六横镇台门人民南路 34 号 A45	浙江省舟山市	浙江新能 51%，舟山煤电 49%	光伏发电
27	敦煌市天润新能源有限公司	2014 年 4 月 25 日	王新	甘肃省酒泉市敦煌市七里镇光电产业园区	甘肃省敦煌市	清能发展 51%，正泰新能源 49%	光伏发电
28	敦煌正泰光伏发电有限公司	2011 年 8 月 8 日	王新	敦煌市七里镇光电园区	甘肃省敦煌市	清能发展 51%，正泰新能源 49%	光伏发电
29	嘉峪关正泰光伏发电有限公司	2014 年 7 月 8 日	王新	甘肃省嘉峪关市工业园区嘉西光伏产业园	甘肃省嘉峪关市	清能发展 51%，正泰新能源 49%	光伏发电
30	高台县正泰光伏发电有限公司	2012 年 8 月 3 日	王新	甘肃省张掖市高台县高崖子滩	甘肃省张掖市	清能发展 51%，正泰新能源 49%	光伏发电
31	瓜州县光源光伏发电有限公司	2014 年 3 月 11 日	王新	甘肃省酒泉市瓜州县柳园镇黑山口光源光伏办公楼 101 室	甘肃省酒泉市	清能发展 51%，正泰新能源 49%	光伏发电
32	民勤县正泰光伏发电有限公司	2012 年 8 月 7 日	王新	甘肃省武威市民勤县红沙岗镇工业集聚区	甘肃省武威市	清能发展 51%，正泰新能源 49%	光伏发电
33	金昌帷盛太阳能发电有限公司	2013 年 6 月 3 日	王新	甘肃省金昌市经济技术开发区新华东路 68 号	甘肃省金昌市	清能发展 51%，正泰新能源 49%	光伏发电
34	金昌清能电力有限公司	2013 年 1 月 25 日	王新	甘肃省金昌市经济技术开发区新华东路 68 号	甘肃省金昌市	清能发展 51%，中康电力 49%	光伏发电
35	永昌正泰光伏发电有限公司	2012 年 8 月 7 日	王新	甘肃省金昌市永昌县城关镇东大街(县农行办公楼 5 楼 501-503 室)	甘肃省金昌市	清能发展 51%，正泰新能源 49%	光伏发电
36	中卫清银源星太阳能有限责任公司	2014 年 9 月 10 日	王新	中卫市沙坡头区镇罗工业园区	宁夏中卫市	清能发展 51%，正泰新能源 49%	光伏发电

序号	企业名称	成立日期	法定代表人	住所	主要生产经营地	股权结构	主营业务
37	中卫正泰光伏发电有限公司	2012年11月14日	王新	中卫市沙坡头区迎水镇迎闫公路以东	宁夏中卫市	清能发展 51%，正泰新能源 49%	光伏发电
38	浙江新能企业管理有限公司	2019年7月23日	陈一国	浙江省杭州市江干区凤起东路8号5楼	浙江省杭州市	浙江新能 100%	投资管理
39	浙江清能能源发展有限公司	2017年7月12日	王树乾	浙江省杭州市西湖区北山街道白沙泉121-2号102室	浙江省杭州市	浙江新能 53.5%，绿能基金 46.5%	投资管理
40	浙江瑞旭投资有限公司	2012年1月19日	袁文清	浙江省杭州市上城区元帅庙后88-2号586室	浙江省杭州市	清能发展 100%	投资管理
41	新疆爱康电力开发有限公司	2012年3月27日	王新	新疆博州精河县茫丁乡巴音阿门牧民定居点以南14公里处	新疆博尔塔拉蒙古自治州	瑞旭投资 100%	光伏发电
42	青海昱辉新能源有限公司	2011年8月30日	王新	青海省乌兰县柯柯镇南沙沟村	青海省海西蒙古族藏族自治州	瑞旭投资 100%	光伏发电
43	柯坪嘉盛阳光电力有限公司	2012年1月10日	王新	新疆阿克苏地区柯坪县启浪乡立民油脂厂旁	新疆阿克苏地区	瑞旭投资 100%	光伏发电
44	湖南中康电力开发有限公司	2017年10月17日	邹万里	长沙经济技术开发区板仓路以西、向阳路新长海广场第3栋A座1006（集群注册）	湖南省长沙市	瑞旭投资 100%	光伏发电
45	苏州慧康电力开发有限公司	2017年4月18日	邹万里	苏州市吴江区东太湖生态旅游度假区（太湖新城）中山南路1729号上领大厦804室	江苏省苏州市	瑞旭投资 100%	光伏发电
46	特克斯昱辉太阳能开发有限公司	2012年7月25日	王新	新疆伊犁州特克斯县阿扎提街四环路247号（招商引资服务中心）	新疆伊犁哈萨克自治州	清能发展 100%	光伏发电
47	内蒙古四子王旗神光	2013年11	王新	四子王旗乌兰花镇文化路祥瑞集	内蒙古乌兰察布	清能发展 100%	光伏发电

序号	企业名称	成立日期	法定代表人	住所	主要生产经营地	股权结构	主营业务
	能源发展有限公司	月 15 日		贸市场	市		
48	九州方圆博州新能源有限公司	2012 年 6 月 12 日	王新	新疆博州博乐市南城区第九中学	新疆博尔塔拉蒙古自治州	清能发展 100%	光伏发电
49	九州方圆博乐市新能源有限公司	2013 年 11 月 7 日	王新	新疆博州博乐市南城区 01 号	新疆博尔塔拉蒙古自治州	清能发展 70%，中康电力 30%	光伏发电
50	新疆伊阳能源科技有限公司	2014 年 4 月 22 日	王新	新疆伊犁州巩留县 73 团金岗循环经济产业园区	新疆伊犁哈萨克自治州	清能发展 100%	光伏发电
51	新疆聚阳能源科技有限公司	2013 年 11 月 25 日	王新	新疆五家渠市人民南路 781 号恒祥大厦	新疆伊犁哈萨克自治州	清能发展 100%	光伏发电
52	宿州恒康新能源有限公司	2014 年 12 月 22 日	朱跃亮	安徽省宿州市埇桥区夹沟镇巴山新街镇政府北二楼	安徽省宿州市	清能发展 100%	光伏发电
53	丹阳中康电力开发有限公司	2016 年 12 月 5 日	邹万里	丹阳市云阳镇丹金路益阳五金机电城	江苏省丹阳市	清能发展 100%	光伏发电
54	无锡中康电力开发有限公司	2014 年 9 月 5 日	邹万里	无锡市新吴区城南路 32 号 438 室	江苏省无锡市	清能发展 100%	光伏发电
55	泰州中康新能源有限公司	2014 年 5 月 29 日	邹万里	泰州市高港区银杏苑 25 幢 7 号	江苏省泰州市	清能发展 100%	光伏发电
56	徐州统联新能源有限公司	2014 年 5 月 27 日	邹万里	徐州经济技术开发区淮海五金机电大市场东区 3 号楼 1-1208	江苏省徐州市	清能发展 100%	光伏发电
57	济南统联新能源有限公司	2014 年 5 月 22 日	邹万里	济阳县济阳街道稍门高楼村 220 线西侧二楼 202 室	山东省济南市	清能发展 100%	光伏发电
58	赣州市南康区爱康新能源科技有限公司	2013 年 12 月 11 日	邹万里	江西省赣州市南康区南水新区芙蓉新城翠蓉苑 6 座 502 室	江西省赣州市	清能发展 100%	光伏发电

序号	企业名称	成立日期	法定代表人	住所	主要生产经营地	股权结构	主营业务
59	中机国能龙游新能源有限公司	2015年8月24日	朱跃亮	浙江省衢州市龙游县湖镇镇客路村国强家庭农场	浙江省衢州市	清能发展 90%，中机国能电力集团有限公司 10%	光伏发电
60	浙江浙能航天氢能技术有限公司	2020年4月20日	周慎学	浙江省杭州市江干区凯旋街道凤起东路2, 4, 6, 8, 10, 12号3021室	浙江省杭州市	浙江新能 60%，北京航天试验技术研究所 40%	氢能设备销售
61	宁波聚和新能源开发有限公司	2018年4月2日	陈晓健	浙江省宁波市江北区环城北路西段405号501室	浙江省宁波市	浙江新能 100%	控股公司，实业投资
62	宁海聚合光伏工程有限公司	2018年4月18日	陈晓健	浙江省宁波市宁海县长街镇长街村（沙头）（自主申报）	浙江省宁波市	聚和新能源 100%	光伏发电
63	五家渠浙新能光伏发电有限公司	2020年7月1日	沈海雄	新疆五家渠北塔山牧场（库甫）畜牧二连（脱浪岗村）胡杨路160号	新疆五家渠市	浙江新能 100%	光伏发电
64	格尔木浙新能光伏发电有限公司	2020年7月30日	李姚伟	青海省格尔木市格尔木昆仑经济技术开发区商业街266号	青海省格尔木市	青海新能源 95%，上海电力设计院有限公司 5%	光伏发电，尚未实际开展经营业务
65	如东锦康新能源有限公司	2020年10月23日	高潮	如东县大豫镇九龙村十一组12号	江苏省南通市	江苏双创新能 100%	光伏发电，尚未实际开展经营业务

浙江新能控股子公司最近一年的财务情况如下：

单位：万元

序号	企业名称	注册资本	实收资本	2020年度/2020年末			审计情况
				总资产	净资产	净利润	
1	浙江浙能北海水力发电有限公司	170,200.00	170,200.00	392,129.13	196,182.83	9,116.88	经发行人会计师审计
2	浙江浙能华光潭水力发电有限公司	16,170.00	16,170.00	45,183.72	20,538.25	2,520.70	经发行人会计师审计
3	浙江松阳谢村源水利水电开发有限责任公司	3,000.00	3,000.00	8,839.43	7,914.00	392.45	经发行人会计师审计
4	浙江松阳安民水电站有限责任公司	4,000.00	4,000.00	7,936.81	5,392.04	216.83	经发行人会计师审计
5	龙泉市岩樟流域水电开发有限公司	4,000.00	4,000.00	11,445.89	8,582.22	951.57	经发行人会计师审计
6	景宁畲族自治县大洋水电开发有限公司	3,500.00	3,500.00	4,825.72	3,785.23	44.01	经发行人会计师审计
7	浙江龙川水利水电开发有限公司	8,000.00	8,000.00	16,694.51	12,099.30	1,188.60	经发行人会计师审计
8	浙江浙能嘉兴海上风力发电有限公司	170,000.00	103,500.00	285,979.53	86,206.67	229.42	经发行人会计师审计
9	江苏双创新能源开发有限公司	96,000.00	85,000.00	412,483.84	84,933.98	-61.48	经发行人会计师审计
10	东台双创新能源开发有限公司	96,000.00	84,448.00	411,957.42	84,408.22	-33.31	经发行人会计师审计
11	五家渠浙能新能源有限公司	15,540.00	13,000.00	80,482.81	13,000.00	-	经发行人会计师审计
12	新疆一六一瑞达新能源有限公司	2,000.00	-	-	-	-	经发行人会计师审计
13	新疆一六一晶鑫新能源有限公司	2,000.00	-	-	-	-	经发行人会计师审计
14	青海浙能新能源开发有限公司	7,500.00	7,500.00	34,868.78	7,449.73	-49.46	经发行人会计师审计
15	大柴旦浙能新能源有限公司	7,500.00	7,500.00	34,869.68	7,450.63	-49.37	经发行人会计师审计
16	宁夏浙能新能源有限公司	28,000.00	24,300.00	84,016.40	24,296.12	-3.88	经发行人会计师审计

序号	企业名称	注册资本	实收资本	2020年度/2020年末			审计情况
				总资产	净资产	净利润	
17	浙能松阳新能源开发有限公司	200.00	-	-	-	-	经发行人会计师审计
18	浙江浙能长兴新能源有限公司	12,000.00	12,000.00	59,763.95	14,719.73	2,143.42	经发行人会计师审计
19	浙江浙能环亚松阳光伏发电有限公司	5,100.00	5,100.00	30,169.27	7,272.01	1,324.61	经发行人会计师审计
20	衢州力诺天昱阳光能源有限公司	3,000.00	3,000.00	17,852.63	3,626.21	461.58	经发行人会计师审计
21	宁波杭州湾新区浙源新能源有限公司	1,030.00	1,030.00	5,214.58	1,161.00	17.16	经发行人会计师审计
22	宁波江北浙源新能源有限公司	4,000.00	4,000.00	16,682.81	4,502.65	3.65	经发行人会计师审计
23	永修县浙源新能源有限公司	2,200.00	2,200.00	10,735.75	2,463.97	88.21	经发行人会计师审计
24	浙江松阳浙源光伏发电有限公司	4,810.00	4,810.00	16,595.63	5,602.01	535.48	经发行人会计师审计
25	杭州浙源新能源有限公司	260.00	260.00	838.75	308.13	35.51	经发行人会计师审计
26	舟山浙源新能源有限公司	2,200.00	1,980.00	10,636.68	2,146.56	123.88	经发行人会计师审计
27	敦煌市天润新能源有限公司	4,800.00	4,800.00	21,833.02	5,812.06	723.58	经发行人会计师审计
28	敦煌正泰光伏发电有限公司	29,153.00	29,153.00	91,636.28	26,301.76	2,244.90	经发行人会计师审计
29	嘉峪关正泰光伏发电有限公司	7,200.00	7,200.00	26,472.62	8,383.62	775.78	经发行人会计师审计
30	高台县正泰光伏发电有限公司	22,704.00	22,704.00	86,189.25	26,012.54	2,344.33	经发行人会计师审计
31	瓜州县光源光伏发电有限公司	3,750.00	3,750.00	16,888.72	4,492.93	552.28	经发行人会计师审计
32	民勤县正泰光伏发电有限公司	10,685.00	10,685.00	45,261.30	12,003.54	1,113.48	经发行人会计师审计
33	金昌帷盛太阳能发电有限公司	7,650.00	2,600.00	23,418.07	3,272.84	317.06	经发行人会计师审计
34	金昌清能电力有限公司	36,100.00	36,100.00	101,350.62	39,183.92	2,586.80	经发行人会计师审计

序号	企业名称	注册资本	实收资本	2020年度/2020年末			审计情况
				总资产	净资产	净利润	
35	永昌正泰光伏发电有限公司	36,658.00	36,658.00	161,117.43	44,058.27	5,187.65	经发行人会计师审计
36	中卫清银源星太阳能有限责任公司	4,800.00	4,800.00	22,542.08	6,138.75	743.26	经发行人会计师审计
37	中卫正泰光伏发电有限公司	4,124.00	4,124.00	16,448.10	5,020.07	436.66	经发行人会计师审计
38	浙江新能企业管理有限公司	1,000.00	1,000.00	1,005.32	1,005.27	4.46	经发行人会计师审计
39	浙江清能能源发展有限公司	258,039.00	219,836.81	651,330.63	283,889.25	11,248.34	经发行人会计师审计
40	浙江瑞旭投资有限公司	15,000.00	15,000.00	155,040.16	17,252.76	1,626.13	经发行人会计师审计
41	新疆爱康电力开发有限公司	33,712.00	33,712.00	105,932.70	36,503.11	1,436.63	经发行人会计师审计
42	青海昱辉新能源有限公司	16,533.00	16,533.00	55,625.55	17,693.76	433.96	经发行人会计师审计
43	柯坪嘉盛阳光电力有限公司	6,944.00	6,944.00	19,656.35	4,750.65	-342.75	经发行人会计师审计
44	湖南中康电力开发有限公司	200.00	200.00	761.50	260.82	68.89	经发行人会计师审计
45	苏州慧康电力开发有限公司	100.00	100.00	337.12	173.87	33.97	经发行人会计师审计
46	特克斯昱辉太阳能开发有限公司	6,300.00	6,300.00	20,064.70	7,719.22	634.52	经发行人会计师审计
47	内蒙古四子王旗神光能源发展有限公司	5,400.00	5,400.00	19,081.79	6,836.55	674.81	经发行人会计师审计
48	九州方园博州新能源有限公司	20,000.00	20,000.00	95,531.46	18,339.52	2,775.29	经发行人会计师审计
49	九州方园博乐市新能源有限公司	17,000.00	17,000.00	86,530.07	19,730.60	1,410.01	经发行人会计师审计
50	新疆伊阳能源科技有限公司	7,000.00	1,000.00	25,157.89	641.92	443.22	经发行人会计师审计
51	新疆聚阳能源科技有限公司	21,137.00	21,000.00	55,084.43	26,169.00	2,650.81	经发行人会计师审计
52	宿州恒康新能源有限公司	16,000.00	16,000.00	18,223.58	16,978.05	780.07	经发行人会计师审计

序号	企业名称	注册资本	实收资本	2020年度/2020年末			审计情况
				总资产	净资产	净利润	
53	丹阳中康电力开发有限公司	100.00	100.00	1,308.03	387.72	114.58	经发行人会计师审计
54	无锡中康电力开发有限公司	100.00	100.00	367.11	162.83	24.39	经发行人会计师审计
55	泰州中康新能源有限公司	100.00	100.00	1,625.10	295.73	38.90	经发行人会计师审计
56	徐州统联新能源有限公司	100.00	100.00	1,233.38	143.34	3.27	经发行人会计师审计
57	济南统联新能源有限公司	100.00	100.00	2,469.80	368.33	79.74	经发行人会计师审计
58	赣州市南康区爱康新能源科技有限公司	100.00	100.00	2,728.96	208.52	1.73	经发行人会计师审计
59	中机国能龙游新能源有限公司	5,000.00	5,000.00	23,770.41	8,568.59	1,008.91	经发行人会计师审计
60	浙江浙能航天氢能技术有限公司	1,950.00	1,950.00	3,777.82	2,220.41	270.41	经发行人会计师审计
61	宁波聚和新能源开发有限公司	1,800.00	1,727.00	9,188.87	1,997.56	270.56	经发行人会计师审计
62	宁海聚合光伏工程有限公司	1,800.00	1,725.00	9,187.19	1,990.89	270.89	经发行人会计师审计
63	五家渠浙新能光伏发电有限公司	4,000.00	4,000.00	20,610.47	4,000.00	-	经发行人会计师审计
64	格尔木浙新能光伏发电有限公司	3,600.00	-	-	-	-	不适用
65	如东锦康新能源有限公司	500.00	-	-	-	-	不适用

（三）参股子公司情况

截至本招股意向书签署之日，浙江新能参股子公司共 21 家，基本情况如下：

序号	企业名称	成立日期	法定代表人	住所	主要生产经 营地	股权结构	主营业务
1	杭州临安青山殿水电开发有限公司	1995年5月8日	张利	浙江省杭州市临安区潜川镇青山殿	浙江省杭州市	浙江新能 35.50%，杭州天目永安集团有限公司 11.00%，上海震达水利发展有限责任公司 18.50%，浙江恒力电力承装有限公司 16.50%，浙江中新电力工程建设有限公司 13.50%，临安大禹水电有限公司 5.00%	水力发电
2	浙江景宁惠宁电力发展有限公司	1994年2月8日	张伟清	浙江省丽水市景宁畲族自治县雁溪乡上标二级电站	浙江省丽水市	浙江新能 44.44%，正阳电力集团股份有限公司 27.78%，景宁畲族自治县投资开发有限公司 25.20%，景宁畲族自治县国有资产投资经营有限公司 2.58%	水力发电
3	松阳大岭坪水电开发有限责任公司	2014年12月31日	李枝忠	浙江省丽水市松阳县新兴镇谢村村	浙江省丽水市	松阳县梧桐源水库发展有限公司 60.14%，浙江新能 15.07%，浙江省水电实业公司 13.66%，松阳县谢村源流域水电开发有限公司 11.13%	水力发电
4	金华市沙畈二级电站有限公司	1997年12月17日	倪跃晓	浙江省金华市婺城区沙畈乡山脚村	浙江省金华市	金华市沙畈电厂 44.09%，浙江新能 35.00%，浙江省经济建设发展公司 9.09%，浙江省发展和改革委员会服务中心 6.82%，金华白沙溪开发建设有限公司 5.00%	水力发电
5	丽水玉溪水利枢纽有限责任公司	1994年4月11日	练志明	浙江省丽水市莲都区括苍路163号五层	浙江省丽水市	丽水市瓯江水电投资有限公司 67.53%，浙江新能 32.47%	水力发电
6	泰顺仙居水力发电有限公司	2001年8月7日	林飞雄	泰顺县罗阳镇泰庆南路165号	浙江省温州市	浙江宇丰水电集团有限公司 70.00%，浙江新能 30.00%	水力发电
7	云和县石塘水电站	1994年12月30日	吴俊健	浙江省丽水市云和县石塘镇	浙江省丽水市	华能综合产业公司 73.40%，浙江新能 26.60%	水力发电
8	瑞安市高湖水电站有限公司	2002年6月23日	富旭平	瑞安市高楼镇赵山渡指挥部内	浙江省温州市	浙江珊溪水利水电开发股份有限公司 51.14%，浙江新能 17.43%，浙江省财务开发公司 17.43%，惠宁电	水力发电

序号	企业名称	成立日期	法定代表人	住所	主要生产经 营地	股权结构	主营业务
						力 14.00%	
9	杭州武强水电实业有限公司	2004年12月28日	周好军	浙江省淳安县中洲镇南庄村136号	浙江省杭州市	淳安千岛湖农业发展集团有限公司 59.00%，浙江新能 41.00%	水力发电
10	浙江珊溪水利水电开发股份有限公司	1996年1月15日	胡劲	浙江省温州市国贸大厦7-10楼	浙江省温州市	温州市公用事业投资集团有限公司 56.08%，浙江省财务开发公司 19.28%，浙江新能 15.36%，钱江水利 9.28%	原水供应、水力发电
11	钱江水利开发股份有限公司	1998年12月30日	叶建桥	杭州市三台山路3号	浙江省杭州市	截至2020年9月30日，中国水务投资有限公司 33.55%，浙江新能 25.44%，钱江硅谷控股有限责任公司 6.44%，浙江省水电实业公司 4.55%，其他A股公众股东 30.02%	自来水的生产和供应
12	华东桐柏抽水蓄能发电有限责任公司	2000年12月27日	乐振春	浙江省杭州市下城区环城北路63号	浙江省杭州市	国网新源控股有限公司 52.00%，申能股份有限公司 25.00%，浙江新能 23.00%	水力发电
13	华东天荒坪抽水蓄能有限责任公司	1998年12月24日	乐振春	杭州市文一路300号	浙江省湖州市	国网新源控股有限公司 41.67%，申能股份有限公司 25.00%，江苏省国信集团有限公司 16.67%，浙江新能 11.11%，安徽省能源集团有限公司 5.56%	水力发电
14	浙江衢江抽水蓄能有限公司	2018年11月7日	吴耀富	浙江省衢州市衢江区黄坛口乡黄坛口村黄坛口园区11幢	浙江省衢州市	国网新源控股有限公司 40.00%，国网浙江省电力有限公司 30.00%，浙江新能 15.00%，申能股份有限公司 15.00%	水力发电，尚未实际开展经营业务
15	浙江浙能国电投嵊泗海上风力发电有限公司	2018年10月30日	贺元启	浙江省舟山市嵊泗县洋山镇共建西路1号文化中心二楼201室-H座	浙江省舟山市	浙江新能 50.00%，国家电投集团浙江新能源有限公司 50.00%	风力发电，尚未实际开展经营业务

序号	企业名称	成立日期	法定代表人	住所	主要生产经 营地	股权结构	主营业务
16	国家电投集团舟山智慧海洋能源科技有限公司	2018年7月17日	许峰	浙江省舟山市嵊泗县洋山镇府前路1号2楼	浙江省舟山市	国家电投集团浙江新能源有限公司 36.00%，上海岱山电力科技股份有限公司 19.00%，浙江新能 20.00%，嵊泗县振洋资产经营管理有限公司 25.00%	光伏发电、水产养殖，尚未实际开展经营业务
17	浙江浙晶光伏股权投资合伙企业（有限合伙）	2019年8月7日	执行合伙人：浙江新能企业管理有限公司	浙江省杭州市上城区元帅庙后 88-2 号 618 室	浙江省杭州市	晶科电力有限公司 50.00%，绿能基金 25.00%，浙江制造基金合伙企业（有限合伙） 19.88%，浙江新能 4.88%，新能企管 0.12%，浙江制造投资管理有限公司 0.12%	光伏发电项目投资管理
18	浙江浙晶能源发展有限公司	2019年8月28日	朱水丰	浙江省杭州市上城区钱江路 639 号 1132 室	浙江省杭州市	新能企管 0.01%，浙晶光伏 99.99%	光伏发电项目投资开发
19	山西华电广灵风力发电有限公司	2009年5月26日	郝增铃	山西省大同市广灵县壶泉镇国防路北（农产品加工贸易扶贫产业园加工园区办公楼）	山西省大同市	华电新能源发展有限公司 65.00%，浙江新能 35.00%	风力发电
20	山西华电阳高风力发电有限公司	2010年8月18日	郝增铃	阳高县城北门外银林小区 2 号楼 3 单元 301 室	山西省大同市	华电新能源发展有限公司 65.00%，浙江新能 35.00%	风力发电
21	杭州昊新股权投资合伙企业（有限合伙）	2020年1月2日	执行合伙人：浙江新能	浙江省杭州市上城区元帅庙后 88-2 号 255 室-1	浙江省杭州市	浙江新能 4.56%，新能企管 0.44%，绿能基金 25.00%，上饶市创辉科技有限公司 50.00%，浙江制造基金合伙企业（有限合伙） 19.56%，浙江制造投资管理有限	投资管理

序号	企业名称	成立日期	法定代表人	住所	主要生产经 营地	股权结构	主营业务
			企业管理有 限公司			公司 0.44%	

浙江新能参股子公司最近一年的财务情况如下：

单位：万元

序号	企业名称	注册资本	实收资本	2020 年度/2020 年末			审计情况
				总资产	净资产	净利润	
1	杭州临安青山殿水电开发有限公司	5,000.00	5,000.00	12,763.54	10,331.85	2,192.57	未经审计
2	浙江景宁惠宁电力发展有限公司	1,440.00	1,440.00	2,734.41	2,666.85	162.60	未经审计
3	松阳大岭坪水电开发有限责任公司	710.00	710.00	761.06	499.15	61.24	未经审计
4	金华市沙畈二级电站有限公司	2,200.00	2,200.00	3,356.95	2,344.46	141.94	未经审计
5	丽水玉溪水利枢纽有限责任公司	6,000.00	6,000.00	14,177.10	12,233.01	1,272.66	未经审计
6	泰顺仙居水力发电有限公司	4,500.00	4,500.00	6,426.58	6,079.05	211.31	未经审计
7	云和县石塘水电站	5,051.65	5,051.65	10,202.91	8,678.17	39.86	未经审计
8	瑞安市高湖水电有限公司	350.00	350.00	772.91	691.68	-87.46	未经审计
9	杭州武强水电实业有限公司	2,000.00	2,000.00	4,635.82	2,491.41	-5.56	未经审计
10	浙江珊溪水利水电开发股份有限公司	118,561.00	118,561.00	229,525.29	164,852.31	4,504.11	未经审计
11	钱江水利开发股份有限公司	35,299.58	35,299.58	/注 1	/注 1	/注 1	不适用

序号	企业名称	注册资本	实收资本	2020 年度/2020 年末			审计情况
				总资产	净资产	净利润	
12	华东桐柏抽水蓄能发电有限责任公司	84,000.00	84,000.00	140,826.32	101,332.00	9,842.29	未经审计
13	华东天荒坪抽水蓄能有限责任公司	72,000.00	72,000.00	223,774.41	177,061.87	48,661.99	未经审计
14	浙江衢江抽水蓄能有限公司	146,165.00	22,754.00	95,082.60	22,754.00	-	未经审计
15	浙江浙能国电投嵊泗海上风力发电有限公司	120,000.00	55,000.00	257,539.58	55,000.00	-	未经审计
16	国家电投集团舟山智慧海洋能源科技有限公司	14,684.29	7,752.00	14,146.35	13,917.03	7.75	未经审计
17	浙江浙晶光伏股权投资合伙企业(有限合伙) ^{注2}	80,000.00	46,442.09	162,665.82	70,270.34	7,275.63	未经审计
18	浙江浙晶能源发展有限公司	76,000.00	45,199.40	78,818.49	63,768.07	9,095.01	未经审计
19	山西华电广灵风力发电有限公司	25,000.00	25,000.00	87,306.33	31,100.62	1,287.17	未经审计
20	山西华电阳高风力发电有限公司	8,000.00	8,000.00	34,471.66	9,283.06	25.39	未经审计
21	杭州昊新股权投资合伙企业(有限合伙)	22,500.00	-	-	-	-	未经审计

注 1：钱江水利开发股份有限公司为上市公司，截至本招股意向书签署之日，该公司尚未披露 2020 年年报。

注 2：浙江浙晶光伏股权投资合伙企业（有限合伙）主要财务数据为母公司单体数据。

（四）报告期内与控股股东控制的企业共同投资的企业

1、共同投资企业的基本情况

截至 2020 年 12 月 31 日，公司与控股股东浙能集团控制的企业共同投资的企业包括北海水电、舟山浙源、清能发展、浙晶光伏、浙晶发展、昊新投资和昊鑫能源。北海水电、舟山浙源和清能发展三家企业的基本情况详见本节“五、（二）控股子公司情况”，浙晶光伏、浙晶发展、昊新投资和昊鑫能源四家企业的基本情况详见本节“五、（三）参股子公司情况”。

（1）北海水电的历史沿革概况和共同投资背景

北海水电设立之初由浙江电开（浙能电力前身）与丽水市城市建设投资有限责任公司（以下简称“丽水城投”）共同设立，其中浙江电开持有北海水电 90% 股权，丽水城投持有 10% 股权。

2004 年，浙江电开将北海水电 25% 的股权按照评估价格转让至浙江东南发电股份有限公司（以下简称“东电 B”），转让后浙江电开持有北海水电 65% 股权，东电 B 持有 25% 股权，丽水城投持有 10% 股权。

2010 年 4 月，公司股东变更为浙能集团。由此公司与浙江电开、东电 B 成为同一控股股东的关联方。

根据浙江省国资委下发的《关于同意浙江省电力开发有限公司改制上市涉及部分国有产权（资产）、负债无偿划转的批复》（浙国资产权〔2011〕31 号），2011 年浙能集团、浙江电开和本公司之间进行了相关企业国有产权（资产）、负债无偿划转。完成后，公司持有北海水电 65% 股权，东电 B 持有 25% 股权，丽水城投持有 10% 股权。

2014 年，浙能电力吸收合并东电 B，并承继了东电 B 持有的北海水电 25% 股权，因此，公司与浙能电力共同投资北海水电系历史国有资产转让等原因形成。

公司对北海水电的出资来源于上级主管部门的无偿划转，合法合规。

（2）舟山浙源的历史沿革概况和共同投资背景

2018年4月28日，公司与舟山煤电共同出资设立舟山浙源，其中，公司认缴出资1,122.00万元，占注册资本的51%；舟山煤电认缴出资1,078.00万元，占注册资本的49%。

公司与舟山煤电共同投资舟山浙源的原因为：舟山浙源“自发自用、余量上网”分布式光伏项目利用了舟山中远海运重工有限公司的屋顶，而该项目系由舟山煤电先与舟山中远海运重工有限公司进行了前期工作，而后因该项目涉及可再生能源，舟山煤电将项目让渡给发行人进行开发，而其仅持有少数股东权益。

公司对舟山浙源的出资来源于公司自有资金，合法合规。公司对舟山浙源的出资价格按照所持有注册资本面值缴纳，出资价格公允。

（3）清能发展的历史沿革概况和共同投资背景

2018年9月7日，清能发展由绿能基金和浙能创投出资设立，其中，绿能基金认缴出资119,988万元，持股比例为99.99%；浙能创投认缴出资12万元，持股比例为0.01%。

2019年12月13日，公司与绿能基金、浙能创投、清能发展签订《股权转让及增资协议》，约定由发行人收购浙能创投持有的清能发展0.01%股权（对应浙能创投12万元未实缴出资），并以发行人下属16家光伏发电项目公司的股权对清能发展进行增资，上述交易完成后，公司认缴清能发展出资138,051.00万元，占其注册资本的53.5%，清能发展原股东绿能基金认缴出资119,988.00万元，占其注册资本的46.5%。

清能发展设立时，绿能基金和浙能创投分别持有其99.99%和0.01%股权。虽然绿能基金的设立目的和主营业务定位于财务投资，但其通过控股子公司清能发展控制19家光伏发电项目公司，与公司构成同业竞争。因此，公司与绿能基金共同投资清能发展系为解决同业竞争问题而形成。

公司收购浙能创投12万元出资后，对清能发展实缴的10.22万元系来源于自有资金，出资合法合规，价格公允。公司对清能发展的出资来源为公司原先持有的16家光伏项目公司股权，合法合规。公司和绿能基金对清能发展的持股比例系双方以各自资产评估值为基础，调整过渡期内拟对评估基准日前未分配利润

的分红、评估基准日后现金出资、过渡期内的损益等因素确定，出资价格公允。

（4）浙晶光伏、浙晶发展的历史沿革概况和共同投资背景

2019年8月7日，公司、新能企管与绿能基金、浙江制造投资管理有限公司、晶科电力有限公司、浙江制造基金合伙企业（有限合伙）签订《合伙协议》，约定共同出资设立浙晶光伏，其中，公司认缴出资3,900.00万元，占出资总额的4.88%；新能企管认缴出资100.00万元，占出资总额的0.12%；绿能基金认缴出资20,000.00万元，占出资总额的25%；浙江制造投资管理有限公司认缴出资100.00万元，占出资总额的0.12%；晶科电力有限公司认缴出资40,000.00万元，占出资总额的50%，浙江制造基金合伙企业（有限合伙）认缴出资15,900.00万元，占出资总额的19.88%。而后，新能企管与浙晶光伏共同出资设立浙晶发展，其中，新能企管认缴出资7.6万元，占注册资本的0.01%；浙晶光伏认缴出资75,992.4万元，占注册资本的99.99%。

公司、新能企管与绿能基金共同投资浙晶光伏，新能企管与浙晶光伏共同投资浙晶发展的原因为：绿能基金从晶科电力有限公司处获得参股光伏项目的投资机会，因预期收益良好，但项目投资金额较大，因此公司与绿能基金、浙江制造基金合伙企业（有限合伙）等社会资本共同出资参与投资。

公司、新能企管对浙晶光伏、浙晶发展的出资来源于自有资金，合法合规。公司、新能企管对浙晶光伏、浙晶发展的出资价格按照所持有出资总额的面值缴纳，出资价格公允。

（5）昊新投资、昊鑫能源的历史沿革概况和共同投资背景

2019年12月18日，公司、新能企管与绿能基金、浙江制造投资管理有限公司、上饶市创辉科技有限公司、浙江制造基金合伙企业（有限合伙）签订《合伙协议》，约定共同出资设立昊新投资，其中，公司认缴出资1,025.00万元，占出资总额的4.56%；新能企管认缴出资100.00万元，占出资总额的0.44%；绿能基金认缴出资5,625.00万元，占出资总额的25%；浙江制造投资管理有限公司认缴出资100.00万元，占出资总额的0.44%；上饶市创辉科技有限公司认缴出资11,250.00万元，占出资总额的50%，浙江制造基金合伙企业（有限合伙）认缴出资4,400.00万元，占出资总额的19.56%。而后，新能企管与昊新投资共同出

资设立昊鑫能源，其中，新能企管认缴出资 2.1 万元，占注册资本的 0.01%；昊新投资认缴出资 20,997.9 万元，占注册资本的 99.99%。

公司、新能企管与绿能基金共同投资昊新投资，新能企管与昊新投资共同投资昊鑫能源的原因为：绿能基金从第三方获得参股光伏项目的投资机会，因预期收益良好，但项目投资金额较大，因此公司与绿能基金、浙江制造基金合伙企业（有限合伙）等社会资本共同出资参与投资。

公司、新能企管对昊新投资、昊鑫能源的出资来源于自有资金，合法合规。公司、新能企管对昊新投资、昊鑫能源的出资价格按照所持有出资总额的面值缴纳，出资价格公允。

2、与共同投资公司的交易情况

报告期内，公司及公司控制的其他子公司与上述共同投资公司之间的交易情况如下：

（1）向共同投资公司销售

单位：万元

交易对方	交易内容	2020 年度	2019 年度	2018 年度
北海水电	设备出售	32.24	-	-
北海水电	提供招待所住宿	-	0.03	-

（2）向共同投资公司采购

单位：万元

交易对方	交易内容	2020 年度	2019 年度	2018 年度
北海水电	提供招待所住宿	1.61	1.99	5.12

（3）其他交易

2018 年公司为舟山浙源垫付前期项目费 48.31 万元，截至 2020 年末相关款项已收回。

报告期内，因内部人员借调原因，公司及其他控股子公司替北海水电垫付工资社保等分别为 1.13 万元、30.21 万元和 58.97 万元。

六、发起人、持有发行人 5%以上股份的主要股东及实际控制人情况

（一）发行人控股股东及实际控制人

1、控股股东情况

发行人的控股股东为浙能集团，直接持有发行人 144,000 万股股份，占发行人股本总额的 76.92%。

浙能集团的基本情况如下：

公司名称：浙江省能源集团有限公司

成立时间：2001 年 3 月 21 日

注册资本：1,000,000.00 万元

实收资本：1,000,000.00 万元

住所：杭州市天目山路 152 号

主要生产经营地：浙江省杭州市

类型：有限责任公司（国有控股）

法定代表人：胡仲明

经营范围：经营国家授权的集团公司及其所属企业的国有资产和国有股权；实业投资开发；技术咨询服务，煤炭运输信息的技术咨询服务，电力生产及供应，可再生能源的开发利用，石油天然气运行管理，工程技术与服务，钢材、有色金属、建筑材料、机械设备、电气电缆、煤炭（无存储）的销售，国际船舶运输（凭许可证经营），国内水路运输（凭许可证经营），电气机械和器材制造、新型能源设备制造，私募股权投资，投资咨询，资产管理。（未经金融等监管部门批准，不得从事向公众融资存款、融资担保、代客理财等金融服务）（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）

主营业务：控股公司，主要事实业投资

股权结构：

序号	股东名称	出资额（万元）	出资比例
1	浙江省国资委	900,000.00	90.00%
2	浙江省财务开发有限责任公司	100,000.00	10.00%
合计		1,000,000.00	100.00%

浙能集团最近一年的主要财务数据如下：

单位：万元

项目	2020 年度/2020 年末
总资产	27,513,060.42
净资产	13,343,818.73
净利润	909,659.92

注：浙能集团 2020 年度的财务报表未经审计。

报告期内，浙能集团不存在重大违法违规行为。

2、实际控制人情况

浙江省国资委系受浙江省人民政府委托，履行出资人职责的国有资产监管机构。浙江省国资委直接持有浙能集团 90% 的股权，且浙能集团存续期间，浙江省财务开发有限责任公司授权浙江省国资委代为行使股东表决权。因此，浙江省国资委系发行人的实际控制人。

（二）其他主要股东情况

除了浙能集团以外，持有发行人 5% 以上股份的其他股东为新能发展，其直接持有发行人 43,200 万股股份，占发行人股本总额的 23.08%。

新能发展的基本情况如下：

公司名称：浙江新能能源发展有限公司

成立时间：2018 年 10 月 9 日

注册资本：250,000.00 万元

实收资本：212,884.00 万元

住所：浙江省杭州市西湖区北山街道白沙泉 121-1 号 102 室

主要生产经营地：浙江省杭州市

类型：其他有限责任公司

法定代表人：沈国放

经营范围：能源项目开发。

主营业务：控股公司，主要从事股权投资

实际控制人：浙江省国资委

股权结构：

序号	股东名称	出资额（万元）	出资比例
1	绿能基金	249,975.00	99.99%
2	浙能创投	25.00	0.01%
合计		250,000.00	100.00%

新能发展最近一年的主要财务数据如下：

单位：万元

项目	2020 年度/2020 年末
总资产	229,483.51
净资产	229,483.51
净利润	6,894.39

注：新能发展 2020 年度的财务报表未经审计。

（三）控股股东控制的其他企业情况

截至 2020 年 12 月 31 日，浙能集团直接控制的除本公司以外其他重要企业的基本情况如下：

序号	企业名称	成立日期	法定代表人	住所	主要生产 经营地	注册资本 (万元)	股权结构	主营业务
1	浙江省能源集团财务有限责任公司	2006 年 8 月 25 日	施云峰	杭州市环城北路华浙广场 1 号楼九层	浙江省杭州市	97,074.00	浙江省能源集团有限公司 91%，浙江浙能北仑发电有限公司 3%，浙江浙能嘉兴发电有限责任公司 2%，浙江浙能镇海发电有限责任公司 2%，浙江省电力建设有限公司 2%	财务公司服务
2	浙能集团哈密能源有限责任公司	2017 年 11 月 15 日	沈晓兵	新疆哈密市伊州区天山北路西侧豫商大厦 11 层 1106 室	新疆哈密市	5,000.00	浙江省能源集团有限公司 100%	未实际开展业务
3	伊犁新天煤化工有限责任公司	2010 年 4 月 22 日	朱红卫	新疆伊犁州伊宁市新华西路 588 号	新疆伊宁市	482,800.00	浙江省能源集团有限公司 55%，新汶矿业集团（伊犁）能源开发有限责任公司 45%	煤制天然气生产
4	浙能集团新疆准东煤业有限公司	2012 年 7 月 12 日	陈利忠	新疆昌吉州奇台县城民主路 7 号工商银行 302 室	新疆昌吉州	10,000.00	浙江省能源集团有限公司 100%	煤炭开采与销售
5	浙能集团新疆准东能源化工有限公司	2014 年 6 月 3 日	陈利忠	新疆昌吉州奇台县吐虎玛克中街 2 区 12 丘 244 幢 9 号（华逸容锦酒店 6 层 606-611 室）	新疆昌吉州	30,000.00	浙江省能源集团有限公司 100%	煤制天然气生产

序号	企业名称	成立日期	法定代表人	住所	主要生产 经营地	注册资本 (万元)	股权结构	主营业务
6	浙江天虹物资贸易有限公司	2003年9月27日	应美丽	杭州市江干区九环路63号7幢3楼3018室	浙江省杭州市	10,000.00	浙江省能源集团有限公司 100%	贸易
7	浙江浙能技术研究院有限公司	2009年10月16日	秦刚华	浙江省杭州市余杭区五常街道余杭塘路2159-1号1幢5楼	浙江省杭州市	20,000.00	浙江省能源集团有限公司 100%	能源技术研发、咨询服务
8	浙江能源国际有限公司	2004年8月11日	-	ROOM 1405 14/F HARBOUR CENTRE 25 HARBOUR ROAD WANCHAI HK	香港特别行政区	413,164.10 万 港元	浙江省能源集团有限公司 60%，浙能资本控股有限公司 40%	控股公司，主要从事实业投资；贸易
9	浙江省石油股份有限公司	2017年9月16日	范小宁	浙江省临城街道翁山路555号大宗商品交易中心6666室(自贸试验区内)	浙江省舟山市	1,100,000.00	浙江省能源集团有限公司 60%，浙江石油化工有限公司 40%	石油生产与销售
10	浙江长广(集团)有限责任公司	1997年12月22日	徐小丰	浙江省湖州市长兴县雉城镇金陵南路	浙江省湖州市	87,773.53	浙江省能源集团有限公司 100%	煤炭开采与销售；石料开采与销售
11	宁波海运集团有限公司	1981年12月10日	王建堂	宁波市江北区北岸财富中心1幢	浙江省宁波市	12,000.00	浙江省能源集团有限公司 51%，宁波交通投资控股有限公司 49%	海上货运服务
12	浙江国信控股集团有限责任公司	2000年8月8日	陈苗水	杭州市延安路515号-521号	浙江省杭州市	81,000.00	浙江省能源集团有限公司 100%	控股公司，主要从事实业投资
13	浙江富兴电力燃料有限公司	2000年12月27日	周建忠	杭州市中山北路109号	浙江省杭州市	15,000.00	浙江省能源集团有限公司 100%	煤炭销售

序号	企业名称	成立日期	法定代表人	住所	主要生产 经营地	注册资本 (万元)	股权结构	主营业务
14	浙江浙能港口运营管理有限公司	2014年1月15日	沈寿延	浙江省舟山市普陀区六横镇兴港路1号 (综合行政楼)	浙江省舟山市	10,000.00	浙江省能源集团有限公司 85%，浙江富兴电力燃料有限公司 15%	港口运营
15	浙江浙能资产经营管理有限公司	2010年11月19日	夏晶寒	杭州市延安路515号10楼	浙江省杭州市	10,000.00	浙江省能源集团有限公司 100%	控股公司，主要从事实业投资
16	浙江浙能兴源节能科技有限公司	2011年6月14日	王静毅	浙江省杭州市拱墅区蓝天商务中心501室-34	浙江省杭州市	86,500.00	浙江省能源集团有限公司 100%	环保技术研发与咨询服务
17	浙江能源天然气集团有限公司	2015年7月20日	杨敬东	浙江省杭州市上城区望江街道钱江路639号1914室	浙江省杭州市	105,000.00	浙江省能源集团有限公司 100%	天然气生产与销售
18	浙江省电力建设有限公司	1997年10月29日	杨志明	宁波市甬江新区五环大厦11楼	浙江省宁波市	30,000.00	浙江省能源集团有限公司 100%	工程项目建设
19	浙江浙能煤运投资有限责任公司	2005年12月8日	王建堂	杭州市滨江区滨盛路1751号浙能第二大厦302室	浙江省杭州市	10,000.00	浙江省能源集团有限公司 100%	煤炭开采与销售
20	浙江浙能电力股份有限公司 (600023.SH)	1992年3月14日	孙玮恒	浙江省杭州市天目山路152号浙能大楼2楼	浙江省杭州市	1,360,069.00	截至2020年12月31日，浙江省能源集团有限公司 68.47%，浙江浙能兴源节能科技有限公司 3.68%，浙江能源国际有限公司 0.03%，其他A股公众股东 27.82%	电力生产与销售
21	浙江浙能企业管理培训服务有限公司	2018年6月8日	徐敏	浙江省杭州市余杭区余杭塘路2159-1号	浙江省杭州市	5,000.00	浙江省能源集团有限公司 100%	培训服务

序号	企业名称	成立日期	法定代表人	住所	主要生产 经营地	注册资本 (万元)	股权结构	主营业务
22	浙能资本控股有限公司	2016年11月1日	夏晶寒	杭州市上城区元帅庙后88号248室	浙江省杭州市	1,000,000.00	浙江省能源集团有限公司100%	控股公司, 主要从事实业投资

注：浙能集团直接控制的除本公司以外其他重要企业系浙能集团的一级子公司。

浙能集团直接控制的除本公司以外其他重要企业最近一年的财务情况如下：

单位：万元

序号	企业名称	注册资本	实收资本	2020年度/2020年末		
				总资产	净资产	净利润
1	浙江省能源集团财务有限责任公司	97,074.00	97,074.00	3,557,246.59	306,034.29	48,172.47
2	浙能集团哈密能源有限责任公司	5,000.00	200.00	200.00	200.00	-
3	伊犁新天煤化工有限责任公司	482,800.00	482,800.00	1,661,952.52	77,096.68	-78,133.92
4	浙能集团新疆准东煤业有限公司	10,000.00	10,000.00	9,679.18	9,653.86	141.57
5	浙能集团新疆准东能源化工有限公司	30,000.00	30,000.00	28,756.86	28,700.88	-1,008.33
6	浙江天虹物资贸易有限公司	10,000.00	10,000.00	103,745.52	21,377.22	3,708.18
7	浙江浙能技术研究院有限公司	20,000.00	20,000.00	55,964.18	42,485.95	5,639.11
8	浙江能源国际有限公司	413,164.10 万港元 (344,103.13 万元)	413,164.10 万港元 (344,103.13 万元)	2,491,980.85	780,743.70	54,709.51
9	浙江省石油股份有限公司	1,100,000.00	200,000.00	2,631,507.40	449,288.73	-67,053.55
10	浙江长广（集团）有限责任公司	105,073.53	105,073.53	652,418.56	490,951.00	60,527.97
11	宁波海运集团有限公司	12,000.00	12,000.00	731,970.23	497,377.82	19,963.32

序号	企业名称	注册资本	实收资本	2020 年度/2020 年末		
				总资产	净资产	净利润
12	浙江国信控股集团有限责任公司	81,000.00	81,000.00	225,370.55	210,344.90	2,129.34
13	浙江富兴电力燃料有限公司	15,000.00	15,000.00	126,989.70	71,594.87	7,410.56
14	浙江浙能港口运营管理有限公司	10,000.00	10,000.00	25,988.45	13,643.66	2,372.81
15	浙江浙能资产经营管理有限公司	10,000.00	10,000.00	48,480.12	42,359.95	1,661.13
16	浙江浙能兴源节能科技有限公司	86,500.00	86,500.00	528,260.88	243,544.20	10,899.14
17	浙江能源天然气集团有限公司	262,635.00	262,635.00	2,436,654.64	862,648.95	94,188.82
18	浙江省电力建设有限公司	30,000.00	30,000.00	207,728.51	53,014.68	6,631.05
19	浙江浙能煤运投资有限责任公司	10,000.00	10,000.00	21,281.18	19,482.23	854.24
20	浙江浙能电力股份有限公司	1,360,069.00	1,360,069.00	11,430,069.08	7,621,215.30	669,870.20
21	浙江浙能企业管理培训服务有限公司	5,000.00	2,000.00	2,843.74	2,337.34	327.24
22	浙能资本控股有限公司	1,000,000.00	911,500.00	1,982,753.61	1,292,895.93	50,274.07

注：浙能集团直接控制的除本公司以外其他重要企业系浙能集团的一级子公司，上述公司 2020 年度的财务报表均未经审计。

截至 2020 年 12 月 31 日，浙能集团控制的除本公司以外其他企业的简况详见本招股意向书附录一。

（四）控股股东持有的本公司股份是否存在质押或其他有争议的情况

截至本招股意向书签署之日，发行人的控股股东浙能集团持有发行人的股份不存在质押或其他有争议的情况。

七、发行人股本情况

（一）本次发行前后公司股本情况

本次发行前公司总股本为 187,200 万股，根据公司 2019 年第三次临时股东大会决议以及第一届董事会第十七次会议决议，本次拟公开发行不超过 20,800 万股且占发行后公司股份总数不低于 10%，本次发行不安排股东公开发售股份。若按本次发行 20,800 万股测算，本次发行后公司总股本为 208,000 万股。

本次发行前后公司股本情况如下：

序号	股东名称	发行前		发行后	
		股数（万股）	比例	股数（万股）	比例
1	浙能集团	144,000.00	76.92%	144,000.00	69.23%
2	新能发展	43,200.00	23.08%	43,200.00	20.77%
3	社会公众股	-	-	20,800.00	10.00%
合计		187,200.00	100.00%	208,000.00	100.00%

2019 年 11 月 18 日，浙江省国资委下发了《关于浙江省新能源投资集团股份有限公司国有股权管理有关事项的批复》（浙国资产权〔2019〕35 号），对浙江新能提出的股份公司国有股权管理方案进行了批复：1、浙江省新能源投资集团股份有限公司由浙江省水利水电投资集团有限公司整体变更设立，由浙江省能源集团有限公司和浙江新能能源发展有限公司 2 个法人股东组成。2、浙江省新能源投资集团股份有限公司股本总额为 187,200 万股。其中，浙江省能源集团有限公司（为国有股东，加注“SS”）持有 144,000 万股，占总股本的 76.92%。

2020 年 6 月 3 日，浙江省国资委出具《关于确认浙江省新能源投资集团股份有限公司历史沿革等事项的复函》（浙国资发函〔2020〕57 号），确认新能发

展不作国有股东认定，无需进行国有股东标识。

（二）股东中的战略投资者持股及其简况

公司股东中不存在战略投资者。

（三）本次发行前各股东之间的关联关系

截至本招股意向书签署之日，公司的股东为浙能集团和新能发展，新能发展为浙能集团间接控制的企业。

公司直接、间接股东中与本公司、公司股东、实际控制人、董事、监事、高级管理人员、核心技术人员存在关联关系的情况如下：

序号	股东名称	直接/间接 股东	关联关系
1	浙能集团	直接股东	与公司同受浙江省国资委控制
			公司董事骆红胜现担任其资产经营部主任经济师
			公司董事陈东波曾经担任其计划发展部主任工程师，现担任其计划发展部副主任
			公司监事徐晓剑现担任其纪检监察室副主任
2	新能发展	直接股东	与公司同受浙能集团控股、浙江省国资委控制
3	绿能基金	间接股东	与公司同受浙能集团控股、浙江省国资委控制
4	浙能创投	间接股东	与公司同受浙能集团控股、浙江省国资委控制
5	浙能资本	间接股东	与公司同受浙能集团控股、浙江省国资委控制
			公司董事周永胜现担任其党委委员、总会计师
			公司监事沈春杰现担任其党委委员、纪委书记、监事
6	浙能电力	间接股东	与公司同受浙能集团控股、浙江省国资委控制
7	浙能投资	间接股东	与公司同受浙能集团控股、浙江省国资委控制

除上述关联关系外，公司直接、间接股东中与本公司、公司股东、实际控制人、董事、监事、高级管理人员、核心技术人员、本次发行中介机构及其负责人、签字人员之间不存在其他关联关系。

公司直接、间接股东中与本公司、公司股东、实际控制人、董事、监事、高级管理人员、核心技术人员、本次发行中介机构及其负责人、签字人员之间不存在委托持股、信托持股或利益输送安排，亦不存在纠纷或潜在纠纷。

（四）本次发行前股东所持股份的流通限制和自愿锁定股份的承诺

详见本招股意向书重大事项提示之“一、（一）股份锁定承诺”、“一、（二）公司发行前持股 5% 以上股东的持股意向及减持意向承诺”部分相关内容。

（五）首次申报前一年内新增的股东

公司首次申报前一年内新增的股东为新能发展，新能发展增资情况详见本招股意向书第五节之“三、（一）3、2018 年 12 月，第一次增资”，新能发展基本情况详见本招股意向书第五节之“六、（二）其他主要股东情况”。

新能发展实际控制人系浙江省国资委，新能发展对发行人增资已获浙能集团批准，系新能发展与发行人双方真实意思表示，新能发展对发行人增资的资金来源于其股东的投入，因此，新能发展对发行人的增资不存在争议和潜在纠纷，亦不存在股份代持的情形。

新能发展与本次发行中介机构及其负责人、高级管理人员、经办人员不存在亲属关系、关联关系、委托持股、信托持股或其他利益输送安排。

八、职工持股情况

自本公司设立以来，没有发行过内部职工股，也不存在工会、职工持股会、信托及委托持股等情况。

九、发行人员工与社会保障情况

（一）员工情况

报告期各期末，公司的员工总数分别为 511 人、559 人和 641 人。截至 2020 年 12 月 31 日，公司员工情况如下：

1、岗位构成

单位：人

岗位构成	人数	占员工总数比例
管理人员	313	48.83%

岗位构成	人数	占员工总数比例
技术人员	77	12.01%
生产人员	251	39.16%
合计	641	100.00%

2、学历构成

单位：人

学历构成	人数	占员工总数比例
研究生及以上	60	9.36%
本科	396	61.78%
大专	135	21.06%
大专以下	50	7.80%
合计	641	100.00%

3、年龄分布

单位：人

年龄分布	人数	占员工总数比例
30岁及以下	196	30.58%
31-40岁	222	34.63%
41-50岁	160	24.96%
51岁及以上	63	9.83%
合计	641	100.00%

（二）社会保障情况

本公司实行全员劳动合同制，员工的聘用与解聘均依照国家的有关规定办理，发行人与员工按照《劳动法》《劳动合同法》有关规定签订了劳动合同，员工根据劳动合同承担义务和享受权利。公司在劳动用工制度和社会保障方面不存在重大违法违规情况。

公司已按照国家各地方的有关规定为员工办理了基本养老保险、基本医疗保险、失业保险、工伤保险、生育保险等社会保险。同时建立了住房公积金制度，为员工存缴了住房公积金。

2020年2月20日，人力资源社会保障部、财政部、税务总局发布《关于阶

阶段性减免企业社会保险费的通知》(人社部发〔2020〕11号),规定自2020年2月起,阶段性减免企业基本养老保险、失业保险、工伤保险单位缴费。2020年2月21日,国家医保局、财政部、税务总局发布《关于阶段性减征职工基本医疗保险费的指导意见》(医保发〔2020〕6号),规定各地在确保基金收支中长期平衡的前提下,对职工医保单位缴费部分实行减半征收。根据上述行政法规,公司承担的社会保险单位缴纳部分存在减免减征情况。

报告期内,公司社保与公积金缴纳比例情况如下:

1、浙江新能、华光潭水电

项目	2020年度		2019年度		2018年度	
	单位	个人	单位	个人	单位	个人
养老保险	14.00%	8.00%	14.00%	8.00%	14.00%	8.00%
医疗保险	8.30% ^注	1.50%	8.00%	1.50%	8.00%	1.50%
失业保险	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%
工伤保险	0.45%	/	0.45%	/	0.45%	/
生育保险	/	/	0.30%	/	0.30%	/
公积金	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%

注:生育保险基金并入职工基本医疗保险基金,统一征缴。

2、北海水电

项目	2020年度		2019年度		2018年度	
	单位	个人	单位	个人	单位	个人
养老保险	14.00%	8.00%	14.00%	8.00%	14.00%	8.00%
医疗保险	8.30%	1.50%	8.00%	1.50%	8.00%	1.50%
失业保险	0.50%	-	0.50%	-	0.50%	-
工伤保险	0.45%	/	0.45%	/	0.45%	/
生育保险	/	/	0.30%	/	0.30%	/
公积金	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%

注:生育保险基金并入职工基本医疗保险基金,统一征缴。

3、大洋水电

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	单位	个人	单位	个人	单位	个人
养老保险	14.00%	8.00%	14.00%	8.00%	14.00%	8.00%
医疗保险	1 月 9.00%， 2、4-12 月 9.60%，3 月 8.60% ^注	2.00%	1-5 月 为 6.00%，6-12 月为 5.00%	2.00%	6.00%	2.00%
失业保险	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%
工伤保险	1-4 月 0.30%，5-12 月 0.70%	/	0.30%	/	1-9 月 0.50%，10-12 月 0.20%	/
生育保险	/	/	0.60%	/	0.60%	/
公积金	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%

注：生育保险基金并入职工基本医疗保险基金，统一征缴。

4、安民水电、谢村源水电

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	单位	个人	单位	个人	单位	个人
养老保险	14.00%	8.00%	14.00%	8.00%	14.00%	8.00%
医疗保险	1 月 为 6.00%，2-12 月为 6.80% ^注	2.00%	6.00%	2.00%	1-3 月 为 9.00%，4-12 月为 6.00%	2.00%
失业保险	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%
工伤保险	0.70%	/	0.70%	/	0.70%	/
生育保险	/	/	0.80%	/	0.80%	/
公积金	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%

注：生育保险基金并入职工基本医疗保险基金，统一征缴。

由于历史原因，谢村源水电曾存在 3 名事业编制员工，2019 年已经回到原单位工作，其社保、公积金缴纳费率如下：

项目	2018 年度	
	单位	个人
养老保险	20.00%	8.00%
医疗保险	6.00%	2.00%
失业保险	0.50%	0.50%

项目	2018 年度	
	单位	个人
工伤保险	0.70%	/
生育保险	0.80%	/
公积金	12.00%	12.00%

5、岩樟溪水电

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	单位	个人	单位	个人	单位	个人
养老保险	14.00%	8.00%	14.00%	8.00%	14.00%	8.00%
医疗保险	6.40% ^注	2.00%	6.00%	2.00%	6.00%	2.00%
失业保险	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%
工伤保险	0.60%	/	0.40%	/	1-9 月 0.50%，10-12 月 0.30%	/
生育保险	/	/	0.40%	/	0.40%	/
公积金	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%

注：生育保险基金并入职工基本医疗保险基金，统一征缴。

6、武强水电

项目	2018 年度	
	单位	个人
养老保险	14.00%	8.00%
医疗保险	10.00%	2.00%
失业保险	0.50%	0.50%
工伤保险	1-6 月为 1.00%，7-12 月为 0.90%	/
生育保险	0.50%	/
公积金	12.00%	12.00%

7、龙川水电

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	单位	个人	单位	个人	单位	个人
养老保险	14.00%	8.00%	14.00%	8.00%	14.00%	8.00%
医疗保险	6.30% ^注	2.00%	6.00%	2.00%	6.00%	2.00%

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	单位	个人	单位	个人	单位	个人
失业保险	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%
工伤保险	0.70%	/	0.70%	/	0.70%	/
生育保险	/	/	0.30%	/	0.30%	/
公积金	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%

注：生育保险基金并入职工基本医疗保险基金，统一征缴。

8、松阳光伏、松阳浙源

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	单位	个人	单位	个人	单位	个人
养老保险	14.00%	8.00%	14.00%	8.00%	14.00%	8.00%
医疗保险	6.80% ^注	2.00%	6.00%	2.00%	1-3 月为 9.00%，4-12 月为 6.00%	2.00%
失业保险	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%
工伤保险	0.70%	/	0.70%	/	0.70%	/
生育保险	/	/	0.80%	/	0.80%	/
公积金	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%

注：生育保险基金并入职工基本医疗保险基金，统一征缴。

9、衢州光能

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	单位	个人	单位	个人	单位	个人
养老保险	14.00%	8.00%	14.00%	8.00%	14.00%	8.00%
医疗保险	5.50% ^注	1.00%	5.00%	1.00%	5.00%	1.00%
失业保险	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%
工伤保险	0.50%	/	0.50%	/	0.50%	/
生育保险	/	/	0.50%	/	0.50%	/
公积金	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%

注：生育保险基金并入职工基本医疗保险基金，统一征缴。

截至 2020 年 12 月 31 日，衢州光能通过浙江雷博人力资源开发有限公司为 3 位常驻杭州员工代为缴纳社保、公积金。代缴的社会保险、住房公积金费率如下：

项目	2020 年度	
	单位	个人
养老保险	14.00%	8.00%
医疗保险(含生育保险)	11.70%	2.00%
失业保险	0.50%	0.50%
工伤保险	1-6 月为 0.40%，7-12 月为 0.20%	
公积金	12.00%	12.00%

10、永修浙源

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	单位	个人	单位	个人	单位	个人
养老保险	16.00%	8.00%	1-4 月为 19.00%，5-12 月为 16.00%	8.00%	19.00%	8.00%
医疗保险	8.00% ^注	2.00%	8.00%	2.00%	8.00%	2.00%
失业保险	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%
工伤保险	0.45%	/	0.45%	/	0.45%	/
生育保险	/	/	1.00%	/	1-9 月为 0.50%，10-12 月为 1.00%	/
公积金	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%

注：生育保险基金并入职工基本医疗保险基金，统一征缴。

11、长兴新能

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	单位	个人	单位	个人	单位	个人
养老保险	14.00%	8.00%	14.00%	8.00%	14.00%	8.00%
医疗保险	6.40% ^注	2.00%	5.50%	2.00%	5.50%	2.00%
失业保险	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%
工伤保险	0.30%	/	0.30%	/	0.30%	/
生育保险	/	/	0.90%	/	1-7 月为 0.50%，8-12 月为 0.90%	/
公积金	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%

注：生育保险基金并入职工基本医疗保险基金，统一征缴。

截至 2020 年 12 月 31 日，长兴新能通过浙江雷博人力资源开发有限公司为

1 名常驻杭州员工代为缴纳社保、公积金。代缴的社会保险、住房公积金费率如下：

项目	2020 年度	
	单位	个人
养老保险	14.00%	8.00%
医疗保险（含生育保险）	11.70%	2.00%
失业保险	0.50%	0.50%
工伤保险	0.20%	/
公积金	12.00%	12.00%

12、江北浙源

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	单位	个人	单位	个人	单位	个人
养老保险	0.00%	8.00%	14.00%	8.00%	14.00%	8.00%
医疗保险	1-11 月为 9.20%，12 月为 0.07% ^注	2.00%	1-10 月为 9.00%，11 月为 9.70%，12 月为 0.70%	2.00%	9.00%	2.00%
失业保险	0.00%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%
工伤保险	0.00%	/	0.55%	/	1.10%	/
生育保险	/	/	1-10 月为 0.70%，11-12 月为 0.00%	/	0.70%	/
公积金	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%

注：生育保险基金并入职工基本医疗保险基金，统一征缴。

13、东台双创新能

项目	2020 年度		2019 年度	
	单位	个人	单位	个人
养老保险	16.00%	8.00%	16.00%	8.00%
医疗保险	8.00%	2.00%	8.00%	2.00%
失业保险	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%
工伤保险	0.96%	/	0.96%	/
生育保险	0.90%	/	0.90%	/
公积金	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%

14、嘉兴海上风电

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	单位	个人	单位	个人	单位	个人
养老保险	14.00%	8.00%	14.00%	8.00%	14.00%	8.00%
医疗保险	9.00% ^注	2.00%	7.00%	2.00%	7.00%	2.00%
失业保险	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%
工伤保险	0.45%	/	0.45%	/	0.45%	/
生育保险	/	/	0.30%	/	0.30%	/
公积金	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%

注：生育保险基金并入职工基本医疗保险基金，统一征缴。

15、敦煌光伏、瓜州光伏

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	单位	个人	单位	个人	单位	个人
养老保险	1 月 为 16.00%，2-12 月为 0.00%	8.00%	1-4 月 为 19.00%，5-12 月为 16.00%	8.00%	19.00%	8.00%
医疗保险	1 月 为 7.00%，2-6 月为 3.50%，7-12 月为 7.00%	2.00%	7.00%	2.00%	7.00%	2.00%
失业保险	1 月 为 0.70%，2-12 月为 0.00%	0.30%	0.70%	0.30%	0.70%	0.30%
工伤保险	1 月 为 1.30%，2-12 月为 0.00%	/	1.30%	/	1.30%	/
生育保险	1 月 为 1.00%，2-6 月为 0.50%，7-12 月为 1.00%	/	1.00%	/	1.00%	/
公积金	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%

16、高台光伏

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	单位	个人	单位	个人	单位	个人
养老保险	1 月 为 16.00%，2-12 月为 0.00%	8.00%	1-4 月 为 19.00%，5-12 月为 16.00%	8.00%	19.00%	8.00%
医疗保险	1 月 为 6.50%， 2-6 月为 3.25%， 7-12 月 为 6.50% ^注	2.00%	6.00%	2.00%	6.00%	2.00%
失业保险	1 月 为 0.70%， 2-12 月为 0.00%	0.30%	0.70%	0.30%	0.70%	0.30%
工伤保险	1 月 为 1.17%， 2-12 月为 0.00%	/	1.17%	/	1.17%	/
生育保险	/	/	0.50%	/	0.50%	/
公积金	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%	8.00%	8.00%

注：生育保险基金并入职工基本医疗保险基金，统一征缴。

由于公司主要按照项目地设立子公司，西北地区子公司分布分散，且处于偏远地区，截至 2020 年 12 月 31 日，高台光伏为 1 名常驻银川市管理人员、1 名常驻兰州市管理人员通过浙江中智经济技术服务有限公司代为缴纳社保、公积金，代缴的社会保险、住房公积金费率如下：

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	单位	个人	单位	个人	单位	个人
养老保险	16.00%	8.00%	1-4 月 为 19.00%，5-12 月为 16.00%	8.00%	19.00%	8.00%
医疗保险	1 月 为 9.00%， 2-6 月 4.50%， 7-12 月 为 9.00% ^注	2.00%	8.00%	2.00%	8.00%	2.00%
失业保险	0.70%	0.30%	0.70%	0.30%	0.70%	0.30%
工伤保险	0.72%	/	0.72%	/	0.72%	/
生育保险	/	/	1.00%	/	1.00%	/

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	单位	个人	单位	个人	单位	个人
公积金	1-6 月为 10.00%，7-12 月为 12.00%	1-6 月为 7.00%，7-12 月为 9.00%	10.00%	7.00%	10.00%	7.00%

注：生育保险基金并入职工基本医疗保险基金，统一征缴。

17、嘉峪关光伏

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	单位	个人	单位	个人	单位	个人
养老保险	1 月为 16.00%，2-12 月为 0.00%	8.00%	1-4 月为 19.00%，5-12 月为 16.00%	8.00%	19.00%	8.00%
医疗保险	6.00%	2.00%	6.00%	2.00%	6.00%	2.00%
失业保险	1 月为 0.70%，2-12 月为 0.00%	0.30%	0.70%	0.30%	0.70%	0.30%
工伤保险	1 月为 0.90%，2-12 月为 0.00%	/	0.90%	/	4-6 月为 0.70%，7-12 月为 0.90%	/
生育保险	0.50%	/	0.50%	/	0.50%	/
公积金	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%

18、金昌电力、永昌光伏

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	单位	个人	单位	个人	单位	个人
养老保险	1 月为 16.00%，2-12 月为 0.00%	8.00%	1-4 月为 19.00%，5-12 月为 16.00%	8.00%	19.00%	8.00%
医疗保险	1-6 月为 6.00%，7-12 月为 7.50%	2.00%	6.00%	2.00%	6.00%	2.00%
失业保险	1 月为 0.70%，2-12 月为 0.00%	0.30%	0.70%	0.30%	0.70%	0.30%
工伤保险	1 月为 1.35%，2-12 月为 0.00%	/	1.35%	/	1.35%	/
生育保险	0.30%	/	0.30%	/	0.30%	/

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	单位	个人	单位	个人	单位	个人
公积金	10.00%	8.00%	10.00%	8.00%	10.00%	8.00%

由于公司主要按照项目地设立子公司，西北地区子公司分布分散，且处于偏远地区，永昌光伏设立永昌光伏兰州分公司为部分常驻兰州员工缴纳社保及公积金，缴纳的社会保险、住房公积金费率如下：

项目	2020 年 8-12 月	
	单位	个人
养老保险	0.00%	8.00%
医疗保险（含生育保险）	9.00%	2.00%
失业保险	0.00%	0.30%
工伤保险	0.00%	/
公积金	12.00%	9.00%

19、民勤光伏

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	单位	个人	单位	个人	单位	个人
养老保险	1 月 为 16.00%，2-12 月为 0.00%	8.00%	1-4 月 为 19.00%，5-12 月为 16.00%	8.00%	19.00%	8.00%
医疗保险	6.00%	2.00%	6.00%	2.00%	6.00%	2.00%
失业保险	1 月 为 0.70%，2-12 月为 0.00%	0.30%	0.70%	0.30%	0.70%	0.30%
工伤保险	1 月 为 0.90%，2-12 月为 0.00%	/	0.90%	/	0.90%	/
生育保险	0.50%	/	0.50%	/	0.50%	/
公积金	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%

20、博乐新能源

截至 2020 年 12 月 31 日，博乐新能源 5 名管理人员常驻乌鲁木齐市办公，1 名管理人员常驻兰州市办公，但公司未在乌鲁木齐市、兰州市设立分支机构，也未开立社保、公积金账户，无法为员工缴纳社会保险和住房公积金，因此博乐新

能源通过浙江雷博人力资源开发有限公司代为缴纳社保、公积金。其缴纳的社会保险、住房公积金费率如下：

项目	2020 年度		2019 年度	
	单位	个人	单位	个人
养老保险	1 月为 16.00%，2-12 月为 0.00%	8.00%	16.00%	8.00%
医疗保险	1 月为 9.00%，2-6 月为 4.50%，7-12 月为 9.00%	2.50%	9.00%	3.00%
失业保险	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%
工伤保险	0.32%	/	0.32%	/
生育保险	1 月为 0.80%，2-6 月为 0.40%，7-12 月为 0.80%	/	0.80%	/
公积金	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%

21、宁夏新能源

项目	2020 年度	
	单位	个人
养老保险	1 月为 16.00%，2-12 月为 0.00%	8.00%
医疗保险（含生育保险）	1 月为 8.80%，2-4 月为 4.40%，5-12 月为 8.80%	2.00%
失业保险	1 月为 0.50%，2-12 月为 0.00%	0.50%
工伤保险	1 月为 0.72%，2-12 月为 0.00%	/
公积金	12.00%	12.00%

22、氢能技术

项目	2020 年度	
	单位	个人
养老保险	14.00%	8.00%
医疗保险（含生育保险）	8.30%	6 月为 2.00%，7-12 月为 1.50%
失业保险	0.50%	0.50%
工伤保险	0.45%	/
公积金	12.00%	12.00%

23、五家渠新能

项目	2020年2-12月	
	单位	个人
养老保险	0.00%	8.00%
医疗保险(含生育保险)	2-6月为4.80%，7-12月为8.80%	2.00%
失业保险	0.00%	0.30%
工伤保险	0.00%	/
公积金	12.00%	12.00%

24、江苏双创新能

项目	2020年度	
	单位	个人
养老保险	16.00%	8.00%
医疗保险	8.00%	2.00%
失业保险	0.50%	0.50%
工伤保险	0.96%	/
生育保险	0.90%	/
公积金	12.00%	12.00%

报告期各期末，公司社会保险和住房公积金的缴纳人数情况如下：

单位：人

项目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
养老保险	641	559	510
失业保险	641	559	509
工伤保险	641	559	510
生育保险	641	559	510
医疗保险	641	559	510
公积金	641	559	510

2018年末公司在册员工未全员缴纳社会保险、公积金，具体情况为：1名退休返聘人员未缴纳五险一金，1名临近退休人员未缴纳失业保险。

（三）劳务派遣用工情况

1、劳务派遣用工人数

报告期内，公司及子公司存在劳务派遣用工的情形。报告期各期末，公司劳务派遣用工人数分别为 108 人、22 人和 13 人，占总用工的比例分别为 17.45%、3.79% 和 1.99%。

根据《劳务派遣暂行规定》第四条：“用工单位应当严格控制劳务派遣用工数量，使用的被派遣劳动者数量不得超过其用工总量的 10%”。截至本招股意向书签署之日，公司及其控股子公司劳务派遣用工人数占用工总量比例均低于 10%，劳务派遣用工人数比例符合《劳务派遣暂行规定》的要求。

根据公司及其控股子公司所在地主管部门出具的书面说明或劳动保障监察公共服务平台查询结果，报告期内，公司及其控股子公司不存在因劳务派遣超标受到行政处罚的情形。

2、各项社会保险及公积金缴纳情况

根据《劳务派遣暂行规定》《中华人民共和国社会保险法》《住房公积金管理条例》，劳务派遣员工与劳务派遣公司建立劳动关系，由劳务派遣公司负责缴纳社会保险费和住房公积金。

根据各劳务派遣公司出具的书面说明及提供的资料，其均已为劳务派遣员工办理了各项社会保险登记，并依法缴纳各项社会保险费。

根据各劳务派遣公司出具的书面说明及提供的资料，报告期内，除谢村源水电、安民水电及大洋水电的 6 名劳务派遣员工未缴纳住房公积金外，劳务派遣公司已为其余劳务派遣员工缴纳住房公积金。

根据上述法律法规，劳务派遣公司负责为劳务派遣员工缴纳住房公积金，且劳务派遣公司已出具说明，其与劳务派遣员工不存在劳动纠纷、劳动仲裁案件。因此上述个别劳务派遣员工未缴纳住房公积金情况不会对发行人产生重大不利影响。

3、劳动合同纠纷情况

根据各劳务派遣公司出具的书面说明,经查询浙江劳动人事争议调解仲裁网络平台,报告期内,劳务派遣公司与派遣至发行人处的员工不存在劳动合同纠纷。

(四) 股东的承诺情况

发行人股东浙能集团、新能发展出具承诺:如果发行人及其控股子公司自其设立之日起至发行上市日期间因社会保险、住房公积金的实际缴纳情况或劳务派遣用工情况而被政府主管部门要求补缴社会保险或住房公积金,或被政府主管部门处以行政处罚,或被政府主管部门、法院或仲裁机构决定、判决或裁定向任何员工或其他方支付补偿或赔偿,本公司将按本公司截至本承诺函出具之日持有发行人的股份比例向发行人进行补偿,使发行人不因此遭受任何损失。

(五) 相关主管部门出具的合法合规证明情况

发行人已依法为员工缴纳基本养老保险费、基本医疗保险费、失业保险费、工伤保险费、生育保险费及缴存住房公积金,截至本招股意向书签署之日,发行人及各控股子公司已出具说明或取得所在地社会保险主管部门和住房公积金管理中心出具的证明,各公司报告期内按时缴纳基本养老保险费、基本医疗保险费、失业保险费、工伤保险费、生育保险费及缴存住房公积金,不存在因违反相关法律、法规而受到行政处罚的情形。在报告期内不存在违反劳动保障法律法规的重大违法违规行为,也未因其违反劳动保障法律法规而受到行政处罚。

(六) 薪酬情况

1、员工薪酬政策

公司遵守《劳动合同法》等有关法律法规、部门规章和规范性文件,以公司发展战略为依据,同时结合行业及公司经营特点,制订了员工薪酬政策。坚持公开、公平、公正,以岗定级,一岗多薪,考核增减奖金的原则。

公司薪酬结构包括岗位薪点工资、劳动积累工资、奖金等三部分。岗位薪点工资即以劳动岗位为对象,按岗位确定薪点标准,与员工工作业绩和公司经济效益挂钩的工资分配形式。为适当提高劳动积累因素的工资在员工工资收入中的比

重，实行员工劳动积累工资办法，按照员工工作年限确定劳动积累点，以员工劳动积累点和点值计算劳动积累工资。奖金分配以劳动岗位为对象，与员工工作业绩和工作效率挂钩的工资辅助性分配形式。

2、上市前后高管薪酬安排

根据发行人《职工工资分配管理办法》及高管绩效考核指标等规定考核并发放高级管理人员薪酬。

截至本招股意向书签署之日，公司未对上市后高级管理人员薪酬作出任何特别安排，也未审议与之相关的提案。

3、薪酬与考核委员会对工资奖金的规定

薪酬与考核委员会是董事会按照股东大会决议设立的专门工作机构，由独立董事孙家红担任召集人，张国昀、王树乾担任委员会委员。根据《董事会薪酬与考核委员会工作细则》规定，薪酬与考核委员会主要负责制定、审查公司董事、高级管理人员的薪酬政策与方案，负责制定公司董事及高级管理人员的考核标准并进行考核，对董事会负责。

薪酬与考核委员会的主要职责权限：（1）研究拟定公司董事与高级管理人员考核标准和考核办法，进行考核并向董事会提出建议；（2）研究和审查董事、监事和高级管理人员的薪酬政策与方案并向董事会提出建议；（3）审查董事、高级管理人员履行职责情况，向董事会提出考核、评价的建议；（4）法律、法规、规章、规范性文件和《公司章程》规定的以及董事会授权的其他事宜。

4、员工薪酬水平

（1）各级别员工的薪酬标准

公司员工分为“高层人员”、“中层人员”和“普通员工”三种级别，其中，“高层人员”包括在公司领取薪酬的董事、监事及高级管理人员；“中层人员”包括母公司除高层人员以外的副主任及以上级别的人员，控股子公司总经理、副总经理等；“普通员工”为除上述人员以外的其他人员。高层人员大部分采用年薪制，主要包括基本年薪、绩效年薪、净利润超额奖励和专项奖励部分。中层及普通人员薪酬主要包括工资、专项奖励、津贴和补贴。

(2) 公司总薪酬、平均薪酬及增长情况

报告期内，公司各级别员工薪酬总额情况如下：

单位：万元

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
高层人员	999.17	7.68%	653.04	6.24%	273.14	3.36%
中层人员	3,123.49	24.02%	2,577.81	24.63%	2,287.34	28.15%
普通员工	8,879.60	68.29%	7,233.42	69.12%	5,566.25	68.49%
合计	13,002.26	100.00%	10,464.27	100.00%	8,126.73	100.00%

报告期内，公司分级别薪酬结构较为稳定，以普通员工薪酬为主，员工薪酬总额逐年上升。

报告期内，公司各级别员工薪酬平均水平变化及情况如下：

单位：万元

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度
	月均薪酬	增长率	月均薪酬	增长率	月均薪酬
高层人员	7.81	6.35%	7.34	55.81%	4.71
中层人员	3.57	4.80%	3.41	18.51%	2.88
普通员工	1.40	10.16%	1.27	17.57%	1.08

注：月均薪酬=年度薪酬总额/各月人数总和。

2019 年人均薪酬增长的主要原因：除 2019 年业绩提升相关奖金提高外，2018 年以来，公司开展了大量并购和项目开发建设工作，专项奖励上升提高了整体薪酬水平，另根据奖励原则，高层人员参与所有项目的奖金分配，其余人员依据所负责的项目参与奖金分配，因此当年高层人员的薪酬涨幅相对较高。

(3) 同当地企业平均薪酬对比

2018-2020 年度，公司员工年均薪酬与当地企业对比情况如下：

单位：万元

项目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
员工年均薪酬	21.23	19.19	16.23
杭州市全社会单位就业人员平均工资	未披露	8.20	7.37
浙江省非私营单位就业人员平均工资	未披露	9.97	8.89

注：员工年均薪酬=年度薪酬总额/各月总人数*12 个月。杭州市全社会单位就业人员平

均工资来自杭州市统计局网站，浙江省非私营单位就业人员平均工资来自浙江省统计局网站。

2018-2019 年度，公司员工年均薪酬均高于杭州市全社会单位就业人员及浙江省非私营单位就业人员平均工资水平。

(4) 同行业公司平均薪酬对比

2018-2019 年度，公司员工年均薪酬与同行业上市公司对比情况如下：

单位：万元

公司	2020 年度	2019 年度	2018 年度
太阳能（000591.SZ）	未披露	11.72	10.68
甘肃电投（000791.SZ）	未披露	7.64	7.11
京运通（601908.SH）	未披露	7.39	8.13
长江电力（600900.SH）	未披露	25.86	23.79
华能水电（600025.SH）	未披露	26.44	24.67
江苏新能（603693.SH）	未披露	13.54	13.30
同行业上市公司算数平均数	未披露	15.43	14.61
本公司	21.23	19.19	16.23

2018-2019 年度，公司员工年均薪酬水平高于同行业上市公司算数平均数，低于长江电力、华能水电等大型央企，但高于江苏新能、甘肃电投、太阳能等国有企业。

5、劳务派遣薪酬水平

报告期内，公司存在劳务派遣人员，劳务派遣人员月均工资情况如下：

项目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
期末劳务派遣人数（人）	13	22	108
劳务派遣人员月均工资（元）	6,828.63	5,159.47	5,735.00

劳务派遣人员从事的工作内容主要为辅助工作，相应其平均薪酬低于公司员工平均薪酬。

(七) 劳务外包

1、外包协议内容及履行情况

为规范前述劳务派遣人数超标的情形，公司及控股子公司制定了相应的整改方案，具体为：（1）将部分劳务派遣员工转为正式员工；（2）将已完成劳务派遣工作的人员退回劳务派遣公司；（3）将部分辅助性后勤工作外包给劳务外包公司。相关劳务外包协议具体情况如下：

序号	公司名称	外包协议对方	外包服务内容	合同期限
1	浙江新能	浙江雷博人力资源开发有限公司	（1）食堂管理与餐饮服务；（2）车辆管理与驾驶服务；（3）通用后勤服务	2019.9.1-2022.8.31
2	北海水电	浙江梅苑酒店管理有限公司	（1）招待所的日常管理清洁服务；（2）水工维护；（3）餐饮管理服务；（4）会务接待服务；（5）日常巡查维护；（6）开展厂区及生活区范围内绿化及保洁服务的督查等管理工作；（7）生产区域辅助管理	2019.1.1-2020.5.31
3	华光潭水电	杭州辰意物业管理有限公司	（1）物业管理；（2）保洁服务；（3）餐饮服务；（4）车辆管理；（5）消防维保；（6）软件服务；（7）内勤服务；（8）仓库管理	2019.4.1-2022.3.31
4	安民水电	丽水至诚人力资源开发有限公司	食堂、安保	2019.1.1-2020.12.31
5	龙川水电	遂昌县神剑保安服务有限公司	餐饮服务、安保服务、保洁服务	2019.1.1-2020.12.31
6	龙川水电	雷慧军	根据厂区范围内绿化等零星劳务用工的需要开展除草、杀虫、施肥、浇水、松土、苗木修剪、厂区保洁等服务	2019.1.11-2020.12.31
7	龙川水电	雷有根	根据厂区范围内绿化等零星劳务用工的需要开展除草、杀虫、施肥、浇水、松土、苗木修剪、厂区保洁等服务	2019.1.1-2019.12.31
8	龙川水电	钟松贤	根据厂区范围内绿化等零星劳务用工的需要开展除草、杀虫、施肥、浇水、松土、苗木修剪、厂区保洁等服务	2020.1.1-2020.12.31
9	嘉兴海上风电	浙江雷博人力资源开发有限公司	车辆管理与驾驶服务	2019.9.1-2020.8.31
10	长兴新能	浙江雷博人力资源开发有限公司	（1）综合后期服务；（2）仓库及物资管理服务；（3）车辆管理及驾驶服务；（4）光伏组件清洁服务	2019.8.1-2020.1.31
11	松阳光伏	松阳县四方保安服务有限公司	安保、驾驶员、厨师、保洁和后勤物业服务	2019.1.1-2019.12.31
12	宁夏新能源	宁夏祥禾娟物业服务有限公司	（1）物业管理、保洁服务；（2）餐饮服务；（3）会务管理、接待服务；（4）车辆驾驶服务	2020.4.1-2021.3.31

公司已按照劳务外包协议约定，为劳务外包公司业务人员提供符合国家、地

方有关劳动作业法规的工作环境及配套生活保障，对其进行安全培训，并提供相应劳保用具。劳务外包公司在进行劳务外包过程中能够顺利履行外包合同约定的内容，相关内部控制制度健全并有效执行。

2、外包提供方资质及关联关系

公司劳务外包业务主要内容为安保、驾驶、后勤工作等，涉及的是辅助性劳动工作，从事该等业务不需要相关的专业资质。

上述外包提供方中，浙江梅苑酒店管理有限公司曾与公司为同一控股股东控制的企业（已于2020年9月对外转让），公司董事骆红胜担任浙江梅苑酒店管理有限公司董事，除前述情况外，外包的提供方与公司及其股东、董事、监事、高级管理人员、核心技术人员及客户不存在关联关系、亲属关系。

十、持有5%以上股份的主要股东作出的承诺及履行情况

（一）关于所持股份的流通限制和自愿锁定的承诺

详见本招股意向书重大事项提示之“一、（一）股份锁定承诺”、“一、（二）公司发行前持股5%以上股东的持股意向及减持意向承诺”部分相关内容。

（二）关于稳定股价措施的承诺

详见本招股意向书重大事项提示之“五、关于公司稳定股价的预案”部分相关内容。

（三）关于持股意向及减持意向的承诺

详见本招股意向书重大事项提示之“一、（二）公司发行前持股5%以上股东的持股意向及减持意向承诺”部分相关内容。

（四）关于填补被摊薄即期回报的措施及承诺

详见本招股意向书重大事项提示之“一、（三）填补被摊薄即期回报的措施及承诺”部分相关内容。

（五）未履行承诺事项的约束措施

详见本招股意向书重大事项提示之“一、（四）相关责任主体关于未履行相关承诺的约束措施”部分相关内容。

（六）关于因信息披露重大违规回购新股、购回股份、赔偿损失的相关承诺

详见本招股意向书重大事项提示之“一、（五）关于因信息披露重大违规回购新股、购回股份、赔偿损失的相关承诺”部分相关内容。

（七）关于避免同业竞争的承诺

详见本招股意向书第七节之“二、（六）避免同业竞争的承诺”部分相关内容。

（八）关于规范关联交易的承诺

详见本招股意向书第七节之“五、（四）拟采取的减少关联交易的措施”部分相关内容。

第六节 业务与技术

一、发行人的主营业务、主要产品及设立以来的变化情况

（一）发行人的主营业务

公司的业务为水力发电、光伏发电、风力发电等可再生能源项目的投资、开发、建设和运营管理。

公司的经营范围是：实业投资，风力发电、水力发电、太阳能发电的开发、运营，工程项目管理，天然水收集和分配，可再生能源技术的技术开发、技术咨询、技术服务，设备维修，检测技术服务，供水服务，供电服务。

（二）发行人的主要产品

公司的主要产品是电力。

截至 2020 年 12 月 31 日，公司已投产电站控股装机容量为 268.605 万千瓦，其中水力发电 79.42 万千瓦、光伏发电 157.355 万千瓦、风力发电 31.83 万千瓦。截至 2020 年 12 月 31 日，公司拥有已核准的在建/筹建电站控股装机容量（即未并网发电装机容量）61.52 万千瓦。

截至 2020 年 12 月 31 日，本公司控股或参股的已投产电站情况如下：

单位：万千瓦

类别	电站名称	装机容量	持股比例 注 1	控股装机容量	权益装机容量	控股/参股
水电	滩坑水电站	60.40	65.00%	60.40	39.26	直接控股
水电	华光潭一级水电站	6.00	90.00%	6.00	5.40	直接控股
水电	华光潭二级水电站	2.50	90.00%	2.50	2.25	直接控股
水电	毛洋水电站	0.64	100.00%	0.64	0.64	直接控股
水电	新桥头水电站	0.32	100.00%	0.32	0.32	直接控股
水电	岩樟溪一级水电站	2.00	68.00%	2.00	1.36	直接控股
水电	岩樟溪二级水电站	0.70	68.00%	0.70	0.48	直接控股
水电	谢村源二级水电站	1.60	66.30%	1.60	1.06	直接控股

类别	电站名称	装机容量	持股比例 注1	控股装机容量	权益装机容量	控股/参股
水电	谢村源三级水电站	0.40	66.30%	0.40	0.27	直接控股
水电	安民一级水电站	1.26	63.00%	1.26	0.79	直接控股
水电	安民二级水电站	0.40	63.00%	0.40	0.25	直接控股
水电	应村水电站	3.20	51.00%	3.20	1.63	直接控股
水电	上标二级水电站	1.00	44.44%	--	0.44	参股
水电	雁溪水电站	0.126	44.44%	--	0.06	参股
水电	南庄水电站	0.50	41.00%	--	0.21	参股
水电	青山殿水电站	4.00	35.50%	--	1.42	参股
水电	沙畈二级水电站	1.00	35.00%	--	0.35	参股
水电	泰顺仙居水电站	2.50	30.00%	--	0.75	参股
水电	玉溪水电站	4.00	32.47%	--	1.30	参股
水电	石塘水电站	8.58	26.60%	--	2.28	参股
水电	高湖水电站	0.20	17.43%	--	0.04	参股
水电	珊溪水电站	20.00	15.36%	--	3.07	参股
水电	赵山渡水电站	2.00	15.36%	--	0.31	参股
水电	桐柏抽水蓄能电站	120.00	23.00%	--	27.60	参股
水电	谢村源一级水电站	0.25	15.07%	--	0.04	参股
水电	天荒坪抽水蓄能电站	180.00	11.11%	--	20.00	参股
水电小计		423.576	--	79.42	111.57	--
光伏	仙丰光伏电站	8.40	53.50%	8.40	4.49	间接控股
光伏	力诺光伏电站	2.00	53.50%	2.00	1.07	间接控股
光伏	金田铜业一、二期分布式光伏电站	2.998	100.00%	2.998	3.00	直接控股
光伏	京九电源屋顶光伏电站	1.80	53.50%	1.80	0.96	间接控股
光伏	金田材料分布式光伏电站	1.10	100.00%	1.10	1.10	直接控股
光伏	松阳光伏地面电站	3.50	32.10%	3.50	1.12	间接控股
光伏	余杭梦想小镇屋顶分布式光伏电站	0.114	32.10%	0.114	0.04	间接控股
光伏	松阳光伏小康电站	2.35	51.00%	2.35	1.20	直接控股
光伏	中远海运重工屋顶分布式光伏电站	1.99	51.00%	1.99	1.02	直接控股
光伏	中卫正泰迎水桥中卫十五光伏电站	2.00	27.285%	2.00	0.55	间接控股

类别	电站名称	装机容量	持股比例 注1	控股装机容量	权益装机容量	控股/参股
光伏	中卫清银镇罗中卫三十四光伏电站	3.00	27.285%	3.00	0.82	间接控股
光伏	帷盛上河湾光伏电站	2.50	27.285%	2.50	0.68	间接控股
光伏	正泰红沙岗光伏电站	5.00	27.285%	5.00	1.36	间接控股
光伏	高台县高崖子滩光伏电站	10.00	27.285%	10.00	2.73	间接控股
光伏	嘉峪关正泰光伏电站	3.00	27.285%	3.00	0.82	间接控股
光伏	敦煌天润光伏电站	3.00	27.285%	3.00	0.82	间接控股
光伏	敦煌正泰一期光伏电站	5.00	27.285%	5.00	1.36	间接控股
光伏	敦煌正泰二期光伏电站	5.00	27.285%	5.00	1.36	间接控股
光伏	正泰红柳柳园光伏电站	2.00	27.285%	2.00	0.55	间接控股
光伏	清能上河湾光伏电站	10.00	27.285%	10.00	2.73	间接控股
光伏	永昌正泰一期光伏电站	10.00	27.285%	10.00	2.73	间接控股
光伏	永昌正泰二期光伏电站	10.00	27.285%	10.00	2.73	间接控股
光伏	精河一期 20MW 并网光伏发电项目	2.00	53.50%	2.00	1.07	间接控股
光伏	精河二期 20MW 并网光伏发电项目	2.00	53.50%	2.00	1.07	间接控股
光伏	精河三期 30MW 并网光伏发电项目	3.00	53.50%	3.00	1.61	间接控股
光伏	精河四期 20MW 并网光伏发电项目	2.00	53.50%	2.00	1.07	间接控股
光伏	柯坪县 20MW 光伏并网电站	2.00	53.50%	2.00	1.07	间接控股
光伏	乌兰一期 20MW 并网光伏发电项目	2.00	53.50%	2.00	1.07	间接控股
光伏	乌兰二期 20MW 并网光伏发电项目	2.00	53.50%	2.00	1.07	间接控股
光伏	苏州美盈森新能源一期 500KW 分布式光伏发电项目	0.05	53.50%	0.05	0.03	间接控股
光伏	长沙中民筑友屋顶分布式光伏项目	0.25	53.50%	0.25	0.13	间接控股
光伏	徐州统一企业有限公司 3MW 分布式光伏发电项目	0.30	53.50%	0.30	0.16	间接控股
光伏	泰州统一联 3.8MW 分布式光伏项目	0.38	53.50%	0.38	0.20	间接控股

类别	电站名称	装机容量	持股比例 注1	控股装机容量	权益装机容量	控股/参股
光伏	丹阳中康吕城镇 4MW 光伏项目	0.40	53.50%	0.40	0.21	间接控股
光伏	无锡普洛菲斯 650 千瓦 光伏项目	0.065	53.50%	0.065	0.04	间接控股
光伏	南康中学 1.43MW 屋顶 光伏项目	0.143	53.50%	0.143	0.08	间接控股
光伏	南康爱康光伏项目	0.34	53.50%	0.34	0.18	间接控股
光伏	济南统联 4.75MW 建筑 屋顶分布式光伏发电项目	0.475	53.50%	0.475	0.25	间接控股
光伏	博州一期 30MW 并网光 伏发电项目	3.00	53.50%	3.00	1.61	间接控股
光伏	博州二期 20MW 并网光 伏发电项目	2.00	53.50%	2.00	1.07	间接控股
光伏	博州三期 30MW 并网光 伏发电项目	3.00	53.50%	3.00	1.61	间接控股
光伏	博州四期 20MW 并网光 伏发电项目	2.00	53.50%	2.00	1.07	间接控股
光伏	博州五期 60MW 并网光 伏发电项目	6.00	37.45%	6.00	2.25	间接控股
光伏	博州六期 20MW 并网光 伏发电项目	2.00	37.45%	2.00	0.75	间接控股
光伏	特克斯昱辉光伏发电项目	2.00	53.50%	2.00	1.07	间接控股
光伏	73 团一期 30MWp 光伏 发电项目	3.00	53.50%	3.00	1.61	间接控股
光伏	奇台一期 30MW 并网光 伏发电项目	3.00	53.50%	3.00	1.61	间接控股
光伏	奇台二期 30MW 并网光 伏发电项目	3.00	53.50%	3.00	1.61	间接控股
光伏	内蒙古四子王旗江岸苏 木 100MW (一期 20MW) 光伏发电项目	2.00	53.50%	2.00	1.07	间接控股
光伏	埇桥夹沟一期 20MW 地 面分布式光伏发电项目	2.00	53.50%	2.00	1.07	间接控股
光伏	客路村 30MW 农光互补 光伏项目	3.00	48.15%	3.00	1.45	间接控股
光伏	宁海成塘 22MWp 渔光 互补发电项目	2.20	100.00%	2.20	2.20	间接控股
光伏	五家渠浙新能六师北塔 山牧场 50MWp 光伏发	5.00	100.00%	5.00	5.00	直接控股

类别	电站名称	装机容量	持股比例 注1	控股装机容量	权益装机容量	控股/参股
	电项目					
光伏	五家渠浙能新能源六师北塔山牧场 20MWp 光伏发电项目	2.00	100.00%	2.00	2.00	直接控股
光伏小计		157.355		157.355	69.56	
风电	洞头风电场	1.35	100.00%	1.35	1.35	分公司
风电	海西华汇大柴旦 50MW 风电建设项目	5.00	90.00%	5.00	4.50	间接控股
风电	浙能宁夏中卫香山 120MW 风电项目	12.00	100.00%	12.00	12.00	直接控股
风电	五家渠浙能新能源六师北塔山牧场 100MW 风电项目	10.00	100.00%	10.00	10.00	直接控股
风电	江苏竹根沙 (H2#) 300MW 海上风电场项目注2	3.48	51.00%	3.48	1.78	间接控股
风电	山西华电阳高南顶山风电场 48MW 风力发电项目	4.80	35.00%	--	1.68	参股
风电	广灵甸顶山 49.5MW 风电项目	4.95	35.00%	--	1.73	参股
风电	广灵甸顶山二期 49.5MW 风力发电项目	4.95	35.00%	--	1.73	参股
风电	广灵甸顶山三期 49.5MW 风力发电项目	4.95	35.00%	--	1.73	参股
风电小计		51.48	--	31.83	36.50	--
合计		632.411	--	268.605	217.63	

截至 2020 年 12 月 31 日，本公司尚未并网发电项目情况如下：

单位：万千瓦

类别	电站名称	装机容量	持股比例	控股装机容量	权益装机容量	控股/参股
风电	浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目	30.00	100.00%	30.00	30.00	直接控股
风电	江苏竹根沙 (H2#) 300MW 海上风电场项目	26.52	51.00%	26.52	13.53	间接控股
风电	浙能嵊泗 2#海上风电场	40.00	50.00%	--	20.00	参股
水电	衢江抽水蓄能电站	120.00	15.00%	--	18.00	参股

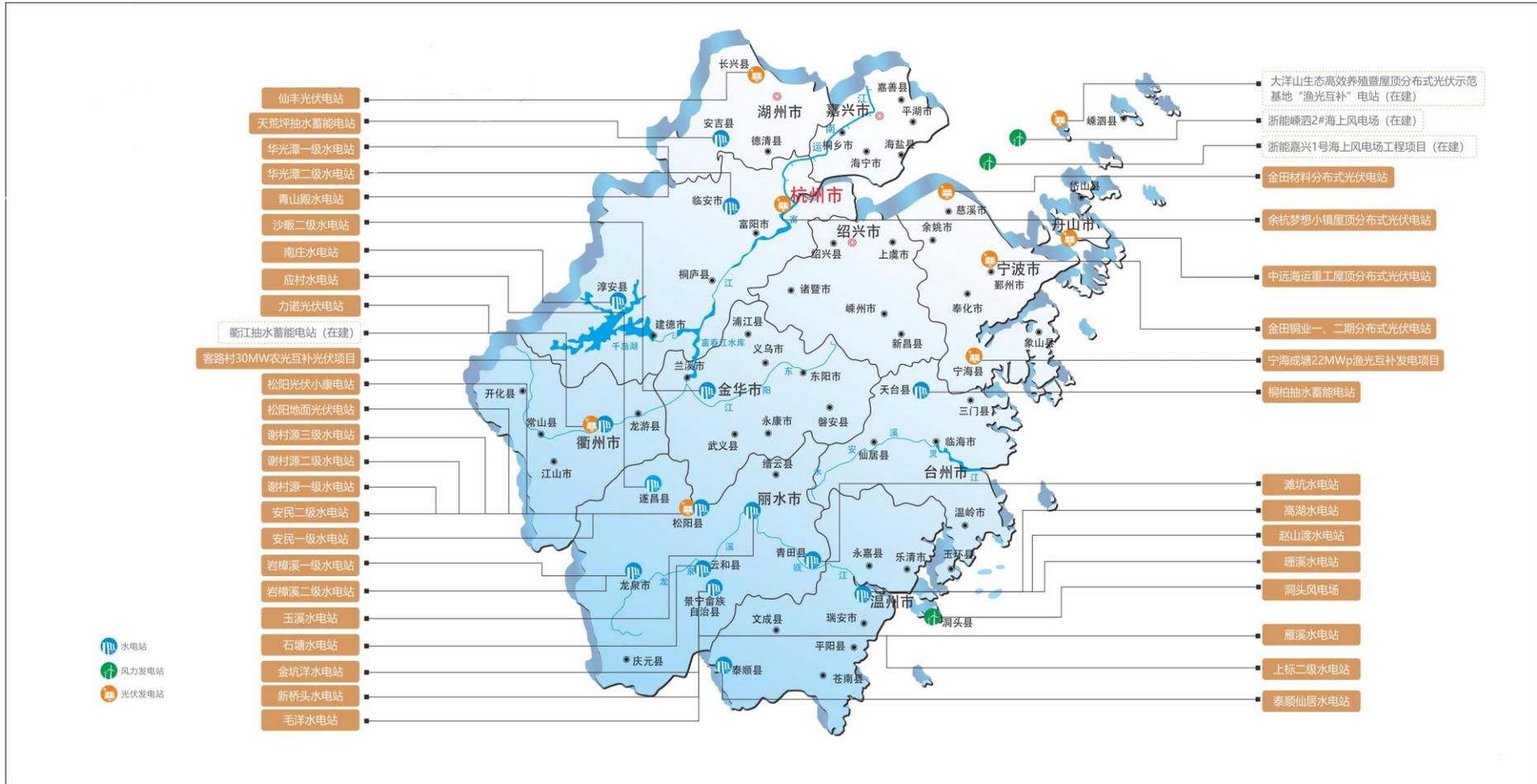
类别	电站名称	装机容量	持股比例	控股装机容量	权益装机容量	控股/参股
光伏	大洋山生态高效养殖暨屋顶分布式光伏示范基地“渔光互补”电站	1.98	20.00%	--	0.40	参股
光伏	格尔木浙新能乌图美仁50兆瓦平价光伏项目	5.00	85.50%	5.00	4.28	间接控股
合计		223.50		61.52	86.20	

注 1：间接控股公司的持股比例由各级持股比例相乘所得。

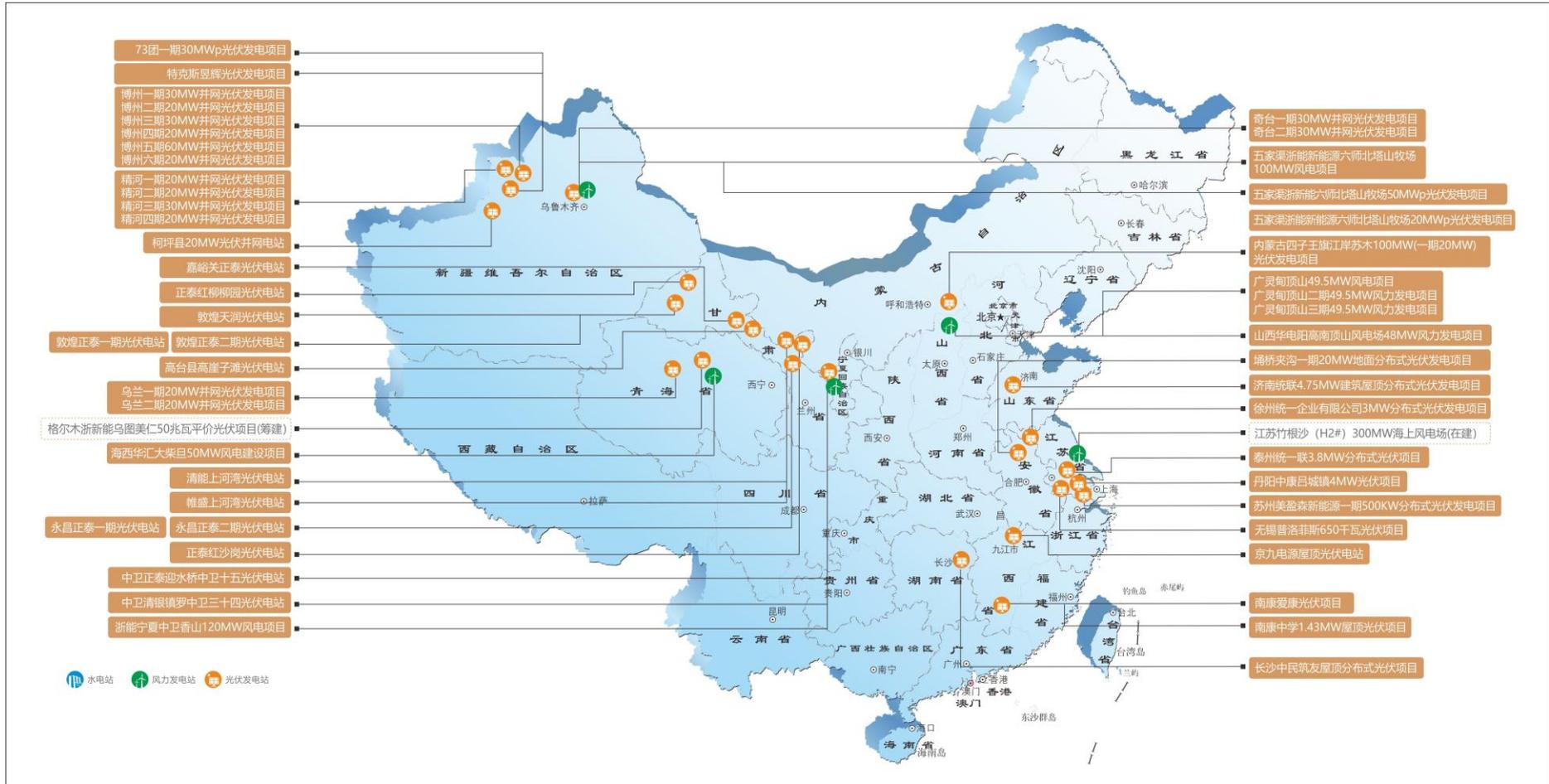
注 2：江苏竹根沙(H2#)300MW 海上风电场项目于 2020 年 9 月后陆续并网，截至 2020 年 12 月 31 日已并网装机容量为 3.48 万千瓦。

截至 2020 年 12 月 31 日，公司电站分布图如下：

浙江省内:



浙江省外：



（三）公司设立以来，主营业务及主要产品的变化情况

2002年，浙江省水利厅以下属水电资产设立公司的前身水电集团，此时公司的主营业务为水力发电；2010年，经浙江省人民政府批准，公司无偿划转至浙能集团，并于2010年起承担浙能集团可再生能源板块职能，主营业务发展为水力发电、风力发电、光伏发电等可再生能源发电业务。

公司始终秉承“激水、追风、逐光”的产业发展观，以改善能源结构、实现绿色可持续发展为己任，以可再生能源的投资开发、建设营运为核心定位，积极发展可再生能源，近年来通过“收购与新建并重、海上与陆上并重、省内与省外并重”的策略，优化产业结构，快速提升装机规模。

公司自成立以来，始终围绕发展水力发电、光伏发电和风力发电等可再生能源业务，主营业务未发生变化；主要产品是电力，未发生变化。

二、发行人所处行业的基本情况

（一）行业概览

根据证监会公布的《上市公司行业分类指引》（2012年修订），公司所属行业为电力、热力生产和供应业（D44）；根据《国民经济行业分类（GB/T4754-2017）》，公司所处行业为电力、热力生产和供应业中的水力发电（D4413）、风力发电（D4415）和太阳能发电（D4416）。

电力工业是生产和输送电能的工业，分为发电、输电、配电和供电四个环节，发行人处于电力工业中的发电环节。可用于发电的一次能源分为不可再生能源和可再生能源，不可再生能源主要有煤、石油、天然气等化石能源，可再生能源包括风能、太阳能、水能、生物质能、地热能、海洋能等非化石能源，它们在自然界可以循环再生。发行人专注于利用可再生能源进行发电，包括水力发电、光伏发电、风力发电。发行人所处行业为国家重点支持和鼓励发展的行业，符合国家“十三五”规划。

（二）行业主管部门、监管体制、主要法律法规及政策

1、行业主管部门和监管体制

公司所属行业的监管采取行政监管与行业自律相结合的方式。

（1）行政监管部门

①国家发展和改革委员会

国家发展和改革委员会为国务院的组成部门，负责推进可持续发展战略，负责节能减排的综合协调工作，组织拟订发展循环经济、全社会能源资源节约和综合利用规划及政策措施并协调实施，参与编制生态建设、环境保护规划，协调生态建设、能源资源节约和综合利用的重大问题，综合协调环保产业和清洁生产促进有关工作等。同时，国家发展和改革委员会作为国家经济的宏观调控部门，直接负责制定我国的能源发展规划、电价政策，并具体负责电站或电场项目投资及建设的审批。

②自然资源部

2018年3月，国务院将国土资源部的职责，国家发展和改革委员会的组织编制主体功能区规划职责，住房和城乡建设部的城乡规划管理职责，水利部的水资源调查和确权登记管理职责，农业部的草原资源调查和确权登记管理职责，国家林业局的森林、湿地等资源调查和确权登记管理职责，国家海洋局的职责，国家测绘地理信息局的职责整合，组建自然资源部，作为国务院组成部门。自然资源部对外保留国家海洋局牌子。

自然资源部主要职责有履行全民所有土地、矿产、森林、草原、湿地、水、海洋等自然资源资产所有者职责和所有国土空间用途管制职责，拟订自然资源和国土空间规划及测绘、极地、深海等法律法规草案，制定部门规章并监督检查执行情况，负责自然资源统一确权登记工作，负责自然资源的合理开发利用，组织拟订自然资源发展规划和战略，组织拟订并实施土地、海洋等自然资源年度利用计划，负责监督实施海洋战略规划和发展海洋经济，负责海洋开发利用和保护的监督管理工作，根据中央授权，对地方政府落实党中央、国务院关于自然资源和国土空间规划的重大方针政策、决策部署及法律法规执行情况进行督察等。

③国家能源局

2013年3月，国务院将国家能源局、国家电力监管委员会的职责整合，重新组建国家能源局，由国家发展和改革委员会管理，不再保留国家电力监管委员会。国家能源局主要职责包括负责起草能源发展和有关监督管理的法律法规送审稿和规章，拟订并组织实施能源发展战略、规划和政策，推进能源体制改革，拟订有关改革方案，组织制定新能源和可再生能源等能源的产业政策及相关标准，监管电力市场运行，规范电力市场秩序，监督检查有关电价，拟订各项电力辅助服务价格，负责电力行政执法，按国务院规定权限，审批、核准、审核能源固定资产投资等项目等。

水电、光伏发电和风电行业涉及国民经济的多个领域，除上述主要行政部门直接监督管理外，生态环境部、地方发改委、地方能源主管部门及地方政府投资主管部门等均有监督管理的职责。

(2) 行业自律组织

①中国可再生能源学会

原中国太阳能学会，成立于1979年，是中国科学技术协会所属，主要职责包括开展新能源和可再生能源领域的科学技术发展方向、产业发展战略、科技规划编制、相关政策以及重大技术经济问题的探讨与研究，提出咨询和建议；开展新能源和可再生能源民间国际科学技术交流活动，促进国际科学技术合作；促进新能源和可再生能源科学技术成果的转化，促进产学研相结合，促进产业科技进步；组织会员和科学技术工作者建立以企业为主体的技术创新体系，为促进提升企业的自主创新能力作贡献等。

②中国可再生能源学会风能专业委员会/中国风能协会（CWEA）

CWEA成立于1981年，2001年经科技部和科学技术协会批准，以中国风能协会的名义加入全球风能理事会（GWEC），宗旨是作为对外学术交流和技術合作的窗口、政府和企事业单位之间的桥梁和纽带，促进我国风能技术的进步，推动风能产业的发展，增加全社会新能源意识。主要业务有组织行业学术交流及科技成果展览展示活动，组织各类培训活动，跟踪并研究分析国内外风能技术和

产业发展态势，开展技术经济政策研究及重大项目可行性研究，为政府部门制定风能发展规划及政策提供支持。

③中国水利企业协会（CWEC）

CWEC 成立于 1995 年，业务范围主要有宣传贯彻中央水利方针政策，开展水利行业和水利企事业单位改革发展重大问题研究，为制定相关行业政策、规范、标准和行业指南等提供建议、服务和支撑，通过法律法规授权或受政府委托，开展行业准入、统计调查、安全生产和质量管理等方面的基础性工作，组织制定并颁布团体标准，推进行业诚信体系建设，建立健全行业自律机制，承担水利企业资质、从业人员（执业、职业）资格管理和有关专业技术人员培训等工作。

④中国循环经济协会可再生能源专业委员会（CREIA）

CREIA 成立于 2002 年，致力于推动可再生能源领域技术进步和先进技术的推广，积极促进中国可再生能源产业的商业化发展，是政府部门、其它组织及协会、科研单位和企业之间重要沟通的桥梁，是联系国内外可再生能源领域企业间的重要纽带。

⑤中国光伏行业协会

成立于 2014 年，是由中国民政部批准成立、工信部为业务主管单位的国家一级协会，主要职责包括贯彻落实政府有关的政策、法规，向政府业务主管部门及相关部门提出本行业发展的咨询意见和建议，参与制定光伏行业的行业、国家或国际标准，推动产品认证、质量检测等体系的建立和完善，促进光伏行业内部及与其他行业在技术、经济、管理、知识产权等方面的合作，协调会员单位之间的关系，广泛开展产业、技术、市场交流和学术交流活动等。

2、行业主要法律法规及政策

（1）行业主要法律法规

目前，与行业相关的主要法律法规如下：

类别	名称	发布单位	实施日期
法律	《中华人民共和国电力法》	全国人大常委会	1996 年 4 月 1 日（2018 年 12 月 29 日修订）

类别	名称	发布单位	实施日期
	《中华人民共和国土地管理法》	全国人大常委会	1987年1月1日（2019年8月26日修订）
	《中华人民共和国环境保护法》	全国人大常委会	1989年12月26日（2014年4月24日修订）
	《中华人民共和国安全生产法》	全国人大常委会	2002年11月1日（2014年8月31日修订）
	《中华人民共和国可再生能源法》	全国人大常委会	2006年1月1日（2009年12月26日修订）
	《中华人民共和国节约能源法》	全国人大常委会	1998年1月1日（2018年10月26日修订）
法规	《电力监管条例》	国务院	2005年5月1日
	《促进产业结构调整暂行规定》	国务院	2005年12月2日

（2）行业相关政策

目前，公司所处行业主要的相关政策如下：

政策名称	发布单位	发布日期	相关内容
《可再生能源产业发展指导目录》	国家发改委	2005年11月29日	明示了风能、太阳能、生物质能、地热能、海洋能、水能等六大领域88个可再生能源产业发展项目，是产业发展的指导目录。
《电力业务许可证管理规定》	国家电力监管委员会	2005年12月1日	规定电力业务许可证分为发电、输电、供电三个类别。从事发电业务的，应当取得发电类电力业务许可证。
《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》	国家发改委	2006年1月4日	采用额外费用分摊的方法，向电网中的所有用户征收一定的额外费用，用于补贴可再生能源发电。
《可再生能源发电有关管理规定》	国家发改委	2006年1月5日	贯彻落实《可再生能源法》，规范可再生能源发电项目管理，促进我国可再生能源发电产业的更快发展。
《促进风电产业发展实施意见》	国家发改委、财政部	2006年11月13日	加快风电发展，促进增加清洁能源供应、保护环境、实现可持续发展。
《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》	国家发改委	2007年1月11日	规定可再生能源发电价格高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的差额部分在全国省级及以上电网销售电量中分摊。
《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》	国家电力监管委员会	2007年7月25日	电网企业应当严格按照国家核定的可再生能源发电上网电价、补贴标准和购售电合同，及时、足额结算电费和补贴。
《可再生能源中长期发展规划》	国家发改委	2007年8月31日	提出了可再生能源发展规划，包括其意义、指导思想、发展目标、发展领域、投资估算和效益分析等内容。
《关于完善风力	国家发改委	2009年7	规范风电价格管理，促进风力发电产业健康

政策名称	发布单位	发布日期	相关内容
《发电上网电价政策的通知》		月 20 日	持续发展，继续实行风电价格费用分摊制度。
《海上风电开发建设管理暂行办法》	国家能源局、国家海洋局	2010 年 1 月 22 日	规范海上风电项目开发建设管理，促进海上风电健康、有序发展。
《关于加强风电并网和消纳工作有关要求的通知》	国家能源局	2012 年 4 月 24 日	要求做好风电发展工作，提高风电开发利用效率，落实并网接入等风电场建设条件，做好风电场运行调度管理工作，提高风电场建设和运行水平。
《关于取消和下放一批行政审批项目等事项的决定》	国务院	2013 年 5 月 15 日	取消和下放一批行政审批项目等事项，共计 117 项，其中取消 2 个电力核准项目，下放部分水电站和风电站核准审批。
《分布式发电管理暂行办法》	国家发改委	2013 年 7 月 18 日	推动分布式发电应用，促进节能减排和可再生能源发展，共分总则、资源评价和综合规划、项目建设管理、电网接入、运行管理、政策保障及措施、附则 7 章 31 条。
《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》	国务院	2013 年 8 月 16 日	发挥价格杠杆引导资源优化配置的积极作用，促进光伏发电产业健康发展。
《关于加强风电项目核准计划管理有关工作的通知》	国家能源局	2014 年 1 月 6 日	已列入“十二五”第一批风电项目核准计划但未完成核准的项目，不再纳入核准计划管理，取消核准资格。如若再启动项目核准建设，申请补贴，需重新申请纳入核准计划。
《关于明确电力业务许可管理有关事项的通知》	国家能源局	2014 年 4 月 9 日	简化发电类电力业务许可证申请有关事项、完善输、供电类电力业务许可证颁发工作。
《关于海上风电上网电价政策的通知》	国家发改委	2014 年 6 月 5 日	对非招标的海上风电项目，区分潮间带风电和近海风电两种类型确定上网电价，鼓励通过特许权招标等市场竞争方式确定海上风电项目开发业主和上网电价。
《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》	国务院	2014 年 6 月 7 日	从能源安全、能源清洁利用、能源体制改革等多方面提出未来相当长一段时间能源发展的路径，并提出一系列约束性指标。
《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》	国家能源局	2014 年 9 月 2 日	高度重视发展分布式光伏发电的意义、加强分布式光伏发电应用规划工作、鼓励开展多种形式的分布式光伏发电应用。
《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》	国务院	2015 年 3 月 15 日	进一步明确新一轮电力体制改革的总体思路和基本原则。

政策名称	发布单位	发布日期	相关内容
《关于开展可再生能源就近消纳试点的通知》	国家发改委	2015年10月8日	明确在可再生能源富集的甘肃省、内蒙古自治区率先开展可再生能源就近消纳试点。
《关于完善陆上风电、光伏发电上网标杆电价政策的通知》	国家发改委	2015年12月22日	实行陆上风电、光伏发电上网标杆电价随发展规模逐步降低的价格政策。为使投资预期明确，陆上风电一并确定2016年和2018年标杆电价；光伏发电先确定2016年标杆电价，2017年以后的价格另行制定。
《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》	国家能源局	2016年2月29日	为促进可再生能源开发利用，保障实现2020、2030年非化石能源占一次能源消费比重分别达到15%、20%的能源发展战略目标，就建立可再生能源开发利用目标引导制度提出意见。
《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》	国家发改委	2016年3月24日	对风力发电、太阳能发电、生物质能发电、地热能发电、海洋能发电等非水可再生能源的发电进行全额保障收购。
《风电发展“十三五”规划》	国家能源局	2016年11月29日	推动能源结构转型升级，促进风电产业持续健康发展，明确了2016年至2020年我国风电发展的指导思想、基本原则、发展目标、建设布局、重点任务、创新发展方式及保障措施，是“十三五”时期我国风电发展的重要指南。
《太阳能发展“十三五”规划》	国家能源局	2016年12月8日	明确到2020年底，太阳能发电装机将达到1.1亿千瓦以上，其中，光伏发电装机达到1.05亿千瓦以上，太阳能年利用量将达到1.4亿吨标准煤以上。
《可再生能源发展“十三五”规划》	国家发改委	2016年12月10日	为实现2020年非化石能源占一次能源消费比重15%的目标，加快建立清洁低碳、安全高效的现代能源体系，促进可再生能源产业持续健康发展。
《“十三五”节能减排综合工作方案》	国务院	2016年12月20日	明确了节能减排综合工作的总体要求和目标，要优化产业和能源结构，加强重点领域节能；建立和完善节能减排市场化机制，落实节能减排目标责任。
《能源发展“十三五”规划》	国家发改委、国家能源局	2016年12月26日	主要阐明我国能源发展的指导思想、基本原则、发展目标、重点任务和政策措施，是“十三五”时期我国能源发展的总体蓝图和行动纲领。
《关于加强发电企业许可监督管理有关事项的通知》	国家能源局	2016年12月8日	严格电力业务许可制度，加快淘汰落后产能，促进可再生能源发展，充分发挥许可证在规范电力企业运营行为等方面的作用。

政策名称	发布单位	发布日期	相关内容
《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》	国家发改委	2016年12月26日	降低光伏发电和陆上风电标杆上网电价，明确海上风电标杆上网电价，鼓励通过招标等市场化方式确定新能源电价。
《解决弃水弃风弃光问题实施方案》	国家能源局	2017年11月8日	2017年，可再生能源电力受限严重地区的弃风状况明显缓解。甘肃、新疆的弃风率降至30%左右，吉林、黑龙江和内蒙古的弃风率降至20%左右。其他地区风电年利用小时数应达到国家能源局2016年下达的本地区最低保障收购年利用小时数（或弃风率低于10%）。到2020年，在全国范围内有效解决弃风问题。
《关于2018年光伏发电项目价格政策的通知》	国家发改委	2017年12月22日	降低2018年光伏发电价格，积极支持光伏扶贫，逐步完善通过市场形成价格的机制等具体政策。
《关于印发2018年能源工作指导意见的通知》	国家能源局	2018年3月7日	通知指出要稳步发展风电和太阳能发电。强化风电、光伏发电投资监测预警机制，控制弃风、弃光严重地区新建规模，确保风电、光伏发电弃电量和弃电率实现“双降”。
《分散式风电项目开发建设暂行管理办法》	国家能源局	2018年4月16日	简化分散式风电项目核准流程，建立简便高效规范的核准管理工作机制，鼓励试行项目核准承诺制。自发自用部分电量不享受国家可再生能源发展基金补贴，上网电量由电网企业按照当地风电标杆上网电价收购，其中电网企业承担燃煤机组标杆上网电价部分，当地风电标杆上网电价与燃煤机组标杆上网电价差额部分由可再生能源发展基金补贴。对未严格按照技术要求建设的分散式风电项目，国家不予补贴。
《关于进一步促进发电权交易有关工作的通知》	国家能源局	2018年4月27日	鼓励符合国家产业政策和相关规定、公平承担社会责任的燃煤自备电厂通过市场化方式参与发电权交易，由清洁能源替代发电。
《关于2018年度风电建设管理有关要求的通知》	国家能源局	2018年5月24日	从本通知印发之日起，尚未印发2018年风电度建设方案的省（自治区、直辖市）新增集中式陆上风电项目和未确定投资主体的海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价。已印发2018年度风电建设方案的省（自治区、直辖市）和已经确定投资主体的海上风电项目2018年可继续推进原方案。从2019年起，各省（自治区、直辖市）新增核准的集中式陆上风电项目和海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价。分散式风电项目可不参与竞争性配置。

政策名称	发布单位	发布日期	相关内容
《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》	国家发改委、财政部、国家能源局	2018 年 5 月 31 日	合理把握发展节奏，优化光伏发电新增建设规模；加快光伏发电补贴退坡，降低补贴强度；发挥市场配置资源决定性作用，进一步加大市场化配置项目力度。
《打赢蓝天保卫战三年行动计划》	国务院	2018 年 6 月 27 日	明确加快发展清洁能源和新能源；到 2020 年，非化石能源占能源消费总量比重达到 15%；有序发展水电，安全高效发展核电，优化风能、太阳能开发布局等；加大可再生能源消纳力度，基本解决弃水、弃风、弃光问题。
《关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知》	国家发改委、国家能源局	2018 年 7 月 19 日	通知明确为促进清洁能源消纳，支持电力用户与水电、风电、太阳能发电、核电等清洁能源发电企业开展市场化交易。抓紧建立清洁能源配额制，地方政府承担配额制落实主体责任，电网企业承担配额制实施的组织责任，参与市场的电力用户与其他电力用户均应按要求承担配额的消纳责任，履行清洁能源消纳义务。
《关于 2018 年光伏发电有关事项说明的通知》	国家发改委、财政部、国家能源局	2018 年 10 月 9 日	今年 5 月 31 日（含）之前已备案、开工建设，且在今年 6 月 30 日（含）之前并网投运的合法合规的户用自然人分布式光伏发电项目，纳入国家认可规模管理范围，标杆上网电价和度电补贴标准保持不变；已经纳入 2017 年及以前建设规模范围（含不限规模的省级区域）、且在今年 6 月 30 日（含）前并网投运的普通光伏电站项目，执行 2017 年光伏电站标杆上网电价，属竞争配置的项目，执行竞争配置时确定的上网电价。
《关于印发〈清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）〉的通知》	国家发改委、国家能源局	2018 年 10 月 30 日	2020 年，确保全国平均风电利用率达到国际先进水平（力争达到 95% 左右），弃风率控制在合理水平（力争控制在 5% 左右）；光伏发电利用率高于 95%，弃光率低于 5%。全国水能利用率 95% 以上。
《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》	国家发改委、国家能源局	2019 年 1 月 7 日	明确了优化平价上网项目和低价上网项目投资环境，保障优先发电和全额保障性收购，鼓励平价上网项目和低价上网项目通过绿证交易获得合理收益补偿等，进一步推进风电、光伏发电平价上网。
《关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》	国家发改委	2019 年 4 月 28 日	完善集中式光伏发电上网电价形成机制，将集中式光伏电站标杆上网电价改为指导价，新增集中式光伏电站上网电价原则上通过市场竞争方式确定，不得超过所在资源区指导价。

政策名称	发布单位	发布日期	相关内容
《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》	国家发 改委、国家 能源局	2019 年 5 月 10 日	明确按省级行政区域对电力消费规定应达到的可再生能源消纳责任权重，各省级人民政府能源主管部门牵头负责本省级行政区域的消纳责任权重落实，电网企业承担经营区消纳责任权重实施的组织责任，售电企业和电力用户协同承担消纳责任。
《关于完善风电上网电价政策的通知》	国家发 改委	2019 年 5 月 21 日	完善风电上网电价政策；将陆上风电标杆上网电价改为指导价；新核准的集中式陆上风电项目上网电价全部通过竞争方式确定，不得高于项目所在资源区指导价；将海上风电标杆上网电价改为指导价，新核准海上风电项目全部通过竞争方式确定上网电价；自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。
《关于公布 2019 年第一批风电、光伏发电平价上网项目的通知》	国家发 改委、国家 能源局	2019 年 5 月 22 日	公布平价上网项目共涉及 16 个省市，总装机规模 20.76GW，其中光伏项目 168 个，规模 14.78GW；风电项目 56 个，规模 4.51GW；分布式交易试点项目 26 个，规模 1.47GW。
《关于 2019 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》	国家能源 局	2019 年 5 月 28 日	积极推进平价上网项目建设，严格规范补贴项目竞争配置，全面落实电力送出消纳条件，优化建设投资营商环境。
《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》	国家发 改委	2019 年 6 月 22 日	明确全面放开经营性电力用户发用电计划，支持中小用户参与市场化交易，健全全面放开经营性发用电计划后的价格形成机制，切实做好规划内清洁能源的发电保障工作。
《可再生能源电价附加资金管理办法》	财政部、 国家发 改委、 国家能源 局	2020 年 1 月 20 日	财政部根据电网企业和省级相关部门申请以及本年度可再生能源电价附加收入情况，按照以收定支的原则向电网企业和省级财政部门拨付补助资金。其中，当年纳入国家规模管理的新增项目足额兑付补助资金。纳入补助目录的存量项目，由电网企业依照项目类型、并网时间、技术水平和相关部门确定的原则等条件，确定目录中项目的补助资金拨付顺序并向社会公开。光伏扶贫、自然人分布式、参与绿色电力证书交易、自愿转为平价项目等项目可优先兑付补助资金。其他存量项目由电网企业按照相同比例统一兑付。
《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》	财政部、 国家发 改委、 国家能源 局	2020 年 1 月 20 日	主要明确 4 方面内容：一是坚持以收定支原则，新增补贴项目规模由新增补贴收入决定，做到新增项目不新欠；二是开源节流，通过多种方式增加补贴收入、减少不合规补贴需

政策名称	发布单位	发布日期	相关内容
			求，缓解存量项目补贴压力；三是凡符合条件的存量项目均纳入补贴清单；四是部门间相互配合，增强政策协同性，对不同可再生能源发电项目实施分类管理。
《关于2020年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》	国家能源局	2020年3月5日	根据国家可再生能源“十三五”相关规划、电网消纳能力、监测预警要求等，合理安排新增核准（备案）项目规模，规范有序组织项目建设，并加强项目信息管理；及时测算论证2020年风电、光伏发电新增消纳能力并落实消纳方案，做好电力送出工程建设衔接，合理安排项目并网时序；理性投资、防范投资风险，严格落实各项建设条件，有序组织项目开工建设，加强工程质量管控；加强对规划落实、消纳能力论证、项目竞争配置、电网送出工程建设、项目并网消纳等事项的监管。
《关于开展可再生能源发电补贴项目清单有关工作的通知》	财政部、国家发改委、国家能源局	2020年3月13日	通知明确了可再生能源项目进入首批财政补贴目录的条件。此前由财政部、国家发展改革委、国家能源局发文公布的第一批至第七批可再生能源电价附加补助目录内的可再生能源发电项目，由电网企业对相关信息进行审核后，直接纳入补贴清单。存量项目纳入首批补贴清单需满足条件：1、并网时间符合通知要求；2、符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内；3、符合国家可再生能源价格政策，上网电价已获得价格主管部门批复。
《国家发展改革委关于2020年光伏发电上网电价政策有关事项的通知》	国家发改委	2020年3月31日	对集中式光伏发电继续制定指导价；降低工商业分布式光伏发电补贴标准；降低户用分布式光伏发电补贴标准；符合国家光伏扶贫项目相关管理规定的村级光伏扶贫电站（含联村电站）的上网电价保持不变。

（三）电力行业发展概况

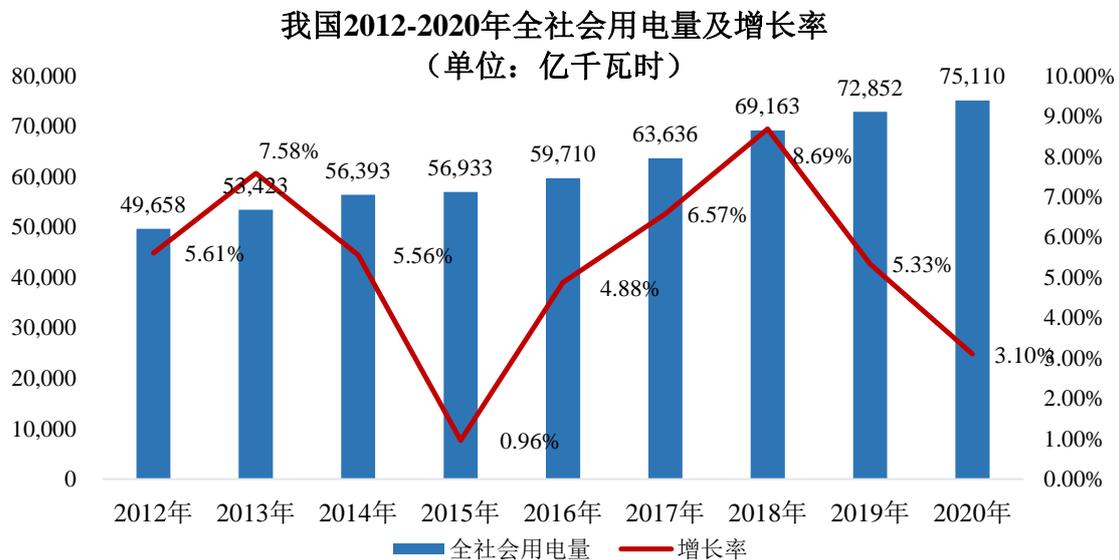
电力行业作为国民经济的基础性支柱产业，与国民经济发展及工业结构变化息息相关，不同的经济发展阶段对应着不同的电力工业需求。现阶段，随着我国经济由高速发展阶段转向高质量发展阶段，经济增长开始转型换挡，电力生产消费也呈现新常态特征，电力需求持续增加，电力结构不断调整，清洁能源加快发展，能源结构继续优化配置，同时“一带一路”电力国际合作不断深化，清洁低碳、

安全高效的现代能源体系处于持续稳定地构建中。

1、电力消费平稳增长，电力消费结构持续优化

在宏观经济运行总体平稳、服务业和高新技术及装备制造业较快发展、冬季寒潮和夏季高温、电能替代快速推广、城农网改造升级释放电力需求等因素综合影响下，2012-2020年，我国全社会用电量平稳增长。2020年，全国全社会用电量75,110亿千瓦时，同比增长3.10%。

电力消费结构不断优化。2020年，第二产业用电量5.12万亿千瓦时，同比增长2.5%，其中，高技术及装备制造业和四大高载能行业用电量增速分别为4.0%和3.6%，反映了制造业产业结构调整 and 转型升级效果继续显现。



数据来源：中国电力企业联合会

2、“碳达峰、碳中和”驱动能源转型，清洁能源替代是长期趋势

由于气候变化的影响，可再生能源替代化石能源在世界范围内得到了广泛认可，发展低碳电力已成为未来能源发展的重要组成部分。面对资源约束趋紧、环境污染严重、生态系统退化的严峻形势，我国提出“二氧化碳排放力争2030年前达到峰值，力争2060年前实现碳中和”的目标。在未来能源利用上，将会从高碳到低碳再到零碳，实现电力零碳化和燃料零碳化，可再生能源占比将继续提高。根据国家能源咨询专家预计，“十四五”期间我国能源增量将不再依赖化石能源，主要靠可再生能源为主的非化石能源，逐步实现能源转型。

截至2020年末，全国全口径发电装机容量22.00亿千瓦，同比增长9.50%，

“十三五”时期，全国全口径发电装机容量年均增长 7.60%，其中非化石能源装机年均增长 13.10%，占总装机容量比重从 2015 年底的 34.80% 上升至 2020 年底的 44.80%，提升 10 个百分点。分类型看，全国全口径水电装机容量 3.70 亿千瓦、火电 12.45 亿千瓦、核电 4,989 万千瓦、并网风电 2.82 亿千瓦、并网太阳能发电装机 2.53 亿千瓦。电力行业发电装机绿色转型持续推进，电源结构继续优化，绿色比例上升，绿色低碳发展大力推进。

2011-2020 年，我国各类型发电装机容量占总装机容量比重如下表所示：

类型	2020 年	2019 年	2018 年	2017 年	2016 年	2015 年	2014 年	2013 年	2012 年	2011 年
火电	56.58%	59.21%	60.21%	62.47%	64.28%	65.93%	68.04%	69.18%	71.48%	72.31%
水电	16.82%	17.81%	18.56%	19.36%	20.12%	20.95%	22.25%	22.30%	21.75%	21.93%
核电	2.27%	2.42%	2.35%	2.02%	2.04%	1.78%	1.47%	1.17%	1.10%	1.18%
风电	12.79%	10.45%	9.70%	9.23%	8.93%	8.57%	7.05%	6.08%	5.36%	4.35%
太阳能	11.52%	10.15%	9.17%	7.34%	4.62%	2.77%	1.81%	1.26%	0.30%	0.20%
绿色装机占比	43.40%	40.83%	39.78%	37.95%	35.72%	34.07%	32.58%	30.81%	28.50%	27.66%

数据来源：中国电力企业联合会

注：绿色装机占比=水电、核电、风电、太阳能装机容量合计÷总装机容量

2020 年，全国全口径发电量为 7.62 万亿千瓦时，同比增长 4.00%。其中，非化石能源发电量 2.58 万亿千瓦时，占总发电量的比重为 33.86%，同比增长 7.95%，同比提高 1.26 个百分点。绿色发电量占总发电量的比重为 32.12%，比上年提高 1 个百分点，同比 2011 年提高了 14.58 个百分点。此外，风电、太阳能发电、核电等新能源发电已成为内蒙古、新疆、河北、山东、宁夏、山西、江苏、黑龙江、安徽、吉林等 14 个省份第二大发电类型。

2011-2020 年，我国各类型发电量占发电量比重如下表所示：

类型	2020 年	2019 年	2018 年	2017 年	2016 年	2015 年	2014 年	2013 年	2012 年	2011 年
火电	67.87%	68.88%	70.41%	71.10%	71.85%	73.71%	75.76%	78.58%	78.72%	82.45%
水电	17.78%	17.77%	17.61%	18.51%	19.51%	19.39%	18.66%	16.61%	17.16%	14.12%
核电	4.80%	4.76%	4.22%	3.85%	3.54%	2.99%	2.35%	2.08%	1.97%	1.84%
风电	6.12%	5.53%	5.23%	4.72%	4.00%	3.23%	2.81%	2.57%	2.07%	1.57%
太阳能	3.42%	3.06%	2.53%	1.83%	1.10%	0.69%	0.41%	0.16%	0.07%	0.01%
其他	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%	0.01%	0.01%	0.00%

类型	2020年	2019年	2018年	2017年	2016年	2015年	2014年	2013年	2012年	2011年
绿色发电占比	32.12%	31.12%	29.59%	28.91%	28.15%	26.29%	24.24%	21.41%	21.27%	17.54%

数据来源：中国电力企业联合会

注：绿色发电占比=水电、核电、风电、太阳能发电量合计÷总发电量

3、电力行业市场化交易改革，发电行业竞争日趋激烈

2015年3月，伴随着《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号文件）印发，电力体制改革在全面深化改革背景下进入新的阶段，这一阶段电力体制改革的核心内容是还原电力商品属性，构建有效竞争的电力市场。2015-2018年度期间，国家发改委、国家能源局等相继发布一系列文件，推动了输配电价改革、多层次电力市场体系建设、售电侧放开、电力交易机构与平台建设、发用电计划放开等一系列改革。全国电量市场化交易机制在2018年逐渐成形。

随着电力行业的改革发展，对于发电企业来讲，发电企业的数量快速增加，发电主体呈现多元化发展，发电企业竞争日趋激烈。

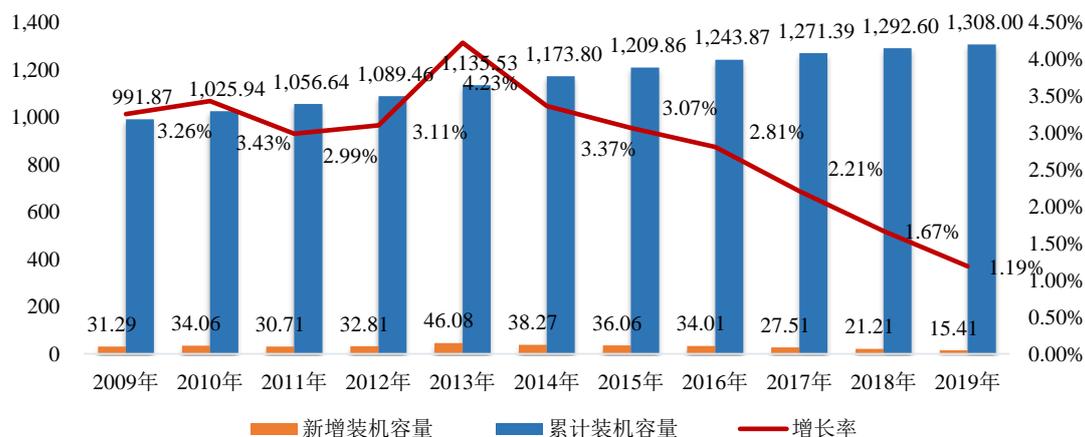
（四）水力发电行业情况

1、全球水力发电行业概况

（1）全球水电装机规模不断扩大

水电作为全球最大的清洁能源发电来源，一直以来受到世界各国的重视。截至2019年末，全球累计水电装机规模达1,308GW，较上年增长1.19%，2019年全球新增水电装机规模约为15.41GW，低于上年新增装机规模。自2013年起，全球水电装机规模一直保持缓慢增长状态，增长速度逐年下降，但在全球气候变暖的背景下，水电在实现碳减排目标方面承担了重要作用，预计未来将继续保持缓慢增长态势。

2009-2019年全球水电新增装机容量、累计装机容量及增长率
(单位: GW)



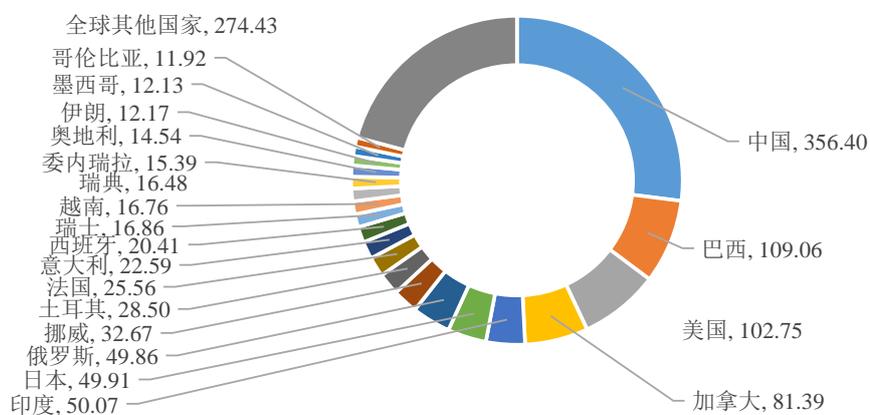
数据来源: IRENA 《Renewable Capacity Statistics 2019》、IHA 《2020 Hydropower Status Report》

(2) 中国装机规模领先

发达国家从 20 世纪 30 年代开始大规模开发水电, 70 年代以后开发速度放缓。相较而言, 中国的水电行业起步较晚, 但是发展速度很快, 自 2004 年起累计装机容量稳居世界第一, 水电建设的综合技术水平也迈入世界前列。

从累计装机来看, 截至 2019 年末, 中国水电累计装机规模最大, 达 356.40GW, 其次是巴西、美国、加拿大、印度、日本、俄罗斯、挪威、土耳其、法国等国家, 前十大国家累计装机规模占全球总规模的 67.75%。

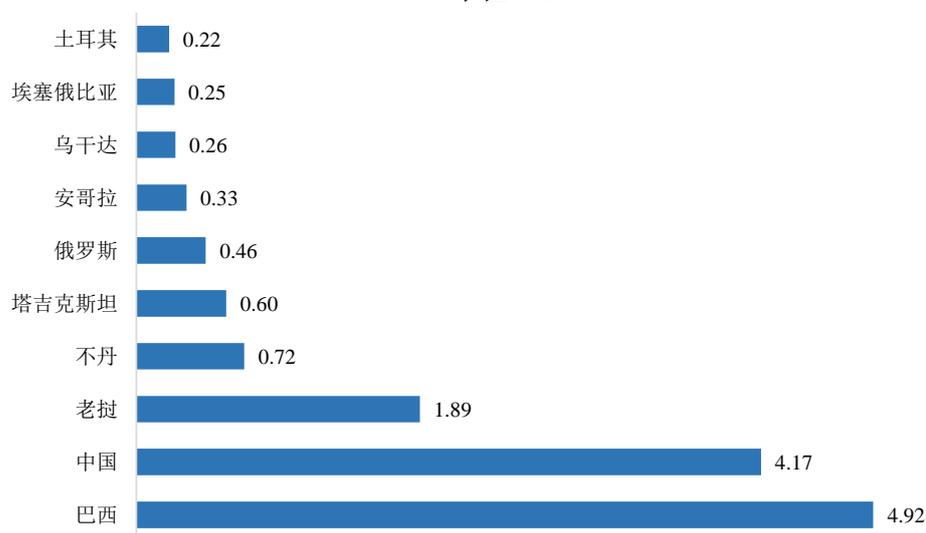
2019年末全球水电累计装机容量分布情况
(单位: GW)



数据来源: IHA 《2020 Hydropower Status Report》

从新增装机来看，东亚和太平洋地区是水电装机容量增长较快的地区，新增装机容量最大的国家是巴西。2019年，中国新增水电装机容量4.17GW，排名第二。

2019年全球水电新增装机容量分布情况
(单位: GW)



数据来源: IHA 《2020 Hydropower Status Report》

2、我国水力发电行业概况

(1) 我国水力资源分布情况

我国河流众多、径流丰沛、落差巨大，水能资源非常丰富。根据《水电发展“十三五”规划》，我国水能资源可开发装机容量约660GW，年发电量约3万亿千瓦时，按利用100年计算，相当于1,000亿吨标煤，在常规能源资源剩余可开采总量中仅次于煤炭。随着经济社会发展、技术进步和勘察规划工作不断深入，我国水能资源可开发量将进一步增加。

我国水力资源分布存在以下三大特征：

一是地域分布不均。总体来看，水力资源相对集中在西部地区，呈现西部多、东部少的分布格局。但用电需求主要集中在经济发达的东部地区，因此西部水力资源开发除了满足自身需求以外，更重要的是要考虑东部市场，实行水电的“西电东送”战略。

二是时间分布不均。受季风气候影响，我国大多数河流年内、年际径流分布

不均，丰枯季节流量相差较大，需要建设调节性能好的水库，对径流进行调节，缓解水电供应的丰枯矛盾，提高水电的总体供电质量。

三是富集程度较高。水力资源主要富集于金沙江、雅砻江、大渡河、澜沧江、乌江、长江上游、南盘江红水河、黄河上游、湘西、闽浙赣、东北、黄河北干流以及怒江等水电基地，其总装机容量约 300GW，占全国技术可开发量的 45.5% 左右。特别是地处西部的金沙江中下游干流总装机规模近 60GW，长江上游（宜宾至宜昌）干流超过 30GW，雅砻江、大渡河、黄河上游、澜沧江、怒江的规模均超过 20GW，乌江、南盘江红水河的规模均超过 10GW。这些河流水力资源集中，有利于实现流域梯级滚动开发，有利于建成大型的水电能源基地，有利于充分发挥水力资源的规模效益实施“西电东送”。

（2）我国水电发展历程

1912 年投产的云南石龙坝水电站是我国自主建设的第一座水电站，标志中国水电行业的开端。经过百余年发展，中国水电行业历经从无到有、从小到大、从弱到强的过程，自 2004 年起累计装机容量稳居世界第一，规划设计、施工安装、设备制造、运行管理、投资融资等全产业链的综合技术和管理水平也迈入了世界先进行列。

我国水电发展经历了以下阶段：

①早期萌芽阶段（1949 年以前）

新中国成立前，水电行业发展缓慢。截至 1949 年底，全国水电总装机仅 360MW，年发电量 18 亿千瓦时。

②逐步探索阶段（1950 年-1977 年）

新中国成立后，水电行业逐步走向自主设计和建设的道路。在学习苏联、捷克等国水电技术的基础上，我国设计建设了狮子滩、古田一级、黄坛口、上犹江、流溪河、官厅、大伙房、佛子岭、梅山、响洪甸等一批中型水电站以及新疆乌拉泊、西藏拉萨和海南东方等小水电站。1957 年 4 月开工的新安江水电站，是中国自行设计、自制设备、自主建设的第一座大型水电站，也是我国第一座百米高的混凝土重力坝。1975 年，总装机容量 1,225MW 的刘家峡水电站建成，是中国

首座百万千瓦级的水电站，成为中国水电史上的重要里程碑。

截至 1977 年底，我国水电装机容量 15.76GW（其中抽水蓄能 33MW），年发电量 517 亿千瓦时。

③快速成长阶段（1978 年-1999 年）

改革开放后，在经济体制、电力体制改革的大背景下，水电行业也开始进行改革创新，逐步引入市场化机制。80 年代，广蓄、岩滩、漫湾、隔河岩、水口等 5 个百万级水电站相继建成；1992 年，全国人民代表大会批准建设三峡水利枢纽，随后，五强溪、宝珠寺、天生桥一级、李家峡、万家寨等大型电站相继建成，形成了水电投产的第一个高峰期。

同期，大型抽水蓄能电站也进入开发阶段。1994 年，广州抽水蓄能电站一期工程建成投产，是中国第一座高水头、大容量抽水蓄能电站；随后，二期工程开工建设，并于 1998 年 12 月首台机组并网发电。广州抽水蓄能电站一、二期工程合计 2.4GW，是 20 世纪世界上规模最大的抽水蓄能电站。

截至 1999 年底，全国水电装机容量 72.97GW（其中抽水蓄能 5.48GW），跃居世界第 2 位。

④高速发展阶段（2000 年-2012 年）

进入 21 世纪，在“西部大开发和西电东送”战略背景下，水电行业实现飞速发展。金沙江中下游、长江上游、澜沧江中游、雅砻江、大渡河、黄河上游、南盘江红水河、东北诸河、湘西诸河、乌江、闽浙赣诸河和黄河北干流等水电基地开发建设，13 年间新增常规水电投产装机容量 160.75GW，平均年投产规模超过 12GW。抽水蓄能电站需求增加，开始由局部选点建设向全国分省选点开发建设转变，浙江天荒坪、桐柏，河北张河湾、安徽琅琊山等大型抽水蓄能电站陆续建成投产。

截至 2012 年底，全国水电装机容量 248.58GW（其中抽水蓄能 20.33GW），稳居世界第 1 位。

⑤稳步发展阶段（2013 年-至今）

经过前期的开发，水电行业步入稳定发展阶段。随着向家坝、锦屏一级、锦屏二级、溪洛渡等巨型水电站陆续投产，2013年水电新增装机容量创历史新高，之后增速逐步放缓。在“十三五”期间，将积极稳妥发展水电，科学有序开发大型水电，严格控制中小水电，加快建设抽水蓄能电站，引导水电行业健康发展。

(4) 我国水电行业发展情况

①水电市场规模

水电是技术成熟、运行灵活的清洁低碳可再生能源。在经过 21 世纪初的高速增长后，行业增速逐步放缓，水电装机容量增长率在 2013 年达到 12.41% 的近年峰值后连年下滑。截至 2020 年底，全国水电总装机容量达到 370.16GW。



数据来源：中国电力企业联合会

近年来，我国水电发电量伴随装机容量的增长而稳步提升。2020年，水电发电量 13,552 亿千瓦时，同比增长 4.08%。



数据来源: 中国电力企业联合会

2009-2020 年水电机组利用小时数在 3,000-3,900 小时之间波动。2011 年出现明显回落, 主要系当年来水偏枯所致, 2013 年新投产水电规模大幅上升, 一定程度上降低了当年平均利用小时数。之后, 水电利用率保持相对稳定。



数据来源: 中国电力企业联合会

②弃水情况缓解

随着经济发展进入新常态, 西南地区电力消费需求增速明显落后于发电装机投产增速, 同时受电网和电源建设缺乏统筹协调、外送通道能力不足, 具备调节能力的水电站比重较小, 以及受端地区消纳外来电的意愿不强等多重因素影响, 近年来西南地区弃水问题凸显。2017 年 3 月, 国家发改委发布《关于有序放开发电计划的实施意见》, 明确国家规划内的既有大型水电优先发电计划电量不

低于上年实际或多年平均水平。2017年11月，国家发改委、国家能源局印发《解决弃水弃风弃光问题实施方案》，明确采取有效措施提高可再生能源利用水平，推动解决弃水弃风弃光问题取得实效，要求各省市确保弃水弃风弃光电量和限电比例逐年下降，并计划到2020年在全国范围内有效解决弃水弃风弃光问题。

2020年，全国主要流域弃水电量约301亿千瓦时，同比减少46亿千瓦时，水能利用率96.61%，同比提高0.73个百分点。随着外送通道的持续建设投产，以及输配电价、促进消纳等政策的不断落实，水电外送消纳问题有望得到改善。

3、进入本行业的主要障碍

（1）行政准入壁垒

水电行业属于重要的基础能源供应行业，国家具有明确的准入机制，需要做大量且复杂的前期工作，行业准入壁垒较高。按国家有关现行法律法规和水利水电工程项目建设程序，大型水电工程项目前期工作需要依次开展流域规划、项目预可行性研究、可行性研究以及项目申请报告编制等工作；还需要取得环保局、水利厅、国土资源局等相关政府主管部门的专项审批意见。在完成上述工作后提出项目核准申请报告，在跨界河流、跨省（区、市）河流上建设的单站总装机容量50万千瓦及以上水电站项目由国务院投资主管部门核准，其中单站总装机容量300万千瓦及以上或者涉及移民1万人及以上的水电站项目由国务院核准，其余水电站项目由地方政府核准。因此水电行业存在较高的行政准入壁垒。

（2）技术壁垒

水电行业涉及环保、水土保持、水文、地质、机电等多个领域，是技术密集型行业。水电站建设需要集安全性、经济性、环境保护于一体，后期的水电站运行不仅需要根据来水量对独立的水库水位进行调节，还需要调节流域多个梯级电站的水位，实现整体流域水电站的效益最大化。因此水电站的前期建设和后期运行均拥有较高技术含量，对于水电开发商的技术基础和管理水平提出了很高的要求，水电行业存在较高的技术壁垒。

（3）人才壁垒

水电行业属于技术密集型行业，需要大量复合型专业技术人才和管理人才。

水电项目开发、建设及运营维护的每一个环节都需要严格按照质量标准执行，对从业人员的能力提出了严格的要求。未来，水机组将朝着大型化和高度自动化方向发展，虽然我国已培养了一大批常规水电站的专业人才，但巨型水电站的专业人才仍存在较大缺口，且已有人才多集中于大型企业，客观上形成了较高的人才壁垒。

（4）资金壁垒

水电站建设包括土地开垦、大坝建设、库区建设、电厂建设、设备投资、征地移民费用等，资金投入较大，属于资金密集型行业。近几年征地移民补偿标准的提高对水电站开发的资金投入提出了更高的要求，随着水电的开发难度继续提高，未来水电行业的建设成本将持续增加，资金壁垒不断提高。

4、影响行业发展的有利和不利因素

（1）有利因素

①社会用电需求不断攀升

我国近年来社会用电需求显著攀升，2020年全社会用电量7.51万亿千瓦时，同比增长3.10%。从电能供给端结构来看，近年来随着国家大力支持发展风电、光伏、核电等新能源电源，传统火电和水电电力产量占比稳中有降但依然保持较高比重，其中水电仍是可再生电源主力军。2020年水电发电量1.36万亿千瓦时，占比约18.04%。

②能源结构优化的需求

在全球气候变暖及化石能源日益枯竭的大背景下，可再生能源开发利用日益受到国际社会的重视，大力发展可再生能源已成为世界各国的共识。2016年11月4日生效的《巴黎协定》凸显了世界各国发展可再生能源产业的决心，我国在《巴黎协定》中承诺，2030年单位国内生产总值二氧化碳排放量比2005年下降60-65%，非化石能源占一次能源消费比重提高到20%。同时《国家应对气候变化规划（2014-2020年）》提出，到2020年非化石能源占一次能源消费比重达到15%。目前我国电源结构仍以煤电为主，根据电力规划设计总院发布的《中国能源发展报告2018》，2018年我国非化石能源消费占一次能源消费比重提高至

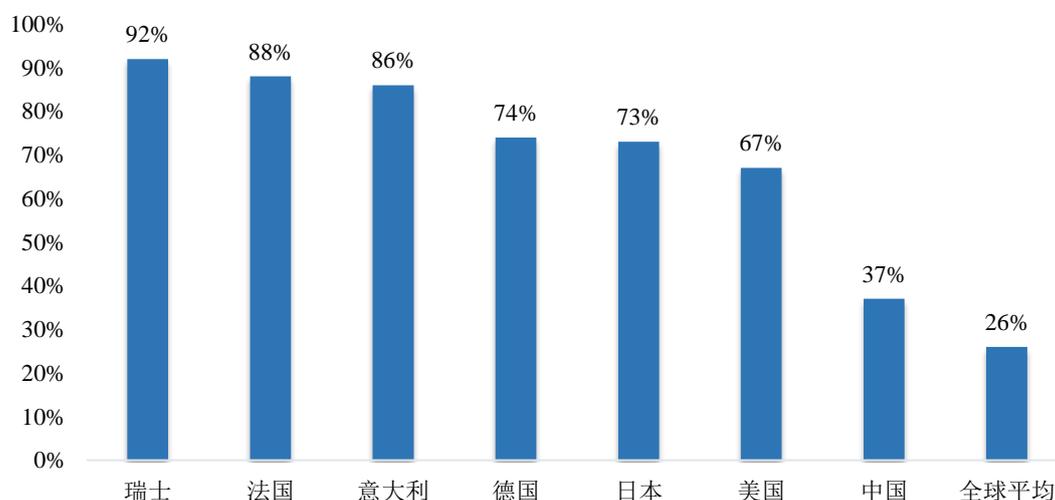
14.3%，其中水电占比为 8.2%。《水电发展“十三五”规划》指出，到 2020 年底，水电总装机容量达到 3.8 亿千瓦，其中常规水电 3.4 亿千瓦，抽水蓄能 4,000 万千瓦，年发电量 1.25 万亿千瓦时，折合标煤约 3.75 亿吨，在非化石能源消费中的比重保持在 50% 以上。

③水电开发程度低，水能资源丰富

发达国家水能资源开发较早、水电开发程度总体较高，《水电发展“十三五”规划》显示，瑞士、法国、意大利水电开发程度已超过 80%，德国、日本、美国水电开发程度也在 67% 以上，而我国水电开发程度仅为 37%，稍高于全球平均水平，但与发达国家相比仍有较大差距。

虽然我国水电开发程度较低，但发展具有得天独厚的资源优势，青藏高原蕴藏了世界上最丰富的水能资源。根据《水电发展“十三五”规划》，我国水能资源可开发装机容量约 660GW，年发电量约 3 万亿千瓦时，其中 80% 分布在西部地区，水电发展前景广阔。

2016年全球主要国家水电开发程度对比



数据来源：国家能源局《水电发展“十三五”规划》

④水电的稳定性较高

水力发电量受来水量影响产生波动，但水能具有可存蓄性的特点，目前很多大型水库具有季调节、年调节乃至多年调节能力，可以将不均匀的天然来水量进行优化调节，间接的将水能进行存蓄，提高水电的稳定性。相对于其他可再生能

源，水力发电出力更加稳定，对电网的冲击较小。

（2）行业发展的不利因素

①生态环保压力不断加大

随着经济社会的发展和人们环保意识的提高，特别是生态文明建设，对水电开发提出了更高要求；随着水电开发的不断推进和开发规模的扩大，剩余水电开发条件相对较差，敏感因素相对较多，面临的生态环境保护压力加大。

②移民安置难度持续提高

我国待开发水电主要集中在西南地区大江大河上游，经济社会发展相对滞后，移民安置难度较大。同时，有关方面希望水电开发能够扶贫帮困，促进地方经济发展，由此将脱贫致富的期望越来越多地寄托在水电开发上，进一步加大了移民安置的难度。

③水电开发经济性逐渐下降

随着我国河流中下游以及地理位置相对便利的水电项目开发接近尾声，目前水电行业发展重心转向未开发资源集中的西南地区河流中、上游流域，这部分资源开发难度大、制约因素多、交通条件差、输电距离远、工程建设和输电成本高，加之移民安置和生态环境保护的投入不断加大，水电开发的经济性变差，市场竞争力显著下降。此外，对水电综合利用的要求越来越高，投资补助和分摊机制尚未建立，加重了水电建设的经济负担和建设成本。

④水电供需逆向分布

我国水能资源的分布极度不平衡，80%的资源集中于西部地区，但是用电需求主要在中东部沿海发达地区，具有明显的供需逆向分布。西部地区就地消纳能力有限，需要将电力外送输出。虽然我国正积极推进“西电东输”战略，但由于电网建设、利益分配等原因，特别是汛期，部分水电仍然无法消纳，从而产生弃水损失。

5、行业技术水平及技术特点

水电行业的技术主要体现在水电工程建设、机电设备制造以及自动化控制等

方面，以 1912 年云南石龙坝水电站建成为标志，到白鹤滩水电站，中国水电行业技术历经学习模仿到自主研发，目前已发展为世界领先水平。

在水电工程建设方面，我国已攻克了世界领先的复杂地质条件下 300 米级特高拱坝、超高心墙堆石坝采用掺砾石土料和软岩堆石料筑坝、35 米跨度地下厂房洞室群、深埋长引水隧洞群、砂石料长距离皮带输送系统等技术难题。

在机电设备制造方面，我国自主制造了单机容量 100 万超巨型混流式水轮发电机组，500 米级水头、单机容量 35 万千瓦抽水蓄能机组成套设备，世界上最大的单体升船机、最大跨度重型缆机等。

在自动化控制方面，目前大中型电站基本实现中控室现场控制和集控中心远程控制，未来水电站逐步实现少人值班，最后将达到无人值班的目标。

我国将以重大工程为依托，持续提高工程建设技术水平，重点开展高寒高海拔高地震烈度复杂地质条件下筑坝技术、高坝工程防震抗震技术、高寒高海拔地区特大型水电工程施工技术、超高坝建筑材料等技术攻关，进一步增强机电设备制造能力，全面实现高性能大容量水发电机组和高水头大容量抽水蓄能机组成套设备设计和制造的自主化。

6、上下游行业之间的关联性、上下游行业发展状况

（1）行业上游

水力发电行业的上游包括水电工程施工和水电设备制造行业。水电工程施工行业具有投资大、周期长等特点，参与者主要为资金雄厚和技术水平高的大中型企业，行业集中度较高。目前国内水电工程施工行业的竞争者包括中国电力建设股份有限公司、中国葛洲坝集团股份有限公司、安徽建工集团股份有限公司等。水电设备制造行业中大型水电设备的技术门槛较高，拥有相关技术的厂商数量极为有限，行业集中度较高，但随着水电装机规模进入低速增长期，发电设备产能过剩，国内发电设备市场竞争将会加剧，目前水力发电设备制造商有东方电气、哈尔滨电气股份有限公司、上海电气等。由于水电行业的主要成本集中在建设期，电站投产发电后，运行过程中对于备品备件的需求量较小，因此，上游行业对水电行业的影响很小。

（2）行业下游

水电行业的下游主要为电网公司，水电站发的电力通过电网公司供应到居民及企业等电力终端用户。根据《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》的规定，水力发电实行全额保障性收购政策。随着电力市场化改革的推进，未来竞价上网将成为电力行业的普遍趋势，水电上网电价和电量将随着电力供需形势波动。

7、行业特有的经营模式

水力发电业务的运营主要涉及水电站的建设、运营管理以及向下游客户销售电力等环节。水电站的开发建设主要采取 EPC 总承包模式，即由承包商提供电站的“设计、采购、施工、试运行”等服务，并由承包商对工程的质量、安全、工期和造价全面负责，在电站建设完成后移交项目公司。水电站的运营管理主要包括电站内生产设备、设施的运行及日常维护和检修等，一般由项目公司负责，或者委托专业的机构来运营。

目前，水电电力销售主要采用直接销售给电网公司的模式，即与当地电网公司签署《购售电协议》，将所发电量并入指定的并网点，实现电量交割。另外，随着电力体制改革的推进，部分地区购售电已采用市场化交易方式。

8、行业的周期性、区域性和季节性

（1）周期性

水能属于可再生能源，受益于电力需求的不断增长和可再生能源对传统能源的替代，水电行业在经历高速发展后逐渐步入稳定阶段。水力发电的动力是水流所蕴藏的水能，发电能力受到来水的影响，但是河流的来水在年际间变化很大，就单个电站而言，丰水年和枯水年的发电量相差很大。

（2）区域性

我国水能资源具有的明显区域分布特点，导致水电开发也具有区域性。大型流域水电站主要分布在金沙江、雅砻江、大渡河、乌江、长江上游、南盘江红水河、湘西、澜沧江干流、黄河上游、黄河北干流、东北、怒江、闽浙赣十三大水电基地，其蕴藏的水资源量超过全国的一半。

(3) 季节性

受季风气候影响，我国大多数河流年内、年际径流分布不均，丰、枯季节流量相差较大，水电行业具有明显的季节性。根据来水变化情况，可以将四个季节划分为丰水期、平水期和枯水期，其中第一季度为枯水期，第二季度和第四季度为平水期，第三季度为丰水期。按照 2013 年-2018 年历史来水情况，我国 6-10 月份发电量明显高于其他月份。

公司的水电站分布在浙江省，受浙江省的地理位置、气候因素影响，浙江省春季多雨，夏季易受台风影响，春夏之间有梅雨季，因此浙江省第二季度和第三季度的降水量相对较多，进而公司水力发电呈现二三季度较多、一四季度较少的季节性。

9、市场竞争格局

(1) 行业内主要企业

在国家政策的支持下社会资本积极参与水电站投资建设，水电行业市场主体逐渐多元化，主要包括央企、地方国企、民营和外资企业等。截至 2019 年末，前五大水电集团（中国长江三峡集团有限公司、中国华电集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华能集团有限公司、国家电力投资集团有限公司）合计水电装机容量 15,471.38 万千瓦，占全国的 43.41%，其中中国长江三峡集团有限公司装机容量最大。

截至 2019 年末，国内企业水电装机容量排名如下：

单位：万千瓦

序号	企业名称	水电控股装机容量
1	中国长江三峡集团有限公司①	4,945.00
2	中国华电集团有限公司②	2,728.54
3	中国大唐集团有限公司③	2,707.00
4	中国华能集团有限公司④	2,697.00
5	国家电力投资集团有限公司⑤	2,393.84

数据来源：

- ① 《中国长江三峡集团有限公司 2020 年度第一期中期票据募集说明书》；
- ② 《中国华电集团有限公司 2020 年主体与相关债项跟踪评级报告》；
- ③ 《中国大唐集团有限公司 2020 年度跟踪评级报告》；

- ④《中国华能集团有限公司 2020 年主体与相关债项跟踪评级报告》;
- ⑤《国家电力投资集团有限公司 2020 年公开发行永续期公司债券（第五期）募集说明书》。

（2）行业市场化程度

由于水电站前期投资较大，且水电资源具有自然垄断性质，总体来说，我国水电行业集中度较高。水电“十三五”规划提出，要科学有序开发大型水电，严格控制中小水电。其次，市场化改革的不断推进一定程度上促使全国落后的、淘汰的电力产能逐步退出市场。未来的竞争将主要集中于大型央企和国企，行业集中度可能会进一步提升。

10、行业利润水平的影响因素和变动趋势

影响水电行业利润水平的因素主要包括上网电价、上网电量、前期投资成本、固定资产折旧和财务费用。

（1）收入端：上网电价、上网电量

目前，水电站执行的定价模式主要包括经营期核定价、倒推电价和标杆电价，少部分电站开始实行市场化定价，前三种定价模式下的电价相对稳定，市场化定价下的电价随电力供需形势而变动。

随着电力市场化改革的逐步推进，未来竞价上网将成为电力行业的普遍趋势。与其他可再生能源等相比，水电具有发电成本相对较低、发电相对稳定等优点，在市场化交易中具有明显优势。由于电力产品具有同质性，在售电市场充分竞争的情况下，水电的价格优势将更为明显，上网电量有望增加。此外，特高压建设提速将进一步提升水电整体消纳能力和利用小时数。

（2）成本端：前期投资成本、固定资产折旧和财务费用

水电行业运营期的主要成本来自于折旧费用和财务费用，均由水电工程造价决定，因此水电前期投资成本为成本端的关键因素。

随着我国河流中下游以及地理位置相对便利的水电项目开发接近尾声，目前水电行业发展重心转向未开发资源集中的西南地区河流中、上游流域，这部分资源开发难度大、制约因素多、交通条件差、输电距离远、工程建设和输电成本高，

加之移民安置和生态环境保护的投入不断加大，水电的开发成本变高。水电工程造价受征地移民补偿标准提高和物价上涨等因素影响，总体呈上涨趋势。电力工程造价决算公布显示，“十一五”和“十二五”期间投产的水电工程造价分别为 6,870 元/千瓦和 7,467 元/千瓦。国家电力规划研究中心的统计数据表明，西南地区已投产的水电站平均建设成本大多低于 5,000 元/千瓦，而正在建设的水电站平均建设成本已上升到 8,000-10,000 元/千瓦，初步估算后续开发的藏东南水电平均建设成本将达到 10,000-20,000 元/千瓦。

11、行业发展趋势

（1）产业规模持续扩大

《水电发展“十三五”规划》指出，“十三五”期间，全国新开工常规水电和抽水蓄能电站各 6,000 万千瓦左右，新增投产水电 6,000 万千瓦，2020 年水电总装机容量达到 3.8 亿千瓦，其中常规水电 3.4 亿千瓦，抽水蓄能 4,000 万千瓦，年发电量 1.25 万亿千瓦时，折合标煤约 3.75 亿吨，在非化石能源消费中的比重保持在 50% 以上。“西电东送”能力不断扩大，2020 年水电送电规模达到 1 亿千瓦。预计 2025 年全国水电装机容量达到 4.7 亿千瓦，其中常规水电 3.8 亿千瓦，抽水蓄能约 9,000 万千瓦，年发电量 1.4 万亿千瓦时。

（2）抽水蓄能电站建设提速

抽水蓄能电站是目前电力系统中可靠性高、经济性好、技术成熟的大容量储能电站，具有重要的调节功能。随着电网安全稳定经济运行要求不断提高和新能源在电力市场的份额快速上升，抽水蓄能电站开发建设的必要性和重要性日益凸显。《水电发展“十三五”规划》要求加快抽水蓄能电站建设，并明确“十三五”期间新开工抽水蓄能电站 6,000 万千瓦左右，到 2020 年装机容量达到 4,000 万千瓦，到 2025 年装机容量达到约 9,000 万千瓦。

截至 2019 年末，国家电网抽水蓄能电站在运、在建规模分别达到 1,946 万千瓦、3,585 万千瓦，我国已经建成潘家口、十三陵、天荒坪、泰山、宜兴等一批大型抽水蓄能电站，装机容量跃居世界第一，未来抽水蓄能将继续加快发展。

（3）水电站数字化

数字化水电站，包括控制系统和区域网络工程是保证和优化水电系统管理和运行的新兴趋势。数字化水电系统可以实现水电与其他可再生能源协作，提供更具灵活性的电能来提升系统的辅助服务能力（频率控制、平衡服务等）。其他数字化革命包括信息安全、电站和流域优化、断电管理、条件监测和能源预警，可综合数据汇总提供给水电站资产管理，进而提升水电站资产的价值。

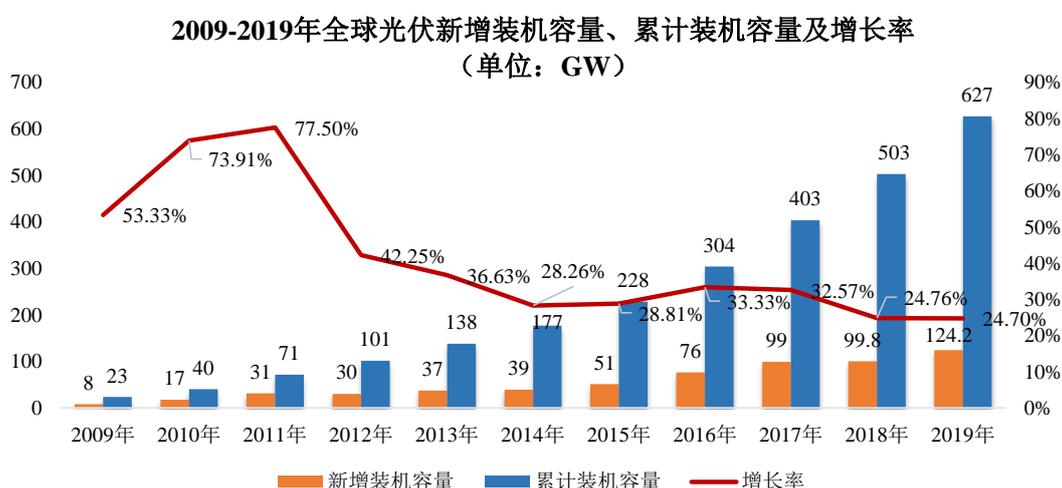
（五）光伏发电行业情况

1、全球光伏发电行业概况

随着可持续发展观念在各国不断深入人心，全球太阳能开发利用规模迅速扩大，技术不断进步，成本显著降低，呈现出良好的发展前景，许多国家将太阳能作为重要的新兴产业。

（1）全球光伏装机规模持续增长

截至 2019 年末，全球光伏电站累计装机规模约 627GW，2019 年新增装机规模约为 124.2GW。尽管中国光伏市场受到“531 光伏新政”的影响出现小幅下滑，但全球光伏市场仍呈现增长的态势。



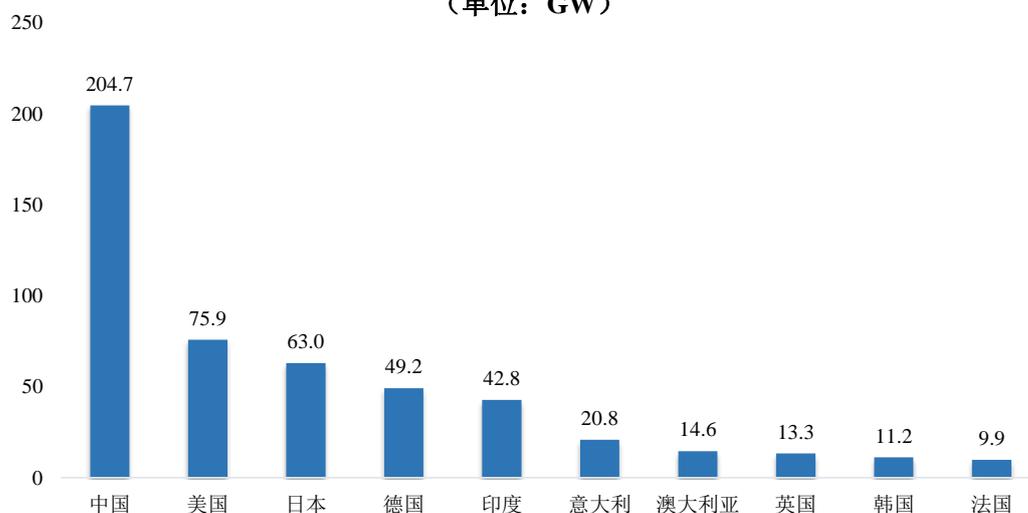
数据来源：IEA-PVPS《Trends 2018 in Photovoltaic Applications》《Snapshot of Global PV Markets 2019》《Snapshot of Global PV Markets 2020》

（2）中国装机规模领先

从累计装机来看，截至 2019 年末，中国光伏累计装机容量为 204.7GW，位居世界第一；其次是美国、日本、德国、印度、意大利、澳大利亚、英国、韩国、

法国等国家。

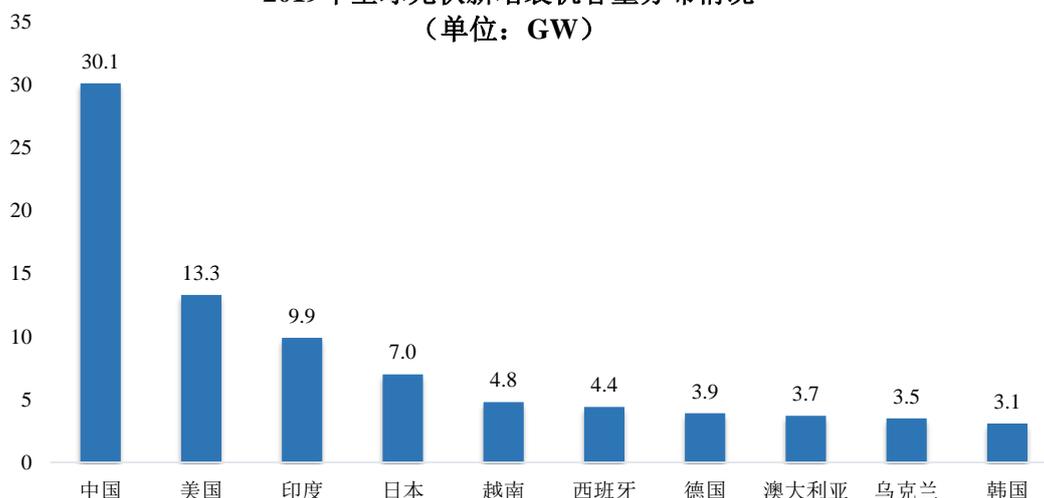
2019年全球光伏累计装机容量分布情况
(单位: GW)



数据来源: IEA-PVPS 《Snapshot of Global PV Markets 2020》

从 2019 年新增装机来看, 中国也是全球新增装机容量最大的国家, 2019 年较上年新增光伏装机容量达 30.1GW, 其次依次是美国、印度、日本、越南、西班牙、德国、澳大利亚、乌克兰、韩国。前十大国家新增装机规模占全球当年新增装机规模的 67.39%。

2019年全球光伏新增装机容量分布情况
(单位: GW)

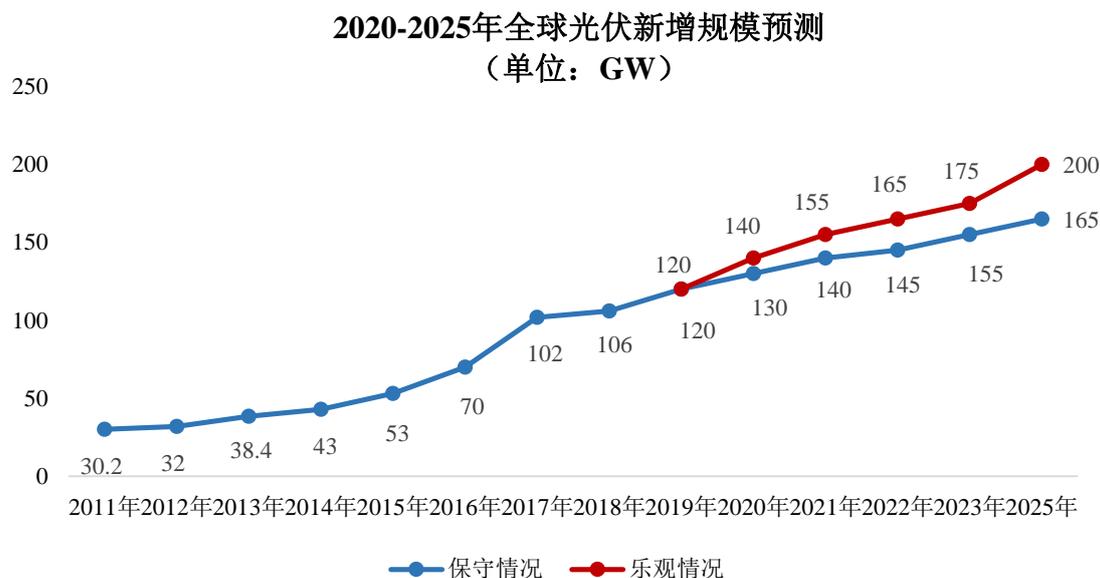


数据来源: IEA-PVPS 《Snapshot of Global PV Markets 2020》

(3) 全球光伏市场发展趋势

据中国光伏行业协会的预测, 在光伏发电成本持续下降和新兴市场拉动等有利因素的推动下, 全球光伏市场仍将保持增长, 预计 2020 年全球光伏新增装机

量将超过 130GW，乐观情形下甚至达到 140GW。



数据来源：中国光伏行业协会《中国光伏产业发展路线图》（2019年）

根据国际能源署(IEA)预测,2030年全球光伏累计装机量有望达到1,721GW(2018-2030年复合增速约11%),到2050年将进一步增加至4,670GW(2030-2050年复合增速约5%)。

2、我国光伏发电行业概况

(1) 我国太阳能资源概况

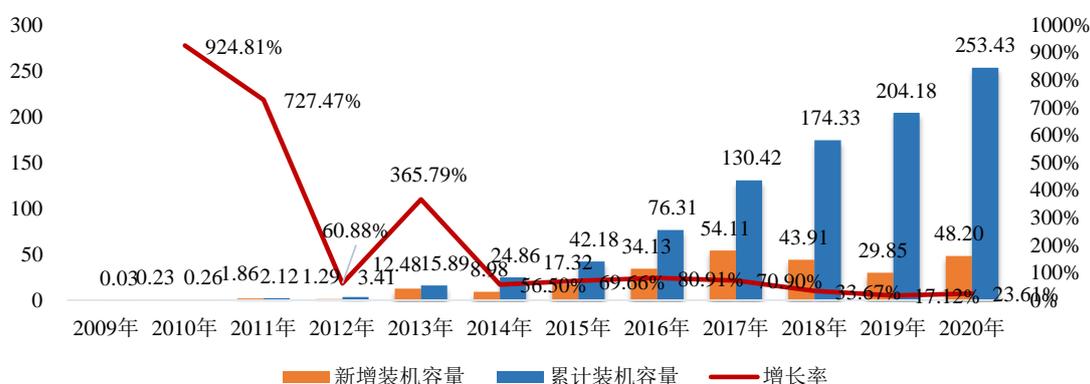
我国太阳能总辐射资源丰富,但地区性差异较大,总体上呈现高原、少雨干燥地区大;平原、多雨高湿地区小的特点。2020年,我国西北大部、西南地区中西部、内蒙古大部、山西北部、河北北部、辽宁西部和东北部、吉林东北部等地年水平面总辐照量超过1,400kWh/m²,其中,甘肃西南部、内蒙古西部、青海西部、西藏中西部以及四川西部等地年水平面总辐照量超过1,750kWh/m²,太阳能资源最丰富;新疆大部、内蒙古大部、青海中东部、甘肃中部、宁夏、陕西北部、山西中北部、西藏东部、云南、海南西部等地年水平面总辐照量1,400kWh/m²-1,750kWh/m²,太阳能资源很丰富;西北东南部、内蒙古东北部、黑龙江大部、吉林大部、山西南部、河北中南部、北京、天津、黄淮、江淮、江汉、江南及华南大部年水平面总辐照量1,050kWh/m²-1,400kWh/m²,太阳能资源丰富;四川东部、重庆、贵州中北部、湖南中西部及湖北西南部地区年水平面总辐照量不足1,050kWh/m²,为太阳能资源一般区。

(2) 我国光伏发电产业发展情况

①光伏发电市场规模

相对于欧洲国家，我国的光伏发电行业起步较晚。我国于 1958 年开始研制太阳能电池，1973 年首次将太阳能电池应用于地面设施，受成本较高等因素的限制，光伏发电行业发展缓慢。2000 年后，国家启动了送电到乡、光明工程等一系列扶持项目，开启光伏发展的序幕。随着光伏发电技术逐渐成熟、成本逐步降低、上网电价初步明确以及国家改善能源结构的需要日益增加，集中式光伏发电得以迅速发展。2009 年，国家开始实施太阳能光电建筑应用示范项目和金太阳示范工程，促进国内光伏发电的产业化和规模化发展。2011 年，国家发改委发布《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》，给光伏市场释放了利好的信号，进一步加速我国光伏市场的启动。自 2011 年起，欧美对我国光伏组件制造业进行“双反”调查，对光伏行业造成巨大的冲击。2013 年，国内陆续出台政策，光伏发电装机规模迎来爆发式增长。2018 年“531 光伏新政”出台后，国内光伏市场新增装机规模小幅下滑。截至 2019 年底，我国光伏发电行业经过近年的快速发展，已经成为全球光伏发电规模最大、增长最快的市场。2009 年至 2019 年全球光伏发电累计装机容量的年复合增长率为 39.17%，而同期我国光伏发电累计装机容量的年复合增长率为 146.21%，增长率位居全球第一。2020 年，我国光伏发电新增装机容量 48.20GW，截至 2020 年底，我国累计装机容量 253.43GW。

2009-2020年我国光伏新增装机容量、累计装机容量及增长率
(单位: GW)

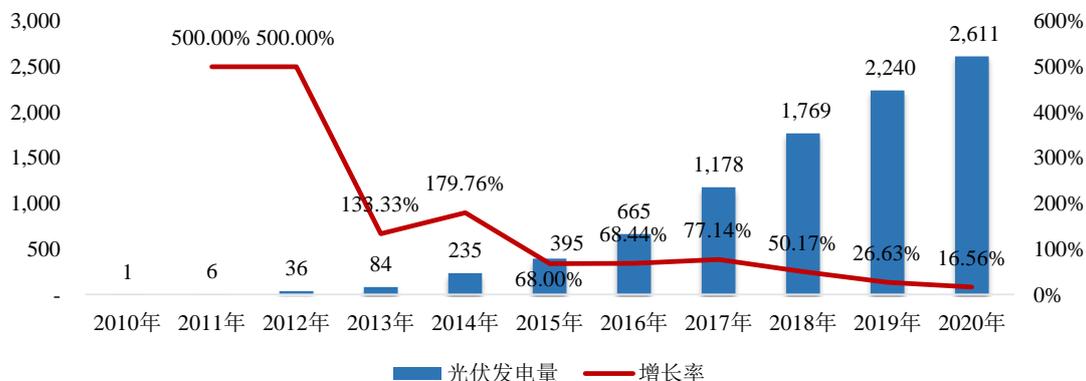


资料来源：中国电力企业联合会

2010-2020 年，我国光伏发电量持续高速增长。2020 年，光伏发电量为 2,611

亿千瓦时，同比增长 16.56%。

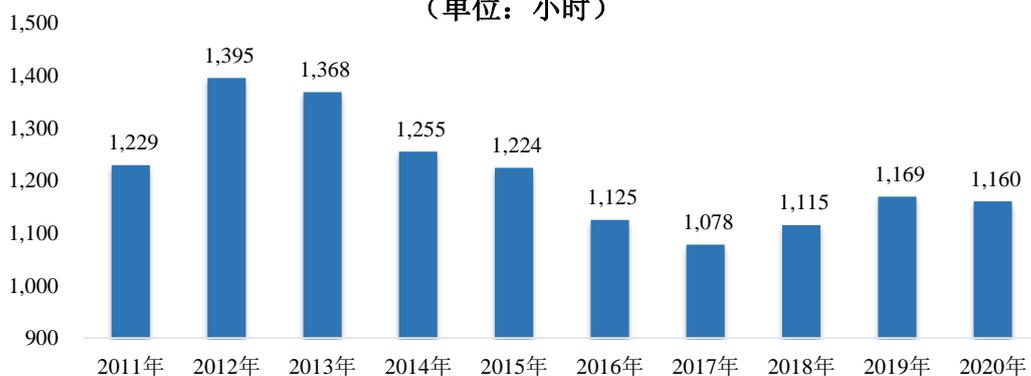
2010-2020年我国光伏发电量及增长率
(单位: 亿千瓦时)



资料来源: 中国电力企业联合会

2013 年开始, 在行业政策的驱动下, 我国光伏装机规模爆发式增长, 高于用电需求的增长, 西北等地区出现较为严重的弃光现象, 导致光伏平均利用小时数也持续下滑。2020 年, 受益于新能源消纳政策的有效实施, 光伏弃光现象缓解, 发电效率得以提升, 当年我国并网光伏发电设备平均利用小时为 1,160 小时。

2011-2020年我国光伏发电设备利用小时数
(单位: 小时)



资料来源: 世纪新能源网《国家电网: 2015 年我国光伏发电发展基本情况》, 中国电力企业联合会《2016-2017 年度全国电力供需形势分析预测报告》, 国家能源局《2018 年光伏发电统计信息》, 国家能源局《2019 年光伏发电并网运行情况》, 国家能源局《国家能源局 2021 年一季度网上新闻发布会文字实录》

②弃光限电情况

为了推动清洁能源高质量发展、有效解决消纳问题, 国家发改委、国家能源局发布了《解决弃水弃风弃光问题实施方案》《清洁能源消纳行动计划(2018-2020 年)》, 积极采取措施加大力度促进清洁能源消纳, 确保 2020 年光伏发电利用率

高于 95%，弃光率低于 5%。2020 年，全国平均弃光率 2%，与 2019 年基本持平。弃光重灾区的西北地区弃光率也大幅下降，2020 年的弃光率降至 4.8%，同比降低 1.1 个百分点，尤其是新疆、甘肃弃光率进一步下降，分别为 4.6%和 2.2%，同比降低 2.8 和 2.0 个百分点。

3、进入本行业的主要障碍

（1）技术壁垒

光伏电站的开发、建设和运营均需要较强的技术水平和丰富的经验，属于技术密集型行业。项目开发阶段最重要的是确定电站选址，这将直接影响光伏组件获取太阳能的效率，也影响了光伏电站的建设成本，最终影响电站未来的盈利能力，具备较高的技术含量。这个环节需要深入研究和分析项目地太阳能资源、电量消纳、上网电价、政策环境等多种因素，综合评估项目的收益性和可行性；其次，施工建设阶段主要是安装光伏设备、建设电站配套设施，需要合理把握施工进度、控制施工成本、保证施工质量等；最后，电站建成之后，需要专业的技术人员负责运维、监测和维修等工作。光伏电站投资运营全过程需要开发企业具备丰富的实践经验和专业的技术水平，对于缺乏技术积累的新进入者构成较高的技术壁垒。

（2）资金壁垒

光伏电站的前期建设需要投入大量资金，按照目前的情况，建设一个 100MW 的地面集中式光伏电站需要数亿资金，由于建设期融资困难，需要光伏企业拥有充足的自有资金。其次，光伏电站的投资回收期较长，光伏补贴存在发放滞后情况，电站运营初期还需要额外投入资金，对企业的资金要求较高。

2016 年 5 月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于完善光伏发电规模管理和实行竞争方式配置项目的指导意见》（发改能源〔2016〕1163 号）规定，将企业经营光伏发电项目的业绩、投资能力、技术先进性等作为普通光伏电站项目的竞争指标，且将上网电价作为最主要的竞争条件，这一规定将会加大小规模企业获取项目的难度。

（3）人才壁垒

太阳能光伏产业属于技术密集型行业，涉及到电站设计、施工、运营、管理和维修等多个方面专业知识，需要大量有经验的复合技术人才和管理人才。受国家产业政策的支持，近年来我国光伏行业发展十分迅猛，太阳能的应用领域逐渐扩大，而与之不相适应的是光伏专业人才的匮乏。技术水平的高低在很大程度上决定了企业的发展前景，因此，各大企业都在争取更多的专业人才。对于行业的新进入者来说，很难吸引优秀的专业人才加入。

4、影响行业发展的有利和不利因素

（1）行业发展的有利因素

①国家政策支持

我国光伏产业的快速发展离不开国家政策的大力支持。在《可再生能源法》基础上，国务院于 2013 年发布《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》，进一步从价格、补贴、税收、并网等多个层面明确了光伏发电的政策框架，地方政府相继制定了支持光伏发电应用的政策措施，这些政策极大地推动了我国光伏产业的发展。

②能源结构优化的需求

在全球气候变暖及化石能源日益枯竭的大背景下，可再生能源开发利用日益受到国际社会的重视，大力发展可再生能源已成为世界各国的共识。2016 年 11 月 4 日生效的《巴黎协定》凸显了世界各国发展可再生能源产业的决心，我国在《巴黎协定》中承诺：2030 年单位国内生产总值二氧化碳排放量比 2005 年下降 60-65%，非化石能源占一次能源消费比重提高到 20%。同时《国家应对气候变化规划（2014-2020 年）》提出：到 2020 年非化石能源占一次能源消费比重达到 15%。目前我国电源结构仍以煤电为主，根据电力规划设计总院发布的《中国能源发展报告 2018》，2018 年我国非化石能源消费占一次能源消费比重提高至 14.3%，其中光伏占比为 1.2%。《太阳能发展“十三五”规划》指出，到 2020 年底，太阳能发电装机达到 1.1 亿千瓦以上，其中，光伏发电装机达到 1.05 亿千瓦以上，成为实现 2020 年和 2030 年非化石能源分别占一次能源消费比重 15%和 20%目标的重要力量。

太阳能作为一种可再生能源，具有洁净无污染、可持续利用的特点，是理想的可持续替代能源。随着光伏组件价格的不断降低和光伏技术的发展，太阳能光伏发电的优势进一步凸显，未来发展前景广阔。

③技术进步推动成本下降

光伏发电系统的核心部分是光伏组件，光伏组件是由光伏电池串并联并封装而成，电池的光电转换效率从根本上制约着光伏发电成本。随着光伏产业的发展，太阳能电池生产技术进步迅速，光电转换效率持续提升，光伏发电的度电成本逐渐降低。

根据《中国光伏产业发展路线图》（2020年），2020年，规模化生产的P型单晶电池均采用PERC技术，平均转换效率达到22.80%，较2019年提高0.50个百分点，先进企业转换效率达到23.00%。根据咨询机构BNEF数据统计，自2007年开始的十年时间内，光伏发电组件、光伏发电系统成本分别下降88.3%和91.6%，度电成本累计下降了约90%。

④电力体制改革

2015年3月15日《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）文件的发布，标志着新一轮电力体制改革的开启。新一轮电力体制改革正在逐步放开发用电计划、建立优先发电制度、推进售电侧开放和电价形成机制改革、构建现代竞争性电力市场，有利于可再生能源优先发展和公平参与市场交易。在新的电力体制条件下，市场机制将鼓励提高电力系统灵活性、逐步解决常规能源与可再生能源的利益冲突问题，扩大新能源消纳市场，从而促进太阳能发电等可再生能源的大规模发展。随着售电侧改革的推进，分布式发电将会以更灵活、更多元的方式发展，通过市场机制创新解决困扰分布式光伏发展所面临的问题，推动光伏发电全面市场化发展。

（2）行业发展的不利因素

①光伏发电非技术成本偏高

光伏发电成本包括技术成本和非技术成本，其中光伏非技术成本主要包括接网、土地、项目前期开发费用、融资成本等。随着光伏行业技术进步，技术成本

大幅下降，然而非技术成本居高不下，严重阻碍了光伏平价上网进程。

②仍存在弃光限电现象

西北地区由于地广人稀、光照资源丰富等优点，成为大型地面电站的聚集地，截至 2019 年底，西北的光伏装机规模达到 4,946 万千瓦，但是当地消纳能力有限且远距离输配电设施建设不够完善，导致电力供需在光照资源丰富地区内部及西北内陆和东南沿海地区之间的不平衡，进而造成严重的弃光限电问题。

2020 年，全国平均弃光率 2%，与去年同期基本持平，西北地区的光伏消纳问题较为突出，弃光率为 4.8%，其中新疆、甘肃弃光率分别为 4.6% 和 2.2%。为解决“弃光限电”等问题，《解决弃水弃风弃光问题实施方案》提出到 2020 年在全国范围内有效解决弃水弃风弃光问题。若弃光限电不能得到有效解决，将会影响光伏发电行业的发展。

③国家补贴滞后

我国对集中式光伏项目和“全额上网”的分布式光伏项目执行标杆上网电价，其中，超出脱硫燃煤电价部分为国家补贴，另外对“自发自用、余量上网”分布式光伏项目实行全电量补贴。随着光伏市场规模快速扩大和可再生能源附加征收不足，补贴资金缺口明显，多数光伏发电项目难以及时获得补贴，增加了全产业链资金成本，市场波动易导致行业风险快速集聚。

④光伏发电并网要求高

光伏发电容易受到环境、天气以及光照条件的影响，具有间歇性、随机性和周期性等特点，导致其接入电网时会对电网的安全性和供电可靠性造成威胁，这大大影响了光伏发电的推广与发展。随着储能技术的发展及电网技术的提高，光伏发电的不稳定性会大幅降低，将提高电网对可再生能源电力的接纳能力。

5、行业技术水平与技术特点

(1) 集中式光伏电站为光伏发电主要应用形式

根据并网方式的不同，光伏电站一般分为集中式光伏电站、分布式光伏电站和离网式光伏电站。目前，我国以集中式光伏电站为主，建设规模一般在 10MW

以上，100MW 的超大规模光伏电站也在日益增多。分布式光伏电站装机规模一般在 1MW-10MW 之间，伴随政策扶持的倾斜，所占比重不断提升。离网式光伏电站的应用较少，主要分布在部分电网尚未覆盖的偏远地区。

（2）光伏电站向智能化运维发展

光伏电站的运维方式正从传统的人工值守向智能化运维发展。智能化运维是基于大数据、云计算等技术，对电站实施线上数据监控、线下专业管理的一种方式。随着光伏电站规模逐渐扩大，电站巡检工作更加复杂，传统的人工巡检方式已不能满足电站运维的需要。相较于传统方式下无法及时发现问题、对电站设备不能进行精准维护等弊端，智能运维系统能实时监控电站设备，及时发现设备缺陷，有效提高光伏电站的发电效率。

（3）智能电网促进光伏发电消纳

电网的智能调节能力对于推动光伏发电行业发展有着至关重要的作用。光伏发电具有随机性、间歇性和波动性，导致其接入电网时会对电网的安全性和供电可靠性造成威胁，在一定程度上制约了光伏发电大规模应用。坚强智能电网能抵御各类外部干扰，适应大规模光伏发电的接入，结合大容量储能技术的推广应用，光伏发电并网运行控制能力显著提升，有助于光伏发电大规模开发，使光伏发电成为更加经济、高效、可靠的能源供给方式。

6、上下游行业之间的关联性、上下游行业发展状况

（1）行业上游

光伏发电的基本原理是利用半导体界面的光生伏特效应，将太阳能通过太阳能电池（光伏电池）直接转变为电能，通过并网逆变器转化为交流电，再通过升压变电站升压后输送到电网中。光伏发电行业上游主要为光伏设备制造行业，包括光伏组件和光伏配件的生产，其中，光伏组件是太阳能发电系统中的核心部分。2020 年，全国组件产量达到 124.60GW，同比增长 26.40%，以晶硅组件为主。其中，排名前五企业产量占国内组件总产量的 55.10%，其中前三家企业产量超过 10.00GW。预计 2021 年组件产量将超过 145.00GW。随着规模化生产和技术进步，光伏组件的价格持续下降，有利于光伏发电行业发展。

(2) 行业下游

光伏发电行业的下游是电力需求方，主要包括电网公司、企业和居民。电力需求方面，随着宏观经济不断发展，社会用电需求也不断攀升。但是，由于化石能源储量有限且不可再生，在开发和使用过程中会产生较大污染，世界各国均在探索替代化石能源的方法，未来会逐步提高可再生能源消费占比。太阳能资源作为最丰富的可再生能源之一，具有分布广泛、可再生、无污染等特点，是国际上公认的理想替代能源。2020年，全国可再生能源发电量达2.21万亿千瓦时，其中，光伏发电2,611亿千瓦时，同比增长16.56%。下游旺盛的电力需求是光伏发电行业蓬勃发展的保障。

7、行业特有的经营模式

光伏发电业务的运营主要涉及光伏电站的建设、运营管理以及向下游客户销售电力等环节。

光伏电站的开发建设主要采取EPC总承包模式，即由承包商提供电站的“设计、采购、施工、试运行”等服务，并由承包商对工程的质量、安全、工期和造价全面负责，在电站建设完成后移交项目公司。近年来，随着光伏行业高速发展，越来越多光伏设备制造企业开始向产业链下游延伸，采取自行建造光伏电站并运营的模式。

光伏电站的运营管理主要包括电站内生产设备、设施的运行及日常维护和检修等，一般由项目公司负责，或者委托专业的机构来运营。

光伏电站的电力销售模式根据电站类型不同主要包括以下两种：第一，集中式光伏电站和“全额上网”分布式光伏电站主要采取直接销售给电网公司和市场化交易方式；第二，“自发自用、余量上网”分布式光伏电站所发电量优先供应屋顶资源业主使用，尚有余电再销售给电网公司。

8、行业的周期性、区域性和季节性

(1) 周期性

影响光伏发电行业发展的主要因素包括国家政策、光照资源和电网条件等，其中国家政策对行业阶段性发展的影响相对较大，在国家各项政策稳定的情况

下，光伏发电市场规模和上网价格均有稳定的预期和保障，与经济周期没有明显的相关性。由于太阳能为主要的清洁能源，从长远来看，未来仍将保持持续增长。

（2）区域性

由于光照资源在不同地区间差异较大，光伏发电具有很强的区域性。总的来说，西北地区光照资源最丰富，主要以大型地面光伏电站为主，随着分布式光伏电站的发展，中东部地区的装机规模不断攀升，光伏应用逐渐从西北向中东部地区转移。

（3）季节性

太阳能资源直接影响光伏电站的发电量，我国光能资源在不同季节间存在一定的差异，导致光伏发电行业也具有明显的季节特征。一般来说，冬季的太阳辐射最弱，可利用的光照资源最少，光伏发电量最少，而春夏秋三个季节发电量相对较多。

9、市场竞争格局

（1）行业内主要企业

由于光伏电站初始投资高，进入壁垒较高，行业发展初期市场参与者以大型央企和国企为主。近年来，随着国家产业政策支持，光伏行业呈现爆发式增长，尤其是分布式光伏电站的迅猛发展，吸引越来越多民营资本进入光伏发电行业中，光伏电站投资主体逐渐多元化。

截至 2019 年末，国家电力投资集团有限公司的光伏累计装机规模遥遥领先，其次是大型能源类国企和部分民营企业。具体情况如下表所示：

单位：GW

排名	企业名称	光伏发电装机规模
1	国家电力投资集团有限公司①	19.29
2	协鑫新能源控股有限公司②	7.01
3	中国广核集团有限公司③	5.24
4	中节能太阳能股份有限公司⑤	4.97
5	中国三峡新能源（集团）股份有限公司④	4.30
6	中国华能集团有限公司⑥	4.00

排名	企业名称	光伏发电装机规模
7	浙江正泰电器股份有限公司⑦	3.49
8	晶科电力科技股份有限公司⑧	3.00
9	北控清洁能源集团有限公司⑨	2.16
10	熊猫绿色能源集团有限公司⑩	1.88

数据来源：

- ① 《国家电力投资集团有限公司 2019 企业社会责任报告》；
- ② 《协鑫新能源控股有限公司 2019 年年报》；
- ③ 《中国广核集团有限公司 2020 年度第二期中期票据募集说明书》；
- ④ 《中节能太阳能股份有限公司 2019 年年报》；
- ⑤ 中国三峡新能源（集团）股份有限公司官网；
- ⑥ 《华能集团有限公司 2020 年主体与相关债项跟踪评级报告》；
- ⑦ 《浙江正泰电器股份有限公司 2019 年年报》
- ⑧ 《晶科电力科技股份有限公司主体及“20 晶电 01”2020 年度跟踪评级报告》；
- ⑨ 《北控清洁能源集团有限公司 2019 年年报》；
- ⑩ 《熊猫绿色能源集团有限公司 2019 年第四季度发电站发电量之总结》；

注 1：仅包括在中国境内的光伏装机规模。

注 2：排名根据公开资料整理统计，存在其他光伏电站运营商未列入的情况。

（2）行业市场化程度

近年来，在产业政策的支持下，光伏行业市场竞争激烈，市场化程度大幅提升，市场参与主体由大型央企和国企扩大至民营企业，行业集中度有所下降。但随着光伏行业新增装机放缓，进入存量时代，未来行业并购重组步伐将加快，行业集中度和整合度将进一步提升。根据《2019 中国光伏电站资产交易白皮书》，在“531 光伏新政”之后，国内光伏电站资产交易呈现爆发性增长。仅在新政后的半年时间里，国内光伏电站资产交易规模和金额分别达到 1.30GW、89.27 亿元，均超过 2015 年至 2017 年三年交易量的总和。

10、行业利润水平的变动趋势及变动原因

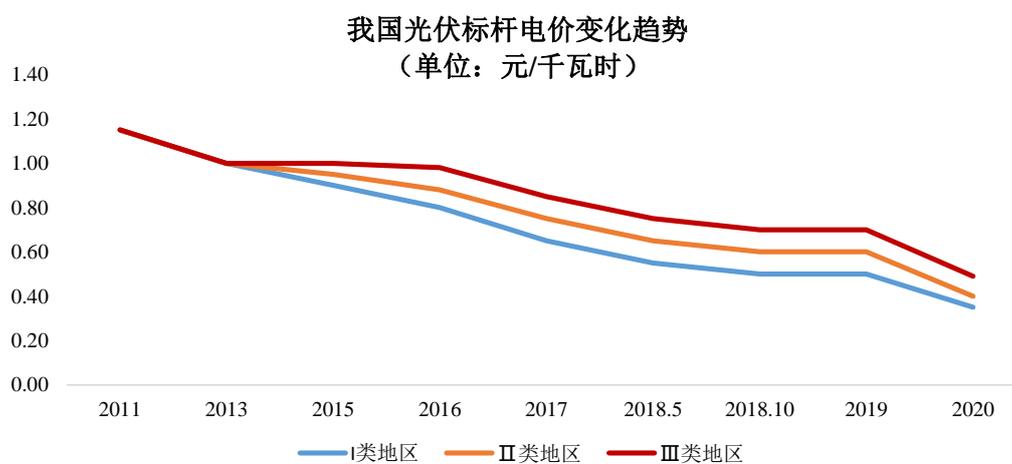
影响光伏电站利润水平的因素主要包括上网电价、销售电量以及上游光伏组件和配件的价格。

（1）收入端：上网电价、销售电量

光伏发电上网电价和销售电量直接影响光伏发电行业的整体利润水平。自 2011 年开始，我国对集中式光伏项目和“全额上网”的分布式光伏项目执行标杆上网电价，2019 年及以后实行指导价，其中，超出脱硫燃煤电价部分由可再生能

源基金进行补贴。另外，对“自发自用、余量上网”分布式光伏项目实行全电量补贴。

上网电价方面，根据《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发〔2013〕24号），对于已获得国家补贴的电站而言，在电站的全寿命周期20年之内，国家补贴水平稳定不变。对于新建项目，在技术进步和成本下降的双重驱动下，标杆电价和国家补贴逐年下降，全面实施竞价上网后预计电价会进一步降低。



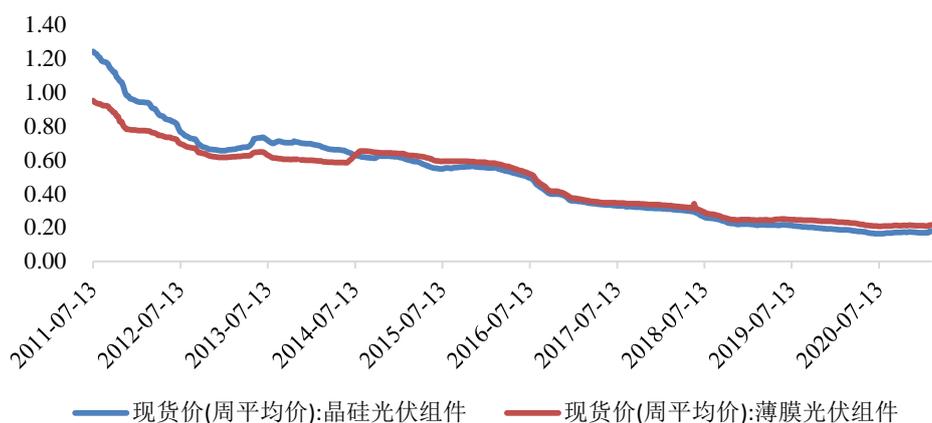
注：2018年调整了两次光伏标杆电价。

销售电量方面，伴随光伏装机规模的高速发展，光伏发电量占我国总发电量的比重不断提升。2010-2020年，我国光伏发电量由1亿千瓦时增长至2,611亿千瓦时；发电量占比由0.003%增长至3.42%，累计提高3.42个百分点。虽然目前西北等地区仍存在着比较严重的弃光现象，随着电力市场化改革推进、特高压建设以及社会用电需求攀升，未来光伏发电的利用小时数将会稳步提升，上网电量将会增加。

(2) 成本端：上游光伏组件和配件的价格

随着光伏技术不断发展，市场竞争日渐激烈，光伏产业链上游产品的价格整体处于下降趋势，光伏组件以及逆变器等配件的成本逐渐下降，带动光伏装机成本持续下降。

光伏组件价格水平（单位：美元/瓦）



数据来源：Wind

根据中国光伏行业协会发布的《中国光伏产业发展路线图》（2020年），2020年，我国地面光伏系统的初始全投资成本为3.99元/W左右，较2019年下降0.56元/W，降幅为12.30%。，预计到2030年可下降至3.15元/W。工商业分布式光伏系统初始投资成本为3.38元/W，预计到2030年可下降至2.69元/W。

总体上，在收入端和成本端的综合影响下，光伏发电行业的利润水平基本保持稳定。

11、行业发展趋势

（1）产业规模持续扩大

根据《太阳能发展“十三五”规划》，到2020年底，中国光伏发电装机规模要达到105GW。截至2020年底，中国光伏累计并网装机规模为253.43GW，远超“十三五”规划的目标。

“十四五”期间，随着应用市场多样化以及电力市场化交易、“隔墙售电”的开展，新增光伏装机将稳步上升。2011-2019年国内光伏年度新增装机规模以及2020-2025年新增规模预测如下图所示：

2020-2025年光伏新增规模预测
(单位: GW)



数据来源: 中国光伏行业协会《中国光伏产业发展路线图》(2019年)

(2) 光伏发电应用多元化

近年来,我国政策在鼓励建设光伏电站的同时,积极促进光伏应用不断向其他产业渗透,光伏发电的应用模式因此开始多样化。“十三五”期间,我国将按照“创新驱动、产业升级、降低成本、扩大市场、完善体系”的总体思路,大力推动光伏发电多元化应用。

国家鼓励结合荒山荒地和沿海滩涂综合利用、采煤沉陷区等废弃土地治理、设施农业、渔业养殖等方式,因地制宜开展各类“光伏+”应用工程,促进光伏发电与其他产业有机融合。现阶段,我国光伏电站开发呈现与农业、养殖业、矿业、生态治理相融合的多元化发展趋势,开辟了各种与光伏行业结合应用的新模式。

(3) 分布式光伏发展提速

分布式光伏发电具有输出功率相对较小、环保效益突出、缓解局地用电紧张、可发电用电并存的特点,是一种新型的、具有广阔发展前景的发电和能源综合利用方式。我国分布式光伏发电起步较早,在2002年国家便提出了“送电到乡工程”,揭开了分布式光伏发电的序幕。2009年开始,政府通过“金太阳”工程和“光伏建筑一体化”工程两项措施,以投资补贴方式使分布式光伏发电得到快速发展。随后国家陆续出台了针对分布式光伏发电行业的政策,进一步支持分布式光伏发电行业的发展,《太阳能发展“十三五”规划》提出重点推进分布式光伏发展,预

计未来几年分布式光伏发电行业将高速发展。《能源发展“十三五”规划》提出，到 2020 年底，我国太阳能发电规模要达到 1.1 亿千瓦以上，其中分布式光伏 6,000 万千瓦。

近年来，分布式光伏电站的装机规模不断扩大，装机规模占比也不断提升。截至 2019 年底，全国分布式光伏累计装机规模为 6,263 万千瓦，新增装机 1,220 万千瓦，同比增长 41.30%，新增装机规模占比达 40.52%。

（六）风力发电行业情况

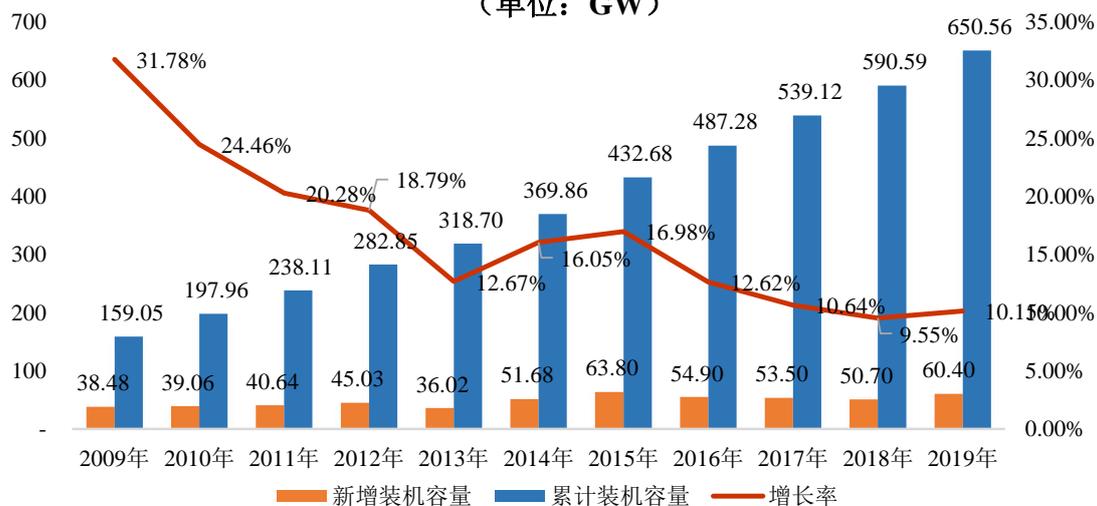
1、全球风力发电行业概况

近年来，风力发电作为可再生的清洁能源受到世界各国政府、能源界和环保界的高度重视。风电作为应用最广泛和发展最快的新能源发电技术之一，是装机容量增幅最大的新能源发电技术，并已在全球范围内实现大规模开发应用。

（1）全球风电装机规模快速增长

根据全球风能理事会（GWEC）统计数据，自 2001 年起，全球风电行业装机容量高速增长，全球风电累计装机容量从 2001 年的 23.90GW 增长到了 2019 年的 650.56GW，年均复合增长率高达 20.15%。从新增风电装机容量来看，全球风电行业在经历了多年的低基数快速发展期后，进入周期性成长阶段。2012 年新增装机容量达到高峰，2013 年出现了新增风电装机容量放缓，2014-2015 年得到调整并实现恢复性增长，2015 年新增装机容量再创历史新高。自此，全球风电装机容量增长进入调整周期，2016 年、2017 年和 2018 年全球风电新增装机容量较 2015 年均有所减少且逐年下降，但 2019 年又实现大幅增长。

2009-2019年全球风电新增装机容量、累计装机容量及增长率
(单位: GW)

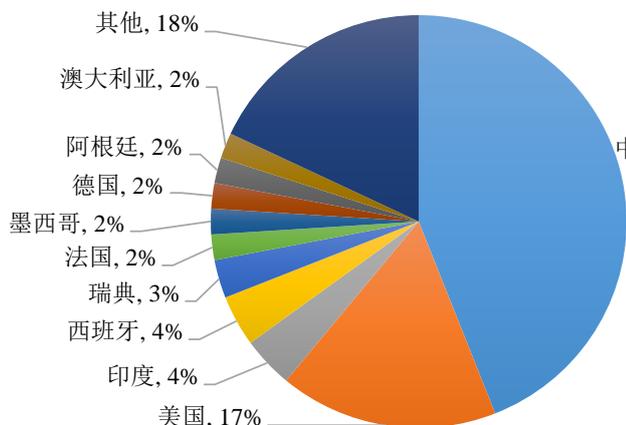


数据来源: 全球风能理事会 (GWEC)

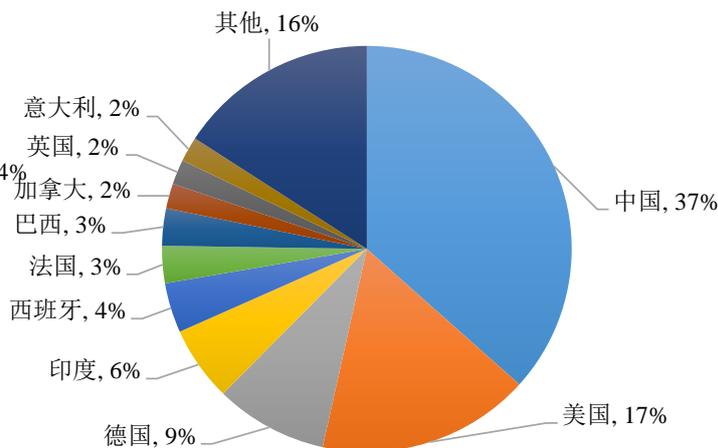
(2) 中国成为世界第一大陆上风电、世界第三大海上风电国家

从全球风电累计装机容量的分布来看, 截至 2019 年底, 全球风电市场主要集中在中国、美国、德国、印度和西班牙。对于陆上风电市场, 2019 年全球新增装机容量为 54.21GW, 较 2018 年上升 16.96%。其中, 中国 2019 年陆上风电场新增装机容量为 23.76GW, 位居世界第一。中国和美国仍然是最大的陆上风电市场, 截至 2019 年底其分别拥有 229.56GW 和 105.44GW 的累计装机容量, 分别位居世界第一、第二。

2019年全球陆上风电新增装机容量分布图



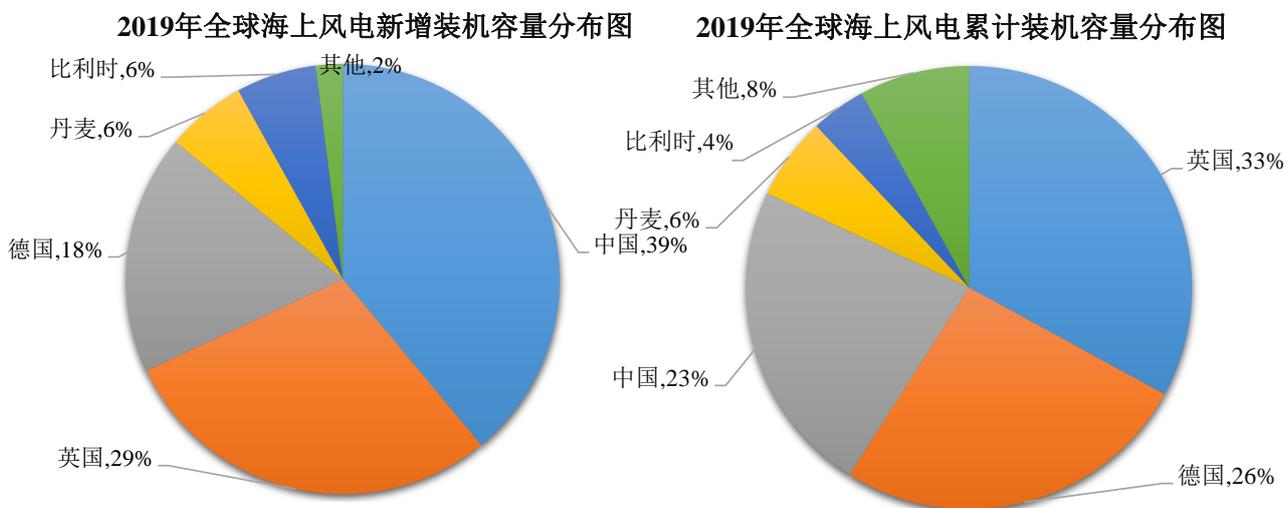
2019年全球陆上风电累计装机容量分布图



数据来源: 全球风能理事会 (GWEC)

对于海上风电市场, 2019 年全球新增装机容量为 6.15GW, 累计装机容量为

是 29.14GW，其中，中国 2019 年新增装机容量为 2.40GW，位居世界第一，累计装机容量为 6.84GW，位居世界第三。



数据来源：全球风能理事会（GWEC）

2、我国风力发电行业概况

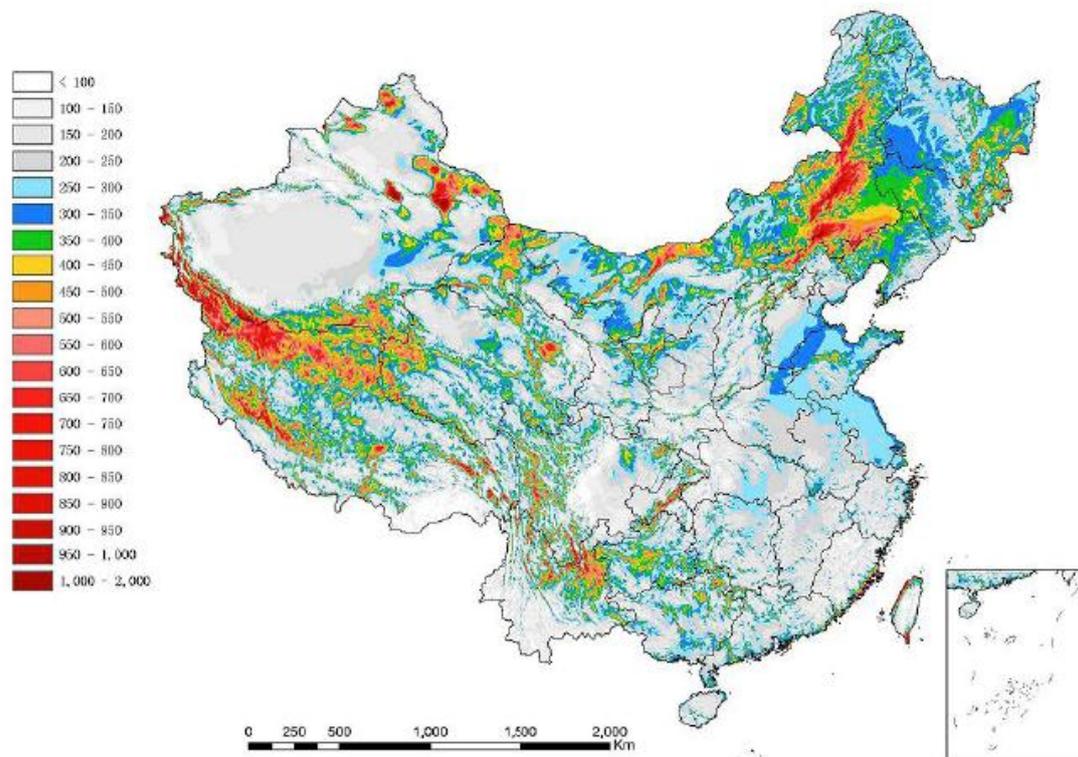
风能作为新能源领域中技术最成熟、最具规模化开发条件和商业化发展前景的发电方式之一，在我国能源体制改革及新能源发展中发挥了重要的作用。

（1）我国风能资源概况

我国幅员辽阔，陆疆总长达 2 万多公里，还有 18,000 多公里的海岸线，边缘海中有岛屿 5,000 多个，风能资源丰富。根据国家发展和改革委员会能源研究所与国际能源署执行并发布的《中国风电发展路线图 2050》（2014 版）显示，我国风能资源潜力在 30 亿千瓦以上，主要集中在“三北”（西北、华北和东北）地区，其中陆上风电 70m 高度的潜在开发量在 26 亿千瓦，海上（5-10m 水深）100m 高度的潜在开发量在 5 亿千瓦左右。我国风能资源具有巨大的发展潜力。

中国陆地 70 米高度风功率密度分布图

单位：亿千瓦



资料来源：《中国风电发展路线图 2050》（2014 版）

2020 年，全国陆地 70m 高度层平均风速均值约为 5.4m/s。平均风速大于 6.0m/s 的地区主要分布在东北西部和东北部、华北平原北部、内蒙古中东部、宁夏中南部的部分地区、陕西北部、甘肃西部、新疆东部和北部的部分地区、青藏高原大部、云贵高原中东部、广西、广东沿海以及福建沿海等地，其中，内蒙古中东部、新疆北部和东部的部分地区、甘肃西部、青藏高原大部等地年平均风速达到 7.0m/s，部分地区甚至达到 8.0m/s 以上。山东北部和东部、华南大部、江浙沿海等地年平均风速也达到 5.0m/s 以上，其他地区年平均风速不到 5.0m/s。

（2）我国风电行业发展历程

我国风电发展始于 20 世纪 50 年代后期，当时建设的主要是非并网小型风电机组，是用于解决海岛及偏远地区的供电难问题。70 年代末期，我国开始研究并网风电，主要通过引入国外风电机组建设示范电场，1986 年 5 月，我国首个示范性风电场马兰风力发电场在山东荣成建成并网发电。从第一个风电场建成至今，我国风电产业发展大致可以分为以下 6 个阶段：

①早期示范阶段（1986 年-1993 年）

此阶段主要是利用国外捐赠及丹麦、德国、西班牙政府贷款建设小型示范风电场，国家“七五”、“八五”投入扶持资金，设立了国产风电机组攻关项目，支持风电场建设及风电机组研制。这期间相继建成了福建平潭岛、新疆达坂城、内蒙古朱日和等并网风电场，在风电场选址与设计、风电设备维护等方面积累了一些经验。

②产业化探索阶段（1994年-2003年）

此阶段通过引入、消化、吸收国外技术进行风电装备产业化研究。从1996年开始，国家启动了“乘风工程”、“双加工程”、“国债风电项目”和科技支撑计划等一系列的支持项目推动了风电的发展。该阶段国产风电设备实现了商业化销售，国内风电年新增装机容量不断扩大，新的发电场也不断涌现。随着1998年电力体制向竞争性市场改革，政策不明确，导致风电行业发展趋于缓慢。

③产业化发展阶段（2004年-2007年）

在该阶段，国家不断出台了一系列鼓励风电开发的政策和法律法规，如2005年颁布的《可再生能源法》及其细则和2007年实施的《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》，以解决风电产业发展中存在的障碍，迅速提升了风电的开发规模和本土设备制造能力。同时，2005年出台的《国家发展改革委关于风电建设管理有关要求的通知》中有关“风电设备国产化率要达到70%以上”（2010年已被取消）等一系列政策的推动下，开启了装备国产化进程。

④高速发展阶段（2008年-2010年）

本阶段风电整机制造能力大幅提升。该期间，我国提出建设8个千万千瓦级风电基地，启动建设海上风电示范项目，是前所未有的高速发展期。2010年，我国风电新增装机容量超过18.9GW，以占全球新增装机48%的态势领跑全球风电市场，风电累计装机容量首次超过美国，跃居世界第一。此外，我国风电相关的政策和法律法规进一步完善，2009年12月国家修订了《可再生能源法》，制定了实施可再生能源发电全额保障性收购制度，以应对大规模风电上网和市场消纳的挑战。但快速发展的同时，该阶段也出现了电网建设滞后、国产风电机组质量难以保障、风电设备产能过剩等问题。

⑤调整阶段（2011年-2013年）

经过几年的高速发展后，我国风电行业问题开始凸显，一是行业恶性竞争加剧，设备制造产能过剩，越来越多的企业出现亏损；二是我国“三北”地区风力资源丰富，装机容量大，但地区消纳能力有限，外送通道不足，使得弃风现象严重；三是风电机组质量无法有效保障。期间，不少企业退出风电行业，市场也逐渐意识到风电设备制造不能简单追求“低价优势”，更不能盲目上项目，应充分重视产品质量，并提高服务能力。“十二五”期间为引导风电行业可持续发展，我国政府发布了一系列政策促进行业改革，有效缓解风电并网、弃风限电、无序竞争等问题，2013年我国风电行业开始复苏，新增装机容量明显回升。

⑥稳步增长阶段（2014年-至今）

经过前期的洗牌，风电产业过热的现象得到一定的遏制，发展模式从重规模、重速度到重效益、重质量。“十三五”期间，我国风电产业将逐步实行配额制与绿色证书政策，并发布了国家五年风电发展的方向和基本目标，明确了风电发展规模将进入持续稳定的发展模式。

2016年国家能源局发布《风电发展“十三五”规划》、国家发改委发布《可再生能源发展“十三五”规划》，明确按照“统筹规划、集散并举、陆海齐进、有效利用”的原则，着力推进风电的就地开发和高效利用，加快开发中东部和南方地区陆上风能资源，有序建设“三北”大型风电基地，积极稳妥推进海上风电开发，切实提高风电消纳能力，并提出总量目标，即到2020年底，风电累计并网装机容量确保达到2.1亿千瓦以上，其中海上风电并网装机容量达到500万千瓦以上，风电年发电量确保达到4,200亿千瓦时，约占全国总发电量的6%。

（3）我国风力发电产业发展情况

①风电市场规模

目前，我国已经成为全球风力发电规模最大、增长最快的市场。2020年，我国新增风电装机容量71.67GW，累计风电装机容量达到281.53GW，我国自2010年起连续多年双项指标均位居全球第一。

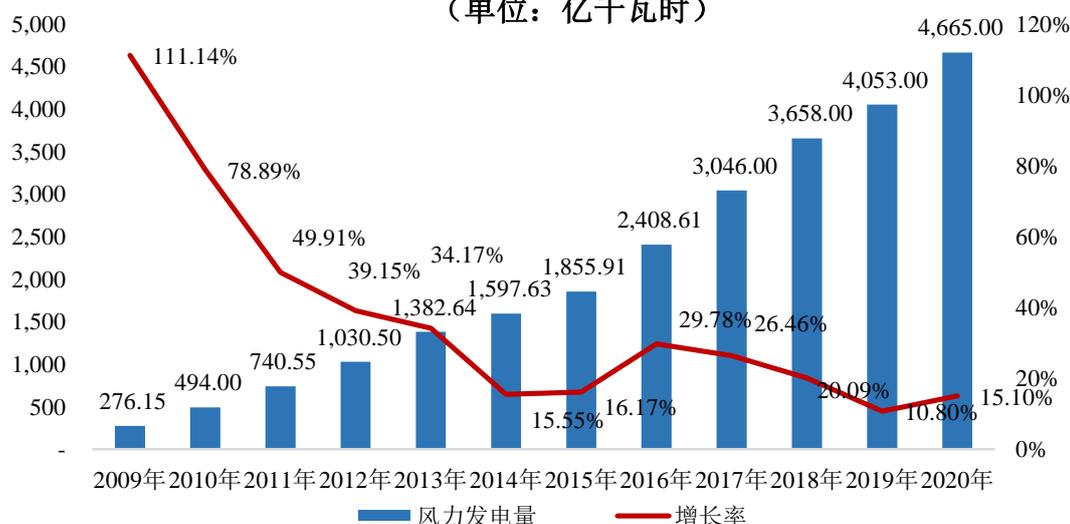
2009-2020年我国风电新增装机容量、累计装机容量及增长率
(单位: GW)



数据来源: 中国电力企业联合会

2020年, 全国风力发电量为4,665.00亿千瓦时, 同比增长15.10%。近十年, 随着风电装机容量稳定增长, 风力发电量持续增长, 2009-2020年, 我国风力发电量年复合增长率达29.30%。

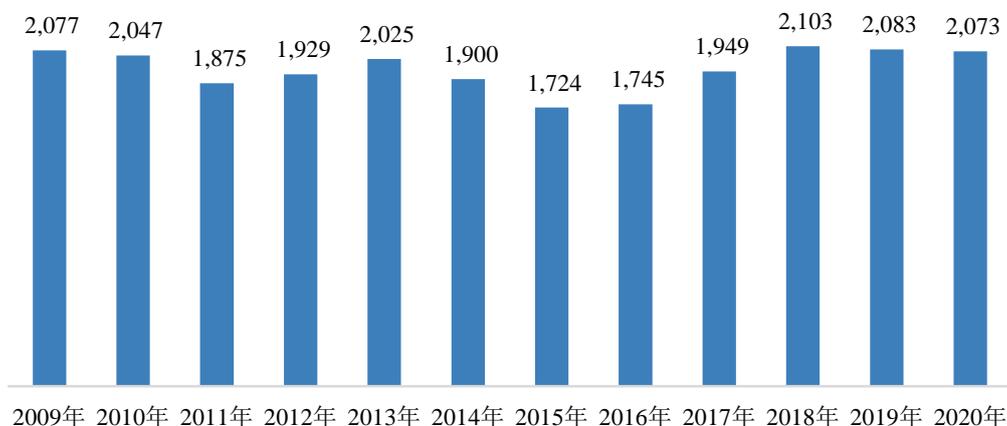
2009-2020年我国风力发电量及增长率
(单位: 亿千瓦时)



数据来源: 中国电力企业联合会

2020年全国6MW及以上电厂发电设备风电平均利用小时数2,073小时, 同比减少10个小时, 降低0.48%, 由于近几年全国风电运行状况持续好转, 全国弃风量和弃风率持续双降, 风电迎来高质量发展。2020年, 全国风电平均利用小时数较高的地区是福建(2,880小时)、云南(2,837小时)、广西(2,745小时)、四川(2,537小时)。

2009-2020年我国6MW及以上电厂发电设备风电利用小时
(单位: 小时)

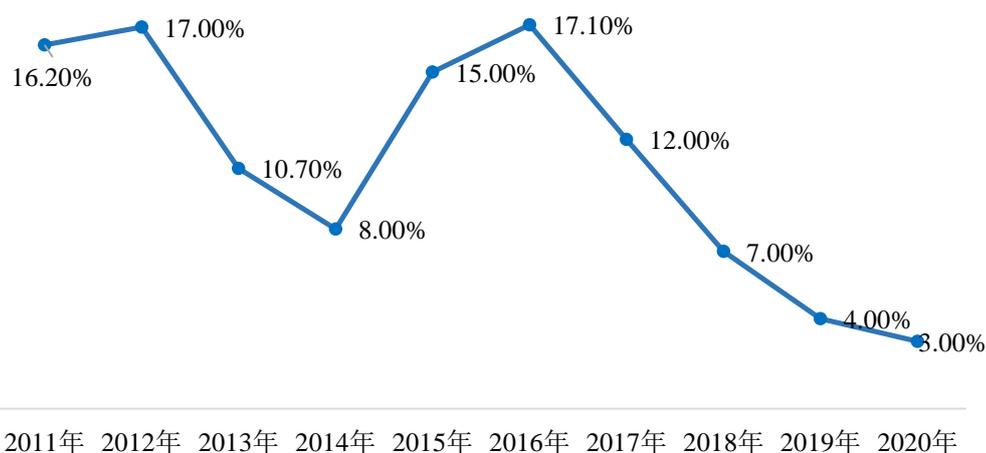


数据来源: 中国电力企业联合会

②弃风现象有效缓解

2020 年全年弃风电量 166 亿千瓦时, 平均利用率 97%, 较上年同期提高 1 个百分点, 弃风限电状况进一步得到缓解。2016 年在煤炭去产能的压力下, 地方政府为了保煤炭, 火电的上网权重有所增加, 加之 2016 年全国用电量增速趋缓, 新能源消纳承压, 弃风现象严重, 弃风率达到近十年最高峰。随后, 国家出台了多项政策, 如风电的红色预警机制、解决风光上网调峰问题的火电厂灵活改性政策等, 自 2017 年起, 我国弃风限电现象有效改善。

2011-2020年我国弃风率变化图



数据来源: 中国能源网、国家能源局

3、进入本行业的主要障碍

(1) 政策壁垒

根据《风电开发建设管理暂行办法》（国能新能〔2011〕285号）规定，风电场开发前期工作包括选址测风、风能资源评估、建设条件论证、项目开发申请、可行性研究和项目核准前的各项准备工作，企业从事风电场的开发建设运营需要经过相当严格的审批程序。企业需要获得当地（省级）政府主管部门以及各职能主管部门对土地、环保、地灾、水保、林业、军事、文物和电网接入等方面的审查并获得所有前期支持性批复文件，在取得各项支持性文件的基础上，取得发改委核准之后，需要履行土地使用权证办理程序以及办理后续项目开工建设权证等。项目建设完成后的竣工验收需要所在省级政府能源主管部门审核并报国务院能源主管部门备案，电网企业对项目并网调试验收进行监督审核。

(2) 技术壁垒

风力发电开发项目属于技术密集型行业，近几年，我国风电行业技术革新较快，风电项目开发、建造及运营等过程中对技术上要求都非常高。风电场开发项目前期工作如风场的选址与风资源评估的技术要求，风场选址需要对众多影响因素进行深入的研究与分析，包括风能资源及其他气候条件、可施工性、运输条件、风电场的规模及位置、风机初步选型及分布位置、上网电价、升压站等配套系统、并网条件、电网系统的容量等。风电场建设过程中，对风电发电相关设备的选型、系统设计与规划均具有较高的技术含量，风电技术装备是风电产业的重要组成部分，是风电场运营的基础和保障。风电项目开发需要企业具备丰富的实践经验，对缺乏技术积累的新进入者构成了较高的技术壁垒。

(3) 资金壁垒

风电行业是资本密集型行业，投资规模大，是典型的重资产行业。根据国务院《关于调整和完善固定资产投资项目资本金制度的通知》（国发〔2015〕51号）规定，电力行业项目的最低资本金比例是20%，所以风电场的投资开发建设需要预先投入大量的资金，回收期较长，进入门槛相对较高，开发建设运营风电场具有很强的资产专用性和显著的沉淀成本特征。

（4）人才壁垒

随着新能源和可再生能源产业的快速发展，国家对新能源和可再生能源行业支持力度加大，可再生能源已成为竞争激烈的战略性新兴产业，促使行业对高素质专业人才需求不断增加，但同时风电行业属于技术密集型产业，市场机制和管理体系、产品和技术快速的更新迭代，对风电场的项目开发、建设及运营维护等各环节的要求不断提高，综合性不断增强，造成具有丰富实践经验的研发与管理人才缺乏。系统掌握风电产业知识并具有丰富实践经验的复合型管理人才缺乏，是市场新进入企业的主要壁垒之一。

4、影响行业发展的有利和不利因素

（1）行业发展的有利因素

①我国能源需求旺盛，行业增长空间广阔

随着工业化、城镇化进程加快，我国能源需求快速增长，已成为全球第一大能源消费国。2020年2月28日，国家统计局发布《2019年国民经济和社会发展统计公报》显示，2019年我国能源消费总量48.60亿吨标准煤，同比增长3.3%，增速与2018年持平，能源消费增速达到近年来最高水平。2001-2019年，我国能源消费总量由15.55亿吨标准煤增长到48.60亿吨标准煤，年均复合增长率达到6.54%。根据2019年7月《BP世界能源统计年鉴》的统计数据，2018年我国占全球能源消费量的24%和全球能源消费增长的34%，我国连续18年成为全球能源增长的最主要来源。

根据“新三步走”战略规划，我国2020年要全面建成小康社会，2050年基本实现现代化，我国经济仍保持平稳较快增长的速度，未来对能源的需求依旧旺盛。增加能源的多元化供应、确保能源安全已成为我国经济社会发展的重要任务，开发利用可再生能源成为国家能源发展战略的重要组成部分。

②政策支持推动风电持续增长

近年来，国家陆续发布了《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》《风电发展“十三五”规划》和《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》，鼓励大力发展风电，加快开发中东部和南方地区风电，有序建设“三北”大型风电基地，

积极稳妥推进海上风电开发，不断提高发电效率，降低发电成本，实现与常规电力同等竞争。尤其 2018 年以来，国家出台了《关于减轻可再生能源领域企业负担有关事项的通知》《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》《分散式风电项目开发建设暂行管理办法》和《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》等文件，通过扫除体制机制障碍，不断优化政策环境，为风电产业发展保驾护航。

③能源结构优化的需求

在全球气候变暖及化石能源日益枯竭的大背景下，可再生能源开发利用日益受到国际社会的重视，大力发展可再生能源已成为世界各国的共识。目前我国电源结构仍以煤电为主，根据电力规划设计总院发布的《中国能源发展报告 2018》，2018 年我国非化石能源消费占一次能源消费比重提高至 14.3%，其中风能占比为 2.4%。《风电发展“十三五”规划》指出，“十三五”期间风电建设总投资将达到 7,000 亿元以上，到 2020 年底，风电年发电量要确保达到 4,200 亿千瓦时，约占全国总发电量的 6%，为实现非化石能源占一次能源消费比重达到 15% 的目标提供重要支撑。在调整能源结构和应对气候变化的双重约束下，在国家相关部门重视和多重政策的支持下，风电已成为我国第三大电源，大力发展风电、太阳能等技术成熟、经济性较好的可再生能源就显得十分重要。

④技术研发推动风电产业快速发展

当前，我国风电产业技术创新能力和速度不断提升，不仅具备大兆瓦级风电整机自主研发能力，而且形成了完整的风电装备制造产业链。一是新产品研发和迭代速度不断加快，2006 年新机型可以在 5-6 年内保持市场地位，而这一周期在近两年缩短至 2-3 年，仅 2018 年，我国风电整机企业就发布了 20 多款全新的机型。二是在大容量机组研发，长叶片、高塔架应用等方面处于国际领先水平，引领全球风电发展。目前，国内已经推出了陆上 3MW 系列机型和海上 8MW 系列机型；国内制造的最长叶片达到 91 米；风轮直径则在过去十年增长了一倍以上，目前全球最大风轮直径为 171 米，由中国船舶重工集团海装风电股份有限公司保持；国内最高轮毂高度超过了 150 米，更高的 160 米机组也即将进入市场。三是新技术应用不断涌现。以激光雷达为代表的新型传感技术在主流新机型研发中的

广泛应用，可以在减少阵风冲击的同时，优化机组发电效率；叶片涡流发生器、叶尖小翼等增强气动技术的应用，能够显著提高发电性能；高塔架（柔塔和混塔）技术的应用，大幅提升了机组在低风速地区的应用前景；集中监控、故障预测和寿命分析技术也使得风电整体管理变得更加智能高效。大量技术创新推动着我国风电发电成本稳步下降。

（2）影响行业发展的不利因素

①风电发展与电网规划和建设不协调

我国风能资源优渥的区域主要集中在“三北”（西北、华北和东北）地区，而我国 75% 以上的能源需求集中在东部、中部地区，即风资源集中的地方基本都远离负荷中心，当地市场难以消纳大量的电力资源，因而对跨区域输电、远距离输电等电网建设提出了较高的要求。2019 年，东、中、西部和东北地区用电量占全国比重分别为 47.2%、18.7%、28.3%、5.8%。作为我国经济发展龙头地区，东中部在未来很长时间内仍将是我国电力消费的主要区域。为保障电力安全供应、促进清洁低碳发展，加快西部北部大型风电、太阳能发电等能源基地开发，大规模、远距离输电至东中部负荷地区是必然要求。电网建设滞后已经成为制约风电发展的一个重要因素。

②经济性仍是制约风电发展的重要因素

与传统的化石能源电力相比，风电的发电成本仍比较高，补贴需求和政策依赖性较强，行业发展受政策变动影响较大。

近年来，与风电场开发相关的施工成本、征地成本、材料成本等均有上升，抵消了部分因风机成本下降带来的有利因素；此外，随着全社会平均工资的逐年递增，风电场建设及运营的人力相关成本亦随之增长。另外，国家发改委自 2014 年 12 月起多次下调了陆上风电的标杆上网电价，对风电场运营企业的利润空间进行了一定的削减和压缩。

2018 年 5 月 18 日，国家能源局印发了《关于 2018 年度风电建设管理有关要求的通知》（国能发新能〔2018〕47 号），规定自通知印发之日起尚未印发 2018 年度风电建设方案的省（自治区、直辖市）新增集中式陆上风电项目和未

确定投资主体的海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价；2019年起各省（自治区、直辖市）新增核准的集中式陆上风电项目和海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价。未来风电上网的竞价机制将对风电场运营企业的盈利能力、利润空间产生一定的影响。

③国家补贴滞后

以风电和光伏为代表的可再生能源的快速发展和壮大，离不开补贴政策的大力支持，但在行业快速增长的过程中，补贴也从行业发展的推动力，变成了阻碍行业进一步扩张的制约因素。从2006年开始征收的可再生能源电价附加收入是补贴资金的主要来源，自2012年以来，受各种因素影响，补贴资金缺口呈现增大趋势，多数风电项目难以及时获得补贴，增加了风电企业的资金成本和融资压力。

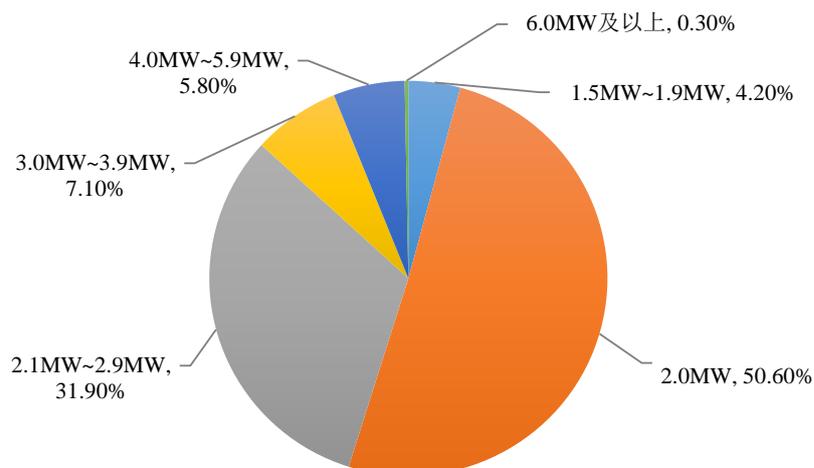
5、行业技术水平与技术特点

（1）风力发电机组的单机容量持续增大

风能的大规模开发将有效降低风电成本，这种大规模开发要求风电机组的大型化。目前，风电机组尺寸的进一步大型化已成为风电技术的重要发展方向，并随着海上风电开发得以加强，相关技术发展将成为未来风电技术的重要趋势。2018年，我国新增装机的风电机组平均功率为2.2MW，同比增长3.4%，截至2018年底，累计装机的风电机组平均功率为1.7MW，同比增长2.5%。

2018年，中国新增风电机组中，2MW风电机组装机占全国新增装机容量的50.6%，2-3MW（不包含3MW）新增装机占比达31.9%。与2017年相比，2-3MW（不包含3MW）机组市场份额同比增长了31.7%，2MW机组市场份额同比下降了7.8%。未来随着多家国内风电制造商3-4MW风电机组的陆续推出，预计陆上风电机组中3MW以上机组将成为主流机型；海上机型随着金风科技新一代海上大兆瓦产品——GW6S平台及整体解决方案的推出，标志着中国6MW以上大容量海上风机技术已开发成熟，将进入大规模商业应用阶段。

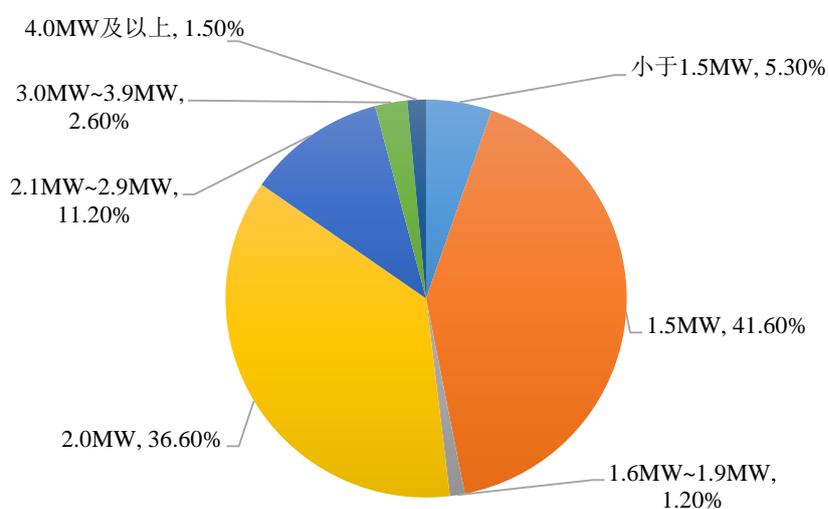
2018年我国不同功率风电机组新增装机容量比例



数据来源：中国可再生能源学会风能专业委员会（CWEA）

截至 2018 年底，中国风电累计装机中，2MW 以下（不包含 2MW）累计装机容量市场占比达到 48.1%，其中，1.5MW 风电机组累计装机容量占总装机容量的 41.6%，同比上升近 1 个百分点。2MW 风电机组累计装机容量占比上升至 36.6%，同比增长了 16.2%。

2018年我国不同功率风电机组累计装机容量比例



数据来源：中国可再生能源学会风能专业委员会（CWEA）

（2）高塔架技术提升风电机组发电量

采用高塔架技术提升机组发电量是当今世界流行且成熟的一种技术手段，高塔架技术切实地改善了地区风电资源条件较差的现状，通过提升风电塔架高度，将轮毂托举在风速更高的空中，使东北、山东、江苏、河南、安徽、湖南、湖北、广东、福建等不少风切变指数较高的地区，也能充分利用风电资源，实现“绿色

发电”。但高塔架并非简单增加塔架高度，需要对钢混塔涉及一系列的技术革新，如混凝土结构超大弯矩的承载能力、钢混塔的疲劳周期级别提升、混凝土结构与钢结构结合点设计与实现等。

（3）海上风电技术成为重要研发方向

我国陆上风电装机容量居于世界首位，海上风电兼具发电利用小时数高、靠近电力负荷中心、不占用土地等多重优势，在国家产业政策引导下进入快速发展期。我国海岸线长约 18,000 多公里，岛屿 6,000 多个。近海风能资源主要集中在东南沿海及其附近岛屿，风能密度基本都在 300 瓦/平方米以上，台山、平潭、大陈、嵊泗等沿海岛屿可达 500 瓦/平方米以上，其中台山岛风能密度为 534 瓦/平方米，是我国平地上有记录的风能资源最大的地方。根据风能资源普查成果，我国 5-25 米水深、50 米高度海上风电开发潜力约 2 亿千瓦；5-50 米水深、70 米高度海上风电开发潜力约 5 亿千瓦。大力发展海上风电，不仅可以满足东部用电需求，陆、海风电相结合，更会加快我国绿色发电的步伐。海上风电是我国“一带一路”倡议及“十三五”新能源规划的重点产业，是推动沿海经济发达地区能源转型的重要手段。

（4）风电产业的数字化、智能化发展迅速

《中国制造 2025》明确提出，智能制造是未来中国制造发展的重要方向。中国已成为全球第一风电大国，在智能制造的背景下，智能化、信息化、大数据、云计算等理念迅速被引入到风电机组设计制造、开发建设和运营管理的各个环节，风电产业的现代化程度大大提高。随着全球大数据、互联网和数字化技术的不断发展，数字化应用已经深入智能制造和智慧服务的各方面，将互联网、大数据的思维应用于风电设备制造和风电场运维，并进行基于数据的资产性能管理，进一步提高发电量和运维质量，降低载荷，节约成本。通过数字化驱动创新，实现能源互联网和多能互补，实现负荷与电源的统一管理，必将成为未来发展的趋势。

6、上下游行业之间的关联性、上下游行业发展状况

（1）行业上游

风电产业链的上游行业主要是风电设备制造行业，主要包括风电机组整机制造企业以及风电机组零部件供应商。近年来我国风电行业上游市场集中度得到进一步提高。彭博新能源财经发布的《2019 年中国风电整机制造商新增吊装容量排名》显示，2019 年中国新增吊装容量高达 28.9GW，其中，金风科技新增装机容量达到 8.01GW，国内市场份额达到 28%；其次为远景能源科技有限公司、明阳智慧能源集团股份公司、运达风电和上海电气，前五家市场份额合计达到 76%，前十家则占据了 94% 的市场份额。近 5 年，风电整机制造商的市场份额集中趋势明显，未来行业龙头效应将继续凸显，具备规模优势、技术优势、管理优势的龙头企业的市场份额将进一步扩大，主要的竞争也将在前几大企业中展开。总体来看，风电上游设备制造领域市场竞争激烈，市场化程度较高，伴随着技术进步和行业整合，风电设备成本将进一步降低，对风力发电行业的发展起到正向推动作用。

（2）行业下游

行业下游主要是电网公司，公司所发电力通过电网公司供应到工业及城乡居民等具体电力需求方。根据《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》的规定，保障性收购电量部分通过优先安排年度发电计划、与电网公司签订优先发电合同（实物合同或差价合同）保障全额按标杆上网电价收购；市场交易电量部分由可再生能源发电企业通过参与市场竞争方式获得发电合同。随着电力市场化改革的推进，未来竞价上网将成为电力行业的普遍趋势，风电上网电价和电量将随着电力供需形势波动。

7、行业特有的经营模式

风力发电业务的运营主要涉及风电场的建设、运营管理以及向下游客户销售电力等环节。

风电场的开发建设阶段，主要采取 EPC 总承包模式，即由承包商向项目公司提供包括设计、施工、设备采购、安装和调试和竣工等全套服务的模式，项目公司负责对风电场开发建设期间的现场管理。风电场建设完成后，项目公司获取并入电网公司的计入批复。风电场的运营具体内容包括电场内的生产设备、设施的运行及日常维护和检修等，一般由项目公司负责，或者委托第三方来运营。风

电的电力销售目前主要采用直接销售方式，即与当地电网公司签署购售电协议，将风场所发电量并入指定的并网点，实现电量交割，电价按照国家发改委确定的标杆上网电价或通过市场化竞争确定的电价执行。随着电力市场化改革不断深入，电力销售市场化交易规模在持续扩大。

8、行业的周期性、区域性和季节性

（1）周期性

风电行业的发展主要受国家政策、风能资源、风电成本、电网建设等多种因素的影响，其中国家政策对风电行业阶段性发展影响相对较大。通过我国风电发展历程来看，国家政策的变化引起了产业装机容量爆发式的增长或阶段性的下降。同时作为国家战略新兴产业，风力发电行业始终受到国家能源局、发改委等政府主管部门的积极鼓励与广泛重视，政府调控有利于行业长期健康有序成长，减少产能过剩、无序竞争等不利局面出现。

（2）区域性

我国风能资源的分布具有明显的区域性特征。我国位于亚洲大陆东部、濒临太平洋，内陆山系较多，地形复杂，青藏高原耸立我国西部，改变了海陆影响所引起的气压分布和大气环流，导致我国风力资源主要集中在西部和北部地区。随着海上风电的发展，沿海风能资源丰富的地区的风电场的装机容量也在扩张。目前，我国风电场主要集中在东北、华北、西北及东南沿海。

（3）季节性

我国地处北半球北温带，我国风能资源的季节性很强，一般春、秋和冬季丰富，夏季相对贫乏，在季节性上与水能资源有一定的互补性。我国水能资源是夏季丰富，南方的雨季大致是 3-6 月或 4-7 月，因此，大规模发展风力发电可以在一定程度上弥补我国水电冬春两季枯水期发电电力和电量的不足。

公司目前运营的风电场分布在浙江省沿海，地处风能资源的“沿海及岛屿丰富带”，其季节性特征为夏半年的风速较小，冬半年的风速较大，因此公司风力发电量呈现一、四季度多于二、第三季度的季节性。

9、市场竞争格局

(1) 行业内主要企业及其市场份额

风电行业资金壁垒较高，目前，我国风电场投资运营的市场参与者以大型央企和国企为主。近年来，随着国家产业政策支持，风电行业增长态势明显，参与者正在增多。2018年，我国风电有新增装机的开发企业共90多家，前15家新增装机容量合计约15.26GW，占比达到72%。截至2018年底，前十家开发企业累计装机容量超过140GW，占比70%。

2018年我国风电新增装机容量排名前十位企业及市场份额占比情况表具体如下：

序号	企业名称	2018年风电新增装机容量（GW）	市场份额占比
1	国家电力投资集团有限公司	2.52	11.91%
2	国家能源投资集团有限责任公司	2.12	10.02%
3	华润集团有限公司	1.98	9.36%
4	中国华能集团有限公司	1.19	5.62%
5	中国广核集团有限公司	1.17	5.53%
6	中国大唐集团有限公司	1.11	5.25%
7	北京天润新能投资有限公司	0.83	3.92%
8	中国电力建设集团有限公司	0.77	3.64%
9	中国华电集团有限公司	0.70	3.31%
10	景泰新能源（上海）有限公司	0.59	2.79%
合计		12.98	61.34%

数据来源：中国可再生能源学会风能专业委员会（CWEA）

截至2018年末我国风电累计装机容量前十名企业及市场份额占比情况表具体如下：

序号	企业名称	2018年末风电累计装机容量（GW）	市场份额占比
1	国家能源投资集团有限责任公司	39.80	19.00%
2	中国华能集团有限公司	20.23	9.66%
3	中国大唐集团有限公司	18.00	8.59%
4	国家电力投资集团有限公司	16.20	7.73%

序号	企业名称	2018年末风电累计装机容量 (GW)	市场份额占比
5	中国华电集团有限公司	13.72	6.55%
6	中国广核集团有限公司	12.96	6.19%
7	华润集团有限公司	8.66	4.13%
8	北京天润新能投资有限公司	6.36	3.04%
9	中国电力建设集团有限公司	6.02	2.87%
10	中国长江三峡集团有限公司	4.74	2.26%
合计		146.69	70.02%

数据来源：中国可再生能源学会风能专业委员会（CWEA）

（2）区域市场集中度较高

2018年，全国六大区域的风电新增装机容量所占比例分别为中南 28.3%、华北 25.8%、华东 23%、西北 14.2%、西南 5.5%、东北 3.2%。“三北”地区新增装机容量占比为 43.2%，中东南部地区新增装机容量占比达到 56.8%。与 2017 年相比，2018 年中南部地区增长较快，同比增长 33.2%。中南地区主要增长的省份有河南、广西、广东。同时，东北、华北和华东地区装机容量均有增幅，分别同比增长为 29.9%、8.2%和 9.3%；而西北和西南地区装机容量出现下降，西南地区同比下降 33.8%，西北地区同比下降 11.5%。

（3）行业市场化程度

目前来看，风电行业的市场化程度不高，以国家能源投资集团有限责任公司、中国华能集团有限公司等为代表的大型发电集团和能源投资公司是风电开发投资的主力。随着风电产业开发投资成本降低、项目运营投资回报率提高，运营环节中地方国企和民企的参与度也在逐渐提升。2018年5月18日，国家能源局印发了《关于2018年度风电建设管理有关要求的通知》（国能发新能〔2018〕47号）规定，自通知印发之日起尚未印发2018年度风电建设方案的省（自治区、直辖市）新增集中式陆上风电项目和未确定投资主体的海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价。随着风电项目竞争方式配置的相关政策的执行，未来竞争更加激烈，风电行业的市场化程度将会提高。

10、行业利润水平的变动趋势及变动原因

影响风电行业利润水平变动的因素很多。对于风电场来说，开工建设前，成本端设备价格变动将影响风电场投运后的盈利。建成后，运营的风电场的成本端，除运维费用外，相对固定，多是固定资产折旧；收入端，弹性较大，同时受上网电价与上网电量影响，其中上网电价受国家监管，上网电量在装机容量固定的前提下，由利用小时数决定。

（1）风电装机成本逐年下降

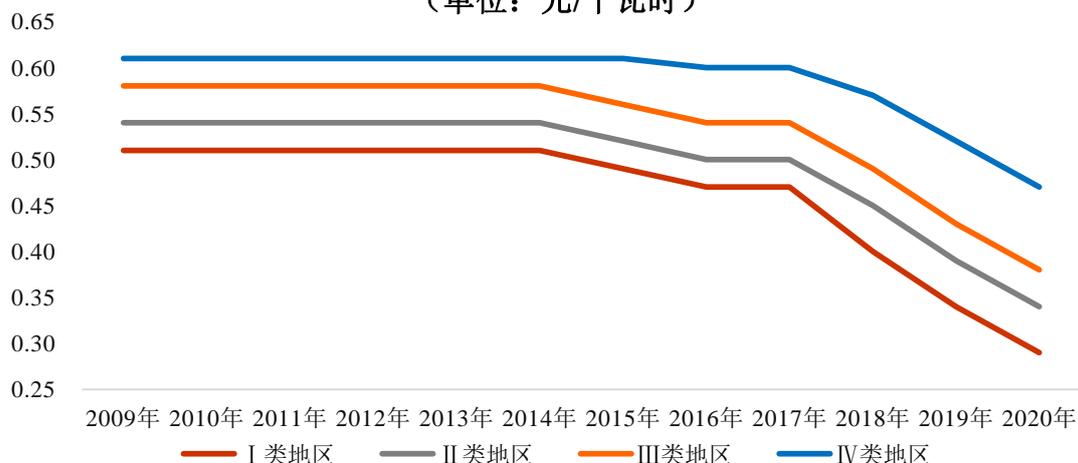
受益于风电的技术进步和规模扩大，近年来，风电装机成本下降明显。根据国际可再生能源署（IRENA）发布的《可再生能源发电成本 2019》，近十年来，全球陆上和海上风电成本分别下降了 40% 和 29%，2019 年分别降至 0.053 美元/千瓦时和 0.115 美元/千瓦时。

（2）上网电价下调

随着风电行业“风火同价”目标的迫近，2018 年风电上网电价下调幅度较大。2016 年 12 月，国家发改委发布《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价通知》（发改价格〔2016〕2729 号），大幅下调 2018 年起的风电标杆上网电价，与 2016 年相比，2018 年 I 类地区风电上网电价下调 0.07 元/千瓦时，II、III 类地区下调 0.05 元/千瓦时，IV 类地区下调 0.03 元/千瓦时。2018 年 5 月 18 日，国家能源局印发了《关于 2018 年度风电建设管理有关要求的通知》（国能发新能〔2018〕47 号），规定自通知印发之日起尚未印发 2018 年度风电建设方案的省（自治区、直辖市）新增集中式陆上风电项目和未确定投资主体的海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价。

2019 年 5 月 21 日，发改委发布《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882 号），将风电标杆上网电价改为指导价。2019 年 I-IV 类资源区符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准陆上风电指导价分别调整为每千瓦时 0.34 元、0.39 元、0.43 元、0.52 元（含税、下同）；2020 年指导价分别调整为每千瓦时 0.29 元、0.34 元、0.38 元、0.47 元。自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。

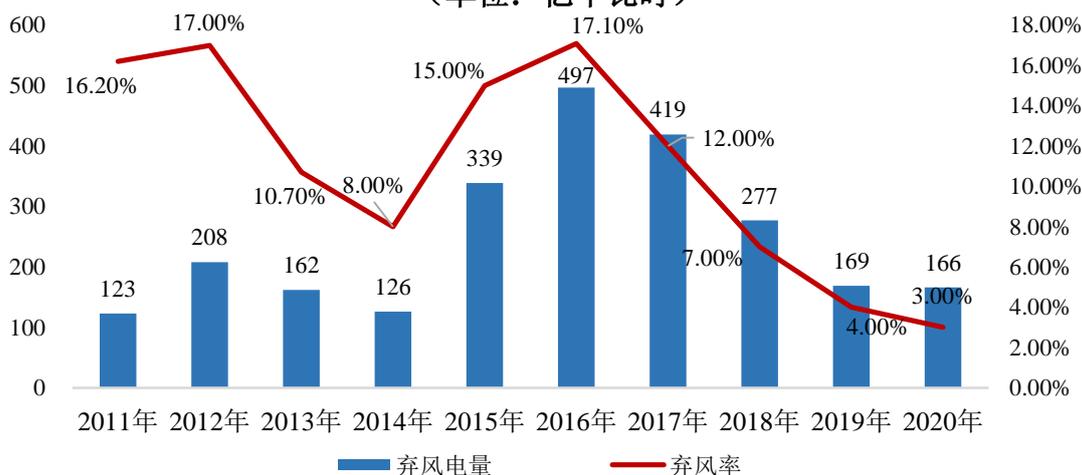
2009-2020年我国风电标杆电价变化趋势
(单位: 元/千瓦时)



(3) 弃风率下降, 弃风电量减少

由于国家密集出台多项政策来改善风电等新能源的消纳问题, 主要包括风电的红色预警机制、解决风光上网调峰问题的火电厂灵活性改造政策、解决北方地区冬季弃风弃光严重的可再生能源清洁取暖的政策等, 自 2017 年起, 我国弃风限电现象逐步改善。2020 年全国风电平均利用小时数 2,073 小时, 同比减少 10 小时; 2020 年全国全年弃风电量是 166 亿千瓦时, 同比减少 3 亿千瓦时, 平均弃风率 3.00%, 同比下降 1 个百分点。弃风限电状况明显缓解。

近年来我国弃风电量及弃风率情况
(单位: 亿千瓦时)



数据来源: 中国能源网、国家能源局

11、行业发展趋势

(1) 风电机组大型化成为发展趋势

在风场建设成本中，风力发电机组占比约 60%，剩余为基础、施工、塔筒、升压站等建安成本。在风机单机功率大型化以及叶轮直径不断增加的进程中，得益于技术发展、供应链成熟化等因素，风机机组成本基本保持不变，而单机功率越大，所需机位点越少，叶轮直径越大，其风能捕获能力及风能转化率越高，而风电度电成本则相应越来越低。亦即，同规模风电场下，大功率及大叶轮直径风机能够有效降风场整体制造、建设及运营等成本。目前，风电机组尺寸的进一步大型化已成为风电技术的重要发展方向，并随着海上风电开发得以加强，相关技术发展将成为未来风电技术的重要趋势。

（2）分散式风电将成为行业未来新增长点

分散式接入风电项目是指位于用电负荷中心附近，不以大规模远距离输送电力为目的，所产生的电力就近接入电网，并在当地消纳的风电项目。2011 年 11 月 17 日，国家能源局印发《分散式接入风电项目开发建设指导意见》（国能〔2011〕374 号），对分散式接入风电项目进行了定义。2017 年 5 月 27 日，国家能源局下发《关于加快推进分散式接入风电项目建设有关要求的通知》（国能发新能〔2017〕3 号），明确了分散式风电项目开发建设应按照“统筹规划、分布实施、本地平衡、就近消纳”的总体原则推进。2017 年 10 月 31 日，国家发改委、国家能源局印发《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》（发改能源〔2017〕1901 号），分散式风电扶持政策进一步升级，推进分散式风电市场化交易试点，标志着分布式发电市场化交易正式落地，同时明确提出分散式接入风电项目不受年度指导规模的限制。湖南省、山西省、山东省、河北省、河南省、内蒙古自治区、新疆等也相继发布了“十三五”分散式风电建设方案。消纳有保障、不受指标约束、项目建设周期短是分散式风电的优势，此外，作为集中式风场的补充，可以有效地提高风能资源的利用率。分散式风电有望迎来快速发展期，成为风电行业新的增长点。

（3）海上风电迎来快速发展期

2017 年 5 月 4 日，国家发改委联合国家海洋局印发《全国海洋经济发展“十三五”规划（公开版）》，提出应因地制宜、合理布局海上风电产业，鼓励在深远海建设离岸式海上风电场，调整风电并网政策，健全海上风电产业技术标准体

系和用海标准。根据《风电发展“十三五”规划》，2020年我国海上风电开工规模达10GW，累计并网容量力争达5GW以上。随着系列政策的出台落地、经验的积累和经济性的凸显，我国海上风电有望在“十三五”期间迎来黄金时代。2018年海上风电发展提速，新增装机436台，新增装机容量达到1.65GW，同比增长42.7%，累计装机容量达4.44GW。2018年，我国海上风电新增装机分布在江苏、浙江、福建、河北、上海、辽宁和广东七省市；其中，江苏新增海上风电装机容量达0.96GW，占全国新增装机容量的57.9%，其次分布为浙江9.4%、福建9.3%、河北7.5%、上海6.0%、辽宁5.6%和广东4.3%。随着我国海上风电建设成本持续优化、配套产业日渐成熟，海上风电也迎来“加速期”。江苏、浙江、广东及福建等沿海区域将成为海上风电发展重点区域。

(4) 可再生能源配额考核和绿色证书交易机制将是未来能源转型的有效市场化措施

可再生能源电力配额考核制度及配套的绿色电力证书交易机制是国际上普遍采用的可再生能源产业扶持政策。2017年1月18日，国家发改委、财政部和国家能源局发布《关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知》（发改能源〔2017〕132号）规定，国家可再生能源信息中心按月核定和核发绿色电力证书，已获得绿证的发电企业自2017年7月1日起可在全国绿色电力证书认购平台正式挂牌出售绿证。我国绿色电力证书自愿认购交易正式启动。

2017年11月，国家发改委、国家能源局印发《解决弃水弃风弃光问题实施方案》，提出实行可再生能源电力配额制，并提到今后将出台“《可再生能源电力配额及考核办法》”。2018年，国家能源局先后下发了两次《可再生能源电力配额及考核办法（征求意见稿）》和一次《关于实行可再生能源电力配额制的通知（征求意见稿）》。2019年5月，国家发改委、国家能源局印发《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807号），明确各省级能源主管部门牵头承担消纳责任权重落实责任，消费侧市场主体，即售电企业和电力用户协同承担消纳责任，电网企业承担经营区消纳责任权重实施的组织责任，并确定自2020年1月1日起全面进行监测评价和正式考核。配额制度正式出台。配额制可以有效解决补贴标准和退出的问题，绿色电力证书交易有效

缓解财政缺口，引导价格走向市场化。

三、发行人在行业中的竞争地位

(一) 发行人主要产品的市场占有率及变化趋势

报告期内，公司在全国同行业市场份额情况如下：

业务	期间	期末累计控股装机容量 (万千瓦)		期间上网电量 (亿千瓦时)	
		装机容量	市场份额	上网电量	市场份额
水电	2018年	80.02	0.227%	10.75	0.087%
	2019年	79.52	0.223%	18.84	0.145%
	2020年	79.42	0.215%	12.12	0.089%
风电	2018年	1.35	0.007%	0.11	0.003%
	2019年	1.35	0.006%	0.10	0.002%
	2020年	31.83	0.113%	0.54	0.012%
光伏发电	2018年	94.75	0.543%	8.32	0.469%
	2019年	148.16	0.724%	12.91	0.577%
	2020年	157.36	0.621%	20.67	0.791%

数据来源：全国数据来源于中国电力企业联合会、国家能源局

注：光伏发电上网电量统计不包含分布式光伏电站直接销售给屋顶业主的电量。

公司的水电站均在浙江省内，公司拥有浙江省第二大装机规模的水电站（除抽水蓄能电站外）即北海滩坑水电站，2018年-2019年公司水力发电量在浙江省内的市场份额情况如下：

单位：亿千瓦时

项 目	2019年	2018年
公司水力发电量	19.14	10.89
浙江省水力发电量	256.58	180.04
占 比	7.46%	6.05%

数据来源：Wind，国家统计局

(二) 公司获得的主要荣誉

截至本招股意向书签署之日，公司获得的荣誉主要有如下：

序号	荣誉名称	颁发时间	颁发单位
1	2013年浙江省优秀质量管理小组成果发布会二等奖	2013.06	浙江省质量协会、浙江省总工会、浙江省科技技术协会、浙江省质量监督局
2	电力安全生产标准化二级企业	2013.12	国家能源局浙江监管办公室
3	农村水电站安全生产标准化一级单位	2016.04	中华人民共和国水利部
4	水电站安全生产标准化一级单位	2018.03	中华人民共和国水利部办公厅
5	2017年度浙江省电力行业QC小组活动优秀成果二等奖	2018.04	浙江省电力行业协会
6	2018年度“省级平安单位”	2018.11	浙江省公安厅

（三）主要竞争对手情况

1、行业主要竞争对手概况

公司专注于利用可再生能源进行发电,包括水力发电、光伏发电及风力发电。发电行业是国有企业较为集中的领域,公司在发电行业的竞争对手主要有三大类:

第一类是以“五大三小”为代表的国有大型发电企业。五大发电集团分别是国家能源投资集团有限责任公司、中国华能集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国华电集团有限公司和中国大唐集团有限公司。三小发电公司分别是国投电力控股股份有限公司、华润电力控股有公司和中国广核集团有限公司。

第二类是地方性国有能源企业,是地方能源供应及优化能源结构的重要贡献者,在与地方政府及企业合作方面具有一定的竞争优势,在国家和地方政策的支持下,在新能源发电行业中均占有一定的市场份额。

第三类是民营企业、外资企业和其他企业等。电站投资运营属于资本密集型行业,对企业的资金实力要求较高,所以大型国企的竞争优势较强,但民营企业、外资企业等依靠自身灵活多变的机制、强大的执行力,以及通过资本市场融资平台,也从行业竞争中脱颖而出。

2、行业主要竞争对手情况

（1）国家能源投资集团有限责任公司

国家能源投资集团有限责任公司（以下简称“国能投”）于 2017 年 11 月 28 日正式挂牌成立，是由中国国电集团公司和神华集团有限责任公司两家世界 500 强企业合并重组而成，注册资本是 1,020.95 亿元，拥有煤炭、常规能源发电、新能源、交通运输、煤化工、产业科技、节能环保、产业金融等 8 大业务板块。截至 2019 年底，国能投水电装机容量 1,863 万千瓦、风电装机容量 4,116 万千瓦、太阳能及其他装机容量 134 万千瓦。

（2）中国华能集团有限公司

中国华能集团有限公司（以下简称“华能集团”）成立于 1989 年 3 月 31 日，注册资本是 349 亿元，经营业务包含电源的开发、投资、建设、经营和管理，电力（热力）的生产和销售，金融、交通运输、新能源、环保相关产业及产品的开发、投资、建设、生产、销售等。截至 2019 年底，华能集团水电装机容量 2,697 万千瓦、风电 1,996 万千瓦、光伏 400 万千瓦。

（3）国家电力投资集团有限公司

国家电力投资集团有限公司（以下简称“国家电投”）成立于 2003 年 3 月 31 日，是由中国电力投资集团公司与国家核电技术有限公司合并重组而成，注册资本是 350 亿元，是同时拥有水电、火电、核电、新能源资产的综合能源企业集团，业务涵盖电力、煤炭、铝业、物流、金融、环保、高新产业等领域。截至 2019 年底，国家电投水电累计装机容量 2,393.84 万千瓦、风电 1,931.77 万千瓦。

（4）中国华电集团有限公司

中国华电集团有限公司（以下简称“华电集团”）成立于 2003 年 4 月 1 日，注册资本为 370 亿元人民币，是国家电力体制改革组建的五家国有独资发电企业集团之一。公司业务包含火力发电、水力发电、风力发电等其他能源。截至 2019 年底，华电集团水电装机容量 2,728.54 万千瓦、风电及其他装机容量 1,744.11 万千瓦。

（5）中国大唐集团有限公司

中国大唐集团有限公司（以下简称“大唐集团”）成立于 2003 年 4 月 9 日，是在原国家电力公司部分企事业单位基础上组建而成的特大型发电企业集团，注

注册资本是 370 亿元人民币，主要从事电力能源的开发、投资、建设、经营和管理，组织电力（热力）生产和销售等业务。截至 2019 年底，大唐集团水电装机容量 2,707 万千瓦、风电 1,693 万千瓦。

(6) 其他主要上市公司情况

序号	公司名称	公司简介
1	中国长江电力股份有限公司 (600900.SH)	成立于 2002 年 11 月 4 日，注册资本 2,200.00 亿元，主要从事水力发电的项目开发、建设及运营。截至 2020 年 6 月 30 日，水电装机容量达到 45,495MW。
2	华能澜沧江水电股份有限公司 (600025.SH)	成立于 2001 年 2 月 8 日，注册资本 180.00 亿元，主要经营水电开发、水力发电、电力销售和工程建设等业务。截至 2020 年 6 月 30 日，已投产装机容量达 23,183.8MW。
3	甘肃电投能源发展股份有限公司 (000791.SZ)	成立于 1997 年 9 月 23 日，注册资本 13.60 亿元，主要业务包括水力发电、风力发电和光伏发电。截至 2020 年 6 月 30 日，已发电水电权益装机容量 1,698.9MW，已发电风力权益装机容量 818.1MW，已发电光伏权益装机容量 136MW。
4	中节能风力发电股份有限公司 (601016.SH)	成立于 2006 年 1 月 6 日，注册资本 415.56 亿元，主要从事风力发电的项目开发、建设及运营。截至 2020 年 6 月 30 日，风电累计装机容量达到 3,229MW，权益装机容量 2,994.7MW。
5	龙源电力集团股份有限公司 (0916.HK)	成立于 1993 年 1 月 27 日，注册资本 80.36 亿元，主要从事风电场的设计、开发、建设、管理和运营。截至 2020 年 6 月 30 日，风电控股装机容量达到 20,225.54MW。
6	江苏省新能源开发股份有限公司 (603693.SH)	成立于 2002 年 10 月 17 日，注册资本 6.18 亿元，公司专业从事风能、生物质能和太阳能等新能源项目的投资开发及建设运营。截至 2020 年 6 月 30 日，公司风电项目装机容量 848.5MW，光伏发电项目装机容量 91.645MW。
7	中节能太阳能股份有限公司 (000591.SZ)	成立于 1993 年 4 月 12 日，注册资本 30.07 亿元，公司业务以太阳能光伏电站的投资运营为主。截至 2020 年 6 月 30 日，运营光伏电站装机容量约 4.01GW。
8	宁夏嘉泽新能源股份有限公司 (601619.SH)	成立于 2010 年 4 月 16 日，注册资本 19.33 亿元，公司主要从事光伏发电、集中式风力发电的开发和运营。截至 2020 年 6 月 30 日，公司风电并网装机容量 1,044.5MW，光伏电站并网装机容量是 50MW。
9	北京京运通科技股份有限公司 (601908.SH)	公司成立于 2002 年 8 月 8 日，注册资本 19.95 亿元，是一家以高端装备制造、新能源发电、新材料和节能环保四大产业综合发展的集团化企业，包含了光伏发电和风力发电。截至 2020 年 6 月 30 日，公司已并网的光伏电站累计装机容量为 1,240.94MW，已并网的风力发电站累计装机容量为 148.50MW。

（四）本公司的竞争优势

1、区位优势

公司运营的水电站位于浙江省杭州市、丽水市，丽水市境内拥有瓯江、钱塘江、闽江、飞云江、椒江等水系，辖区内水能资源理论蕴藏量 396.36 万千瓦，可开发常规水电资源 327.83 万千瓦，约占浙江省可开发量的 40%，被水利部命名为“中国水电第一市”。此外，浙江省属于我国经济发达的省份之一，区域经济发展使得电力需求旺盛，电力消纳情况良好。公司运营的光伏电站主要位于甘肃和新疆，均是我国太阳能资源最丰富或很丰富的地区，日照时间长，大气透明度高，光照充足。公司目前在建的海上风电场浙能嘉兴 1 号海上风电场和江苏竹根沙（H2#）300MW 海上风电场分别选址在浙江省杭州湾嘉兴平湖海域和江苏省东台市竹根沙及其附近海域，风电场风功率密度等级均为 3 级，风能资源具有较好的开发价值。陆上风电项目分别位于宁夏、青海和新疆等风能资源丰富的地区。总体来说，公司运营的电站区位优势明显。

2、项目开发、运营及管理优势

公司成立于 2002 年，作为以水电起家的可再生能源发电企业，通过近 20 年的开发和投资，截至 2020 年 12 月 31 日，公司自建了 7 座水电站、13 座光伏电站和 4 座陆上风电场，均保持安全可靠运行；公司收购光伏项目 32 个，收购项目接管后运营效益明显提升。因此，公司在水力发电、光伏发电及风力发电行业具备较强的电站投资、开发、建设和运营管理能力及丰富经验。

发行人具有先进管控体系和管理理念，结合行业特点，在创新管理提升方面作了大量工作，建立了一套适合发行人管控需要的企业治理体系，尤其针对光伏项目小、远、散的特点，采用精简高效的区域事业部制管理模式，取得很好的经济效益和管理效益。

多年来的运营管理，培养和锻炼了公司的管理团队和生产队伍，使其拥有先进的生产管理经验和成本控制能力，熟练掌握市场开拓、项目备案、工程管理、维护运营等关键环节，保障了项目实施的高效与安全，与主要客户和供应商保持着良好的长期合作关系。报告期内各电站设备安全稳定运行，安全生产实现零事

故，零伤亡，并通过完善技术措施、提高管理能力等手段，提高了电站发电效率，增加经济效益。

3、业务板块互补优势

公司目前运营及在建的电站有水电站、光伏电站、陆上风电场和海上风电场。从公司整体运营的角度来看，已形成了“水、风、光”有效互补的发电业务经营模式。从季节因素来看，风能资源的季节分布恰好与水能资源互补；从地域因素来看，光能资源的区域性与水能资源互补；公司水电站所处流域枯水季是公司风电多发的季节；在雨季，风电和光伏发电出力减弱，水电则是发电高峰期。公司因地制宜、因时制宜，结合当地气候特点和资源禀赋，采取有针对性的策略发展可再生能源，科学规划，合理布局，提高公司总体设备使用率和能源利用率，大幅度提高了可再生能源发电的可靠性和灵活性。

4、股东资源优势

公司控股股东浙能集团是浙江省能源产业门类最全、电力装机容量最大的能源企业，是浙江省委、省政府能源产业发展的主抓手、能源合作的主平台、能源供应的主渠道、能源安全保障的主力军和环境保护的主战场。浙能集团净利润、资产利润率和收入利润率指标均在发电行业名列前茅，经营效益位居浙江省前列，在浙江省及全国享有较高的品牌知名度和较强的行业影响力。公司是浙能集团境内水电、风电及光电开发与投资的唯一平台，浙能集团为公司的主营业务的拓展和壮大提供了有力的支持和帮助。浙能集团与各级政府的良好战略合作关系也为公司新能源发电项目的开发提供了有利条件。

5、专业化人才团队优势

自成立以来，公司始终专注于主营业务的发展，坚定走专业化道路，公司对人才的培养持续投入较多资源，形成了专业的技术人才队伍。公司高度重视员工的职业发展，注重通过不间断的内部轮岗培训和定岗培训等多种形式培养复合型人才和专业岗位人才，不断提高员工综合技能和专业技能。公司汇聚了大批具有交叉学科背景、丰富行业实践经验的大量优秀、高素质生产管理人才，其中本科及以上学历占比近 70%，拥有中高级职称员工超过 150 人，形成了公司独特的人才优势。

（五）本公司的竞争劣势

1、融资渠道限制

电站建设具有投资规模大、回收期长的特点，单靠公司自身积累难以完全满足业务快速发展对资金的需求。报告期内，公司经营规模不断扩大，并储备了较大规模的项目资源，有较多项目在建设及布局中，公司资金需求量将不断增加。与同行业上市公司相比，公司资金来源主要是股东资本金、留存收益和金融借贷等，融资渠道相对较窄，缺乏充分的资金支持可能制约公司的业务发展速度，影响公司利润水平的提升。通过公开发行上市打通资本市场融资渠道，对于公司未来发展具有重要意义。

2、资本实力相对不足

企业的资金实力是决定其能否实现扩张的重要因素，充足的资金也是吸引优秀人才、业务快速发展的保障和基础。电力行业是资本密集型行业，需要持续的资本投入来保持发展。近年公司通过增资扩股、利润留存、金融借贷等方式，推动主营业务可持续发展，但相对于“五大三小”为代表的国有大型发电企业，公司资本实力相对较弱。

四、公司主营业务的具体情况

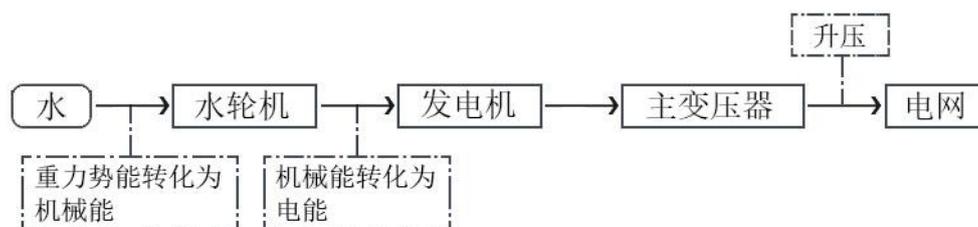
（一）主要产品或服务的流程

公司的主营业务为水力发电、光伏发电、风力发电等可再生能源项目的投资、开发、建设和运营管理。公司的主要产品是电力。

公司电力生产的具体流程如下：

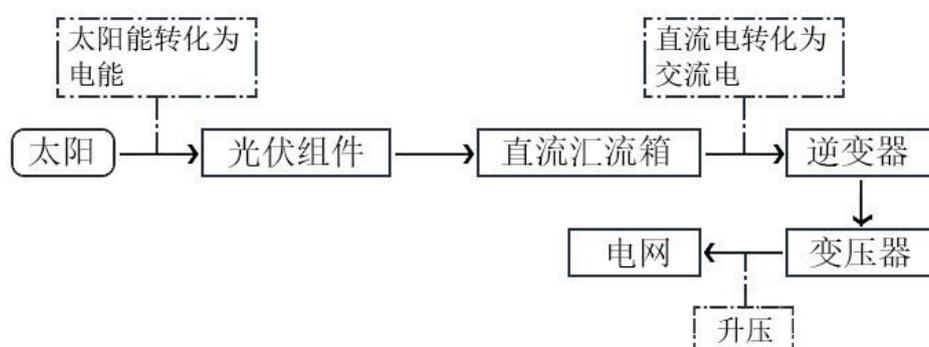
1、水力发电

水力发电原理是水流从引水隧道或压力钢管进入水轮机，推动其旋转，从而将水的落差变成机械能。同时，水轮机带动与其相连的水轮发电机转子共同旋转，与定子形成相对运动，通过切割磁力线将机械能转化为电能。



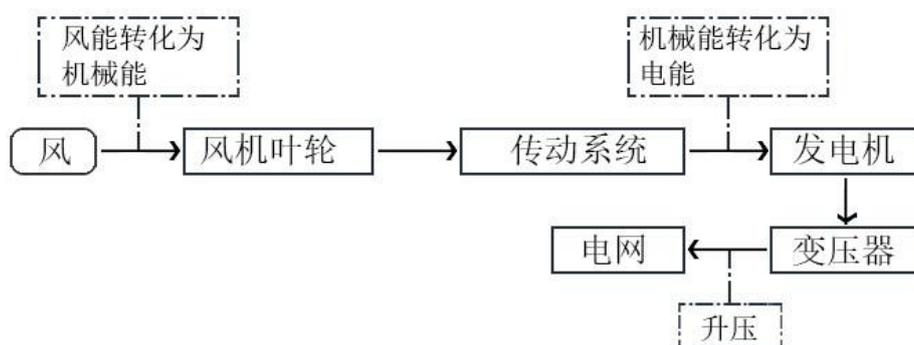
2、光伏发电

光伏发电的基本原理是利用半导体界面的光生伏特效应，将太阳能通过太阳能电池（光伏电池）直接转变为电能，通过并网逆变器转化为交流电，再通过升压变电站升压后输送到电网中。



3、风力发电

风力发电的基本原理是将风能首先通过风机叶轮转化为机械能，再通过增速机将旋转的速度提升来促使发电机发电，将机械能转化为电能，最后通过升压变电站升压后输送到电网。



（二）主营业务具体情况

截至 2020 年 12 月 31 日，本公司运营及尚未并网发电的项目情况详见本节“一、（二）发行人的主要产品”。

1、运营水力发电项目

截至 2020 年 12 月 31 日，本公司通过下属全资或控股的项目公司运行的水力发电项目情况如下：

项目公司	持股比例	运营电站	机组数量 (台)	装机容量 (万千瓦)	并网时间	项目所在地	所属电网
北海水电	65.00%	滩坑水电站	4	20.00	2008.08	浙江省 丽水市	华东 电网
				20.00	2009.02		
				20.00	2009.07		
				0.40	2011.08		
华光潭水电	90.00%	华光潭一级水电站	2	6.00	2005.09	浙江省 杭州市	华东 电网
		华光潭二级水电站	2	2.50	2004.05	浙江省 杭州市	华东 电网
大洋水电	100.00%	毛洋水电站	2	0.64	2005.08	浙江省 丽水市	华东 电网
		新桥头水电站	2	0.32	2003.03	浙江省 丽水市	华东 电网
岩樟溪水电	68.00%	岩樟溪一级水电站	2	2.00	2005.12	浙江省 丽水市	华东 电网
		岩樟溪二级水电站	2	0.70	2008.06	浙江省 丽水市	华东 电网
谢村源水电	66.30%	谢村源二级水电站	2	1.60	1996.04	浙江省 丽水市	华东 电网
		谢村源三级水电站	2	0.40	1999.04	浙江省 丽水市	华东 电网
安民水电	63.00%	安民一级水电站	2	1.26	2004.04	浙江省 丽水市	华东 电网
		安民二级水电站	2	0.40	2004.09	浙江省 丽水市	华东 电网
龙川水电	51.00%	应村水电站	2	3.20	2004.05	浙江省 丽水市	华东 电网

2、运营光伏发电项目

截至 2020 年 12 月 31 日，本公司通过下属全资或控股的项目公司运行的光伏发电项目情况如下：

项目公司	持股比例	运营电站	项目类型	上网方式	装机容量 (万千瓦)	并网时间	纳入合并 范围时间	项目所在地	所属电网
长兴新能	清能发展持股 100.00%	仙丰光伏电站	“农光互补”项目	全额上网	8.40	2017.06	-	浙江省湖州市	华东电网
衢州光能	清能发展持股 100.00%	力诺光伏电站	“农光互补”项目	全额上网	2.00	2016.06	2016.12	浙江省衢州市	华东电网
松阳光伏	清能发展持股 60.00%	松阳光伏地面电站	“农光互补”项目	全额上网	3.50	2016.06	-	浙江省丽水市	华东电网
松阳浙源	51.00%	松阳光伏小康电站	“农光互补”项目	全额上网	2.35	2018.06	-	浙江省丽水市	华东电网
江北浙源	100.00%	金田铜业一、二期分布式光伏电站	分布式	自发自用、余量上网	2.998	2018.06	-	浙江省宁波市	华东电网
永修浙源	清能发展持股 100.00%	京九电源屋顶光伏电站	分布式	自发自用、余量上网	1.80	2017.12	-	江西省九江市	华中电网
杭州浙源	清能发展持股 60.00%	余杭梦想小镇屋顶分布式光伏电站	分布式	自发自用、余量上网	0.114	2017.12	-	浙江省杭州市	华东电网
杭州湾浙源	100.00%	金田材料分布式光伏电站	分布式	自发自用、余量上网	1.10	2018.12	-	浙江省宁波市	华东电网
舟山浙源	51.00%	中远海运重工屋顶分布式光伏电站	分布式	自发自用、余量上网	1.99	2018.12	-	浙江省舟山市	华东电网
中卫光伏	清能发展持股 51.00%	中卫正泰迎水桥中卫十五光伏电站	集中式	全额上网	2.00	2013.12	2018.04	宁夏中卫市	西北电网
中卫太阳能	清能发展持股 51.00%	中卫清银镇罗中卫三十四光伏电站	集中式	全额上网	3.00	2015.05	2018.04	宁夏中卫市	西北电网
金昌太阳能	清能发展持股 51.00%	帷盛上河湾光伏电站	集中式	全额上网	2.50	2014.12	2018.04	甘肃省金昌市	西北电网

项目公司	持股比例	运营电站	项目类型	上网方式	装机容量 (万千瓦)	并网时间	纳入合并 范围时间	项目所在地	所属电网
民勤光伏	清能发展持股 51.00%	正泰红沙岗光伏电站	集中式	全额上网	5.00	2013.08	2018.05	甘肃省武威市	西北电网
高台光伏	清能发展持股 51.00%	高台县高崖子滩光伏电站	集中式	全额上网	10.00	2013.09	2018.05	甘肃省张掖市	西北电网
嘉峪关光伏	清能发展持股 51.00%	嘉峪关正泰光伏电站	集中式	全额上网	3.00	2016.06	2018.02	甘肃省嘉峪关市	西北电网
天润新能	清能发展持股 51.00%	敦煌天润光伏电站	集中式	全额上网	3.00	2014.12	2018.02	甘肃省敦煌市	西北电网
敦煌光伏	清能发展持股 51.00%	敦煌正泰一期光伏电站	集中式	全额上网	5.00	2012.06	2018.02	甘肃省敦煌市	西北电网
		敦煌正泰二期光伏电站	集中式	全额上网	5.00	2013.12	2018.02	甘肃省敦煌市	西北电网
瓜州光伏	清能发展持股 51.00%	正泰红柳柳园光伏电站	集中式	全额上网	2.00	2015.12	2018.02	甘肃省酒泉市	西北电网
金昌电力	清能发展持股 51.00%	清能上河湾光伏电站	集中式	全额上网	10.00	2014.12	2018.02	甘肃省金昌市	西北电网
永昌光伏	清能发展持股 51.00%	永昌正泰一期光伏电站	集中式	全额上网	10.00	2013.02	2018.10	甘肃省金昌市	西北电网
		永昌正泰二期光伏电站	集中式	全额上网	10.00	2013.12	2018.10	甘肃省金昌市	西北电网
新疆电力	瑞旭投资持股 100.00%	精河一期 20MW 并网光伏发电项目	集中式	全额上网	2.00	2013.08	2019.12	新疆博尔塔拉蒙古自治州	西北电网
		精河二期 20MW 并	集中式	全额上网	2.00	2013.11	2019.12	新疆博尔塔拉	西北电网

项目公司	持股比例	运营电站	项目类型	上网方式	装机容量 (万千瓦)	并网时间	纳入合并 范围时间	项目所在地	所属电网
		网光伏发电项目						蒙古自治州	
		精河三期 30MW 并网光伏发电项目	集中式	全额上网	3.00	2016.01	2019.12	新疆博尔塔拉蒙古自治州	西北电网
		精河四期 20MW 并网光伏发电项目	集中式	全额上网	2.00	2016.01	2019.12	新疆博尔塔拉蒙古自治州	西北电网
柯坪电力	瑞旭投资持股 100.00%	柯坪县 20MW 光伏并网电站	集中式	全额上网	2.00	2013.05	2019.12	新疆阿克苏地区	西北电网
青海昱辉	瑞旭投资持股 100.00%	乌兰一期 20MW 并网光伏发电项目	集中式	全额上网	2.00	2011.12	2019.12	青海省海西蒙古族藏族自治州	西北电网
		乌兰二期 20MW 并网光伏发电项目	集中式	全额上网	2.00	2013.08	2019.12	青海省海西蒙古族藏族自治州	西北电网
苏州电力	瑞旭投资持股 100.00%	苏州美盈森新能源一期 500KW 分布式光伏发电项目	分布式	自发自用、余量上网	0.05	2017.12	2019.12	江苏省苏州市	华东电网
湖南电力	瑞旭投资持股 100.00%	长沙中民筑友屋顶分布式光伏项目	分布式	自发自用、余量上网	0.25	2018.03	2019.12	湖南省长沙市	华中电网
徐州新能源	清能发展持股 100.00%	徐州统一企业有限公司 3MW 分布式光伏发电项目	分布式	自发自用、余量上网	0.30	2015.02	2019.12	江苏省徐州市	华东电网
泰州新能源	清能发展持股 100.00%	泰州统一联 3.8MW 分布式光伏项目	分布式	自发自用、余量上网	0.38	2015.02	2019.12	江苏省泰州市	华东电网

项目公司	持股比例	运营电站	项目类型	上网方式	装机容量 (万千瓦)	并网时间	纳入合并 范围时间	项目所在地	所属电网
丹阳电力	清能发展持股 100.00%	丹阳中康吕城镇 4MW 光伏项目	分布式	自发自用、余 量上网	0.40	2017.07	2019.12	江苏省丹阳市	华东电网
无锡电力	清能发展持股 100.00%	无锡普洛菲斯 650 千 瓦光伏项目	分布式	自发自用、余 量上网	0.065	2018.03	2019.12	江苏省无锡市	华东电网
赣州新能 源	清能发展持股 100.00%	南康中学 1.43MW 屋顶光伏项目	分布式	自发自用、余 量上网	0.143	2015.01	2019.12	江西省赣州市	华中电网
		南康爱康光伏项目	分布式	自发自用、余 量上网	0.34	2017.12	2019.12	江西省赣州市	华中电网
济南新能 源	清能发展持股 100.00%	济南统联 4.75MW 建筑屋顶分布式光 伏发电项目	分布式	自发自用、余 量上网	0.475	2015.04	2019.12	山东省济南市	华北电网
博州新能 源	清能发展持股 100.00%	博州一期 30MW 并 网光伏发电项目	集中式	全额上网	3.00	2012.12	2019.12	新疆博尔塔拉 蒙古自治州	西北电网
		博州二期 20MW 并 网光伏发电项目	集中式	全额上网	2.00	2013.12	2019.12	新疆博尔塔拉 蒙古自治州	西北电网
		博州三期 30MW 并 网光伏发电项目	集中式	全额上网	3.00	2013.12	2019.12	新疆博尔塔拉 蒙古自治州	西北电网
		博州四期 20MW 并 网光伏发电项目	集中式	全额上网	2.00	2013.12	2019.12	新疆博尔塔拉 蒙古自治州	西北电网
博乐新能 源	清能发展持股 70.00%	博州五期 60MW 并 网光伏发电项目	集中式	全额上网	6.00	2014.12	2019.12	新疆博尔塔拉 蒙古自治州	西北电网
		博州六期 20MW 并 网光伏发电项目	集中式	全额上网	2.00	2015.12	2019.12	新疆博尔塔拉 蒙古自治州	西北电网

项目公司	持股比例	运营电站	项目类型	上网方式	装机容量 (万千瓦)	并网时间	纳入合并 范围时间	项目所在地	所属电网
特克斯太阳能	清能发展持股 100.00%	特克斯昱辉光伏发电项目	集中式	全额上网	2.00	2015.01	2019.12	新疆伊犁哈萨克自治州	西北电网
伊阳能源	清能发展持股 100.00%	73 团一期 30MWp 光伏发电项目	集中式	全额上网	3.00	2015.11	2019.12	新疆伊犁哈萨克自治州	西北电网
聚阳能源	清能发展持股 100.00%	奇台一期 30MW 并网光伏发电项目	集中式	全额上网	3.00	2015.02	2019.12	新疆昌吉回族自治州	西北电网
		奇台二期 30MW 并网光伏发电项目	集中式	全额上网	3.00	2015.10	2019.12	新疆昌吉回族自治州	西北电网
四子王旗能源	清能发展持股 100.00%	内蒙古四子王旗江岸苏木 100MW（一期 20MW）光伏发电项目	集中式	全额上网	2.00	2015.07	2019.12	内蒙古乌兰察布市	内蒙古电网
宿州新能源	清能发展持股 100.00%	埇桥夹沟一期 20MW 地面分布式光伏发电项目	地面分布式	全额上网	2.00	2015.12	2019.12	安徽省宿州市	华东电网
龙游新能源	清能发展持股 90.00%	客路村 30MW 农光互补光伏项目	“农光互补”项目	全额上网	3.00	2016.12	2019.12	浙江省衢州市	华东电网
聚合光伏	聚和新能源持股 100.00%	宁海成塘 22MWp 渔光互补发电项目	“渔光互补”项目	全额上网	2.20	2020.06	2020.04	浙江省宁波市	华东电网
五家渠光伏	100.00%	五家渠浙新能六师北塔山牧场 50MWp 光伏发电项目	集中式	全额上网	5.00	2020.12	-	新疆昌吉回族自治州	西北电网
五家渠新	100.00%	五家渠浙能新能源	集中式	全额上网	2.00	2020.12	-	新疆昌吉回族自治州	西北电网

项目公司	持股比例	运营电站	项目类型	上网方式	装机容量 (万千瓦)	并网时间	纳入合并 范围时间	项目所在地	所属电网
能		六师北塔山牧场 20MWp 光伏发电项 目						自治州	

注 1：衢州光能、中卫光伏、中卫太阳能、金昌太阳能、民勤光伏、高台光伏、嘉峪关光伏、天润新能、敦煌光伏、瓜州光伏、金昌电力、永昌光伏新疆电力、柯坪电力、青海昱辉、苏州电力、湖南电力、徐州新能源、泰州新能源、丹阳电力、无锡电力、赣州新能源、济南新能源、博州新能源、博乐新能源、特克斯太阳能、伊阳能源、聚阳能源、四子王旗能源、宿州新能源、龙游新能源、聚合光伏为收购项目。

注 2：公司持有清能发展 53.50% 股权，清能发展持有瑞旭投资 100% 股权。

注 3：公司持有聚和新能源 100% 股权，聚和新能源持有聚合光伏 100% 股权。

3、运营风力发电项目

截至 2020 年 12 月 31 日，本公司通过下属全资或控股的项目公司运行的风力发电项目情况如下：

项目公司	持股比例	运营电场	机组数量（台）	装机容量（万千瓦）	并网时间	项目所在地	所属电网
洞头风电分公司	100.00%	洞头风电场	18	1.35	2009.03	浙江省温州市	华东电网
大柴旦新能源 ^注	90.00%	海西华汇大柴旦 50MW 风电建设项目	22	5.00	2020.10	青海省海西蒙古族藏族自治州	西北电网
宁夏新能源	100.00%	浙能宁夏中卫香山 120MW 风电项目	48	12.00	2020.12	宁夏中卫市	西北电网
五家渠新能	100.00%	五家渠浙能新能源六师北塔山牧场 100MW 风电项目	31	10.00	2020.12	新疆昌吉回族自治州	西北电网

注 1：发行人持有青海新能源 90% 股权，青海新能源持有大柴旦新能源 100% 股权；

注 2：宁夏新能源和五家渠新能运营的风电项目已并网，但截至 2020 年 12 月 31 日尚在试运营期。

4、尚未并网发电项目

截至 2020 年 12 月 31 日，本公司下属全资或控股的尚未并网发电项目情况如下：

项目类型	项目公司	持股比例	运营电站/场	规划机组数量（台）	装机容量（万千瓦）	项目所在地	所属电网
海上风电项目	嘉兴海上风电	100.00%	浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目	74	30.00	浙江省嘉兴市	华东电网
海上风电项目	东台双创新能 ^{注 1}	51.00%	江苏竹根沙（H2#）300MW 海上风电场项目	67	30.00	江苏省东台市	华东电网
光伏项目	格尔木光伏 ^{注 2}	85.50%	格尔木浙新能乌图美仁 50 兆瓦平价光伏项目	-	5.00	青海省海西蒙古族藏族自治州	西北电网

注 1：发行人持有江苏双创新能 51% 股权，江苏双创新能持有东台双创新能 100% 股权。东台双创新能运营的风电项目于 2020 年 9 月后陆续投产，截至 2020 年 12 月 31 日已投产装机容量为 3.48 万千瓦。

注 2：发行人持有青海新能源 90% 股权，青海新能源持有格尔木光伏 95% 股权。

（1）浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目

浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目位于浙江省杭州湾平湖海域，拟安装 72 台 0.40 万千瓦、1 台 0.6 万千瓦和 1 台 0.7 万千瓦的海上风电机组，总装机容量 30.00 万千瓦。该项目已于 2017 年 8 月 14 日获得浙江省发改委《关于浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目核准的批复》（浙发改能源〔2017〕718 号），该项目是本次公开发行股票募集资金投资项目，由本公司全资子公司嘉兴海上风电负责项目的建设、运营和管理。

（2）江苏竹根沙（H2#）300MW 海上风电场项目

江苏竹根沙（H2#）300MW 海上风电场项目位于江苏省东台市竹根沙及附近海域，该项目拟安装 50 台单机容量为 0.40 万千瓦和 17 台单机容量为 0.60 万千瓦的风电机组，总装机容量 30.00 万千瓦。该项目已于 2018 年 11 月 28 日获得江苏省发改委《关于江苏竹根沙（H2#）300MW 海上风电场项目核准的批复》（苏发改能源发〔2018〕1182 号），由子公司东台双创新能负责项目的建设、运营和管理。

（3）格尔木浙新能乌图美仁 50 兆瓦平价光伏项目

格尔木浙新能乌图美仁 50 兆瓦平价光伏项目位于青海省海西蒙古族藏族自治州格尔木市乌图美仁光伏光热园区，为光伏发电项目，总装机容量 5.00 万千瓦。该项目已于 2020 年 9 月 27 日获得海西州能源局《关于格尔木浙新能光伏发电有限公司乌图美仁 50 兆瓦平价光伏项目备案的通知》（西能源〔2020〕119 号），由子公司格尔木光伏负责项目的建设、运营和管理。

（三）主要经营模式

1、采购模式

公司主要是利用水能、风能和太阳能等从事发电业务，水能、风能和太阳能均系大自然资源，无需采购。公司的采购主要是电站或电场项目建设总承包采购。

报告期内，公司的电站及电场项目的建设通过招标与合格主体签订项目 EPC 总承包工程合同，由合格主体作为项目总承包商，整体负责项目的设计、材料和工程设备采购、设备试验和检验、建筑安装工程施工、项目管理和设备安装调试等。此外，公司的采购还包括电站运维服务的采购、日常生产经营所需的备品备件、材料采购与维修维护采购。

公司制定了《生产、综合类目（物资）采购管理办法》《生产、综合类目（施工与服务）及中介机构服务项目采购管理办法》和《供应商管理办法》，对供应商准入、调查评估、合格供应商确定、定期评价管理等方面进行了详细的管理要求和流程规定，以规范控制公司的采购活动。公司规定，生产、综合类物资、施工与服务执行采购限额以上招标采购原则，因特殊原因不具备招标条件的，则采用询价采购（网上询价、密封报价）、竞争性谈判、定向采购和合同续签等方式进行采购。据此，公司根据采购内容和金额分别制定了《工程施工与服务招标实施细则》《工程设备与材料招标实施细则》，主要内容如下：

公司工程施工与服务必须招标采购的情形有：施工单项合同估算价在 400 万元以上；勘察、设计、监理等服务的采购，单项合同估算价在 100 万元以上；同一项目中可以合并进行的勘察、设计、施工、监理等的采购，合同估算价合计达到前款规定标准的。公司工程设备与材料必须招标采购的情形有：单项合同估算价在 200 万元以上；在同一项目中可以合并进行的设备与材料等货物的采购，且合同估算价合计 200 万元以上。

公司工程施工与服务招标、工程设备与材料招标方式分为公开招标和邀请招标，所有需要进入省级或地方交易中心进场交易的限额以上施工与服务的招标，均采用公开招标方式，特殊情况下可采用邀请招标方式，但应当按有关规定获得政府主管部门的批准。

公司要求供应商具备合法的生产经营许可资质，按国家标准设立质量体系并已通过认证，具有良好的生产安全及质量保证能力。

2、生产模式

公司的生产经营活动主要是利用大自然中的水、风和太阳能通过发电设备生产电力，并入电网。在生产过程中，公司严格按照国家电力生产管理相关法律法

规和规范组织开展发电活动，执行电网的统一调度管理，做好电站日常监控、设备维护和安全生产，保障发电机组的安全稳定运行。

3、销售模式

(1) 交易模式

目前公司的电站交易模式主要有：

①水电站、位于浙江和江苏的风电站、位于浙江和安徽的地面光伏电站以及伊阳能源所发电量均为全额上网，即由电网公司全额收购。公司将电力产品直接销售给电网公司是公司产品的主要销售模式，项目公司与当地电网公司签订《购售电合同》，将各电站所发电力并入指定的并网点，实现电量交割与销售，各地电网公司按月与项目公司确认上网电量，由电网公司与项目公司结算电费。

②屋顶分布式光伏电站均为“自发自用、余量上网”，即电站所发电力优先销售给屋顶业主用户，余量销售给电网公司。其中，自发自用部分由公司与屋顶业主签订《能源管理合同》或《用电协议》，电站所发电量直接供应给屋顶业主，每月屋顶业主与公司共同抄录确认实际用电量，电费由屋顶业主与公司结算；余量上网部分由公司与当地电网公司两方或公司、当地电网公司与屋顶业主三方签订《购售电合同》，电量计量和结算方式与全额上网模式一致。

③位于甘肃、宁夏、新疆（除伊阳能源）、青海、内蒙古的集中式光伏电站和位于青海、宁夏和新疆的风电站有电网公司直接收购和参与市场化交易两种模式，市场化交易包括大用户直接交易、发电权交易、跨省跨区外送交易、日前及实时交易等多种方式。其中，在电网公司直接收购模式下，公司与当地电网公司签订《购售电合同》，电量计量和结算方式与全额上网模式一致；市场化交易模式下，公司通过电力交易中心申报电量及电价，采取集中竞价（撮合）交易、挂牌交易、省间双挂双摘交易、分时段竞价曲线交易等多种方式确定最终成交电量及电价，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。电网公司直接收购模式和市场化交易模式下，各电站所发电力并入电网公司指定的并网点，实现电量交割与销售，电网公司按月出具电量及电费结算单，项目公司予以确认后由电网公司进行结算。

报告期内，公司三种交易模式的收入情况如下：

单位：万元

交易模式	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	收入	占比	收入	占比	收入	占比
全额上网电站（电网公司直接收购）	91,573.66	40.12%	122,574.78	59.62%	75,041.68	60.81%
“自发自用、余量上网”电站	5,405.38	2.37%	3,218.67	1.57%	1,531.88	1.24%
其中：自发自用	2,491.63	1.09%	2,453.84	1.19%	826.92	0.67%
余量上网（电网公司直接收购）	2,913.75	1.28%	764.83	0.37%	704.96	0.57%
参与市场化交易光伏电站	131,252.10	57.51%	79,813.71	38.82%	46,839.76	37.95%
其中：市场化交易	88,734.35	38.88%	51,579.67	25.09%	28,171.83	22.83%
电网公司直接收购	42,517.75	18.63%	28,234.04	13.73%	18,667.93	15.13%
总 计	228,231.14	100.00%	205,607.16	100.00%	123,413.32	100.00%

报告期内，公司的参与市场化交易的风电项目尚未形成营业收入，水电除省统调电站滩坑水电站（北海水电）在 2019 年 9 月、2020 年 5 月、2020 年 7 月极少电量参与现货市场结算试运行外未参与市场化交易，位于甘肃、宁夏、新疆（除伊阳能源）、青海、内蒙古的集中式光伏电站均参与了电力市场化交易。

报告期内，公司光伏发电市场化交易电量及其占上网电量比例情况如下：

单位：万千瓦时、万元

业务区域	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	市场化交易电量	市场化交易收入	市场化交易电量	市场化交易收入	市场化交易电量	市场化交易收入
甘肃	83,808.06	57,138.45	70,909.91	48,143.27	40,896.13	25,885.85
宁夏	4,110.25	3,306.07	4,280.90	3,436.39	2,915.90	2,285.98
新疆	28,751.55	22,932.16	-	-	-	-
青海	5,826.86	5,184.55	-	-	-	-
内蒙古	340.58	173.12	-	-	-	-
市场化交易合计	122,837.30	88,734.35	75,190.81	51,579.67	43,812.03	28,171.83
参与市场化交易区域光伏发电合计	181,983.59	134,389.72	110,992.76	79,813.71	67,033.27	46,839.76
参与市场化交易区域市场化交易占光伏比例	67.50%	66.03%	67.74%	64.63%	65.36%	60.15%
光伏发电合计	206,659.14	161,347.30	129,129.83	99,552.88	83,241.63	63,016.10

业务区域	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	市场化交易 电量	市场化交易 收入	市场化交易 电量	市场化交易 收入	市场化交易 电量	市场化交易 收入
市场化交易占光伏比例	59.44%	55.00%	58.23%	51.81%	52.63%	44.71%
全部发电业务合计	333,260.03	228,231.14	319,619.73	205,607.16	191,841.42	123,413.32
市场化交易占全部比例	36.86%	38.88%	23.53%	25.09%	22.84%	22.83%

注：位于新疆、青海、内蒙古的项目于 2019 年底收购，根据合并报表口径未统计 2018-2019 年数据。

(2) 电价的定价模式与定价依据

①水力发电

我国水电上网电价经历了标杆化、去标杆化、回归标杆化的三次调整，目前，水电上网电价政策呈现多样化格局，具体有经营期核定上网电价、标杆上网电价、根据受电市场平均上网电价倒推和部分市场化定价等方法确定，具体情况如下表所示：

定价模式	定价机制
经营期核定价	按发电项目经营期（水电 30 年）或剩余经营期核定平均上网电价。
标杆电价	以本省省级电网企业平均购电价格为基础，统筹考虑电力市场供求变化趋势和水电开发成本制定，在同一地区实行统一的标杆电价。
倒推电价	受电地区落地价扣减输电价格（含线损），受电地区落地价由送、受电双方参照受电地区省级电网企业平均购电价格协商确定。
市场化定价	参与市场化竞争，由市场供需关系确定。

主要法规如下：

2001 年 4 月 23 日，国家计划委员会（现名：国家发改委）发布《关于规范电价管理有关问题的通知》（计价格〔2001〕701 号）规定，上网电价由按发电项目还贷需要核定还贷期还本付息电价改为按发电项目经营期核定平均上网电价，已有发电企业已按还贷期核定上网电价的，也统一改为按剩余经营期核定平均上网电价。

2004 年 6 月，国家发改委先后印发了华北电网、南方电网、华中电网、华东电网、东北电网和西北电网六大区域电网的电价调整通知，规定了省内统一调度范围内新投产水电厂上网电价。

2009 年 11 月 18 日，国家发改委发布《关于调整华中电网电价的通知》（发

改价格〔2009〕2925号）、《关于调整南方电网电价的通知》（发改价格〔2009〕2926号）、《关于调整西北电网电价的通知》（发改价格〔2009〕2921号），新建水电暂停执行水电标杆电价。

2014年1月11日，国家发改委发布《关于完善水电上网电价形成机制的通知》（发改价格〔2014〕61号）规定，对2014年2月1日以后新投产水电站，按照两种类型确定上网电价：一是省内上网电价实行标杆电价制度，各省（区、市）水电标杆上网电价以本省省级电网企业平均购电价格为基础，统筹考虑电力市场供求变化趋势和水电开发成本制定，水电比重较大的省（区、市），可在水电标杆上网电价基础上，根据水电站在电力系统中的作用，实行丰枯分时电价或者分类标杆电价。二是跨省跨区域交易价格由供需双方协商确定，跨省、跨区域送电的水电站的外送电量上网电价按照受电地区落地价扣减输电价格（含线损）确定，受电地区落地价由送、受电双方参照受电地区省级电网企业平均购电价格协商确定。

2015年10月12日，《关于推进价格机制改革的若干意见》（中发〔2015〕28号）文件提出将加快推进能源价格市场化，按照“管住中间、放开两头”的总体思路，推进电力等能源价格改革，有序放开上网电价和公益性以外的销售电价，建立主要由市场决定能源价格的机制。由于电力市场化改革的不断推进，部分水电站上网电量陆续开始参与到各地市场化竞争中，由市场供需关系形成电价。

装机容量为50MW以下的水电站称为小水电，针对小水电上网电价，浙江省的相关规定如下：

2000年1月19日，浙江省物价局、省计划与经济委员会、省电力工业局发布《关于全省实行统一销售电价的通知》（浙价工〔2000〕28号），小水电实行全省统一的分投产时段的指导价。

2014年7月26日，浙江省物价局发布《关于完善小水电上网电价政策有关事项的通知》（浙价资〔2014〕150号）规定，自2014年8月1日起，除个别容量较大以及水库蓄水主要服务于生态环境不能自主调节的水电站外，全省小水电站原则上都执行峰谷电价，并根据投产时间段分类制定小水电峰谷电价，上网峰谷时段划分：高峰时段为8:00-22:00；低谷时段为22:00-次日8:00。浙江省小水

电峰谷电价表具体如下：

单位：元/千瓦时（含税）

投产时间段	平均电价	峰电价	谷电价
1993年及以前投产	0.43	0.533	0.213
1994-2005年投产	0.46	0.570	0.228
2006年及以后投产	0.48	0.595	0.238

②光伏发电

公司光伏发电项目销售单价为基础电价、国家补贴、省级补贴和市级补贴之和。根据国家补贴方式的不同，公司光伏项目可分为两种类型：第一类为集中式光伏电站和“全额上网”分布式光伏发电项目，该类项目根据上网电价是否通过市场竞争方式确定，分为竞价项目和非竞价项目；第二类为“自发自用、余量上网”分布式光伏发电项目。

报告期内，公司部分光伏项目存在市场化交易，市场化交易电量的基础电价根据实际交易情况确定，一般情况下低于非市场化交易电量，但两者享受的补贴一致。

对于非市场化交易部分，两种类型的光伏项目电价、补贴构成情况如下表所示：

项目	集中式光伏电站和“全额上网”分布式光伏发电项目		“自发自用、余量上网”分布式光伏发电项目
	非竞价项目	竞价项目	
销售电价	(1) + (2) + (3)		
其中：基础电价部分 (1)	当地脱硫燃煤电价	当地脱硫燃煤电价	自发自用为业主售电价格；余量上网部分为当地脱硫燃煤电价
国家补贴 (2)	光伏标杆上网电价高于 (1) 的部分；(1) 和 (2) 此消彼长但总价不变	市场竞争确定的上网电价高于 (1) 的部分；(1) 和 (2) 此消彼长但总价不变	自发自用及余量上网的全部电量，每度电按固定金额标准补贴
省级/市级补贴 (3)	根据省级/市级政府政策	根据省级/市级政府政策	根据省级/市级政府政策

A、国家补贴

a.集中式光伏电站和“全额上网”分布式光伏发电项目

2019年7月1日以前，集中式光伏电站和“全额上网”分布式光伏发电项目根据所在资源区、备案时间和并网时间的不同，执行当期国家政策规定的标杆上网电价，其中标杆上网电价高于当地脱硫燃煤电价的部分为国家补贴。国家发改委《关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》（发改价格〔2019〕761号）规定：2019年7月1日以后，将标杆上网电价改为指导价，新增光伏项目上网电价原则上通过市场竞争方式确定，不得超过所在资源区指导价。

2011年以来，光伏发电标杆上网电价/指导价调整情况如下表所示：

单位：元/kWh（含税）

年份	I类	II类	III类	适用范围
2011-2013年	1.15 (未区分三类资源区)			2011年7月1日以前核准建设、2011年12月31日建成投产、发改委尚未核定价格的太阳能光伏发电项目；西藏地区光伏发电项目。
	1.00 (未区分三类资源区)			2011年7月1日及以后核准的太阳能光伏发电项目，以及2011年7月1日之前核准但截至2011年12月31日仍未建成投产的太阳能光伏发电项目，除西藏外。
2013-2015年	0.90	0.95	1.00	2013年9月1日后备案（核准），以及2013年9月1日前备案（核准）但于2014年1月1日及以后投运的光伏电站项目。
2016年	0.80	0.88	0.98	2016年1月1日以后备案并纳入年度规模管理的光伏发电项目以及2016年以前备案并纳入年度规模管理的光伏发电项目但于2016年6月30日以前仍未全部投运的光伏电站项目。
2017年	0.65	0.75	0.85	2017年1月1日以后纳入财政补贴年度规模管理的光伏发电项目，2017年以前备案并纳入以前年份财政补贴规模管理但于2017年6月30日以前仍未投运的光伏发电项目；已经纳入2017年及以前建设规模范围（含不限规模的省级区域）、且在2018年6月30日（含）前并网投运的普通光伏电站项目；纳入国家可再生能源电价附加资金补助目录的村级光伏扶贫电站（含联村电站）（0.5兆瓦及以下）。西藏自治区光伏电站标杆电价仍为1.05元/千瓦时。
2018年1-5月	0.55	0.65	0.75	2018年1月1日以后纳入财政补贴年度规模管理以及2018年以前备案并纳入以前年份财政补贴规模管理的光伏电站项目，但于2018年6月30日以前仍未投运的光伏电站项目。
2018年5月31日-2019年6月30日	0.50	0.60	0.70	2018年5月31日起，新投运的光伏电站项目；国家能源主管部门已经批复的纳入财政补贴规模且已经确定项目业主，但尚未确定上网电价的

年份	I类	II类	III类	适用范围
				集中式光伏电站（项目指标作废的除外），2019年6月30日（含）前并网的。
2019年7月1日-2020年5月31日（指导价）	0.40	0.45	0.55	纳入国家财政补贴范围的新增集中式光伏电站和“全额上网”模式的工商业分布式光伏发电项目；国家能源主管部门已经批复的纳入财政补贴规模且已经确定项目业主，但尚未确定上网电价的集中式光伏电站（项目指标作废的除外），2019年7月1日（含）后并网的光伏电站项目。新增集中式光伏电站上网电价原则上通过市场竞争方式确定，不得超过所在资源区指导价。采用“全额上网”模式的工商业分布式光伏发电项目，按所在资源区集中式光伏电站指导价执行。
2020年6月1日起（指导价）	0.35	0.40	0.49	纳入国家财政补贴范围的新增集中式光伏电站和“全额上网”模式的工商业分布式光伏发电项目；若指导价低于项目所在地燃煤发电基准价（含脱硫、脱硝、除尘电价），则指导价按当地燃煤发电基准价执行。新增集中式光伏电站上网电价原则上通过市场竞争方式确定，不得超过所在资源区指导价。采用“全额上网”模式的工商业分布式光伏发电项目，按所在资源区集中式光伏电站指导价执行。

2013年起，国家发改委根据各地太阳能资源条件和建设成本，将全国分为三类太阳能资源区，设定相应的标杆上网电价或指导价，具体情况如下：

类别	地区
I类	宁夏，青海海西，甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌，新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依，内蒙古除赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔以外地区。
II类	北京，天津，黑龙江，吉林，辽宁，四川，云南，内蒙古赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔，河北承德、张家口、唐山、秦皇岛，山西大同、朔州、忻州，陕西榆林、延安，青海、甘肃、新疆除I类外其他地区。
III类	除I类、II类资源区以外的其他地区。

注：2017年将山西阳泉由III类资源区调整为II类资源区，其他地区的划分保持不变。

b.“自发自用、余量上网”分布式光伏发电项目

近几年，随着光伏产业快速发展，光伏发电成本逐渐降低，国家合理调减了分布式光伏发电补贴标准，我国分布式光伏发电项目国家补贴标准的变动情况如下：

单位：元/kWh（含税）

年份	补贴标准	适用范围
2013-2017 年	0.42	除享受中央财政投资补贴之外的分布式光伏发电项目；村级光伏扶贫电站（0.5 兆瓦及以下）标杆电价、户用分布式光伏扶贫项目。
2018 年 1 月 1 日-5 月 30 日	0.37	2018 年 1 月 1 日以后投运的、采用“自发自用、余量上网”模式的分布式光伏发电项目。
2018 年 5 月 31 日-2019 年 6 月 30 日	0.32	2018 年 5 月 31 日起，纳入国家认可规模管理范围的、新投运的、采用“自发自用、余量上网”模式的分布式光伏发电项目。
2019 年 7 月 1 日-2020 年 5 月 31 日	0.18	纳入 2019 年财政补贴规模，采用“自发自用、余量上网”模式和“全额上网”模式的户用分布式光伏发电项目。
	0.10	纳入 2019 年财政补贴规模，采用“自发自用、余量上网”模式的工商业分布式（即除户用以外的分布式）光伏发电项目；能源主管部门统一实行市场竞争方式配置的工商业分布式项目补贴标准不得超过每千瓦时 0.10 元。
2020 年 6 月 1 日起	0.08	纳入 2020 年财政补贴规模的户用分布式光伏发电项目。
	0.05	纳入 2020 年财政补贴规模，采用“自发自用、余量上网”模式的工商业分布式光伏发电项目；能源主管部门统一实行市场竞争方式配置的所有工商业分布式项目，市场竞争形成的价格不得超过所在资源区指导价，且补贴标准不得超过每千瓦时 0.05 元。

B、省级/市级补贴

各省市积极响应国家政策对于光伏发电行业的支持，相继出台了地方性的补贴政策，部分省市的光伏发电行业补贴政策具体如下：

地区	政策	主要内容
浙江省	浙江省人民政府《关于进一步加快光伏应用促进产业健康发展的实施意见》（浙政发〔2013〕49 号）、浙江省物价局《关于进一步明确光伏发电价格政策等事项的通知》（浙价资〔2014〕179 号）	光伏发电项目所发电量，实行按照电量补贴的政策，补贴标准在国家规定的基础上，省再补贴 0.1 元/千瓦时。
	浙江省发改委、浙江省经信委、浙江省财政厅等六部门《浙江省 2018 年支持光伏发电应用有关事项的通知》（浙发改能源〔2018〕462 号）	光伏发电项目所发电量 2018 年继续实行电量省补贴政策，补贴标准为 0.1 元/千瓦时，与国家建设指标脱钩；对于 2018 年 5 月 31 日前备案、2018 年 6 月 1 日-7 月 31 日并网的工商业分布式光伏发电项目，按照 0.1 元/千瓦时的补贴标准对 2018 年的发电量给予补贴。
丽水市	丽水市人民政府《关于促进光伏发电产业健康发展的若干意见》（丽政发〔2014〕27 号）	自 2014 年起到 2016 年底建成投运的光伏发电项目所发电量，实行按照电量补贴的政策，补贴标准在国家、省规定的基础上，再补贴

地区	政策	主要内容
		0.15 元/千瓦时，自发电之日起连续补贴 5 年。
江西省	江西省人民政府办公厅《关于印发加快推进全省光伏发电应用工作方案的通知》（赣府厅字〔2014〕56 号）	光伏发电项目按发电量每度电给予 0.2 元补贴，补贴期 20 年。
湖南省	湖南省财政厅、湖南省发改委《关于印发〈湖南省分布式光伏发电电价补贴实施细则〉的通知》（湘财建〔2017〕69 号）	对 2014 年 1 月 1 日—2019 年 10 月 31 日前投产且符合第四条规定分布式光伏发电项目给予 0.2 元/千瓦时的补贴，其中：2016 年底以前投产的项目补贴期间为 2017 年 1 月 1 日—2019 年 12 月 31 日，2017 年 1 月 1 日及以后投产的项目补贴期间为项目投产运行日—2019 年 12 月 31 日。
长沙市	长沙市人民政府办公厅《关于加快分布式光伏发电应用的实施意见》（长政办发〔2015〕24 号）	在长沙注册企业投资新建并于 2014 年至 2020 年期间建成并网发电的分布式光伏发电项目，根据项目建成后的实际发电量，除按政策享受国家和省度电补贴外，自并网发电之日起按其实际发电量由市财政再给予 0.1 元/千瓦时的补贴，补贴期为 5 年。

③风力发电

2009 年 7 月，国家发改委发布了《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格〔2009〕1906 号），对于陆上风电项目，按风能资源状况和工程建设条件，将全国分为四类风能资源区，相应制定风电标杆上网电价。

2014 年 6 月，国家发改委发布了《关于海上风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2014〕1216 号），对非招标的海上风电项目，区分潮间带风电和近海风电两种类型确定上网电价。鼓励通过特许权招标等市场竞争方式确定海上风电项目上网电价。

2019 年 5 月，国家发改委发布了《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882 号），2019 年 7 月 1 日以后，将标杆上网电价改为指导价，新核准的集中式陆上风电项目和海上风电项目全部通过竞争方式确定上网电价。

随着我国风电规模不断扩大，为使投资明确，国家发改委数次下调风电标杆上网电价。2009 年以来，陆上风电上网电价调整情况如下表所示：

单位：元/kWh（含税）

年份	I 类	II 类	III 类	IV 类	适用范围
2009-2014 年	0.51	0.54	0.58	0.61	2009 年 8 月 1 日以后核准的风电项目。
2015 年	0.49	0.52	0.56	0.61	2015 年 1 月 1 日以后核准的陆上风电项目；

年份	I类	II类	III类	IV类	适用范围
					2015年1月1日前核准但于2016年1月1日以后投运的陆上风电项目。
2016-2017年	0.47	0.50	0.54	0.60	2016年1月1日以后核准的陆上风电项目；2016年前核准的陆上风电项目但于2017年底前仍未开工建设的。
2018年	0.40	0.45	0.49	0.57	2018年1月1日以后核准并纳入财政补贴年度规模管理的陆上风电项目；2018年以前核准并纳入以前年份财政补贴规模管理的陆上风电项目但于2019年底以前仍未开工建设的；2018年以前核准但纳入2018年1月1日之后财政补贴年度规模管理的陆上风电项目；2年核准期内未开工建设的项目不得执行该核准期对应的标杆电价。
2019年7月1日-12月31日 (指导价)	0.34	0.39	0.43	0.52	2019年符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准陆上风电项目的指导价。新核准的集中式陆上风电项目上网电价全部通过竞争方式确定，不得高于项目所在资源区指导价。
2020年(指导价)	0.29	0.34	0.38	0.47	2020年符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准陆上风电项目的指导价。新核准的集中式陆上风电项目上网电价全部通过竞争方式确定，不得高于项目所在资源区指导价。
2021年起	平价上网				2021年后新核准的陆上风电项目。

不同期间 I-IV类风能资源区划分情况如下：

期间	I类	II类	III类	IV类
2009-2015年	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区，新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市。	河北省张家口市、承德市，内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市，甘肃省张掖市、嘉峪关市、酒泉市。	吉林省白城市、松原市，黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区，甘肃省除张掖市、嘉峪关市、酒泉市以外其他地区，新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区，宁夏回族自治区。	除 I 类、II 类、III 类资源区以外的其他地区。
2006-2017年	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区，新疆维吾尔自治区	河北省张家口市、承德市，内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、	吉林省白城市、松原市，黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区，甘肃省除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区，新	除 I 类、II 类、III 类资源区以外的其他地区。

期间	I类	II类	III类	IV类
	区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市。	呼伦贝尔市，甘肃省嘉峪关市、酒泉市。	新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区，宁夏回族自治区。	
2018年以后	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区，新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市。	河北省张家口市、承德市，内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市，甘肃省嘉峪关市、酒泉市，云南省。	吉林省白城市、松原市，黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区，甘肃省除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区，新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区，宁夏回族自治区。	除I类、II类、III类资源区以外的其他地区。

海上风电上网电价调整情况如下表所示：

单位：元/kWh（含税）

年份	近海	潮间带
2014年-2018年	0.85	0.75
2019年	0.80（指导价）	不高于项目所在资源区陆上风电指导价
2020年	0.75（指导价）	不高于项目所在资源区陆上风电指导价

注1：对2018年底前已核准的海上风电项目，如在2021年底前全部机组完成并网的，执行核准时的上网电价；2022年及以后全部机组完成并网的，执行并网年份的指导价。

注2：2020年1月20日，财政部、国家发展改革委、国家能源局发布《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号），新增海上风电不再纳入中央财政补贴范围。

（3）2020年可再生能源补贴新政

①新政主要内容

序号	政策名称	发布单位	发布日期	主要内容
1	《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号）	财政部、国家发展改革委、国家能源局	2020年1月	①以收定支，合理确定新增补贴项目规模。根据可再生能源发展规划、补助资金年度增收水平等情况，合理确定补助资金当年支持新增项目种类和规模；②充分保障政策延续性和存量项目合理收益。已按规定核准（备案）、全部机组完成并网，同时经审核纳入补贴目录的可再生能源发电项目，按合理利用小时数核定中央财政补贴额度。对于自愿转为平价项目的存量项目，财政、能源主管部门将在补贴优先兑付、新增项目规模等方面给予政策支持；③补贴资金按年度拨付。财政部根据年度可再生能源电价附加收入预算和补助资金申请情况，将补助资金拨付到国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司和省级财政部门，电网企业根据

序号	政策名称	发布单位	发布日期	主要内容
				补助资金收支情况，按照相关部门确定的优先顺序兑付补助资金，光伏扶贫、自然人分布式、参与绿色电力证书交易、自愿转为平价项目等项目可优先拨付资金。
2	《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5号）			明确本办法印发后需补贴的新增可再生能源发电项目为新增项目，本办法印发前需补贴的存量可再生能源发电项目为存量项目。并进一步明确纳入补助项目清单项目的具体条件：①新增项目需纳入当年可再生能源发电补贴总额范围内。存量项目需符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内；②按照国家有关规定已完成审批、核准或备案。符合国家可再生能源价格政策，上网电价已经价格主管部门审核批复；③全部机组并网时间符合补助要求；④相关审批、核准、备案和并网要件经国家可再生能源信息管理平台审核通过。
3	《关于开展可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕6号）	财政部办公厅	2020年3月	①此前由财政部、国家发展改革委、国家能源局发文公布的第一批至第七批可再生能源电价附加补助目录内的可再生能源发电项目，由电网企业对相关信息进行审核后，直接纳入补贴清单；②进一步明确纳入首批补贴清单的条件：符合我国可再生能源发展相关规划的陆上风电、海上风电、集中式光伏电站、非自然人分布式光伏发电、光热发电、生物质发电等项目。所有项目应于2006年及以后年度按规定完成核准（备案）手续。其中，风电项目需于2019年12月底前全部机组完成并网，光伏发电项目需于2017年7月底前全部机组完成并网（光伏“领跑者”基地项目和2019年光伏竞价项目并网时间可延长至2019年12月底），生物质发电项目需于2018年1月底前全部机组完成并网；符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内；符合国家可再生能源价格政策，上网电价已获得价格主管部门批复。
4	《关于〈关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见〉有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426号）	财政部、国家发改委、国家能源局	2020年10月	明确项目全生命周期补贴电量=项目容量×项目全生命周期合理利用小时数。其中，风电一类、二类、三类、四类资源区项目全生命周期合理利用小时数分别为48,000小时、44,000小时、40,000小时和36,000小时，光伏发电一类、二类、三类资源区项目全生命周期合理利用小时数为32,000小时、26,000小时和22,000小时。按照《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5号）规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，全生命周期补贴电量内所发电量，按照上网电价给予补贴。在未超过项目全生命周期合理利用小时数时，按可再生能源发电项目当年实际发电量给予补贴。风电、光伏发电项目自并网之日起满20年后，生物质发电项目自并网之日起满15年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。
5	《关于加快推进可再生能源发电补贴	财政部办公厅	2020年11月	明确纳入补贴清单的可再生能源发电项目需满足的条件：符合我国可再生能源发展相关规划的陆上风电、海上风电、集中式光伏电站、非自然人分布式光伏发电、光热发电、地热发电、生物质发电等项目。所有项目应于2006年及以后年度按规定完成核准（备

序号	政策名称	发布单位	发布日期	主要内容
	项目清单审核有关工作的通知》(财办建〔2020〕70号)			案)手续,并已全部容量完成并网;符合国家能源主管部门要求,按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内。其中,2019年光伏新增项目,2020年光伏、风电和生物质发电新增项目需满足国家能源主管部门出台的新增项目管理办法;符合国家可再生能源价格政策,上网电价已获得价格主管部门批复。 并再次明确项目执行全容量并网时间的上网电价。对于履行程序分批次并网的项目,除国家另有明确规定以外,应按每批次全容量并网的实际时间分别确定上网电价。项目全容量并网时间由地方能源监管部门或电网企业认定,如因技术原因等特殊原因确实无法认定的,为加快项目确权,暂按《可再生能源发电项目全容量并网时间认定办法》进行认定。

②新规的重大调整

相对于原有的可再生能源发电补贴政策,2020年补贴政策的重大调整及影响包括:

A、划分新增项目与存量项目

根据2020年1月20日发布的财建〔2020〕5号文,该办法印发后需补贴的新增可再生能源发电项目为新增项目,印发前需补贴的存量可再生能源发电项目为存量项目。新增装机规模由国家发改委、国家能源局根据可再生能源发展规划、技术进步等情况,在不超过财政部确定的年度新增补贴总额内合理确定。

根据国家能源局发布的《关于2020年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》(国能发新能〔2020〕17号),2020年需国家财政补贴的项目规模为各省级区域2020年规划并网目标减去2019年底已并网和已核准在有效期并承诺建设的项目规模。

因此,新增项目不包括已并网或已核准/备案在有效期并承诺建设的项目,即2020年1月20日以前并网和核准/备案的项目均为存量项目。

B、由目录制改为清单制

明确国家不再发布可再生能源电价附加补助目录(以下简称“补助目录”,之前已发布至第七批),而由电网企业确定并定期公布符合条件的可再生能源发电补贴项目清单(以下简称“补贴清单”)。对第一批至第七批可再生能源电价附加

补助目录内的可再生能源发电项目，由电网企业对相关信息进行审核后，直接纳入补贴清单；对于存量项目分批纳入补贴清单。

此举明确了凡符合条件的存量项目均纳入补贴清单，简化了可再生能源补贴申报的审批流程，加快了存量项目纳入补贴清单的速度。

C、明确可再生能源补贴资金兑付顺序

中央财政按照“以收定支”原则，根据每年收入情况下达补助资金年度预算，由电网企业按照优先顺序拨付至各项目。其中，当年纳入国家规模管理的新增项目足额兑付补助资金。光伏扶贫、自然人分布式、参与绿色电力证书交易、自愿转为平价项目等项目可优先兑付补助资金。其他存量项目由电网企业按照相同比例统一兑付。

因此，当年新增项目可以足额兑付补贴，而一般的存量项目只能兑付一定比例的补贴，新增项目与存量项目最主要差异在于补贴兑付的先后次序和兑付比例。

D、明确项目全生命周期补贴电量

根据国务院《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发〔2013〕24号）和国家发改委《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格〔2013〕1638号）规定，光伏发电项目补贴期限原则上为20年。但根据财建〔2020〕426号文，经审核纳入补贴清单的可再生能源发电项目，按合理利用小时数核定可再生能源发电项目中央财政补贴资金额度，超过该额度的部分不再享受补贴，核发绿证准许参与绿证交易。

相较于此前按照20年内项目实际上网电量补贴的办法，此举减少了单个项目理论上可获得的补贴收入总额。

（4）公司光伏发电项目和风力发电项目适用的可再生能源补贴政策

截至2020年12月31日，公司控股的已投产光伏发电项目和风力发电项目仅杭州湾浙源和舟山浙源无国补、省补或市补等补贴，其他发电项目适用的可再生能源补贴政策如下所示：

发电类型	公司简称	电站名称	备案时间	并网时间	适用政策文件
光伏发电	长兴新能	仙丰光伏电站	2016.06（首次备案） 2016.08（变更规模） 2017.06（变更规模）	2017.06	国补：《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044号） 《关于下达2016年度全省普通地面光伏电站建设调整计划的通知》（浙发改能源〔2017〕1016号）
					省补：《关于进一步加快光伏应用促进产业健康发展的实施意见》（浙政发〔2013〕49号）
光伏发电	衢州光能	力诺光伏电站	2014.12	2016.06	国补：《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格〔2013〕1638号）
					省补：《关于进一步加快光伏应用促进产业健康发展的实施意见》（浙政发〔2013〕49号）
光伏发电	松阳光伏	松阳光伏地面电站	2015.09	2016.06	国补：《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格〔2013〕1638号）
					省补：《关于进一步加快光伏应用促进产业健康发展的实施意见》（浙政发〔2013〕49号）
					市补：《关于促进光伏发电产业健康发展的若干意见》（丽政发〔2014〕27号）
光伏发电	松阳浙源	松阳光伏小康电站	2017.12	2018.06	国补：《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格〔2016〕2729号） 《关于2018年光伏发电有关事项说明的通知》（发改能源〔2018〕1459号）
					《关于下达2017年度及2018年度（部分）全省普通地面光伏电站建设计划的通知》（浙发改能源〔2018〕143号）
					省补：《关于进一步加快光伏应用促进产业健康发展的实施意见》（浙政发〔2013〕49号）
光伏发电	江北浙源	金田铜业一、二期分布式光伏电站	2017.12	2018.06	省补：《关于浙江省2018年支持光伏发电应用有关事项的通知》（浙发改能源〔2018〕462号）
光伏发电	永修浙源	京九电源屋顶光伏电站	2017.08	2017.12	国补：《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格〔2013〕1638号）
光伏发电	杭州浙源	余杭梦想小镇屋顶分布式光伏电站	2017.12	2017.12	国补：《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格〔2013〕1638号）
					省补：《关于进一步加快光伏应用促进产业健康发展的实施意见》（浙政发〔2013〕49号）
光伏发电	中卫光伏	中卫正泰迎水桥中卫十五光伏电站	2012.12	2013.12	国补：《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》（发改价格〔2011〕1594号）
光伏发电	中卫太阳能	中卫清银镇罗中卫三十四光伏电站	2014.03	2015.05	国补：《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格〔2013〕1638号）
光伏发电	金昌太阳能	帷盛上河湾光伏电站	2014.09	2014.12	国补：《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格〔2013〕1638号）

发电类型	公司名称	电站名称	备案时间	并网时间	适用政策文件
光伏发电	民勤光伏	正泰红沙岗光伏电站	2012.12	2013.08	国补：《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》（发改价格〔2011〕1594号）
光伏发电	高台光伏	高台县高崖子滩光伏电站	2012.12	2013.09	国补：《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》（发改价格〔2011〕1594号）
光伏发电	嘉峪关光伏	嘉峪关正泰光伏电站	2014.08	2016.06	国补：《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格〔2013〕1638号）
光伏发电	天润新能	敦煌天润光伏电站	2012.12	2014.12	国补：《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格〔2013〕1638号）
光伏发电	敦煌光伏	敦煌正泰一期光伏电站	2011.10	2012.06	国补：《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》（发改价格〔2011〕1594号）
		敦煌正泰二期光伏电站	2012.12	2013.12	国补：《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》（发改价格〔2011〕1594号）
光伏发电	瓜州光伏	正泰红柳柳园光伏电站	2012.12	2015.12	国补：《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格〔2013〕1638号）
光伏发电	金昌电力	清能上河湾光伏电站	2013.12	2014.12	国补：《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格〔2013〕1638号）
光伏发电	永昌光伏	永昌正泰一期光伏电站	2012.12	2013.02	国补：《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》（发改价格〔2011〕1594号）
		永昌正泰二期光伏电站	2013.08	2013.12	国补：《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》（发改价格〔2011〕1594号）
光伏发电	新疆电力	精河一期 20MW 并网光伏发电项目	2013.01	2013.08	国补：《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》（发改价格〔2011〕1594号）
		精河二期 20MW 并网光伏发电项目	2013.06	2013.11	国补：《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》（发改价格〔2011〕1594号）
		精河三期 30MW 并网光伏发电项目	2015.06	2016.01	国补：《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格〔2013〕1638号）
		精河四期 20MW 并网光伏发电项目	2015.06	2016.01	国补：《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格〔2013〕1638号）
光伏发电	柯坪电力	柯坪县 20MW 光伏并网电站	2012.08	2013.05	国补：《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》（发改价格〔2011〕1594号）
光伏发电	青海昱辉	乌兰一期 20MW 并网光伏发电项目	2011.06	2011.12	国补：《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》（发改价格〔2011〕1594号）
		乌兰二期 20MW 并网光伏发电项目	2012.09	2013.08	国补：《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》（发改价格〔2011〕1594号）
光伏发电	苏州电力	苏州美盈森新能源一期 500KW 分布式光伏发电项目	2017.08	2017.12	国补：《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格〔2013〕1638号）
光伏发电	湖南电力	长沙中民筑友屋顶分布式光伏项目	2017.10	2018.03	国补：《关于 2018 年光伏发电项目价格政策的通知》（发改价格规〔2017〕2196号）
					省补：《关于印发<湖南省分布式光伏发电电价补贴实施细则>的通知》（湘财建〔2017〕

发电类型	公司名称	电站名称	备案时间	并网时间	适用政策文件
					69号) 市补:《关于加快分布式光伏发电应用的实施意见》(长政办发(2015)24号)
光伏发电	徐州新能源	徐州统一企业有限公司3MW分布式光伏发电项目	2014.07	2015.02	国补:《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》(发改价格(2013)1638号)
光伏发电	泰州新能源	泰州统一联3.8MW分布式光伏项目	2014.07	2015.02	国补:《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》(发改价格(2013)1638号)
光伏发电	丹阳电力	丹阳中康吕城镇4MW光伏项目	2016.12	2017.07	国补:《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》(发改价格(2013)1638号)
光伏发电	无锡电力	无锡普洛菲斯650千瓦光伏项目	2017.12	2018.03	国补:《关于2018年光伏发电项目价格政策的通知》(发改价格规(2017)2196号)
光伏发电	赣州新能源	南康中学1.43MW屋顶光伏项目	2013.11(首次备案); 2014.06(变更建设主体)	2015.01	国补:《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》(发改价格(2013)1638号)
		南康爱康光伏项目	2017.07		2017.12
光伏发电	济南新能源	济南统联4.75MW建筑屋顶分布式光伏发电项目	2014.08	2015.04	国补:《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》(发改价格(2013)1638号)
光伏发电	博州新能源	博州一期30MW并网光伏发电项目	2012.08	2012.12	国补:《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》(发改价格(2011)1594号)
		博州二期20MW并网光伏发电项目	2013.06	2013.12	国补:《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》(发改价格(2011)1594号)
		博州三期30MW并网光伏发电项目	2013.08	2013.12	国补:《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》(发改价格(2011)1594号)
		博州四期20MW并网光伏发电项目	2013.08	2013.12	国补:《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》(发改价格(2011)1594号)
光伏发电	博乐新能源	博州五期60MW并网光伏发电项目	2014.09	2014.12	国补:《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》(发改价格(2013)1638号)
		博州六期20MW并网光伏发电项目	2015.07	2015.12	国补:《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》(发改价格(2013)1638号)
光伏发电	特克斯太阳能	特克斯昱辉光伏发电项目	2013.07	2015.01	国补:《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》(发改价格(2013)1638号)
光伏发电	伊阳能源	73团一期30MWp光伏发电项目	2014.10	2015.11	国补:《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》(发改价格(2013)1638号)
光伏发电	聚阳能源	奇台一期30MW并网光伏发电项目	2014.05	2015.02	国补:《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》(发改价格(2013)1638号)

发电类型	公司简称	电站名称	备案时间	并网时间	适用政策文件
		奇台二期 30MW 并网光伏发电项目	2015.02	2015.10	国补：《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格〔2013〕1638 号）
光伏发电	四子王旗能源	内蒙古四子王旗江岸苏木 100MW（一期 20MW）光伏发电项目	2014.01	2015.07	国补：《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格〔2013〕1638 号）
光伏发电	宿州新能源	埇桥夹沟一期 20MW 地面分布式光伏发电项目	2014.12	2015.12	国补：《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格〔2013〕1638 号）
光伏发电	龙游新能源	客路村 30MW 农光互补光伏项目	2015.11	2016.12	国补：《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044 号） 省补：《关于进一步加快光伏应用促进产业健康发展的实施意见》（浙政发〔2013〕49 号）
光伏发电	聚合光伏	宁海成塘 22MWp 渔光互补发电项目	2018.12	2020.06	国补：《关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》（发改价格〔2019〕761 号） 《关于 2019 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》（国能发新能〔2019〕49 号） 省补：《关于进一步加快光伏应用促进产业健康发展的实施意见》（浙政发〔2013〕49 号） 《关于开展 2019 年普通光伏发电国家补贴项目竞争性配置工作的通知》（浙能源〔2019〕13 号）
光伏发电	五家渠光伏	五家渠浙新能六师北塔山牧场 50MWp 光伏发电项目	2015.12（首次备案） 2016.12（备案延期） 2017.12（备案延期） 2018.12（备案延期） 2019.12（备案延期） 2020.07（变更项目名称和投资主体）	2020.12	国补：《关于 2020 年光伏发电上网电价政策有关事项的通知》（发改价格〔2020〕511 号）
光伏发电	五家渠新能	五家渠浙新能六师北塔山牧场 20MWp 光伏发电项目	2015.12（首次备案） 2016.12（备案延期） 2017.12（备案延期）	2020.12	国补：《关于 2020 年光伏发电上网电价政策有关事项的通知》（发改价格〔2020〕511 号）

发电类型	公司简称	电站名称	备案时间	并网时间	适用政策文件
			2018.12 (备案延期) 2020.06 (变更项目名称和投资主体)		
风力发电	洞头风电分公司	洞头风电场	2007.12	2009.03	国补:《关于完善风力发电上网电价政策的通知》(发改价格〔2009〕1906号)
风力发电	大柴旦新能源	海西华汇大柴旦50MW风电建设项目	2017.11 (首次核准) 2018.11 (变更项目建设内容)	2020.10	国补:《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》(发改价格〔2015〕3044号)
风力发电	宁夏新能源	浙能宁夏中卫香山120MW风电项目	2018.12	2020.12	国补:《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》(发改价格〔2016〕2729号)
风力发电	五家渠新能	五家渠浙能新能源六师北塔山牧场100MW风电项目	2017.01 (首次核准) 2018.12 (核准延期) 2019.08 (变更项目名称和投资主体)	2020.12	国补:《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》(发改价格〔2016〕2729号)

(5) 本公司执行电价情况

①水力发电

报告期内,公司水电站执行电价情况如下:

单位:元/kWh (含税)

公司简称	上网电价
北海水电	0.68 (2017.01-2019.06) 0.6568 (2019.07以后)
华光潭水电	0.538 (2017.01-2019.06) 0.5196 (2019.07以后)
大洋水电	峰电: 0.57、谷电: 0.228
岩樟溪水电	峰电: 0.595、谷电: 0.238
谢村源水电	峰电: 0.57、谷电: 0.228
安民水电	峰电: 0.57、谷电: 0.228

公司简称	上网电价
龙川水电	峰电：0.57、谷电：0.228

②光伏发电

报告期内，公司光伏电站执行的电价（不包括市场化交易电量的上网电价、售电单价）具体情况如下：

单位：元/kWh（含税）

公司名称	电站名称	上网方式	基础电价	国补 注1	省补/市补	售电单价注2
长兴新能	仙丰光伏电站	全额上网	0.4153	0.4747 注3	省补：0.10	0.99
衢州光能	力诺光伏电站	全额上网	0.4153	0.5847	省补：0.10	1.10
松阳光伏	松阳光伏地面电站	全额上网	0.4153	0.5847	省补：0.10； 市补：0.15 注4	1.25
松阳浙源	松阳光伏小康电站	全额上网	0.4153	0.4147 注5	省补：0.10	0.93
江北浙源	金田铜业一、二期分布式光伏电站	自发自用、余量上网	余量上网部分：0.4153 自发自用部分：向国家电网采购的同时段及直购电电价×0.80	-	省补：0.20 注6	余量上网部分：0.6153 自发自用部分：向国家电网采购的同时段及直购电电价×0.80+0.20
永修浙源	京九电源屋顶光伏电站	自发自用、余量上网	余量上网部分：0.4143 自发自用部分：同时段电网公司电价×0.83	0.42	-	余量上网部分：0.8343 自发自用部分：同时段电网公司电价×0.83+0.42
杭州浙源	余杭梦想小镇屋顶分布式光伏电站	自发自用、余量上网	余量上网部分：0.4153 自发自用部分：0.9800（2018.01-2019.03）； 0.9177（2019.04-2019.06）； 0.8656（2019.07以后）	0.42	省补：0.10	余量上网部分：0.9353 自发自用部分：1.50（2018.01-2019.03）； 1.4377（2019.04-2019.06）； 1.3856（2019.07以后）
杭州湾浙源	金田材料分布式光伏电站	自发自用、余量上网	余量上网部分：0.4153 自发自用部分：向国家电网采购的同时段及直购电电价×0.80	-	-	余量上网部分：0.4153 自发自用部分：向国家电网采购的同时段及直购电电价×0.80
舟山浙源	中远海运重工屋顶分布式光伏电站	自发自用、余量上网	余量上网部分：0.4153 自发自用部分：向国家电网采购的同时段及直购电电价×0.85	-	-	余量上网部分：0.4153 自发自用部分：向国家电网采购的同时段及直购电电价×0.85

公司名称	电站名称	上网方式	基础电价	国补 注1	省补/市补	售电单价注2
中卫光伏	中卫正泰迎水桥 中卫十五光伏电站	全额上网	0.2595	0.7405	-	1.00
中卫太阳能	中卫清银镇罗中 卫三十四光伏电站	全额上网	0.2595	0.6405	-	0.90
金昌太阳能	帷盛上河湾光伏电站	全额上网	0.3078	0.5922	-	0.90
民勤光伏	正泰红沙岗光伏电站	全额上网	0.3078	0.6922	-	1.00
高台光伏	高台县高崖子滩 光伏电站	全额上网	0.3078	0.6922	-	1.00
嘉峪关光伏	嘉峪关正泰光伏电站	全额上网	0.3078	0.5922	-	0.90
天润新能	敦煌天润光伏电站	全额上网	0.3078	0.5922	-	0.90
敦煌光伏	敦煌正泰一期光伏电站	全额上网	0.3078	0.6922	-	1.00
	敦煌正泰二期光伏电站	全额上网	0.3078	0.6922	-	1.00
瓜州光伏	正泰红柳柳园光伏电站	全额上网	0.3078	0.5922	-	0.90
金昌电力	清能上河湾光伏电站	全额上网	0.3078	0.5922	-	0.90
永昌光伏	永昌正泰一期光伏电站	全额上网	0.3078	0.6922	-	1.00
	永昌正泰二期光伏电站	全额上网	0.3078	0.6922	-	1.00
新疆电力	精河一期 20MW 并网光伏发电项目	全额上网	0.25	0.75	-	1.00
	精河二期 20MW 并网光伏发电项目	全额上网	0.25	0.75	-	1.00
	精河三期 30MW 并网光伏发电项目	全额上网	0.25	0.70	-	0.95
	精河四期 20MW 并网光伏发电项目	全额上网	0.25	0.70	-	0.95
柯坪电	柯坪县 20MW 光	全额上网	0.25	0.75	-	1.00

公司名称	电站名称	上网方式	基础电价	国补 注1	省补/市补	售电单价注2
力	伏并网电站					
青海昱辉	乌兰一期 20MW 并网光伏发电项目	全额上网	0.2277	0.9223	-	1.15
	乌兰二期 20MW 并网光伏发电项目	全额上网	0.2277	0.7723	-	1.00
苏州电力	苏州美盈森新能源一期 500KW 分布式光伏发电项目	自发自用、余量上网	余量上网部分: 0.391 自发自用部分: 电网同时段(尖峰谷)工业电价 \times 0.85	0.42	-	余量上网部分: 0.811 自发自用部分: 电网同时段(尖峰谷)工业电价 \times 0.85+0.42
湖南电力	长沙中民筑友屋顶分布式光伏项目	自发自用、余量上网	余量上网部分: 0.45 自发自用部分: 电网同时段(尖峰谷平)电价 \times 0.85	0.37	省补: 0.20 注7 市补: 0.10 注8	余量上网部分: 1.12 自发自用部分: 电网同时段(尖峰谷平)电价 \times 0.85+0.67
徐州新能源	徐州统一企业有限公司 3MW 分布式光伏发电项目	自发自用、余量上网	余量上网部分: 0.391 自发自用部分: (峰时电价 \times 峰时电价小时数/日总发电小时数+平时电价 \times 平时电价小时数/日总发电小时数) \times 0.84	0.42	-	余量上网部分: 0.811 自发自用部分: (峰时电价 \times 峰时电价小时数/日总发电小时数+平时电价 \times 平时电价小时数/日总发电小时数) \times 0.84+0.42
泰州新能源	泰州统一联 3.8MW 分布式光伏项目	自发自用、余量上网	余量上网部分: 0.391 自发自用部分: (峰时电价 \times 峰时电价小时数/日总发电小时数+平时电价 \times 平时电价小时数/日总发电小时数) \times 0.92	0.42	-	余量上网部分: 0.811 自发自用部分: (峰时电价 \times 峰时电价小时数/日总发电小时数+平时电价 \times 平时电价小时数/日总发电小时数) \times 0.92+0.42
丹阳电力	丹阳中康吕城镇 4MW 光伏项目	自发自用、余量上网	余量上网部分: 0.391 自发自用部分: 电网同时段(峰平谷)工业电价 \times 0.85	0.42	-	余量上网部分: 0.811 自发自用部分: 电网同时段(峰平谷)工业电价 \times 0.85+0.42
无锡电力	无锡普洛菲斯 650 千瓦光伏项目	自发自用、余量上网	余量上网部分: 0.391 自发自用部分: 电网同时段(尖峰平谷)工业电价 \times 0.88	0.37	-	余量上网部分: 0.761 自发自用部分: 电网同时段(尖峰平谷)工业电价 \times 0.88+0.37
赣州新能源	南康中学 1.43MW 屋顶光伏项目	自发自用、余量上网	余量上网部分: 0.4143 自发自用部分: 电网同时段工业电价	0.42	省补: 0.20 注9	余量上网部分: 1.0343 自发自用部分: 电网同时段工业电价+0.62
	南康爱康光伏项目	自发自用	余量上网部分: 0.4143	0.42	-	余量上网部分: 0.8343

公司名称	电站名称	上网方式	基础电价	国补 注1	省补/市补	售电单价注2
	目	用、余量 上网	自发自用部分：电网同时段（尖峰谷）工业电价 $\times 0.85$			自发自用部分：电网同时段（尖峰谷）工业电价 $\times 0.85 + 0.42$
济南新能源	济南统联4.75MW建筑屋顶分布式光伏发电项目	自发自用、余量上网	余量上网部分：0.3949 自发自用部分：（尖时电价 \times 尖时电价小时数/日总发电小时数+峰时电价 \times 峰时电价小时数/日总发电小时数+平时电价 \times 平时电价小时数/日总发电小时数） $\times 0.84$	0.42	-	余量上网部分：0.8149 自发自用部分：（尖时电价 \times 尖时电价小时数/日总发电小时数+峰时电价 \times 峰时电价小时数/日总发电小时数+平时电价 \times 平时电价小时数/日总发电小时数） $\times 0.84 + 0.42$
博州新能源	博州一期 30MW 并网光伏发电项目	全额上网	0.25	0.75	-	1.00
	博州二期 20MW 并网光伏发电项目	全额上网	0.25	0.75	-	1.00
	博州三期 30MW 并网光伏发电项目	全额上网	0.25	0.75	-	1.00
	博州四期 20MW 并网光伏发电项目	全额上网	0.25	0.75	-	1.00
博乐新能源	博州五期 60MW 并网光伏发电项目	全额上网	0.25	0.70	-	0.95
	博州六期 20MW 并网光伏发电项目	全额上网	0.25	0.70	-	0.95
特克斯太阳能	特克斯昱辉光伏发电项目	全额上网	0.25	0.70	-	0.95
伊阳能源	73 团 一 期 30MWp 光伏发电项目	全额上网	0.25 或 0.02 注10	0.70	-	0.95 或 0.72
聚阳能源	奇台一期 30MW 并网光伏发电项目	全额上网	0.25	0.70	-	0.95
	奇台二期 30MW 并网光伏发电项目	全额上网	0.25	0.70	-	0.95

公司名称	电站名称	上网方式	基础电价	国补 注1	省补/市补	售电单价注2
四子王旗能源	内蒙古四子王旗江岸苏木100MW（一期20MW）光伏发电项目	全额上网	0.2829	0.6171	-	0.90
宿州新能源	埇桥夹沟一期20MW地面分布式光伏发电项目	全额上网	0.3844	0.6156	-	1.00
龙游新能源	客路村30MW农光互补光伏项目	全额上网	0.4153	0.5647	省补：0.10	1.08
聚合光伏	宁海成塘22MWp渔光互补发电项目	全额上网	0.4153	0.055 注11	省补：0.07	0.5403
五家渠光伏	五家渠浙新能六师北塔山牧场50MWp光伏发电项目	全额上网	0.25	0.15	-	0.40
五家渠新能	五家渠浙新能六师北塔山牧场20MWp光伏发电项目	全额上网	0.25	0.15	-	0.40

注1：在公司集中式光伏电站和“全额上网”分布式光伏发电项目中，非竞价项目根据所在资源区、备案时间和并网时间的不同，执行当期国家政策规定的标杆上网电价；竞价项目上网电价通过市场竞争方式确定。国补=发改委批复的光伏标杆上网电价/竞争性上网电价-公司所在省脱硫燃煤电价。报告期内，浙江省脱硫燃煤电价为0.4153元/千瓦时；江西省脱硫燃煤电价2017年1月1日-2017年6月30日为0.3993元/千瓦时，2017年7月1日起为0.4143元/千瓦时；甘肃省脱硫燃煤电价2017年7月1日起为0.3078元/千瓦时；宁夏脱硫燃煤电价为0.2595元/千瓦时。江苏省脱硫燃煤电价2017年7月1日起为0.391元/千瓦时；湖南省脱硫燃煤电价2017年7月1日起为0.45元/千瓦时；山东省脱硫燃煤电价2017年7月1日起为0.3949元/千瓦时；安徽省脱硫燃煤电价2017年7月1日起为0.3844元/千瓦时；内蒙古西部电网脱硫燃煤电价2017年7月1日起为0.2829元/千瓦时；新疆脱硫燃煤电价为0.25元/千瓦时；青海省国网公司基本电量按照0.2277元/千瓦时结算，电站批复上网电价与基本电量结算价格之间差额为国补。其中，甘宁11家光伏公司均是由于2018年完成收购，清能发展原下属光伏子公司于2019年末完成收购，聚合光伏于2020年4月完成收购。公司“自发自用、余量上网”分布式光伏发电项目实行全电量补贴的政策，根据并网时间不同执行当期国家政策规定的补贴标准。

注2：售电单价=基础电价+国补+省补/市补。

注3：根据浙江省发改委《关于下达2016年度全省普通地面光伏电站建设调整计划的通知》（浙发改能源〔2017〕1016号），长兴新能的上网电价为0.89元/千瓦时。

注4：根据丽水市人民政府《关于促进光伏发电产业健康发展的若干意见》（丽政发〔2014〕27号），松阳光伏自发电之日起享受5年市级补贴，补贴期为2016年7月-2021年6月。

注 5: 根据浙江省发改委《关于下达 2017 年度及 2018 年度（部分）全省普通地面光伏电站建设计划的通知》（浙发改能源〔2018〕143 号），松阳浙源的上网电价承诺降低 0.02 元/千瓦时，即从发电之日起，执行 0.83 元/千瓦时的标杆上网电价。

注 6: 根据《浙江省 2018 年支持光伏发电应用有关事项的通知》（浙发改能源〔2018〕462 号），省内光伏发电项目所发电量 2018 年继续实行电量省补贴政策，补贴标准为 0.1 元/千瓦时，与国家建设指标脱钩；对于 2018 年 5 月 31 日前备案、2018 年 6 月 1 日-7 月 31 日并网的工商业分布式光伏发电项目，按照 0.1 元/千瓦时的补贴标准对 2018 年的发电量给予补贴。江北浙源光伏电站于 2017 年 12 月备案，2018 年 6 月并网发电，适用该政策。2019 年，该项目无补贴。

注 7: 根据湖南省财政厅、湖南省发展和改革委员会《关于印发〈湖南省分布式光伏发电电价补贴实施细则〉的通知》（湘财建〔2017〕69 号），湖南电力享受 0.2 元/千瓦时的省级补贴，补贴期间为项目投产运行日-2019 年 12 月 31 日。

注 8: 根据长沙市人民政府办公厅《关于加快分布式光伏发电应用的实施意见》（长政办发〔2015〕24 号），湖南电力自发电之日起享受 5 年市级补贴，补贴期为 5 年。

注 9: 根据江西省人民政府办公厅《关于印发加快推进全省光伏发电应用工作方案的通知》（赣府厅字〔2014〕56 号），进入江西省省级度电补贴目录的光伏发电项目享受 0.2 元/千瓦时的省级补贴，补贴期 20 年。

注 10: 根据伊阳能源与新疆生产建设兵团第四师电力有限责任公司签订的《购售电合同》，双方约定：为支持四师工业项目发展，双方协商，新疆伊阳能源科技有限公司电站基数电量为 1,500 万千瓦时/年，基数电量基础电价执行 0.25 元/千瓦时；光伏电站超过基数电量定向销售给购电方部分的电量基础电价暂定执行 0.02 元/千瓦时。

注 11: 宁海成塘 22MWp 渔光互补发电项目的计划投产时间为 2019 年 12 月，补贴竞价申报上网电价为 0.4903 元/千瓦时，其中国家补贴为 0.075 元/千瓦时。根据《关于公布 2019 年光伏发电项目国家补贴竞价结果的通知》（国能综通新能〔2019〕59 号），对于逾期未全容量建成并网的，每逾期一个季度并网电价补贴降低 0.01 元/千瓦时；在申报投产所在季度后两个季度内仍未建成并网的，取消项目补贴资格。宁海成塘 22MWp 渔光互补发电项目于 2020 年 6 月全容量并网，补贴降低 0.02 元/千瓦时。

报告期内，公司位于甘肃、宁夏、新疆（除伊阳能源）、青海、内蒙古的集中式光伏电站还参与了电力市场化交易，交易电量与平均交易单价（包含国家补贴）情况如下表所示：

公司简称	期间	市场化交易电量（万千瓦时）	交易单价（元/kWh, 含税）
天润新能	2018 年	2,652.61	0.680
	2019 年	3,202.71	0.700
	2020 年	3,808.65	0.698
敦煌光伏	2018 年	8,573.44	0.779
	2019 年	10,733.64	0.800
	2020 年	12,996.76	0.809
高台光伏	2018 年	6,259.07	0.777

公司简称	期间	市场化交易电量（万千瓦时）	交易单价（元/kWh, 含税）
	2019年	11,333.05	0.801
	2020年	12,772.75	0.802
瓜州光伏	2018年	2,038.11	0.683
	2019年	2,396.25	0.701
	2020年	2,871.72	0.700
嘉峪关光伏	2018年	2,826.39	0.682
	2019年	3,225.63	0.700
	2020年	3,851.98	0.701
金昌电力	2018年	8,795.50	0.680
	2019年	10,550.73	0.707
	2020年	12,240.59	0.693
金昌太阳能	2018年	1,933.10	0.680
	2019年	2,600.17	0.699
	2020年	3,403.30	0.702
民勤光伏	2018年	3,967.10	0.780
	2019年	5,871.65	0.801
	2020年	6,692.52	0.799
永昌光伏	2018年	3,850.81	0.782
	2019年	20,996.08	0.805
	2020年	25,169.80	0.804
中卫太阳能	2018年	1,827.20	0.872
	2019年	2,716.30	0.877
	2020年	2,515.96	0.870
中卫光伏	2018年	1,088.70	0.975
	2019年	1,564.60	0.974
	2020年	1,594.28	0.971
博乐新能源	2020年	6,183.57	0.879
博州新能源	2020年	7,768.43	0.933
聚阳能源	2020年	5,363.51	0.886
柯坪电力	2020年	994.79	0.910
青海昱辉	2020年	5,826.86	1.005
四子王旗能源	2020年	340.58	0.574

公司简称	期间	市场化交易电量（万千瓦时）	交易单价（元/kWh，含税）
特克斯太阳能	2020年	1,577.97	0.881
新疆电力	2020年	6,863.28	0.901

③风力发电

报告期内，公司风电场执行电价情况如下：

单位：元/kWh（含税）

公司简称	电站名称	年份	上网电价	接网工程补贴	售电单价	其中：国家补贴
洞头风电分公司	洞头风电场	2017年	0.785	0.01	0.795	0.2047
		2018年起	0.785	0.00 ^{注1}	0.785	0.1947 ^{注2}
大柴旦新能源	海西华汇大柴旦50MW风电建设项目	2020年起	0.60	0.00	0.60	0.3723
宁夏新能源	浙能宁夏中卫香山120MW风电项目	2020年起	0.47 ^{注3}	0.00	0.47	0.2105
五家渠新能源	五家渠浙能新能源六师北塔山牧场100MW风电项目	2020年起	0.49	0.00	0.49	0.24

注1：洞头风电场属于招投标建设项目，上网电价按中标价格执行，售电单价包括上网电价和接网工程补贴。根据《关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第七批）的通知》（财建〔2018〕250号）规定，接网工程补贴自2018年1月1日起取消。

注2：洞头风电场属于2009年8月1日前核准的项目，根据国家发展改革委《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格〔2009〕1906号），浙江省风电标杆上网电价为0.61元/kWh（含税），在计算洞头风电场国家补贴时适用该价格。

注3：根据《宁夏风电基地2018年度风电项目竞争配置评优结果公示》，浙能宁夏中卫香山120MW风电项目承诺电价为0.47元/千瓦时。

（6）2020年可再生能源补贴新政对销售价格的影响

①进入清单的影响

截至本招股意向书签署之日，公司纳入补贴清单的项目共42个，未纳入补

贴清单但满足进入条件项目 13 个，不满足进入补贴清单条件的项目 3 个，尚未并网发电的项目 3 个。

A、对于已纳入补贴清单的项目

根据《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426号），项目全生命周期补贴电量内所发电量，按照上网电价给予补贴，所发电量超过全生命周期补贴电量部分，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。即上网电价在全生命周期补贴电量内保持不变，超过的电量上网电价不确定。由于公司已并网项目的年可利用小时数与政策规定差异较小，因此，该政策对公司已并网项目上网电价的影响较小。

B、对于未纳入补贴清单但满足进入条件的项目

根据《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5号），发行人未纳入补贴清单项目均在补贴范围内、项目核准/备案程序、电价批复和并网时间等方面均满足进入补贴清单条件，纳入补贴清单不存在实质性障碍。与已纳入补贴清单项目相同，该部分项目上网电价受到的影响较小。

C、对于不满足进入补贴清单条件的项目

该部分项目不满足进入补贴清单的条件，不享受国补，上网电价随脱硫燃煤电价调整而变化。

D、对于尚未并网发电项目

截至本招股意向书签署之日，公司共有 3 个尚未并网发电的项目，分别为海上风电项目和光伏发电项目，具体情况如下：

项目公司	运营电站/场	项目类型	核准时间
嘉兴海上风电	浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目	海上风电	2017.08
东台双创新能	江苏竹根沙（H2#）300MW 海上风电场项目	海上风电	2018.11
格尔木光伏	格尔木浙新能乌图美仁 50 兆瓦平价光伏项目	光伏项目	2020.09

根据国家发改委《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882号），对于海上风电，2018 年底前已核准的项目，若在 2021 年底前全部机组完成并网，执行核准时的上网电价；若在 2022 年及以后全部机组完成并网，执

行并网年份的指导价。根据财政部、国家发改委、国家能源局《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号），新增海上风电不再纳入中央财政补贴范围，按规定完成核准（备案）并于2021年12月31日前全部机组完成并网的存量海上风力发电，按相应价格政策纳入中央财政补贴范围。

公司尚未全容量并网发电的2个风电项目核准时间均在2018年底之前，均符合上述文件的规定，因此如上述海上风电拟享受核准时的上网电价，必须在2021年底之前并网。公司尚未并网发电的光伏项目为平价上网项目，不享受中央财政补贴。

因此，若公司尚未全容量并网发电的海上风电项目无法在规定的时间内并网，将不再符合申请补贴清单的条件，上网电价将会下降。

②价格及补贴退坡机制的影响

A、对于已并网项目

所谓价格及补贴退坡机制，是国家为促进新能源行业的健康发展、实现新能源电力的平价上网，根据新能源行业的技术进步及市场竞争情况，对新能源电力的价格和补贴进行下调的政策，但是国家发改委等政府部门调整电价及补贴仅针对新政策实施之后的项目，对于已并网的项目，原则上不受新政策调整的影响。因此，价格及补贴退坡机制不会导致公司已并网项目价格的下降。

B、对于在建及未来可能投资项目

根据国家发改委《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882号）和《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号），若在建项目无法在规定的时间内并网，补贴和上网电价会下降。对此，公司已制定了详细和明确的施工计划，加快施工进度，确保在能享受国补和原核定电价的限定时间之前并网，避免价格及补贴退坡机制对公司的影响。

对于公司未来新投资的新能源发电项目，其上网电价会随着价格及补贴退坡机制而降低。但从行业发展角度看，虽然未来并网的发电项目上网电价会下降，但随着技术进步，发电项目建造成本和运营成本也逐渐下降，公司会在充分分析投资效益可行性的情况下审慎投资，确保新投资项目能给公司带来合理的收益。

（四）主要产品的产能及销售情况

1、主营业务收入按产品划分情况

报告期内，公司主营业务收入的构成情况如下：

单位：万元

类别	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	收入	占比	收入	占比	收入	占比
水力发电	66,159.87	28.99%	105,363.74	51.25%	59,685.82	48.36%
光伏发电	161,347.30	70.69%	99,552.88	48.42%	63,016.10	51.06%
风力发电	723.98	0.32%	690.53	0.34%	711.40	0.58%
合计	228,231.14	100.00%	205,607.16	100.00%	123,413.32	100.00%

公司的主营业务收入主要来自于电力销售，包括水力发电、光伏发电和风力发电。

报告期内，公司水力发电装机容量稳定，但水力发电的业务收入存在大幅波动，主要受水电站所在地区降水量变动的的影响。

报告期内，光伏发电收入逐年提高，主要是公司以新建与收购并重的策略不断扩张光伏发电业务，2018 年陆续完成了甘宁 11 家光伏公司的收购和 4 家光伏电站的建设，2019 年完成清能发展原下属光伏子公司（合计装机容量 53.403 万千瓦）的收购，导致 2018 年之后光伏发电收入大幅上升。

报告期内，公司风力发电收入规模占比很小，装机容量保持稳定，其业务收入总体保持稳定。

2、主营业务收入地区分布情况

报告期内，公司主营业务收入的地区分布情况如下：

单位：万元

地区	省份	类别	2020 年	2019 年	2018 年
华东	浙江	水力发电	66,159.87	105,363.74	59,685.82
		光伏发电	22,195.09	18,366.56	15,233.25
		风力发电	723.98	690.53	711.40
	江西	光伏发电	1,584.95	1,372.62	943.09
	安徽	光伏发电	1,833.78	-	-

地区	省份	类别	2020 年	2019 年	2018 年
	江苏	光伏发电	858.34	-	-
	山东	光伏发电	358.64	-	-
	小 计		93,714.65	125,793.45	76,573.56
西北	甘肃	光伏发电	76,083.70	74,169.80	42,595.56
	宁夏	光伏发电	5,452.70	5,643.91	4,244.20
	新疆	光伏发电	45,696.28	-	-
	青海	光伏发电	5,010.24	-	-
	小 计		132,242.92	79,813.71	46,839.76
华中	湖南	光伏发电	126.77	-	-
	小 计		126.77	-	-
华北	内蒙古	光伏发电	2,146.80	-	-
	小 计		2,146.80	-	-
合 计			228,231.14	205,607.16	123,413.32

2018 年以前，公司的发电项目集中在浙江省内，自 2018 年陆续收购甘宁 11 家光伏公司，公司的业务区域拓展至甘肃和宁夏。2019 年末，公司收购清能发展原下属光伏子公司，将业务进一步拓展至新疆、青海等地。

3、主要产品的产能、产量与销量情况

报告期内，公司分类别的电力生产能力及产销量数据如下：

(1) 水电

报告期内，公司水力发电项目电力产销量情况如下：

项目 ^{注2}	2020 年	2019 年 ^{注1}	2018 年
期末控股并网容量（万千瓦）	79.42	79.52	80.02
总发电量（万千瓦时）	122,728.86	191,448.69	108,869.43
上网电量（万千瓦时）	121,171.03	189,486.95	107,545.35
平均利用小时数（小时）	1,545.31	2,407.55	1,360.53

注 1：平均利用小时数=总发电量/期末控股并网容量，下同。

注 2：公司于 2019 年 6 月末转让其原控股的武强水电 10% 的股权，不再对其形成控制，故 2019 年末公司控股并网容量减少了 0.50 万千瓦。2019 年总发电量和上网电量的统计仅包括武强水电 2019 年 1-6 月相应的数据，计算平均利用小时数时期末控股并网容量未包括武强装机容量，下同。

注 3：因浙江省丽水市百山祖国家公园创建工作需要，金坑洋水电站于 2020 年 7 月被

丽水市景宁县水利局征收，故 2020 年末公司控股并网容量减少了 0.10 万千瓦。2020 年总发电量和上网电量的统计仅包括金坑洋水电站被征收前相应的数据，计算平均利用小时数时期末控股并网容量未包括金坑洋水电站装机容量，下同。

注 4：总发电量为电站发电侧电表监测数据，上网电量为电网结算电量数据，由于技术和线路损耗等原因，总发电量和上网电量存在偏差，下同。

报告期内，公司水电站均位于浙江省内，装机规模保持稳定，水电站发电量、上网电量和可利用小时数主要受当地降水量变动的的影响。

报告期内，公司各水电站电力产销量情况如下：

公司简称	年度	2020 年	2019 年	2018 年
北海水电	期末并网容量（万千瓦）	60.40	60.40	60.40
	总发电量（万千瓦时）	77,354.71	133,844.39	72,057.73
	上网电量（万千瓦时）	76,712.73	132,864.21	71,421.68
	平均利用小时数（小时）	1,280.71	2,215.97	1,193.01
华光潭水电	期末并网容量（万千瓦）	8.50	8.50	8.50
	总发电量（万千瓦时）	24,129.26	25,853.18	18,495.91
	上网电量（万千瓦时）	23,727.97	25,428.30	18,210.02
	平均利用小时数（小时）	2,838.74	3,041.55	2,175.99
大洋水电	期末并网容量（万千瓦）	0.96	1.06	1.06
	总发电量（万千瓦时）	1,980.21	3,024.87	2,327.51
	上网电量（万千瓦时）	1,902.72	2,894.42	2,209.90
	平均利用小时数（小时）	2,062.72	2,853.65	2,195.77
岩樟溪水电	期末并网容量（万千瓦）	2.70	2.70	2.70
	总发电量（万千瓦时）	5,020.81	7,215.09	2,600.14
	上网电量（万千瓦时）	4,956.42	7,149.05	2,571.36
	平均利用小时数（小时）	1,859.56	2,672.25	963.02
谢村源水电	期末并网容量（万千瓦）	2.00	2.00	2.00
	总发电量（万千瓦时）	4,465.93	5,945.63	3,815.45
	上网电量（万千瓦时）	4,283.79	5,835.32	3,764.43
	平均利用小时数（小时）	2,232.97	2,972.81	1,907.72
安民水电	期末并网容量（万千瓦）	1.66	1.66	1.66
	总发电量（万千瓦时）	2,694.48	4,597.74	2,366.36
	上网电量（万千瓦时）	2,673.64	4,580.14	2,326.88
	平均利用小时数（小时）	1,623.18	2,769.72	1,425.52

公司简称	年度	2020年	2019年	2018年
龙川水电	期末并网容量（万千瓦）	3.20	3.20	3.20
	总发电量（万千瓦时）	7,083.47	9,865.23	5,886.62
	上网电量（万千瓦时）	6,913.76	9,648.67	5,744.77
	平均利用小时数（小时）	2,213.58	3,082.88	1,839.57
武强水电	期末并网容量（万千瓦）	-	-	0.50
	总发电量（万千瓦时）	-	1,102.57	1,319.71
	上网电量（万千瓦时）	-	1,086.83	1,296.31
	平均利用小时数（小时）	-	2,205.15	2,639.42

（2）光伏发电

报告期内，公司光伏发电项目电力产销量情况如下：

项目	2020年 ^{注2}	2019年 ^{注1}	2018年
期末控股并网容量（万千瓦）	157.355	148.155	94.752
总发电量（万千瓦时）	218,501.13	136,720.80	86,407.45
上网电量（万千瓦时） ^{注3}	206,659.14	129,129.83	83,241.63
平均利用小时数（小时）	1,453.23	1,442.93	911.93

注1：发行人2019年收购的清能发展原下属光伏子公司（合计装机容量53.403万千瓦）于2019年12月31日纳入合并范围，故2019年总发电量、上网电量数据均不包含前述项目相应数据（下同），计算平均利用小时数时期末控股并网容量亦剔除前述项目的相应数据。

注2：五家渠光伏和五家渠新能运营的光伏项目于2020年12月并网，在计算2020年平均利用小时数时期末控股并网容量不包括前述项目的装机容量。

注3：公司屋顶分布式发电项目均是“自发自用、余量上网”上网模式，上网电量不包括直接销售给屋顶业主的电量，所以上网电量明显低于其发电量。

报告期内，全国光伏平均利用小时数分别为1,115小时、1,169小时和1,160小时。

2018年，公司光伏平均利用小时数低于全国平均水平，主要原因系：①平均利用小时数由报告期内总发电量除以报告期末并网容量得到，但公司报告期内新建光伏项目的并网时间一般位于年中和年末，导致当年并网的项目并网时间短于一年；②公司于2018年陆续收购了甘宁11家光伏公司，在计算2018年总发电量时仅考虑纳入合并范围之后的数据，且在收购上述项目前，公司光伏电站均位于浙江和江西，该两省的光照资源低于西北地区。

2018年至2020年，公司光伏平均利用小时数大幅上升，且2019年和2020

年远高于全国平均水平，主要原因系公司 2018 年和 2019 年陆续收购甘肃、宁夏、新疆等光照资源丰富地区的光伏项目。

报告期内，公司各光伏电站电力产销量情况如下：

公司简称	年度	2020 年	2019 年	2018 年
杭州湾浙源	期末并网容量（万千瓦）	1.10	1.10	1.10
	总发电量（万千瓦时）	566.88	558.30	-
	上网电量（万千瓦时）	10.71	3.61	-
	平均利用小时数（小时）	515.34	507.55	-
杭州浙源	期末并网容量（万千瓦）	0.114	0.114	0.114
	总发电量（万千瓦时）	88.43	97.75	93.47
	上网电量（万千瓦时）	4.06	2.40	10.74
	平均利用小时数（小时）	775.74	857.45	819.90
舟山浙源	期末并网容量（万千瓦）	1.99	1.99	1.99
	总发电量（万千瓦时）	1,796.23	958.93	-
	上网电量（万千瓦时）	127.72	51.45	-
	平均利用小时数（小时）	902.63	481.87	-
永修浙源	期末并网容量（万千瓦）	1.80	1.80	1.80
	总发电量（万千瓦时）	1,631.11	1,723.46	1,216.90
	上网电量（万千瓦时）	187.91	194.04	244.90
	平均利用小时数（小时）	906.17	957.48	676.05
江北浙源	期末并网容量（万千瓦）	2.998	2.998	2.998
	总发电量（万千瓦时）	2,630.50	2,514.74	764.75
	上网电量（万千瓦时）	19.40	6.47	0.00
	平均利用小时数（小时）	877.42	838.81	255.09
衢州光能	期末并网容量（万千瓦）	2.00	2.00	2.00
	总发电量（万千瓦时）	2,114.87	2,180.44	2,262.85
	上网电量（万千瓦时）	2,039.70	2,106.06	2,181.20
	平均利用小时数（小时）	1,057.44	1,090.22	1,131.42
长兴新能	期末并网容量（万千瓦）	8.40	8.40	8.40
	总发电量（万千瓦时）	9,201.92	9,819.07	9,551.35
	上网电量（万千瓦时）	8,907.91	9,476.17	9,264.75
	平均利用小时数（小时）	1,095.47	1,168.94	1,137.07

公司简称	年度	2020年	2019年	2018年
松阳浙源	期末并网容量（万千瓦）	2.35	2.35	2.35
	总发电量（万千瓦时）	2,637.87	2,642.19	609.62
	上网电量（万千瓦时）	2,635.73	2,579.26	542.93
	平均利用小时数（小时）	1,122.50	1,124.34	259.41
松阳光伏	期末并网容量（万千瓦）	3.50	3.50	3.50
	总发电量（万千瓦时）	3,687.21	3,821.93	4,037.65
	上网电量（万千瓦时）	3,670.52	3,717.62	3,963.85
	平均利用小时数（小时）	1,053.49	1,091.98	1,153.61
嘉峪关光伏	期末并网容量（万千瓦）	3.00	3.00	3.00
	总发电量（万千瓦时）	5,157.00	4,872.82	4,179.74
	上网电量（万千瓦时）	5,046.68	4,749.82	4,163.83
	平均利用小时数（小时）	1,719.00	1,624.27	1,393.25
金昌电力	期末并网容量（万千瓦）	10.00	10.00	10.00
	总发电量（万千瓦时）	16,867.28	15,715.13	13,596.51
	上网电量（万千瓦时）	16,436.78	15,433.66	13,355.05
	平均利用小时数（小时）	1,686.73	1,571.51	1,359.65
金昌太阳能	期末并网容量（万千瓦）	2.50	2.50	2.50
	总发电量（万千瓦时）	4,424.64	3,874.35	2,784.88
	上网电量（万千瓦时）	4,322.37	3,822.71	2,743.30
	平均利用小时数（小时）	1,769.86	1,549.74	1,113.95
民勤光伏	期末并网容量（万千瓦）	5.00	5.00	5.00
	总发电量（万千瓦时）	9,091.86	8,516.28	5,240.41
	上网电量（万千瓦时）	8,781.64	8,413.42	5,189.95
	平均利用小时数（小时）	1,818.37	1,703.26	1,048.08
永昌光伏	期末并网容量（万千瓦）	20.00	20.00	20.00
	总发电量（万千瓦时）	32,782.24	31,382.35	6,869.52
	上网电量（万千瓦时）	32,286.36	31,055.20	6,878.30
	平均利用小时数（小时）	1,639.11	1,569.12	343.48
中卫太阳能	期末并网容量（万千瓦）	3.00	3.00	3.00
	总发电量（万千瓦时）	4,484.58	4,360.82	3,329.34
	上网电量（万千瓦时）	4,319.96	4,324.30	3,303.70
	平均利用小时数（小时）	1,494.86	1,453.61	1,109.78

公司简称	年度	2020年	2019年	2018年
中卫光伏	期末并网容量（万千瓦）	2.00	2.00	2.00
	总发电量（万千瓦时）	2,910.70	2,853.30	2,108.15
	上网电量（万千瓦时）	2,797.18	2,825.20	2,093.30
	平均利用小时数（小时）	1,455.35	1,426.65	1,054.07
天润新能	期末并网容量（万千瓦）	3.00	3.00	3.00
	总发电量（万千瓦时）	5,221.34	4,941.19	4,227.14
	上网电量（万千瓦时）	4,982.00	4,721.73	4,056.86
	平均利用小时数（小时）	1,740.45	1,647.06	1,409.05
敦煌光伏	期末并网容量（万千瓦）	10.00	10.00	10.00
	总发电量（万千瓦时）	17,083.82	16,014.18	13,299.22
	上网电量（万千瓦时）	16,822.77	15,817.18	13,160.63
	平均利用小时数（小时）	1,708.38	1,601.42	1,329.92
高台光伏	期末并网容量（万千瓦）	10.00	10.00	10.00
	总发电量（万千瓦时）	16,835.10	16,437.23	9,316.20
	上网电量（万千瓦时）	16,692.20	16,416.59	9,194.38
	平均利用小时数（小时）	1,683.51	1,643.72	931.62
瓜州光伏	期末并网容量（万千瓦）	2.00	2.00	2.00
	总发电量（万千瓦时）	3,801.10	3,436.33	2,919.75
	上网电量（万千瓦时）	3,748.50	3,412.96	2,893.97
	平均利用小时数（小时）	1,900.55	1,718.16	1,459.88
博乐新能源	期末并网容量（万千瓦）	8.00	-	-
	总发电量（万千瓦时）	11,350.18	-	-
	上网电量（万千瓦时）	11,224.65	-	-
	平均利用小时数（小时）	1,418.77	-	-
博州新能源	期末并网容量（万千瓦）	10.00	-	-
	总发电量（万千瓦时）	14,435.62	-	-
	上网电量（万千瓦时）	14,100.62	-	-
	平均利用小时数（小时）	1,443.56	-	-
聚阳能源	期末并网容量（万千瓦）	6.00	-	-
	总发电量（万千瓦时）	9,448.92	-	-
	上网电量（万千瓦时）	9,350.78	-	-
	平均利用小时数（小时）	1,574.82	-	-

公司简称	年度	2020 年	2019 年	2018 年
柯坪电力	期末并网容量（万千瓦）	2.00	-	-
	总发电量（万千瓦时）	2,348.58	-	-
	上网电量（万千瓦时）	2,299.36	-	-
	平均利用小时数（小时）	1,174.29	-	-
青海昱辉	期末并网容量（万千瓦）	4.00	-	-
	总发电量（万千瓦时）	5,907.30	-	-
	上网电量（万千瓦时）	5,826.86	-	-
	平均利用小时数（小时）	1,476.83	-	-
四子王旗 能源	期末并网容量（万千瓦）	2.00	-	-
	总发电量（万千瓦时）	3,029.32	-	-
	上网电量（万千瓦时）	2,929.65	-	-
	平均利用小时数（小时）	1,514.66	-	-
新疆电力	期末并网容量（万千瓦）	9.00	-	-
	总发电量（万千瓦时）	12,991.75	-	-
	上网电量（万千瓦时）	12,691.54	-	-
	平均利用小时数（小时）	1,443.53	-	-
特克斯太 阳能	期末并网容量（万千瓦）	2.00	-	-
	总发电量（万千瓦时）	2,939.05	-	-
	上网电量（万千瓦时）	2,878.52	-	-
	平均利用小时数（小时）	1,469.52	-	-
伊阳能源	期末并网容量（万千瓦）	3.00	-	-
	总发电量（万千瓦时）	4,528.28	-	-
	上网电量（万千瓦时）	4,445.16	-	-
	平均利用小时数（小时）	1,509.43	-	-
龙游新能 源	期末并网容量（万千瓦）	3.00	-	-
	总发电量（万千瓦时）	3,089.68	-	-
	上网电量（万千瓦时）	3,084.77	-	-
	平均利用小时数（小时）	1,029.89	-	-
宿州新能 源	期末并网容量（万千瓦）	2.00	-	-
	总发电量（万千瓦时）	2,125.97	-	-
	上网电量（万千瓦时）	2,078.89	-	-
	平均利用小时数（小时）	1,062.99	-	-

公司简称	年度	2020年	2019年	2018年
丹阳电力	期末并网容量（万千瓦）	0.40	-	-
	总发电量（万千瓦时）	293.57	-	-
	上网电量（万千瓦时）	8.04	-	-
	平均利用小时数（小时）	733.93	-	-
赣州新能源	期末并网容量（万千瓦）	0.483	-	-
	总发电量（万千瓦时）	396.14	-	-
	上网电量（万千瓦时）	200.57	-	-
	平均利用小时数（小时）	820.17	-	-
湖南电力	期末并网容量（万千瓦）	0.25	-	-
	总发电量（万千瓦时）	112.50	-	-
	上网电量（万千瓦时）	44.08	-	-
	平均利用小时数（小时）	449.99	-	-
济南新能源	期末并网容量（万千瓦）	0.475	-	-
	总发电量（万千瓦时）	442.30	-	-
	上网电量（万千瓦时）	23.70	-	-
	平均利用小时数（小时）	931.15	-	-
苏州电力	期末并网容量（万千瓦）	0.05	-	-
	总发电量（万千瓦时）	58.44	-	-
	上网电量（万千瓦时）	0.83	-	-
	平均利用小时数（小时）	1,168.82	-	-
泰州新能源	期末并网容量（万千瓦）	0.38	-	-
	总发电量（万千瓦时）	303.10	-	-
	上网电量（万千瓦时）	31.03	-	-
	平均利用小时数（小时）	797.64	-	-
无锡电力	期末并网容量（万千瓦）	0.065	-	-
	总发电量（万千瓦时）	62.90	-	-
	上网电量（万千瓦时）	0.67	-	-
	平均利用小时数（小时）	967.64	-	-
徐州新能源	期末并网容量（万千瓦）	0.30	-	-
	总发电量（万千瓦时）	191.36	-	-
	上网电量（万千瓦时）	178.93	-	-
	平均利用小时数（小时）	637.88	-	-

公司简称	年度	2020年	2019年	2018年
聚合光伏	期末并网容量（万千瓦）	2.20	-	-
	总发电量（万千瓦时）	1,431.49	-	-
	上网电量（万千瓦时）	1,420.36	-	-
	平均利用小时数（小时）	650.68	-	-
五家渠光伏	期末并网容量（万千瓦）	5.00	-	-
	总发电量（万千瓦时）	-	-	-
	上网电量（万千瓦时）	-	-	-
	平均利用小时数（小时）	-	-	-
五家渠新能	期末并网容量（万千瓦）	2.00	-	-
	总发电量（万千瓦时）	-	-	-
	上网电量（万千瓦时）	-	-	-
	平均利用小时数（小时）	-	-	-

注：杭州湾浙源和舟山浙源于2018年12月末并网，清能发展原下属光伏子公司于2019年12月收购，五家渠光伏和五家渠新能于2020年12月并网。

（3）风电

报告期内，公司风力发电项目电力产销量情况如下：

项目	2020年	2019年	2018年
期末控股并网容量（万千瓦）	31.83	1.35	1.35
总发电量（万千瓦时）	6,085.49	1,071.53	1,119.49
上网电量（万千瓦时）	5,429.86	1,002.95	1,054.44
平均利用小时数（小时）	278.77	793.72	829.25

注：五家渠新能运营的风电项目于2020年12月并网，在计算2020年平均利用小时数时期末控股并网容量不包括该项目的装机容量。

2018年-2019年，公司运营的风电项目仅有洞头风电场。2020年大柴旦新能源等电站陆续投产，公司2020年末并网装机容量大幅提升。2020年风电平均利用小时数较低的原因系2020年新增电站并网时间较短（均于2020年下半年并网）。

洞头风电场位于浙江省温州市洞头区，2019年发电量下降的原因系电站所在地风资源波动以及2019年利奇马台风导致线路故障等。

报告期内，公司各风电项目电力产销量情况如下：

公司简称	年度	2020年	2019年	2018年
洞头风电分公司	期末并网容量（万千瓦）	1.35	1.35	1.35
	总发电量（万千瓦时）	1,113.74	1,071.53	1,119.49
	上网电量（万千瓦时）	1,042.16	1,002.95	1,054.44
	平均利用小时数（小时）	824.99	793.72	829.25
东台双创新能	期末并网容量（万千瓦）	3.48	/	/
	总发电量（万千瓦时）	3,276.41	/	/
	上网电量（万千瓦时）	2,810.19	/	/
	平均利用小时数（小时）	941.50	/	/
大柴旦新能源	期末并网容量（万千瓦）	5.00	/	/
	总发电量（万千瓦时）	1,122.91	/	/
	上网电量（万千瓦时）	1,010.26	/	/
	平均利用小时数（小时）	224.58	/	/
宁夏新能源	期末并网容量（万千瓦）	12.00	/	/
	总发电量（万千瓦时）	572.43	/	/
	上网电量（万千瓦时）	567.25	/	/
	平均利用小时数（小时）	47.70	/	/
五家渠新能	期末并网容量（万千瓦）	10.00	/	/
	总发电量（万千瓦时）	-	/	/
	上网电量（万千瓦时）	-	/	/
	平均利用小时数（小时）	-	/	/

注：五家渠新能运营的风电项目于2020年12月并网。

（4）公司电站弃水、弃光和弃风情况

报告期内，发行人已投产水力发电项目均位于浙江省内，根据浙江省电力供需情况，电力需求长期大于供给，报告期内不存在弃水情况，所发电量均被电网全额收购，因此目前不存在无法上网的风险。

报告期内，发行人位于浙江省和江苏省的风力发电项目不存在弃风情况，位于青海省、宁夏和新疆的风力发电项目均存在不同程度的弃风情况。

报告期内，发行人位于浙江省的集中式光伏电站和所有分布式光伏发电项目均不存在弃光现象，所发电量均被消纳，因此目前不存在无法上网的风险。发行人浙江省外的集中式光伏电站存在不同程度的弃光现象，但发行人通过积极参与

电力市场化交易，电站弃光率显著下降。2018年-2020年，发行人浙江省外的集中式光伏电站弃光率分别为16.92%、7.57%和5.83%。此外，近年来国家采取措施加大力度促进清洁能源消纳，虽然目前仍存在弃光现象，但弃光率逐年下降，电力消纳情况逐渐好转。

4、主要产品的平均销售价格

报告期内，主要产品销售收入及单价变动情况如下：

单位：万元、元/kWh（不含税）

年度	水力发电		光伏发电		风力发电	
	收入	单价	收入	单价	收入	单价
2020年度	66,159.87	0.55	161,347.30	0.75	723.98	0.69
2019年度	105,363.74	0.56	99,552.88	0.74	690.53	0.69
2018年度	59,685.82	0.55	63,016.10	0.74	711.40	0.67

注1：水电单价和风电单价=收入÷上网电量，光伏发电单价=收入÷（上网电量+屋顶分布式光伏销售给屋顶业主的电量）。

注2：水电单价与上网电价差异系峰谷电价不一致所致；风电单价与上网电价差异系接网工程补贴所致；光伏发电单价与上网电价差异系电力市场化交易、省补、市补和分布式光伏“自发自用”部分电价由购售电双方协商确定等因素所致。

5、前五名客户情况

报告期内，公司向前五名客户销售额及占主营业务收入的比例情况如下：

单位：万元

年度	序号	客户名称	销售金额	销售占比
2020年	1	国网浙江省电力有限公司 ^{注1}	86,702.40	37.99%
	2	国网甘肃省电力公司	76,083.70	33.34%
	3	国网新疆电力有限公司 ^{注2}	42,558.66	18.65%
	4	国网宁夏电力有限公司	5,452.70	2.39%
	5	国网青海省电力公司	5,010.24	2.20%
			合计	215,807.70
2019年	1	国网浙江省电力有限公司	122,628.18	59.64%
	2	国网甘肃省电力公司	74,169.80	36.07%
	3	国网宁夏电力有限公司	5,643.91	2.74%
	4	宁波金田铜业（集团）股份有限公司 ^{注3}	1,450.99	0.71%
	5	国网江西省电力有限公司 ^{注4}	711.43	0.35%

年度	序号	客户名称	销售金额	销售占比
	合计		204,604.30	99.51%
2018年	1	国网浙江省电力有限公司	75,219.19	60.95%
	2	国网甘肃省电力公司	42,595.56	34.51%
	3	国网宁夏电力有限公司	4,244.20	3.44%
	4	国网江西省电力有限公司	527.44	0.43%
	5	江西京九电源（九江）有限公司	415.65	0.34%
		合计		123,002.05

注 1：国网浙江省电力有限公司，原名国网浙江省电力公司，2017 年 9 月更名。此处销售金额包括：国网浙江省电力有限公司、国网浙江淳安县供电有限公司、国网浙江杭州市余杭区供电有限公司、国网浙江省电力有限公司杭州供电公司、国网浙江省电力有限公司湖州供电公司、国网浙江省电力有限公司衢州供电公司、国网浙江省电力有限公司丽水供电公司、国网浙江省电力有限公司温州市洞头区供电公司、国网浙江松阳县供电有限公司、国网浙江省电力有限公司宁波供电公司、国网浙江省电力有限公司舟山供电公司。

注 2：国网新疆电力有限公司，原名国网新疆电力公司，2017 年 9 月更名。此处销售金额包括国网新疆电力有限公司阿克苏供电公司、国网新疆电力有限公司奇台县供电公司、国网新疆电力有限公司博尔塔拉供电公司和国网新疆电力有限公司伊犁供电公司。

注 3：此处销售金额包括：宁波金田铜业（集团）股份有限公司和宁波金田新材料有限公司。

注 4：国网江西省电力有限公司，原名国网江西省电力公司，2017 年 10 月更名。此处销售结算单位是国网江西省电力有限公司永修县供电分公司。

报告期内，公司客户集中度较高，最大客户为国网浙江省电力有限公司。2018 年以前，公司运营的电站均位于浙江省内。2018 年度公司完成了甘宁 11 家光伏公司的收购，新建江西永修浙源光伏项目，将业务区域拓展至甘肃、宁夏、江西等省，相应地增加了国网甘肃省电力公司、国网宁夏电力有限公司、国网江西省电力有限公司等客户；同时，由于新建的永修浙源、江北浙源、杭州湾浙源等部分光伏项目为自发自用、余量上网项目，其生产的电力优先供应给屋顶业主，使得公司客户类型有所拓展，新增宁波金田铜业（集团）股份有限公司、江西京九电源（九江）有限公司等企业客户。2019 年末公司完成清能发展原下属光伏子公司的收购，将业务区域拓展至新疆、青海等地区，新增国网新疆电力有限公司和国网青海省电力公司等客户。报告期内，公司销售客户集中度逐年下降。

报告期内，公司主要客户为国家电网公司的全资子公司，与主要客户的交易具有可持续性和稳定性。主要客户的基本情况如下：

（1）国网浙江省电力有限公司

公司名称	国网浙江省电力有限公司
法定代表人	尹积军
成立时间	1990年09月11日
注册资本	3,607,856.38万元
股东构成	国家电网有限公司100%
住所	杭州市黄龙路8号
经营范围	电力生产供应。组织发电、输变电工程的设计施工和建设，电力设备修造、维修。重点电力基建项目和所属电力企业所需的电力设备、金属材料、木材、电线电缆的调拨、销售。经营进出口业务（详见外经贸部批文），信息系统集成、软件开发、销售、运行、维护，技术改造、技术服务、咨询，培训服务，电力计量技术服务。

(2) 国网甘肃省电力公司

公司名称	国网甘肃省电力公司
法定代表人	叶军
成立时间	1990年02月17日
注册资本	942,140.44万元
股东构成	国家电网有限公司100%
住所	甘肃省兰州市城关区北滨河东路8号
经营范围	电力生产供应；发电厂和输变电工程的勘测、设计施工、建筑安装（限分支机构经营）、调试、修造、器材购销；承包国内外电力工程项目的设计、施工、提供劳务、物资设备、科研技术；本企业自产的机电产品、仪器设备、黑色及有色金属制品、化工产品、建材的出口。本企业生产、科研所需的原辅材料、机电设备、仪器仪表及零配件的进口和“三来一补”业务；各项电力工程项目的业务咨询、培训、评估。房屋租赁。综合能源服务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可经营）。

(3) 国网宁夏电力有限公司

公司名称	国网宁夏电力有限公司
法定代表人	马士林
成立时间	1990年02月28日
注册资本	925,792.29万元
股东构成	国家电网有限公司100%
住所	银川市长城东路288号
经营范围	电力供应、交易、建设；电力产品、技术的进出口业务及“三来一补”业务；房屋租赁；综合能源服务；电气设备承装承修承试；电力勘察设计；电力技术监督、开发、转让及服务；电能计量装置校验检定检测、安装调试及运行维护；教育培训；信息系统的设计开发、建设、维护、管理；电力通

	信网的规划、运行、维护；电力设备、电线电缆的生产销售；物资经销、仓储和供应；劳务服务。（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）
--	---

(4) 国网江西省电力有限公司

公司名称	国网江西省电力有限公司
负责人	曹世强
成立时间	1993年11月26日
注册资本	1,764,713.53万元
股东构成	国家电网有限公司100%
住所	江西省南昌市青山湖区湖滨东路666号
经营范围	从事输电、配电、售电；电网经营、电力购销及增值服务；电力生产、供应、调度及交易；电力计量技术服务；电力信息与通信服务；蒸汽热供应；蒸汽、热水生产；普通机械、电器机械及器材、仪器仪表、电力设备安装调试、运行检修；与电力有关的科学研究、技术开发；电力技术服务、技术咨询；机械设备维修；人才交流服务（仅限分支机构经营）；电力投资、规划、设计与施工；软件业；电子计算机及配件、电子设备的销售；电动汽车租赁业务；充换电设施建设、运营及相关配套服务；节能诊断、咨询、设计、研发及新能源开发与技术服务；综合能源服务；进出口业务。（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）

(5) 宁波金田铜业（集团）股份有限公司

公司名称	宁波金田铜业（集团）股份有限公司
法定代表人	楼国强
成立时间	1992年06月20日
注册资本	145,696.90万元
股东构成	宁波金田投资控股有限公司28.59%；楼国强22.11%；楼国君3.59%；雅戈尔投资有限公司2.54%；楼国华1.79%；楼静静1.72%；楼城1.72%；朱红燕1.39%；楼云1.24%；浙江红石创业投资有限公司1.10%；其余股东34.21%。
住所	浙江省宁波市江北区慈城镇城西西路1号
经营范围	有色、黑色金属压延、加工；砂轮、电线、电机、五金、阀门、电子元件、紧固件的制造、加工；漆包线，电解铜，铜棒、板、带、丝、管，磁性材料、不锈钢制品的制造、加工（限分支机构经营）；机电设备（除轿车）、包装材料、五金、交电、百货的批发、零售、代购代销；贵金属及黄金制品的销售；废铜、废不锈钢、化工原料（除化学危险品）的回收；金属测试、计量、仓储服务；自营和代理货物和技术的进出口，但国家限定经营或禁止进出口的货物或技术除外。

(6) 江西京九电源（九江）有限公司

公司名称	江西京九电源（九江）有限公司
法定代表人	王顺保
成立时间	2011年08月17日
注册资本	10,000万元
股东构成	江西京九电源科技有限公司 100%
住所	江西省九江市永修县云山经济开发区星火工业园
经营范围	蓄电池、UPS电源生产及销售；电源研究、开发、废旧电池回收、进出口经营。（以上经营项目国家有专项规定的凭许可证、资质证、批文经营）

(7) 国网新疆电力有限公司

公司名称	国网新疆电力有限公司
法定代表人	谢永胜
成立时间	1990年05月30日
注册资本	1,706,196.85万元
股东构成	国家电网有限公司 100%
住所	新疆乌鲁木齐市水磨沟区南湖东路68号
经营范围	输电；供电；职工教育培训（仅限分支机构经营）；投资与资产管理；发、供电设备检修及技术改造；计量服务；检验检测服务；与供电有关的研发；与电、热、冷、水综合能源服务相关的生产经营、托管运营、销售、服务能源技术研发及转让；节能咨询、节能量检测；节能项目设计、改造；电动汽车销售及其充、换电设施建设、运营、租赁、销售、检测服务；电力生产调度信息服务、技术咨询、技术服务；本系统建设工程所需的成套设备、金属材料、机电产品、仪器仪表、建材、化工产品的销售；电力行业专用器材的调拨、销售；住宿业；餐饮业。（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）

(8) 国网青海省电力公司

公司名称	国网青海省电力公司
法定代表人	沈同
成立时间	1990年04月20日
注册资本	1,559,135.64万元
股东构成	国家电网有限公司 100%
住所	青海省西宁市城西区胜利路89号
经营范围	电网投资、建设、运营及管理；电能购销及电能交易、电力调度；电力科学试验研究和技术开发；电网自动化系统、电力通信及数据信息网的安装、调试、维护、建设和运营；电力计量工程设计、安装、调试和电能计量器具校验、检定、检测、销售；电力咨询服务；电力业务人员培训；新能源开发。电力工程勘测、设计、监理、设施安装、设备调试、监造；物资供

	应与销售（不含危险化学品，国家有专项规定的除外）；工程设计、施工、监理、设备、材料和工程咨询的招标代理，设备监造；工程监理；电动汽车充换电服务网络建设、运行与维护；电池配送、电动汽车及其配件销售；电动汽车性能鉴定；汽车租赁、房屋租赁和电缆沟租赁、通信专线通道租赁和通信设备租赁；光伏扶贫工程建设与运营；清洁能源发展与技术经济研究、规划、设计；清洁能源场站、储能电站、汇集站建设与运营；检验检测、能源咨询服务，学术交流，会展服务。（以上经营范围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）。
--	---

公司董事、监事、高级管理人员和核心技术人员或持有公司 5%以上股份的股东与公司前五大客户均不存在关联关系。

（五）主要原材料及能源的供应情况

1、主要原材料采购情况

公司主要利用水能、风能和太阳能等从事发电业务，水能、风能和太阳能均系大自然资源，无需采购。

2、主要能源采购情况

公司生产运营过程中主要需求的能源为电力，报告期内公司生产采购的电力如下表所示：

单位：万元

电力	2020 年度	2019 年度	2018 年度
耗电金额	1,051.28	948.14	797.98
营业成本	108,153.83	80,488.95	60,091.48
占营业成本比重	0.97%	1.18%	1.33%

报告期内，公司电力能源消耗成本占营业成本比例较小。

3、工程采购情况

公司的工程类采购主要是用于公司电站的建设和运营维护，包括施工总承包工程、电站项目设备、维修维护工程和技术服务工程等采购。施工总承包工程主要是指光伏电站、风电场的建设 EPC 总承包工程服务；电站项目设备主要是指风机等核心设备的采购；维修维护工程主要是公司电站生产运营过程中的大中修、日常保养维护、备件维护性修复、非计划检修和设备故障抢修等；技术服务工程主要是公司电站及电场项目开发、投资和运营过程中的咨询、勘察、设计、

规划、可行性研究、测风、检测和技术监督以及信息系统相关的软件和系统实施工程等技术服务。

报告期内，公司分类别的工程采购金额具体如下：

单位：万元

工程类别	2020 年度	2019 年度	2018 年度
施工总承包工程	500,721.42	173,325.29	34,400.41
电站项目设备	46,117.15	-	-
维修维护工程	10,592.90	6,164.18	5,221.14
技术服务工程	8,430.59	5,094.25	3,491.79
合 计	565,862.06	184,583.72	43,113.35

报告期内，公司工程采购总额均较高，主要原因是由于公司所处的电力行业是资本密集型行业，电站的投资、开发及建设均需投入较大的资金，建设周期长，具有很强的资产专用性和显著的沉淀成本特征。

公司的工程采购均严格按照《中华人民共和国招标投标法》的规定，通过公开招标的方式选聘了专业合格的、在领域内有着丰富经验的供应商，有力保障公司的电站建设工程进度和质量。

2019 年度、2020 年度，公司施工总承包工程采购金额大幅上升主要原因系自 2019 年开始，公司嘉兴海上风电、东台双创新能等多个风力发电项目陆续开工建设，总体投资金额较大。

2020 年度，公司电站项目设备采购主要系公司风力发电子公司宁夏新能源向供应商直接采购风机，主要是由于 2020 年风机市场供货紧张，为了提高风机交付效率、减少采购成本。

2020 年度，公司维修维护工程金额大幅上升主要系清能发展原下属光伏子公司纳入合并范围，公司光伏发电装机规模大幅上升所致；技术服务工程金额大幅上升主要系公司开始新能源智能管控平台研究，平台研究支出较大。

4、报告期内向前五名供应商的采购情况

(1) 报告期内公司向前五名供应商采购内容、采购金额及占当期采购总额的比例情况如下：

①2020 年度

单位：万元

序号	供应商名称	是否为关联方	采购内容	采购金额	采购占比
1	中国电力建设股份有限公司 ^{注1}	否	EPC 总承包、维修维护工程、技术服务工程	244,363.37	42.42%
2	浙江省能源集团有限公司 ^{注2}	是	EPC 总承包、技术服务工程、物资采购等	176,820.84	30.69%
3	湖北省电力勘测设计院有限公司	否	物资采购	76,482.49	13.28%
4	中车株洲电力机车研究所有限公司	否	EPC 总承包	37,929.84	6.58%
5	中机国能浙江工程有限公司	否	EPC 总承包	12,932.61	2.24%
合 计				548,529.14	95.21%

②2019 年度

单位：万元

序号	供应商名称	是否为关联方	采购内容	采购金额	采购占比
1	中国电力建设股份有限公司 ^{注1}	否	EPC 总承包、维修维护工程、技术服务工程	160,783.91	83.83%
2	浙江省能源集团有限公司 ^{注2}	是	EPC 总承包、技术服务工程、物资采购等	10,158.90	5.30%
3	中机国能电力工程有限公司 ^{注3}	否	EPC 总承包	7,249.84	3.78%
4	正泰集团股份有限公司 ^{注4}	是	运维服务、EPC 总承包等	3,534.81	1.84%
5	水电水利规划设计总院	否	技术服务工程	504.72	0.26%
合 计				182,232.18	95.01%

③2018 年度

单位：万元

序号	供应商名称	是否为关联方	采购内容	采购金额	采购占比
1	正泰集团股份有限公司 ^{注4}	是	EPC 总承包、运维服务等	16,984.79	34.99%
2	浙江省工业设备安装集团有限公司	否	EPC 总承包	12,323.97	25.39%

序号	供应商名称	是否为关联方	采购内容	采购金额	采购占比
3	中机国能电力工程有限公司 ^{注3}	否	EPC 总承包	4,401.39	9.07%
4	浙江省能源集团有限公司 ^{注2}	是	物资采购等	2,949.84	6.08%
5	山东力诺电力设计咨询有限公司	否	EPC 总承包	2,500.00	5.15%
合 计				39,159.98	80.68%

注 1：中国电力建设股份有限公司包含其控制的中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司、中国电建集团西北勘测设计研究院有限公司、中国水利水电第十二工程局有限公司、上海电力设计院有限公司。

注 2：浙能集团包含其控制的浙江省电力建设有限公司、浙江浙能技术研究院有限公司、浙江天虹物资贸易有限公司、浙江梅苑酒店管理有限公司、浙江浙能天工信息科技有限公司、浙江浙能电力工程技术有限公司、乐清市瓯越能源服务有限公司、浙江东发环保工程有限公司、浙江天音管理咨询有限公司、浙江浙能企业管理培训服务有限公司、杭州梅苑股份有限公司、浙江浙能能源服务有限公司、浙江浙信物业管理有限公司，公司与上述公司交易具体情况详见本招股意向书第七节之“四、（一）1、（1）与控股股东控制的其他企业发生的采购商品和资产、接受劳务”。

注 3：中机国能电力工程有限公司包含其控制的中机国能浙江工程有限公司。

注 4：正泰集团股份有限公司包含其控制的霍尔果斯正泰科技服务有限公司、浙江正泰新能源开发有限公司、上海正泰电源系统有限公司、上海正泰自动化软件系统有限公司、正泰电气股份有限公司、陕西正泰母线科技有限公司、海宁正泰新能源科技有限公司、浙江正泰太阳能科技有限公司，公司与上述公司交易具体情况详见本招股意向书第七节之“四、（一）1、（2）与非控股股东控制的关联方发生的采购商品和资产、接受劳务”。

注 5：中国能源建设集团有限公司包含其控制的中国能源建设集团浙江火电建设有限公司、中国能源建设集团浙江省电力设计院有限公司。

由于公司的采购主要是工程类采购，因此报告期内前五大供应商变动主要是由项目建设的不连续性以及具体工程施工主体的单一性造成的。

报告期内，公司主要新建项目及其 EPC 承包方和主体建设期（主要投入期）情况如下：

序号	项目名称	EPC 承包方	主体建设期
1	永修浙源	中机国能浙江工程有限公司	2018 年
2	松阳浙源	浙江省工业设备安装集团有限公司	2018 年
3	江北浙源	浙江正泰新能源开发有限公司	2018-2019 年
4	舟山浙源	中机国能浙江工程有限公司	2018-2019 年
5	杭州湾浙源	浙江正泰新能源开发有限公司	2018-2019 年
6	嘉兴海上风电	中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司、浙江省电力建设有限公司	2019-2020 年
7	东台双创新能	中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司	2019-2020 年

序号	项目名称	EPC 承包方	主体建设期
8	大柴旦新能源	上海电力设计院有限公司	2020 年
9	宁夏新能源	中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司、中电建宁夏工程有限公司	2020 年
10	五家渠新能	湖北省电力勘测设计院有限公司、中机国能浙江工程有限公司	2020 年
11	聚合光伏	中机国能浙江工程有限公司	2020 年
12	五家渠光伏	湖北省电力勘测设计院有限公司	2020 年

(2) 发行人与主要供应商的权益关系

报告期内，公司各年度的前五名供应商中，浙能集团系公司控股股东，正泰集团股份有限公司是持有发行人重要子公司 10% 以上股权的股东（浙江正泰新能源开发有限公司）的控股股东。公司与上述供应商的关联关系情况详见本招股意向书第七节之“三、关联方与关联关系”。

除上述供应商外，公司前五名供应商中无公司关联方，公司董事、监事、高级管理人员和核心技术人员及其关联方或持有公司 5% 以上股份的股东，在上述供应商中未占有任何权益。

(3) 主要供应商的基本情况

①中国电力建设股份有限公司

公司名称	中国电力建设股份有限公司
法定代表人	晏志勇
成立时间	2009 年 11 月 30 日
注册资本	1,529,903.5024 万元
股东构成	中国电力建设集团有限公司 58.34%
住所	北京市海淀区车公庄西路 22 号
经营范围	水利、电力、公路、铁路、港口、航道、机场、房屋、市政工程施工、城市轨道交通工程施工、设计、咨询和监理；相关工程技术研究、勘测、设计、服务及设备的制造；电力生产；招标代理；房地产开发经营；实业投资及管理；进出口业务。（企业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，经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动；不得从事本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。）

②浙江省能源集团有限公司

公司名称	浙江省能源集团有限公司
------	-------------

法定代表人	胡仲明
成立时间	2001年03月21日
注册资本	1,000,000.00 万元
股东构成	浙江省国资委 90%、浙江省财务开发有限责任公司 10%
住所	杭州市天目山路 152 号
经营范围	经营国家授权的集团公司及其所属企业的国有资产和国有股权；实业投资开发；技术咨询服务，煤炭运输信息的技术咨询服务，电力生产及供应，可再生能源的开发利用，石油天然气运行管理，工程技术与服务，钢材、有色金属、建筑材料、机械设备、电气电缆、煤炭（无存储）的销售，国际船舶运输（凭许可证经营），国内水路运输（凭许可证经营），电气机械和器材制造、新型能源设备制造，私募股权投资，投资咨询，资产管理。（未经金融等监管部门批准，不得从事向公众融资存款、融资担保、代客理财等金融服务）（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）

③中机国能电力工程有限公司

公司名称	中机国能电力工程有限公司
法定代表人	韩臻
成立时间	2002年10月30日
注册资本	10,000.00 万元
股东构成	苏州天沃科技股份有限公司 80%、中国能源工程集团有限公司 16%、上海协电电力科技发展有限公司 4%
住所	浦东新区老港镇南港公路 1765 号 153 室
经营范围	电力工程设计、咨询、热网工程设计、岩土工程勘察建设以及上述工程的工程总承包，电力设备的技术咨询、技术服务、技术转让、技术设计，工程招标代理，建设工程监理服务，电力设备租赁，电力设备、材料及配件的销售，承包境外电力行业（火力发电）工程的勘测、设计和监理项目，对外派遣实施上述境外工程所需的劳务人员，建筑业（凭许可资质经营），从事货物及技术的进出口业务，矿产品、焦炭、橡塑制品、金属材料、有色金属、黑色金属、机械设备、机电设备、机电产品、建筑装饰材料、化工产品（除危险化学品、监控化学品、民用爆炸物品、易制毒化学品）、家用电器、木材、一般劳防用品、计算机及辅助设备、电子产品、五金交电、日用百货的销售，煤炭经营。（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正泰集团股份有限公司

公司名称	正泰集团股份有限公司
法定代表人	南存辉
成立时间	1994年3月15日
注册资本	150,000.00万元
股东构成	南存辉 31.23%、温州辉泰投资管理有限公司 10.51%、朱信敏 9.13%、吴炳池 6.09%、林黎明 6.09%、其他 129名合计持有 36.95%
住所	浙江省乐清市柳市镇工业区分区正泰大楼
经营范围	企业管理咨询，投资管理，实业投资，高低压电器、电气机械及器材、自动化产业、计算机软硬件、电子元器件、仪器仪表、建筑电器、通信设备的研制、开发、设计、制造、安装、调试、加工、销售及技术服务，物业管理，经营进出口业务（国家法律法规禁止、限制的除外），信息咨询服务。

⑤浙江省工业设备安装集团有限公司

公司名称	浙江省工业设备安装集团有限公司
法定代表人	张锋
成立时间	1958年01月01日
注册资本	10,028.00万元
股东构成	浙江省建设投资集团股份有限公司 97.56%、杭州萧山工业设备安装有限公司 0.87%、杭州摩根泛美家具有限公司 0.87%、曹后湧 0.70%
住所	杭州市开元路21号
经营范围	许可项目：特种设备安装改造修理；特种设备制造；特种设备设计；电力设施承装、承修、承试；各类工程建设活动；施工专业作业；房屋建筑和市政基础设施项目工程总承包；消防设施工程施工；建筑智能化工程施工；建设工程质量检测(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，具体经营项目以审批结果为准)。一般项目：对外承包工程；金属表面处理及热处理加工；有色金属压延加工；建筑装饰、水暖管道零件及其他建筑用金属制品制造；金属结构制造；电子（气）物理设备及其他电子设备制造；建筑装饰材料销售；化工产品销售（不含许可类化工产品）；仪器仪表销售；五金产品零售；配电开关控制设备销售；制冷、空调设备销售；机械设备销售；通信设备销售；移动终端设备销售；集成电路销售；网络设备销售；终端测试设备销售；充电桩销售；光电子器件销售；电气信号设备装置销售；光通信设备销售；移动通信设备销售；汽车零配件零售；仪器仪表修理；金属制品修理；机动车修理和维护；机械设备租赁；建筑工程机械与设备租赁；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；再生资源回收（除生产性废旧金属）；物业管理；劳务服务（不含劳务派遣）(除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动)。

⑥中国能源建设集团有限公司

公司名称	中国能源建设集团有限公司
法定代表人	宋海良
成立时间	2011年09月28日
注册资本	2,600,000.00 万元
股东构成	国务院国有资产监督管理委员会 90%、全国社会保障基金会 10%
住所	北京市朝阳区西大望路甲 26 号院 1 号楼 1 至 24 层 01-2701 室
经营范围	水电、火电、核电、风电及太阳能发电新能源及送变电和水利、水务、矿山、公路、铁路、港口与航道、机场、房屋、市政、城市轨道、环境、冶炼、石油化工基础设施项目的投资、项目规划、评审、咨询、评估、招标代理、建设；工程勘察与设计；施工总承包与专业承包；工程总承包；工程项目管理；工程监理；电站启动调试与检修，技术咨询、开发、服务；进出口业务；电力行业发展规划研究；机械、电子设备的制造、销售、租赁，电力专有技术开发与产品销售，建筑材料的生产、销售；房地产开发与经营；实业投资。（企业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，经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动；不得从事本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。）

⑦杭州鸿晟电力设计咨询有限公司

公司名称	杭州鸿晟电力设计咨询有限公司
法定代表人	林建林
成立时间	2013年1月28日
注册资本	1,001.00 万元
股东构成	杭州经纬信息技术股份有限公司 100%
住所	浙江省杭州市余杭区良渚街道古墩路 1899 号 A1 幢 6 楼 630 室
经营范围	许可项目：建设工程设计；建设工程勘察；电力设施承装、承修、承试；建筑智能化系统设计；建筑智能化工程施工；建设工程监理；工程造价咨询业务；各类工程建设活动（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，具体经营项目以审批结果为准）。一般项目：技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；发电技术服务；风力发电技术服务；太阳能发电技术服务；在线能源监测技术研发；新兴能源技术研发；生物质能技术服务；合同能源管理；节能管理服务；电气机械设备销售；先进电力电子装置销售；专用设备制造（不含许可类专业设备制造）；工程管理服务；工程和技术研究和试验发展；对外承包工程；软件开发；软件销售；信息系统集成服务；计算机系统服务；企业管理咨询；信息技术咨询服务；社会经济咨询服务；信息咨询服务（不含许可类信息咨询服务）；物联网技术研发；物联网技术服务（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。

⑧中车株洲电力机车研究所有限公司

公司名称	中车株洲电力机车研究所有限公司
法定代表人	李东林
成立时间	1992年9月9日
注册资本	844,684.00万元
股东构成	中国中车股份有限公司100%
住所	湖南省株洲市田心
经营范围	轨道交通产品及设备、电器机械及器材、普通机械、电机、电子产品、控制用计算机产品及软件、橡胶、塑料制品、电子元件、电子器件、电气绝缘材料研发、制造、检测、销售；自营和代理各类商品和技术的进出口，但国家限定公司经营或禁止出口的商品和技术除外；大型风力发电机组及零部件设计、制造、销售；风电场的建设、运营、咨询服务；电力建筑施工总承包；综合能源服务工程总承包；客车及零部件制造、销售及售后服务。（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）

⑨湖北省电力勘测设计院有限公司

公司名称	湖北省电力勘测设计院有限公司
法定代表人	吴滨
成立时间	1993年6月24日
注册资本	30,000.00万元
股东构成	中国电建集团湖北工程有限公司100%
住所	武汉市东西湖区金银湖街新桥四路1号
经营范围	承包与实力、规模、业绩相适应的国外工程；对外派遣上述境外工程所需劳务人员；建筑劳务分包；市政工程施工；境内外水电、火电、核电、风电、太阳能发电及送变电工程、综合能源、充电设施、储能、电力调度通讯工程的工程总承包与规划、勘察设计、技术研发、项目管理、咨询、监理、工程设备成套；电力项目开发、投资、建设、管理、运营；境内外建筑工程、热力工程的工程总承包与勘察设计、技术研发、项目管理、咨询、监理、工程设备成套；进出口业务；地基与基础工程施工承包。建设工程质量检测；环境检测与监测；劳动安全、卫生、危险化学品安全评价；地质灾害治理工程评估、设计、勘察；工程测量；合同能源管理；节能服务。（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）

⑩山东力诺电力设计咨询有限公司

公司名称	山东力诺电力设计咨询有限公司
法定代表人	赵厚超
成立时间	2014年7月17日
注册资本	30,000万元

股东构成	力诺电力集团股份有限公司 100%
住所	济南市历城区经十东路 30766 号力诺光伏厂房办公楼 101
经营范围	电力工程勘察设计与项目管理（凭资质经营），电力设备销售及服务；电力技术开发、技术转让；新能源发电设计；电力工程施工、电站的运营和维护（凭资质证、许可证经营）；合同能源管理；发电机组及配件的设计、制造、销售；光伏设备开发、销售；应用软件开发；互联网数据服务（凭许可证经营）、信息系统集成服务。（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）

⑪水电水利规划设计总院

单位名称	水电水利规划设计总院
法定代表人	郑声安
开办资金	5,000 万元
住所	北京市西城区六铺炕一区北小街 2 号
宗旨和业务范围	为国家水电水利风电光伏发电提供规划设计服务。水电风电光伏发电规划及蓄能电站选点规划组织与审查 水电风电光伏发电设计审查 工程和水库淹没补偿概算审查 在建水电项目重大设计变更审查 水电站初期蓄水和竣工前安全鉴定与验收及大坝运行安全定检 水电风电建设项目安全设施竣工验收 可再生能源工程定额和造价管理 水电风电工程设计概算编制办法和定额修编与审查 水电工程设计规程规范和技术标准修编和审查 水电、风电、光伏、生物质能和地热应用科学研究

⑫中机国能浙江工程有限公司

公司名称	中机国能浙江工程有限公司
负责人	汪立峰
成立时间	2014 年 06 月 18 日
注册资本	5,000.00 万元
股东构成	中机国能电力工程有限公司 51%，浙江国能投资管理有限公司 49%
住所	浙江省杭州市滨江区长河街道滨盛路 1786 号汉氏大厦 1901 室
经营范围	经营劳务派遣业务（《劳务派遣经营许可证》），承装（修、试）电力设施业务（详见《承装（修、试）电力设施许可证》）。电力工程、热网工程勘察、设计、施工、监理及咨询服务，工程总承包，工程项目管理，合同能源管理，电力设备的技术开发、技术转让、技术咨询服务，电力设备的租赁，电力设备及配件的销售，经营进出口业务。（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）

（六）生产经营资质

1、电力业务许可证

根据《电力业务许可证管理规定》（国家电力监管委员会令第9号文）规定，在中华人民共和国境内从事电力业务，应当取得电力业务许可证。

根据《分布式光伏发电项目管理暂行办法》（国能新能〔2013〕433号），鼓励各类电力用户、投资企业、专业化合同能源服务公司、个人等作为项目单位，投资建设和经营分布式光伏发电项目。项目备案工作应根据分布式光伏发电项目特点尽可能简化程序，免除发电业务许可、规划选址、土地预审、水土保持、环境影响评价、节能评估及社会风险评估等支持性文件。

根据《关于明确电力业务许可管理有关事项的通知》（国能资质〔2014〕151号）的规定，豁免经能源主管部门以备案（核准）等方式明确的分布式发电项目和装机容量6MW（不含）以下的太阳能、风能、生物质能、海洋能、地热能等新能源发电项目的电力业务许可。

截至本招股意向书签署之日，公司已取得的电力业务许可证如下：

序号	持证主体	证书编号	发证部门	有效期
1	浙江新能	1041710-00724	国家能源局浙江监管办公室	2010.06.28-2030.06.27
2	北海水电	1041708-00203	国家能源局浙江监管办公室	2008.09.27-2028.09.26
3	华光潭水电	1041707-00086	国家电力监管委员会	2007.07.03-2027.07.02
4	大洋水电	1041710-00660	国家能源局浙江监管办公室	2010.04.27-2030.04.26
5	岩樟溪水电	1041707-00052	国家能源局浙江监管办公室	2007.02.28-2027.02.27
6	谢村源水电	1041710-00765	国家能源局浙江监管办公室	2010.08.20-2030.08.19
7	安民水电	1041708-00121	国家能源局浙江监管办公室	2008.01.28-2028.01.27
8	龙川水电	1041708-00177	国家能源局浙江监管办公室	2008.07.25-2028.07.24
9	长兴新能	1041718-01140	国家能源局浙江监管办公室	2018.01.19-2038.01.18
10	松阳光伏	1041717-01100	国家能源局浙江监管办公室	2017.06.26-2037.06.25
11	衢州光能	1041716-01060	国家能源局浙江监管办公室	2016.09.18-2036.09.17
12	松阳浙源	1041719-01207	国家能源局浙江监管办公室	2019.09.23-2039.09.22
13	中卫光伏	1031314-00093	国家能源局西北监管局	2014.10.29-2034.10.28
14	中卫太阳能	1031315-00138	国家能源局西北监管局	2015.12.29-2035.12.28

序号	持证主体	证书编号	发证部门	有效期
15	金昌太阳能	1031116-00006	国家能源局甘肃监管办公室	2016.01.27-2036.01.26
16	民勤光伏	1031114-00013	国家能源局甘肃监管办公室	2014.04.22-2034.04.21
17	高台光伏	1031114-00028	国家能源局甘肃监管办公室	2014.09.19-2034.09.18
18	嘉峪关光伏	1031116-00038	国家能源局甘肃监管办公室	2016.09.21-2036.09.20
19	天润新能	1031115-00039	国家能源局甘肃监管办公室	2015.10.22-2035.10.21
20	敦煌光伏	1031112-00018	国家能源局甘肃监管办公室	2012.09.19-2032.09.18
21	瓜州光伏	1031116-00025	国家能源局甘肃监管办公室	2016.06.21-2036.06.20
22	金昌电力	1031116-00015	国家能源局甘肃监管办公室	2016.06.07-2036.06.06
23	永昌光伏	1031113-00011	国家能源局甘肃监管办公室	2014.04.25-2034.04.24
24	新疆电力	1031415-00127	国家能源局新疆监管办公室	2015.03.11-2035.03.10
25	柯坪电力	1031416-00234	国家能源局新疆监管办公室	2016.06.28-2036.06.27
26	青海昱辉	1031215-00204	国家能源局西北监管局	2015.04.28-2035.04.27
27	博州新能源	1031416-00204	国家能源局新疆监管办公室	2016.03.25-2036.03.24
28	博乐新能源	1031417-00405	国家能源局新疆监管办公室	2017.04.24-2037.04.23
29	特克斯太阳能	1031417-00457	国家能源局新疆监管办公室	2017.06.12-2037.06.11
30	伊阳能源	1031417-00468	国家能源局新疆监管办公室	2017.06.19-2037.06.18
31	聚阳能源	1031417-00436	国家能源局新疆监管办公室	2017.05.15-2037.05.14
32	四子王旗能源	1010517-00294	国家能源局华北监管局	2017.05.15-2037.05.14
33	龙游新能源	1041717-01093	国家能源局浙江监管办公室	2017.05.03-2037.05.02
34	聚合光伏	1041720-01225	国家能源局浙江监管办公室	2020.09.16-2040.09.15
35	大柴旦新能源	1031220-00975	国家能源局西北监管局	2020.12.31-2040.12.30
36	东台双创新能	1041620-01164	国家能源局江苏监管办公室	2020.12.31-2040.12.30
37	宁夏新能源	1031320-00246	国家能源局西北监管局	2020.12.30-2040.12.29
38	五家渠光伏	1931420-10002	国家能源局新疆监管办公室	2020.12.23-2040.12.22
39	五家渠新能	1931420-10001	国家能源局新疆监管办公室	2020.12.23-2040.12.22

江北浙源、永修浙源、杭州浙源、杭州湾浙源、舟山浙源、苏州电力、湖南电力、徐州新能源、泰州新能源、丹阳电力、无锡电力、赣州新能源、济南新能源和宿州新能源是分布式光伏发电项目，根据《关于明确电力业务许可管理有关事项的通知》（国能资质〔2014〕151号）的规定，豁免办理发电业务许可证。

根据国家能源局《关于贯彻落实“放管服”改革精神、优化电力业务许可管理有关事项的通知》（国能发资质〔2020〕22号），风电项目应当在并网后6个月内取得电力业务许可证，分批投产的风电项目，可分批申请许可。东台双创新能运营的风电项目于2020年9月后陆续投产，已办理电力业务许可证；嘉兴海上风电于2021年2月后陆续投产，电力业务许可证尚在办理中。

截至本招股意向书签署之日，除嘉兴海上风电电力业务许可证尚在办理中外，发行人及其子公司均按规定取得或豁免了电力业务许可证。

2、取水许可证

根据《取水许可和水资源费征收管理条例》的规定，利用取水工程或者设施直接从江河、湖泊或者地下取用水资源的单位和个人，应当申请领取取水许可证并缴纳水资源费。

截至本招股意向书签署之日，公司已取得的取水许可证如下：

序号	持证主体	证书编号	发证部门	有效期
1	北海水电	取水(国太)字(2017)第00018号	水利部太湖流域管理局	2018.01.01-2023.05.31
2	华光潭水电	取水(浙临)字(2003)第002号	临安市水利水电局	2016.10.27-2021.10.26
3	大洋水电(毛洋水电站)	取水(浙景)字(2016)第001号	景宁畲族自治县水利局	2016.04.18-2021.06.30
4	大洋水电(新桥头水电站)	取水(浙景)字(2018)第056号	景宁畲族自治县水利局	2018.07.01-2023.06.30
5	岩樟溪水电(岩樟溪一级水电站)	取水(龙水许)字(2019)第001号	龙泉市水利局	2019.02.26-2024.02.25
6	岩樟溪水电(岩樟溪二级水电站)	取水(龙水许)字(2019)第002号	龙泉市水利局	2019.02.25-2024.02.24
7	谢村源水电	取水(浙松阳)字(2018)第1172号	松阳县水利局	2019.01.01-2023.12.31
8	安民水电	取水(浙松阳)字(2018)第1171号	松阳县水利局	2019.01.01-2023.12.31
9	龙川水电	取水(浙遂)字(2018)第001号	遂昌水利局	2018.03.02-2023.03.01

截至本招股意向书签署之日，发行人从事水力发电业务的子公司均按规定取得了取水许可证。

（七）安全生产及环保情况

1、安全生产情况

公司始终坚持“安全第一，预防为主，综合治理”的安全生产方针和“以人为本、安全为天”的安全生产理念，始终把安全生产放在公司生产经营活动的首要位置，并严格履行安全生产各自责任，严格执行安全生产法律法规及相关规定，做到合法合规生产经营。

（1）安全生产制度

公司高度重视安全生产问题，严格遵守国家安全生产法律法规，并结合自身实际情况制定了《安全生产监督管理办法》《安全生产责任制》《安全生产事故隐患排查治理管理办法》《安全生产责任制考核办法》《安全教育培训管理办法》《安全生产工作奖惩规定》《生产事故（事件）调查处理及报告规定》《安全生产标准化及安全绩效评定管理办法》和《突发事件综合应急救援预案》等一系列制度，明确了安全生产工作的指导原则、职责分工、员工安全生产教育及安全事故预警与处理等事项。

（2）安全生产责任体系

公司全面推进“三化”工作，落实安全责任。在完善安全生产责任制度的基础上，将安全职责和考核办法细化，将考核惩戒、奖励、约谈和“一票否决”等规定纳入《安全生产责任制考核办法》，着力构建全面覆盖、环环相扣、有机统一的安全生产责任体系。其次，将安全考核差异化，根据公司系统内各电站的风险大小及管理目标，量身定制安全管理考核指标条款，在合理区间内实行差异化考核。

（3）安全生产管理机构

公司成立了生产安全部，统一管理和监督各项目公司安全生产情况。其主要职责包括：负责公司安全管理、技术监督及可靠性管理、设备管理、节能环保监督管理、检修技改管理等工作；行使安全生产监督、检查、考核的职能，指导、协调和监督公司各部门、控股企业的安全工作。安全管理工作包括起草公司安全工作规划和计划，提出年度安全生产目标，编制公司与控股企业签订的安全生产责任书，并对安全生产责任制完成情况进行监督和考核，组织编制生产事故应急

救援预案，并检查监督预案的演练和落实，负责起草和督促实施本公司有关安全生产管理标准；对公司系统执行国家有关安全生产法律、法规、规章、标准、上级有关安全生产规定及本办法等执行情况和明确的安全生产责任、义务等履行情况进行监督、指导；组织开展公司系统安全生产检查，对公司系统涉及主设备、重要基础设施及重大施工机械安全的技术状况，涉及人身安全的防护状况以及各企业安全监督管理工作进行监督检查；履行安全生产委员会办公室职责，协助分管安全生产的领导组织召开公司系统年度安全生产工作会议，组织召开安全监督网络例会；负责汇总、定期发布公司有关安全生产工作情况，按时向上级有关部门报送；技术监督、可靠性管理包括负责公司的技术监督和可靠性管理工作，贯彻落实技术监督及可靠性管理各项要求。牵头建立完善技术监督标准体系。设备管理包括掌握控股发电企业生产指标和设备缺陷情况，督促各专业对设备异常情况的分析研究，及时采取有效应对，提高设备、系统的可靠性；节能环保管理包括贯彻落实节能环保工作的各项要求，加强常态化的节能环保管理工作，分析节能环保工作动态，预先和及时消除异常情况；负责编制年度环保工作目标和年度节能工作目标，负责考核营运企业环保指标和节能指标完成情况；检修、技改管理包括负责公司检修、技改管理工作，贯彻落实检修、技改管理的各项要求。组织公司系统各单位编报年度检修、技改项目及费用计划及三年滚动规划，跟踪各企业落实年度检修、技改计划执行情况，督促落实并进行考核。

（4）安全生产管理措施

①安全生产检查

公司的安全生产检查包括日常巡回检查、节假日安全检查、春秋安全大检查、防汛检查、消防安全大检查、电力行业安全大检查等多种形式，检查的内容涉及员工的安全生产行为、设备设施或环境的状态以及安全管理工作的开展情况等。开展安全检查前，制订安全检查大纲，明确检查重点内容及考核标准，提升检查工作标准化、规范化。针对发现的问题，严格落实责任追究制度，及时督促整改。

②安全生产教育

安全教育是提高员工安全意识、安全技能的重要保证。新进入企业的生产人

员必须经过三级安全教育（公司、部门、班组）并经考试合格方可进入生产现场工作，经相关技术业务培训合格后才能上岗，确保生产人员具备较全面的安全生产知识。持续开展“送课下企”、技能比武、“安康杯”知识竞赛等多种形式的安全教育活动，以培促练、以赛代训，提高员工的安全生产意识。

③安全作业标准

公司制定了完善的安全操作规程，各电站均配备专业人员负责安全生产工作，生产人员严格按照公司的安全生产制度和标准进行作业。对于委托专业机构进行运维的电站，公司与运维机构签订《运行维护合同》，约定由运维机构负责电站的安全生产管理工作，确保电站安全生产运行。

（4）报告期内未发生安全生产事故

根据安全生产管理部门出具的证明以及发行人子公司出具的说明，发行人子公司和分公司报告期内遵守国家 and 地方有关安全生产的法律、法规，其生产经营活动符合相关安全生产法律、法规和规范性文件的要求，不存在违反有关安全生产的法律、法规的重大违法违规情形，未发生因违反有关安全生产的法律、法规而受到主管部门处罚的情况，未发生安全生产事故。

2、环境保护情况

作为可再生能源开发和利用企业，公司不仅注重所属发电企业运行时与当地环境的和谐共存，而且在工程规划、工程建设阶段就十分注重环境保护问题的研究和实施，努力实现“服务于绿色能源和低碳经济，为社会提供优质环保的能源产品，促进和谐社会的建设和发展”的企业使命。

公司的主营业务为水力发电、光伏发电、风力发电等可再生能源项目的投资、开发、建设和运营管理。水力发电、光伏发电和风力发电是将自然的水能、太阳能和风能转化为电能，发电过程中不会产生气体、液体、固体或其他污染物，因此无需相应环保设施。水力发电、风力发电和光伏发电对环境的影响主要集中在施工阶段，运营期对环境的影响很小。针对以上情况公司制定了《环境保护管理办法》并采取了积极有效的环保措施，降低对环境的不利影响。

报告期内，公司新建和在建项目包括光伏发电项目和风电项目，无新建水电

项目。

（1）水电项目环境保护措施

①施工期环境保护措施

公司在报告期内未新建水电站，目前运营中的水电站的建设期均较早。水电站的开发过程中会对水环境、声环境、大气环境、生态环境和社会环境产生一定影响。为此，公司制订了《环境保护管理办法》等制度，并由建设管理部对电站建设过程中环境保护进行全方位管理。各项目公司在施工期间严格落实各项环保措施，积极开展环境监测工作，降低对环境的不利影响。

②运营期环境保护措施

水电站在运营期内基本上不产生污染，对环境的影响主要包括以下几个方面：

A、污废水防治措施

运营期产生的污废水包括生活污水和少量含油废水。生活污水主要来自电站的运营人员，通过生活污水处理成套装置，处理达标后排放，并委托有资质的检测单位对库区和上下游水质进行定期监测，及时掌握水质变化状态，确保水源不受污染。水电站运营期的油污染主要来自厂房内透平油罐室、厂房外绝缘油罐室和水轮机，公司采取油水分离处理，废油委托专业机构回收。

B、生态环境保护措施

为降低对电站下游生态环境造成的不利影响，公司确定了生态流量保障措施。电站建设影响了当地珍稀鱼类的生存环境，对此，公司建立了鱼类增殖放流站、实施栖息地保护等鱼类保护措施，并积极开展鳊、香鱼、花鳊人工饲养繁殖技术的研究。

C、生活垃圾防治措施

运营期的固体废物主要是运行人员的生活垃圾和水库的垃圾，采取集中堆放、定期清运的方式进行处理，未对环境造成污染。

（2）光伏发电项目环境保护措施

①施工期环境保护措施

A、大气环境保护措施

施工期对大气环境造成的污染包括扬尘和汽车尾气，对扬尘采取在工地设置围挡、及时清扫路面以及洒水等措施；对汽车尾气采取加强使用管理，提高机械使用效率来降低废气排放。

B、污废水防治措施

施工期废水主要为施工人员的生活污水和混凝土搅拌站废水。生活污水经化粪池处理后做农肥使用或运至污水处理厂处置；混凝土搅拌站废水经沉淀池沉淀处理后循环使用。

C、固体废弃物处理

施工期固体废弃物主要来自场区基础开挖、回填后的土石方，建筑垃圾及施工人员产生的生活垃圾。施工弃土和弃渣全部用于光伏方阵间道路及场地平整使用，建筑垃圾集中于指点地堆放，生活垃圾集中收集后送至垃圾收集站统一处理。

D、噪声防治措施

施工期间加强施工作业管理，合理安排施工工序，尽可能避开高噪声设备的同时使用，使各种作业机械保持正常运行，选用低噪声的施工设备，施工运输车辆按照相关的道路车辆通行规则进行通行，降低施工车辆在运输过程中对周围环境的影响。

②运营期环境保护措施

A、污废水防治措施

运营期废水主要是运营人员的生活污水和光伏组件表面冲洗废水，生活污水经化粪池处理后做农肥使用或运至污水处理厂处置；光伏组件清洗过程中不适用任何洗涤剂，清洗废水水质简单，直接排放至光伏组件下方用于绿化。

B、固体废弃物处理

运营期固体废弃物主要是工作人员产生的生活垃圾、更换的废多晶硅电池和

少量废油抹布。生活垃圾收集后由环卫部门统一清运，废弃多晶硅电池由厂商回收利用，废油抹布统一存放至专门的危险固废收集桶送至危废中心处理。

C、噪声防治措施

优选低噪声的设备，对高噪声设备设置隔振或减振基座。加强设备的维护保养，确保设备处于良好的运转状态，杜绝因设备不正常运行时产生的高噪声。

(3) 风电项目环境保护措施

①施工期环境保护措施

A、污废水处理

海上污废水主要包括海上施工人员生活污水和含油废水。生活污水经收集后运至陆上集中处理，含油废水不直接排入海域，经收集后交由有资质的处理单位处理。

陆上污废水主要包括陆上施工区施工人员生活污水和施工机修含油废水。生活污水经处理后排入污水管网或回用于绿化，含油废水采取隔油沉淀处理后回用或交由有资质单位接收处理。

B、噪声防治

施工单位选用噪声低的施工机械和运输车辆，严格按照《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的有关规定执行。施工船舶机舱路口上布置主辅机消声器，合理设置消声器和机舱室结构，限制突发性高噪声，避免不必要的船舶汽笛鸣放。陆域施工选用低噪声的施工机械和工艺，振动较大的固定机械设备加装减振机座，同时加强各类施工设备的维护和保养，保持其良好的运转，以便从根本上降低噪声源强。施工过程中持续加强施工管理、文明施工，杜绝施工机械在运行过程中因维护不当而产生的其它噪声。

C、大气环境保护

加强施工船只管理，避免施工区域船舶拥堵。加强对施工机械，运输车辆的维修保养，禁止不符合国家废气排放标准的机械和车辆进入工区，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟度和颗粒物排放。加强施工区的规划管理，

建筑材料堆场等定点定位，并采取适当的防尘措施。施工场地定期洒水，防止土方表面浮尘产生，在大风日加大洒水量及洒水次数。对运输车辆行驶路面经常洒水和清扫，保持车辆出入的路面清洁、湿润，减少行车时产生大量扬尘。

D、固体废弃物处理

施工船舶上固体废弃物主要是施工人员生活垃圾和建筑垃圾，不得随意倒入海域。生活垃圾经收集后运至陆上集中处理。建筑垃圾统一放置于废料回收桶，施工结束后运输至陆上处置。对施工时散落在海面上的漂浮固体废弃物等，由施工单位打捞回收。

陆上施工区固体废弃物主要是人员生活垃圾和建筑垃圾。生活垃圾经收集后委托环卫部门定期清运处理，建筑垃圾经收集后纳入当地建筑垃圾收集系统。

E、海洋生态保护

优化施工方案，在保证施工质量的前提下，尽可能减少海底开挖面积、开挖量，缩短水下作业时间，避免施工悬浮物剧烈扩散。降低施工噪音，以减小施工作业对海底生物的影响。风机打桩尽可能避开主要经济鱼类产卵季节，加强施工期的海水环境跟踪监测与环境监理工作，通过增殖放流补偿建设项目造成的生态损失。

②运营期环境保护措施

A、污废水防治措施

运营期产生的污废水包括生活污水和少量含油废水。生活污水主要来自电站的运营人员，通过地埋式污水处理设施处理后用于厂区绿化。一般情况下，电站运营过程中不产生生产性废水，仅在发生事故或进行检修时产生极少量的油污水。发生事故时产生的含油废水先流入事故池中，再经移动式油处理达到一级排放标准后用于厂区绿化，油收集后作为废品油出管。检修时产生的废油先抽至贮油罐，后经移动式油处理机处理后回用。

B、噪声防治措施

风力发电机在运转过程中将产生一定的噪声，公司充分考虑风电机组噪声对

周边居民的影响，风电场严格按照规定运行方式运行，限制风电场噪声值，针对部分对敏感点有影响的风电机采取夜间关停措施。利用建筑物和植被等对噪声进行阻隔，减少噪声对环境的影响。加强噪声污染防治培训，提高员工自我保护意识。同时，积极探索噪声治理新措施和新技术，拓展降噪空间。

C、生活垃圾防治措施

运营期的固体废物主要是运行人员的生活垃圾，采取集中堆放、定期清运的方式进行处理，未对环境造成污染。

此外，公司下属各项目公司针对环保舆情，完善了环境污染事故事件应急预案，扎实做好环保舆情处置、环保舆情搜集和研判，大力提升环境风险防范与化解工作能力。重视环保宣传教育和沟通工作，积极组织各项环保宣传教育活动，增加广大职工的环保意识，普及环保理念，引领绿色低碳生产方式。

五、发行人的主要固定资产和无形资产

（一）主要固定资产

1、主要固定资产情况

截至 2020 年 12 月 31 日，公司主要固定资产情况如下：

单位：万元

项 目	使用寿命	账面原值	累计折旧	账面价值	成新率
房屋及建筑物	20-45 年	720,089.73	251,566.90	468,136.57	65.01%
机器设备	5-30 年	1,095,031.01	190,966.89	902,095.87	82.38%
运输设备	6 年	4,552.85	3,714.68	832.60	18.29%
电子设备和其他	4-10 年	9,148.76	6,523.64	2,624.76	28.69%
合 计		1,828,822.35	452,772.11	1,373,689.79	75.11%

2、房屋建筑物

（1）已取得权证的房屋建筑物

截至本招股意向书签署之日，发行人取得的《房屋所有权证》《不动产权证》的自有房产共 193 处，面积合计 145,999.59 平方米。具体情况如下：

序号	权属	权证号	坐落	建筑面积 (m ²)	用途	抵押 权
1	浙江新能	浙(2019)杭州市不动 产权第0162112号	江干区凤起东路2, 4, 6, 8, 10, 12号	9,454.97	非住宅	无
2	浙江新能	浙(2016)杭州市不动 产权第0157709号	江韵园2幢2303室	111.48	住宅	无
3	浙江新能	浙(2016)杭州市不动 产权第0157695号	江韵园2幢2304室	113.94	住宅	无
4	浙江新能	浙(2016)杭州市不动 产权第0160645号	江韵园2幢2305室	142.94	住宅	无
5	浙江新能	浙(2016)杭州市不动 产权第0157687号	江韵园2幢2401室	142.94	住宅	无
6	浙江新能	浙(2016)杭州市不动 产权第0157677号	江韵园2幢2402室	109.4	住宅	无
7	浙江新能	浙(2016)杭州市不动 产权第0157705号	江韵园2幢2403室	111.48	住宅	无
8	浙江新能	浙(2016)杭州市不动 产权第0157696号	江韵园2幢2404室	113.94	住宅	无
9	浙江新能	浙(2016)杭州市不动 产权第0160646号	江韵园2幢2405室	142.94	住宅	无
10	浙江新能	浙(2016)杭州市不动 产权第0157685号	江韵园2幢2501室	151.26	住宅	无
11	浙江新能	浙(2016)杭州市不动 产权第0157672号	江韵园2幢2502室	151.26	住宅	无
12	浙江新能	浙(2019)洞头区不动 产权第0006940号	温州市洞头区北岙街道复 兴路54号4号楼602室	245.96	住宅	无
13	华光潭水 电	浙(2017)临安市不动 产权第0010207号	锦江街道华兴·名盛苑3(3 幢601)	229.76	住宅	无
14	华光潭水 电	浙(2017)临安市不动 产权第0010208号	锦江街道华兴·名盛苑4(4 幢601)	228.46	住宅	无
15	华光潭水 电	浙(2017)临安市不动 产权第0010209号	锦江街道华兴·名盛苑5(5 幢602)	221.93	住宅	无
16	华光潭水 电	杭房权证上移字第 0118072号	清泰街507,509号富春大 厦1601室	120.41	非住宅	无
17	华光潭水 电	杭房权证上移字第 0118073号	清泰街507,509号富春大 厦1602室	59.40	非住宅	无
18	华光潭水 电	杭房权证上移字第 0118074号	清泰街507,509号富春大 厦1603室	59.40	非住宅	无
19	华光潭水 电	杭房权证上移字第 0118058号	清泰街507,509号富春大 厦1604室	59.40	非住宅	无
20	华光潭水 电	杭房权证上移字第 0118059号	清泰街507,509号富春大 厦1605室	59.40	非住宅	无
21	华光潭水	杭房权证上移字第	清泰街507,509号富春大	120.29	非住宅	无

序号	权属	权证号	坐落	建筑面积 (m ²)	用途	抵押 权
	电	0118060号	厦1606室			
22	华光潭水电	杭房权证上移字第0118075号	清泰街507,509号富春大厦1607室	50.23	非住宅	无
23	华光潭水电	杭房权证上移字第0118076号	清泰街507,509号富春大厦1608室	165.51	非住宅	无
24	华光潭水电	杭房权证江移字第0120215号	清泰街507,509号富春大厦21号车库	10.00	非住宅	无
25	华光潭水电	杭房权证江移字第0120216号	清泰街507,509号富春大厦42号车库	10.00	非住宅	无
26	华光潭水电	浙(2019)临安区不动产权第0024312号	龙岗镇地塔村童家19(1-7幢整幢、8幢1-3层、9幢101、10幢101)	9,419.79	办公	无
27	华光潭水电	浙(2019)临安区不动产权第0024538号	龙岗镇大峡谷村陶金坪86(1幢1-2层、2幢整幢、3幢101)	2,005.57	办公	无
28	华光潭水电	浙(2019)临安区不动产权第0024539号	龙岗镇仙人塘村上阴山88(1幢101、2幢101、3幢101)	730.97	其他 (非住宅)	无
29	华光潭水电	浙(2019)临安区不动产权第0024541号	龙岗镇汤家湾村田蒲前808(1幢整幢、2幢101、3幢101、4幢101)	741.29	其他 (非住宅)	无
30	北海水电	浙(2017)青田县不动产权第0016060号	青田县巨浦乡范村滩坑水电站枢纽区1幢等	40,162.45	工业	无
31	北海水电	浙(2017)青田县不动产权第0016061号	青田县巨浦乡范村滩坑水电站养殖区	5,297.35	工业	无
32	北海水电	杭房权证下更字第13572808号	稻香园公寓902	120.10	住宅	无
33	北海水电	杭房权证下更字第13572810号	稻香园公寓802	120.10	住宅	无
34	北海水电	杭房权证下更字第13572809号	稻香园公寓601	125.79	住宅	无
35	北海水电	杭房权证江移字第13534630号	采荷嘉业大厦5幢1301室	83.64	非住宅	无
36	北海水电	杭房权证江移字第13534631号	采荷嘉业大厦5幢1302室	93.22	非住宅	无
37	北海水电	杭房权证江移字第13534632号	采荷嘉业大厦5幢1303室	120.43	非住宅	无
38	北海水电	杭房权证江移字第13534633号	采荷嘉业大厦5幢1304室	93.22	非住宅	无
39	北海水电	杭房权证江移字第13534634号	采荷嘉业大厦5幢1305室	120.43	非住宅	无

序号	权属	权证号	坐落	建筑面积 (m ²)	用途	抵押 权
40	北海水电	杭房权证江移字第 13534635 号	采荷嘉业大厦 5 幢 1306 室	96.43	非住宅	无
41	北海水电	杭房权证江移字第 13534636 号	采荷嘉业大厦 5 幢 1307 室	160.19	非住宅	无
42	北海水电	杭房权证江移字第 13534637 号	采荷嘉业大厦 5 幢 1308 室	66.84	非住宅	无
43	北海水电	杭房权证江移字第 13534638 号	采荷嘉业大厦 5 幢 1309 室	46.32	非住宅	无
44	北海水电	杭房权证江移字第 13534639 号	采荷嘉业大厦 5 幢 1310 室	122.61	非住宅	无
45	北海水电	杭房权证江移字第 13534640 号	采荷嘉业大厦 5 幢 1311 室	124.98	非住宅	无
46	北海水电	杭房权证江移字第 13534641 号	采荷嘉业大厦 5 幢 1312 室	124.29	非住宅	无
47	北海水电	杭房权证江移字第 13534642 号	采荷嘉业大厦 5 幢 1313 室	124.98	非住宅	无
48	北海水电	杭房权证江移字第 13534643 号	采荷嘉业大厦 5 幢 1314 室	125.23	非住宅	无
49	北海水电	杭房权证江移字第 13534644 号	采荷嘉业大厦 5 幢 1315 室	124.98	非住宅	无
50	北海水电	杭房权证江移字第 13534645 号	采荷嘉业大厦 5 幢 1316 室	67.32	非住宅	无
51	北海水电	杭房权证下更字第 13572814 号	上塘路 239 号东方豪园俊 豪阁 1705 室	90.18	住宅	无
52	北海水电	杭房权证下更字第 13572812 号	绿洲花园 8 幢 2 单元 1202	127.43	住宅	无
53	北海水电	杭房权证下更字第 13572813 号	绿洲花园 8 幢 2 单元 202	127.43	住宅	无
54	北海水电	杭房权证下更字第 13572811 号	绿洲花园 7 幢 1 单元 1401	187.67	住宅	无
55	北海水电	房权证青房字第 00027768 号	鹤城镇塔山路 103 号第 1 层	33.72	办公	无
56	北海水电	房权证青房字第 00027771 号	鹤城镇塔山路 103 号第 2 层	140.03	办公	无
57	北海水电	房权证青房字第 00027769 号	鹤城镇塔山路 103 号第 3 层	131.28	办公	无
58	北海水电	房权证青房字第 00027770 号	鹤城镇塔山路 103 号第 4 层	131.28	办公	无
59	北海水电	房权证青房字第 00027773 号	鹤城镇塔山路 103 号第 5 层	131.28	办公	无
60	北海水电	房权证青房字第	鹤城镇塔山路 103 号第 6	123.87	办公	无

序号	权属	权证号	坐落	建筑面积 (m ²)	用途	抵押 权
		00027772 号	层			
61	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186653 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1507 室	37.67	住宅	无
62	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186654 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1508 室	37.60	住宅	无
63	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186678 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1509 室	44.42	住宅	无
64	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186655 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1510 室	44.42	住宅	无
65	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186630 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1511 室	37.60	住宅	无
66	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186629 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1512 室	37.67	住宅	无
67	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186628 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1607 室	37.67	住宅	无
68	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186677 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1608 室	37.60	住宅	无
69	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186633 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1609 室	44.42	住宅	无
70	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186631 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1610 室	44.42	住宅	无
71	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186634 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1611 室	37.60	住宅	无
72	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186635 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1612 室	37.67	住宅	无
73	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186636 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1707 室	37.67	住宅	无
74	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186637 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1708 室	37.60	住宅	无
75	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186649 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1709 室	44.42	住宅	无
76	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186648 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1710 室	44.42	住宅	无
77	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186647 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1711 室	37.60	住宅	无
78	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186646 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1712 室	37.67	住宅	无
79	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186645 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1807 室	37.67	住宅	无
80	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186644 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1808 室	37.60	住宅	无

序号	权属	权证号	坐落	建筑面积 (m ²)	用途	抵押 权
81	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186643号	莲都区东方明珠苑27幢2 单元1809室	44.42	住宅	无
82	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186642号	莲都区东方明珠苑27幢2 单元1810室	44.42	住宅	无
83	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186639号	莲都区东方明珠苑27幢2 单元1811室	37.60	住宅	无
84	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186638号	莲都区东方明珠苑27幢2 单元1812室	37.67	住宅	无
85	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186632号	莲都区东方明珠苑27幢2 单元1107室	37.67	住宅	无
86	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186676号	莲都区东方明珠苑27幢2 单元1108室	37.60	住宅	无
87	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186673号	莲都区东方明珠苑27幢2 单元1109室	44.42	住宅	无
88	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186675号	莲都区东方明珠苑27幢2 单元1110室	44.42	住宅	无
89	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186674号	莲都区东方明珠苑27幢2 单元1111室	37.60	住宅	无
90	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186672号	莲都区东方明珠苑27幢2 单元1112室	37.67	住宅	无
91	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186641号	莲都区东方明珠苑27幢2 单元1207室	37.67	住宅	无
92	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186671号	莲都区东方明珠苑27幢2 单元1208室	37.60	住宅	无
93	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186670号	莲都区东方明珠苑27幢2 单元1209室	44.42	住宅	无
94	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186669号	莲都区东方明珠苑27幢2 单元1210室	44.42	住宅	无
95	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186455号	莲都区东方明珠苑27幢2 单元1211室	37.60	住宅	无
96	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186392号	莲都区东方明珠苑27幢2 单元1212室	37.67	住宅	无
97	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186407号	莲都区东方明珠苑27幢2 单元1307室	37.67	住宅	无
98	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186390号	莲都区东方明珠苑27幢2 单元1308室	37.60	住宅	无
99	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186391号	莲都区东方明珠苑27幢2 单元1309室	44.42	住宅	无
100	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186454号	莲都区东方明珠苑27幢2 单元1310室	44.42	住宅	无
101	北海水电	丽房权证莲都区字第	莲都区东方明珠苑27幢2	37.60	住宅	无

序号	权属	权证号	坐落	建筑面积 (m ²)	用途	抵押 权
		01186453 号	单元 1311 室			
102	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186452 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1312 室	37.67	住宅	无
103	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186409 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1407 室	37.67	住宅	无
104	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186408 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1408 室	37.60	住宅	无
105	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186410 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1409 室	44.42	住宅	无
106	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186650 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1410 室	44.42	住宅	无
107	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186651 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1411 室	37.60	住宅	无
108	北海水电	丽房权证莲都区字第 01186652 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1412 室	37.67	住宅	无
109	大洋水电	浙（2018）景宁县不动 产权第 0006519 号	景宁畲族自治县毛垟乡毛 垟村带溪小区 11 幢 1 号	3,279.05	工业	无
110	大洋水电	浙（2019）景宁县不动 产权第 0000257 号	景宁畲族自治县沙湾镇陈 田村铁卜岭尾 1 号	1,193.71	工业	无
111	大洋水电	浙（2019）景宁县不动 产权第 0002309 号	景宁畲族自治县毛垟乡毛 垟村南排自然村 23 号	115.50	工业	无
112	大洋水电	浙（2019）景宁县不动 产权第 0002444 号	景宁畲族自治县秋炉半山 村平坦 1 号	9.00	工业	无
113	岩樟溪水 电	浙（2018）龙泉市不动 产权第 0009498 号	龙泉市周村大泽洋	1,280.68	工业	无
114	岩樟溪水 电	浙（2018）龙泉市不动 产权第 0009500 号	龙泉市周村岭脚	2,099.58	工业	无
115	岩樟溪水 电	浙（2019）龙泉市不动 产权第 0006519 号	龙泉市岩樟乡绿坑村莲子 岙	231.75	工业	无
116	谢村源水 电	浙（2019）松阳县不动 产权第 0003786 号	松阳县新兴镇大畈村合湖 A-01 号	3,144.47	其他	无
117	谢村源水 电	浙（2019）松阳县不动 产权第 0004592 号	松阳县新兴镇上源口村 A-01 号	1,200.99	其他	无
118	谢村源水 电	浙（2019）松阳县不动 产权第 0004897 号	松阳县新兴镇上源口村 A-01 号	1,232.00	其他	无
119	安民水电	浙（2019）松阳县不动 产权第 0004595 号	松阳县大东坝镇洋坑埠头 村青石坝 A2 号	1,639.59	其他	无
120	安民水电	浙（2019）松阳县不动 产权第 0004596 号	松阳县安民乡苏马坪村大 坛 A3 号	2,933.72	其他	无
121	安民水电	浙（2019）松阳县不动 产权第 0005803 号	松阳县大东坝部村大菇坳 下 A1 号	27.53	其他	无

序号	权属	权证号	坐落	建筑面积 (m ²)	用途	抵押 权
122	安民水电	浙(2019)松阳县不动 产权第0007123号	松阳县安民乡曹竹村A2 号	43.11	其他	无
123	安民水电	浙(2019)松阳县不动 产权第0007124号	松阳县大东坝镇五部村A1 号	40.02	其他	无
124	安民水电	浙(2019)松阳县不动 产权第0007125号	松阳县安民乡曹竹村A1 号	314.17	其他	无
125	龙川水电	遂房权证北字第 00020062号	北界镇坑里潘村下墅	2,173.52	工业	有 _注
126	龙川水电	遂房权证北字第 00020061号	北界镇坑里潘村下墅	3,097.07	工业	有 _注
127	松阳光伏	浙(2016)松阳县不动 产权第0000703号	松阳县西屏街道创宇桃花 源小区32幢一单元1101 室	113.72	住宅	无
128	松阳光伏	浙(2018)松阳县不动 产权第0007232号	松阳县赤寿乡龙下村A1 号	2,040.19	工业	无
129	衢州光能	浙(2019)衢州市不动 产权第0033560号	衢州市柯城区华墅乡华墅 村610号	683.27	工业	无
130	中卫光伏	卫房权证沙坡头区字第 2015004962号	沙坡头区吊坡梁正泰综合 配电室101	732.44	工业	无
131	中卫太阳 能	卫房权证沙坡头区字第 2016103814号	沙坡头区镇罗工业园区清 银源星太阳能综合楼、配 电室101	139.85	工业	无
132	中卫太阳 能	卫房权证沙坡头区字第 2016103813号	沙坡头区镇罗工业园区清 银源星太阳能综合楼、配 电室102	530.18	工业	无
133	金昌太阳 能	金昌房权证金川区字第 201601640号	金昌市金川区西坡光伏园 区	2,008.22	工业	无
134	民勤光伏	民房权证乡字第 0112546号	民勤县红沙岗镇工业集聚 区	3,109.82	电力设 施	无
135	高台光伏	高房权证城关镇字第 1026号	高台县高崖子滩	5,520.99	工业	无
136	嘉峪关光 伏	甘(2016)嘉峪关市不 动产第0001314号	嘉峪关市嘉西光伏产业园	1,368.68	工业	无
137	天润新能	甘(2018)敦煌市不动 产权第0004519号	敦煌市七里镇(215国道北 侧、光伏产业园内)	1,092.03	综合	无
138	敦煌光伏	敦房权证七里字第 00055335号	敦煌市七里镇(215国道北 侧、光伏产业园区)	3,329.29	综合	无
139	敦煌光伏	敦房权证七里字第 00056370号	敦煌市七里镇光电园区内 (二期光伏电站)	2,579.16	工业	无
140	瓜州光伏	瓜房权证字第2234061 号	瓜州县柳园镇黑山口	473.30	公用设 施用房	无

序号	权属	权证号	坐落	建筑面积 (m ²)	用途	抵押 权
141	永昌光伏	永房权证河字第 20151509号	永昌县河西堡镇河清公路 24公里处以南	5,337.15	办公、 工业	无
142	永昌光伏	甘(2018)永昌县不动 产权第0000979号	永昌县河西堡镇河清公路 以南,河清滩光电园区内	4,505.19	工业	无
143	永昌光伏	甘(2018)兰州市不动 产权第0038002号	兰州市城关区皋兰路街道 皋兰路20号第1单元7层 702室	175.10	住宅	无
144	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028544号	博乐市南城区07号11	46.7	其他	无
145	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028545号	博乐市南城区06号11	46.44	其他	无
146	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028546号	博乐市南城区05号11	46.7	其他	无
147	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028547号	博乐市南城区04号11	46.76	其他	无
148	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028548号	博乐市南城区03号11	57.01	其他	无
149	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028549号	博乐市南城区02号11	278.48	其他	无
150	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028550号	博乐市南城区01号00	1,012.17	办公用 房	无
151	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028551号	博乐市南城区14号11	46.46	其他	无
152	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028552号	博乐市南城区13号11	46.5	其他	无
153	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028553号	博乐市南城区12号11	46.7	其他	无
154	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028554号	博乐市南城区11号11	46.4	其他	无
155	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028555号	博乐市南城区10号11	46.6	其他	无
156	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028556号	博乐市南城区08号11	46.64	其他	无
157	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028557号	博乐市南城区09号11	46.35	其他	无
158	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028558号	博乐市南城区21号11	46.53	其他	无
159	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028559号	博乐市南城区20号11	46.65	其他	无
160	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028560号	博乐市南城区19号11	46.65	其他	无

序号	权属	权证号	坐落	建筑面积 (m ²)	用途	抵押 权
161	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028561 号	博乐市南城区 18 号 11	46.41	其他	无
162	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028562 号	博乐市南城区 17 号 11	46.88	其他	无
163	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028563 号	博乐市南城区 16 号 11	46.7	其他	无
164	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028564 号	博乐市南城区 15 号 11	46.8	其他	无
165	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028565 号	博乐市南城区 28 号 11	46.62	其他	无
166	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028566 号	博乐市南城区 27 号 11	46.35	其他	无
167	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028567 号	博乐市南城区 26 号 11	46.61	其他	无
168	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028568 号	博乐市南城区 25 号 11	46.88	其他	无
169	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028569 号	博乐市南城区 24 号 11	46.95	其他	无
170	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028570 号	博乐市南城区 23 号 11	47.07	其他	无
171	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028571 号	博乐市南城区 22 号 11	46.74	其他	无
172	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028572 号	博乐市南城区 29 号 11	46.35	其他	无
173	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028573 号	博乐市南城区 30 号 11	46.55	其他	无
174	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028574 号	博乐市南城区 31 号 11	46.34	其他	无
175	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028575 号	博乐市南城区 32 号 11	46.65	其他	无
176	博州新能 源	博乐房权证博字第 2013-00028576 号	博乐市南城区 33 号 11	46.74	其他	无
177	柯坪电力	新（2019）柯坪县不动 产权第 0000387 号	柯坪县启浪乡光伏产业园 区	458.51	办公	无
178	伊阳能源	新兵（2019）第四师不 动产第 0000212 号	第四师七十三团金岗循环 经济产业园区等	805.09	工业	无
179	聚阳能源	新（2019）第六师不动 产权第 0008085 号	奇台农场（八道滩社区三 队）工业路姜家庄街 95 号 （办公室）等	492.48	公共设 施	无
180	四子王旗 能源	蒙（2018）四子王旗不 动产第 0001162 号	四子王旗江岸苏木拜兴图 嘎查	632.92	工业	无

序号	权属	权证号	坐落	建筑面积 (m ²)	用途	抵押 权
181	青海昱辉	青(2019)乌兰县不动 产权第0000009号	乌兰县柯柯镇南沙沟村	1,090.44	工业用 地	无
182	青海昱辉	青(2019)乌兰县不动 产权第0000008号	乌兰县希里沟东大滩	655.66	工业用 地	无
183	龙游新能 源	浙(2018)龙游不动产 权第0012311号	湖镇镇客路村101室	378.23	非住宅	无
184	新疆电力	新(2019)精河县不动 产权第0001323号	精河县巴音阿门牧民定居 点以南	395.74	工业	无
185	新疆电力	新(2020)精河县不动 产权第0000362号	精河县茫丁乡巴音阿门牧 民定居点以南14公里处	1,604.74	公共设 施	无
186	博州新能 源	新(2020)博乐市不动 产权第008143号	博乐市博乌公路西侧 (JBW-1-1-2)2幢	335.80	其他	无
187	博州新能 源	新(2020)博乐市不动 产权第008146号	博乐市博乌公路西侧 (JBW-1-1-6)6幢	58.26	其他	无
188	博州新能 源	新(2020)博乐市不动 产权第008145号	博乐市博乌公路西侧 (JBW-1-1-3)3幢	156.29	其他	无
189	博州新能 源	新(2020)博乐市不动 产权第008144号	博乐市博乌公路西侧 (JBW-1-1-4)4幢	241.35	其他	无
190	博州新能 源	新(2020)博乐市不动 产权第008108号	博乐市博乌公路西侧 (JBW-1-1-5)5幢	112.20	其他	无
191	博州新能 源	新(2020)博乐市不动 产权第008109号	博乐市博乌公路西侧 (JBW-1-1-1)1幢	47.43	其他	无
192	特克斯太 阳能	新(2020)特克斯县不 动产权第0001508号	特克斯县呼吉尔特蒙古乡 库尔乌泽克村	868.96	工业	无
193	岩樟溪水 电	浙(2021)龙泉市不动 产权第0000188号	龙泉市西街街道周村村大 泽洋	1,180.64	综合用 房	无
合 计				145,999.59		

注：根据龙川水电与中国建设银行股份有限公司遂昌支行签订的《最高额抵押合同》，序号125、126号房产已设定抵押。

公司控股子公司龙川水电以其拥有的土地使用权（土地使用权证号：遂政国用（2008）第0295号、遂政国用（2008）第0296号、遂政国用（2008）第0297号、遂政国用（2008）第0298号、遂政国用（2008）第0299号、遂政国用（2008）第0300号、遂政国用（2008）第0301号）及房屋所有权（房屋所有权证号：遂房权证北字第00020062号、遂房权证北字第00020061号）为其与中国建设银行股份有限公司遂昌支行在2018年12月19日至2027年3月31日期间签订的各项主合同项下的一系列债务提供最高额抵押担保。具体情况如下：

2018年12月19日，龙川水电与中国建设银行股份有限公司遂昌支行签订

697527925020180022 号、697527925020180023 号《最高额抵押合同》，为龙川水电与中国建设银行股份有限公司遂昌支行在 2018 年 12 月 19 日至 2027 年 3 月 31 日期间签订的各项主合同所形成的债权提供抵押担保，担保范围为主合同项下全部债务，包括但不限于全部本金、利息（包括复利和罚息）、违约金、赔偿金、债务人应向债权人支付的其他款项（包括但不限于债权人垫付的有关手续费、电讯费、杂费、信用证项下受益人拒绝承担的有关银行费用等）、债权人实现债权与担保权利而发生的费用（包括但不限于诉讼费、仲裁费、财产保全费、差旅费、执行费、评估费、拍卖费、公证费、送达费、公告费、律师费等），担保最高限额合计为 3,735.2 万元。

根据中国建设银行于 2020 年 7 月 15 日出具的《企业信用报告》，龙川水电不存在关注类/不良类负债。报告期内，龙川水电持续盈利，现金流稳定，偿债能力较强，上述抵押权被行使的风险较小，上述不动产抵押不会对公司经营产生重大不利影响。

（2）未取得权证的房屋建筑物

截至本招股意向书签署之日，洞头风电分公司、金昌电力、宿州新能源存在未办证房屋建筑物，具体明细如下：

序号	房屋使用人	坐落	房屋建筑面积 (m ²)	用途	进展
1	洞头风电分公司	洞头县北岙镇白迭村白迭山、东郊村火石山	1,377.42	管理房、升压站、配电室等	所处土地已签署《国有建设用地使用权出让合同》，取得《建设用地规划许可证》
2	金昌电力	金川区宁远堡镇西坡村	1,618.98	管理房等、升压站、光伏方阵	正在办理不动产权证
3	宿州新能源	夹沟镇青山村	约 1,000.00	管理房、设备间	所处土地用途已转为城镇建设用地，目前正在办理不动产权证
合计			3,996.40	-	

公司未取得不动产权证的房产占使用房屋总面积的比例为 0.33%，占比较小。

洞头风电分公司、金昌电力、宿州新能源三家公司的土地房产瑕疵不会对公

司生产经营产生重大不利影响，上述三家公司最近一年的营业收入、毛利及净利润对公司影响情况如下：

单位：万元

序号	公司名称	2020 年度		
		营业收入	毛利	净利润
1	洞头风电分公司	723.98	110.54	235.11
2	金昌电力	10,462.04	6,021.12	2,586.80
3	宿州新能源	1,833.78	1,029.40	780.07
合 计		13,019.80	7,161.06	3,601.98
公司当期相应指标		234,651.42	50,864.03	52,485.30
瑕疵不动产所属公司占比		5.55%	14.08%	6.86%

上述不动产权证正在办理中，公司正在与主管部门沟通并推进上述房屋建筑物权属证书办理事宜，洞头风电分公司、金昌电力和宿州新能源已取得相关主管部门出具的合规证明，具体内容详见本节“五、（二）1、自有土地使用权”。就上述未取得权属证书的房屋建筑物相关事项，公司股东浙能集团、新能发展已出具承诺：

①本公司将尽力协助浙江新能及其控股子公司占用的土地及附着建筑物取得不动产权证；

②本公司将尽力确保浙江新能及其控股子公司在办理上述权证期间持续、稳定的使用上述土地及附着建筑物；

③若因浙江新能及其控股子公司相关房屋或土地瑕疵而导致浙江新能产生损失，本公司将及时与政府相关主管部门积极协调磋商，在最大程度上支持浙江新能及其控股子公司正常生产经营，避免或控制损害继续扩大，本公司将按照截至本承诺函出具日持有浙江新能的股份比例对浙江新能由此产生的损失予以补偿。

（3）租赁办公场所、员工宿舍

截至 2020 年 12 月 31 日，公司租赁办公场所、员工宿舍 23 处，具体情况如下：

序号	出租方	承租方	租赁地点	租赁面积 (m ²)	租赁价格	租赁期限	用途
1	任三月	水电集团	东方之珠苑20幢 1单元402室	39.80	28,200元/年	2018.4.6-2021 .4.5	员工 宿舍
2	庄克港	洞头风电 分公司	洞头县北岙街道 风吹路71号	163.62	50,000.00元/年	2020.8.1-2023 .7.31	仓库
3	浙江新兴 工贸有限 责任公司 南湖林场	长兴新能	长兴县南湖监狱 农场71#地块地 上建筑物	1,927.58	600,000元/年	自2015.9.1起 20年, 租赁期 满后, 双方再 续签5年	电站 管理 房
4	景宁畲族 自治县金 农房地产 开发有限 公司	大洋水电	景宁县红星街道 金农小区第16幢 整幢	441.00	70,000元/年	2018.7.1-2021 .6.30	办公 场所
5	张春平	岩樟溪水 电	龙泉市锦相苑小 区6幢2单元804 室	79.08	22,500元/年	2018.9.6-2021 .9.5	员工 宿舍
6	宁波金田 铜业(集 团)股份 有限公司	江北浙源	宁波金田铜业 (集团)股份有 限公司厂区内科 技楼3层A区 (3011A)	50.00	500元/月	2018.8.25-203 8.8.24	办公 场所
7	陆三林	天润新能	甘肃省兰州市城 关区皋兰路20号 兴中大厦11层	516.19	第一年租金 730,000元, 第 二年租金 751,900元, 第 三年租金 774,457元	2018.4.20-202 1.4.19	办公 场所
8	洪李柳、 叶兆靖	金昌电力	甘肃省兰州市城 关区铁路东村街 道和政东街177 号4单元12层 1201室	124.66	60,500元/年	2020.3.1- 2021.2.28	员工 宿舍
9	路小琴	金昌电力	甘肃省兰州市城 关区旧大路253 号2502室	95.45	40,800元/年	2020.3.10- 2021.3.9	员工 宿舍
10	吕厚谊、 叶继浓	金昌电力	甘肃省兰州市城 关区铁路东村街 道和政东街163 号第1单元19层 1902室	96.28	54,000元/年	2020.3.11- 2021.3.10	员工 宿舍
11	张松军	舟山浙源	浙江省舟山市普 陀区六横镇蛟头	110.00	100.00元/日	2019.9.12起 至乙方不再	员工 宿舍

序号	出租方	承租方	租赁地点	租赁面积 (m ²)	租赁价格	租赁期限	用途
			将军山124号			续租	
12	浙江能华物业管理 有限公司	嘉兴海上 风电	浙江省嘉兴市平湖市乍浦岔路桥六里湾大酒店客房部一至四层	约3,000.00	300,000元/年	2020.8.1-2021 .7.31	办公场所、 员工宿舍
13	盐城景泰 风电科技 有限公司	东台双创 新能	东台市沿海经济区港区5路	2,474.53	租金总额 7,918,496.00元	2019.12.15-20 19.12.14, 到 期后续期20 年	办公场所
14	松阳县神 王剂发展 有限公司	松阳浙源	浙江省松阳县西屏净梵寺下龙丽公路沿	910.00	148,800.00/年	2019.11.16-20 22.12.31	办公场所
15	宁波金田 新材料有 限公司	杭州湾新 能	宁波金田新材料有限公司厂区内3号车间2层201办公室	80.00	500元/月	2018.12.25-20 38.12.24	办公场所
16	中卫市康 乐物业服 务有限公 司	宁夏新能 源	宁夏中卫市应理新社区2号楼2单元203室	200.00	租金总额 31,080.00元	2020.6.1-2021 .5.31	办公场所
17	边生祥	宁夏新能 源	宁夏中卫市应理新社区5号楼1单元2602室	97.78	租金总额 19,800.00元	2020.6.1-2021 .5.31	员工宿舍
18	李进新	宁夏新能 源	宁夏中卫市应理新社区西区6号楼1单元1103室	99.03	租金总额 19,800.00元	2020.8.13-202 1.8.12	员工宿舍
19	边生祥	宁夏新能 源	宁夏中卫市应理新社区13号楼2单元2003室	94.11	租金总额 19,800.00元	2020.12.26-20 21.12.25	员工宿舍
20	李建民	宁夏新能 源	宁夏中卫市应理新社区18号楼1单元1201室	90.22	租金总额 19,800.00元	2020.6.1-2021 .5.31	员工宿舍
21	叶兴兄、 陈菊芝	大洋水电	鹤溪镇金农小区	166.33	1,982.00/月	2020.3.20-202 3.3.19	员工宿舍
22	朱全海	宁夏新能 源	宁夏中卫市应理新社区东区4号楼1单元1001室	80.89	租金总额 18,800.00元	2020.5.20-202 1.5.19	员工宿舍
23	杭州华家 饭店	氢能技术	杭州市江干区凯旋路201号5楼	851.00	683,353元/年	2020.6.1-2022 .5.31	办公场所
合计				11,787.55			

截至 2020 年 12 月 31 日，公司正在履行的土地、房屋租赁合同的出租方与公司及其股东、董监高及主要客户不存在关联关系。公司控股子公司房屋租赁价格系与出租方协商确定，租赁价格定价参照市场价格进行，房屋租赁价格公允。

公司控股子公司租赁的序号 4、9、12-14、16、23 项房产尚未取得房屋所有权证/不动产权证/房屋安置合同，其中序号 13 项房产已取得《建设工程规划许可证》，序号 23 项房产所在土地已取得土地使用权权属证书，不动产权证正在办理中。其余房产因属于物业房产、出租方未取得土地证等原因较难补办房屋所有权证，其余房产合计建筑面积为 4,446.45 m²，占公司使用房屋总面积的比例为 0.37%，占比较小。

公司控股子公司租赁上述尚未取得房屋所有权证/不动产权证/房屋安置合同的房产，若权利人对该等租赁事宜提出异议或其他原因导致租赁合同无法正常履行，公司控股子公司可依据相关租赁合同追究出租方的违约责任。上述房屋的用途为办公、员工宿舍，该等承租房屋的可替代性较高。如公司控股子公司无法继续使用上述房屋的，可于较短时间内租赁其他房屋继续经营，更换该等租赁房屋对其经营影响较小。因此，公司控股子公司承租的部分房屋可能无法取得不动产权证的情形不构成本次发行上市的实质性障碍。

(4) 屋顶分布式电站屋顶及建筑物

截至 2020 年 12 月 31 日，公司所属的屋顶分布式光伏电站项目使用屋顶及相关建筑物 14 处，合计使用面积约 1,041,203.00 平方米。

序号	屋顶及建筑物提供方	屋顶及建筑物使用方	所处位置	使用面积 (m ²)	合同期限
1	杭州未来科技城建设有限公司	杭州浙源	未来科技城梦想小镇互联网村、天使村、创业村屋顶	约 20,000.00	2016 年 12 月 30 日至 2046 年 12 月 30 日
2	宁波金田新材料有限公司	杭州湾浙源	宁波经济开发区（杭州湾新区）滨海四路 636 号	约 80,000.00	2018 年 5 月 1 日至 2038 年 4 月 30 日，合同期限届满后，双方将按照本合同的约定，协商合同续订事项，合同续订原则上不少于 5 年。
3	宁波金田铜业（集团）股份有限公司	江北浙源	宁波市江北区慈城镇城西西路 1 号	381,603.00	2018 年 1 月 1 日至 2037 年 12 月 31 日，合同期限届满后，双方将按照本合同的约定，

序号	屋顶及建筑物提供方	屋顶及建筑物使用方	所处位置	使用面积 (m ²)	合同期限
					协商合同续订事项，合同续订原则上不少于 5 年。
4	江西京九电源（九江）有限公司	永修浙源	江西省九江市永修县星火工业园	149,091.00	2017 年 5 月至 2037 年 5 月，租赁期限届满后，双方按当年的光伏市场情况和光伏政策，签署续租协议，续租期限不少于 5 年。
5	舟山中远海运重工有限公司	舟山浙源	舟山中远海运重工厂区内	116,531.00	2018 年 12 月至 2038 年 12 月，租赁期限届满后，续签 5 年。
6	江苏图南合金股份有限公司	丹阳电力	江苏省丹阳市吕城镇运河军民西路 1 号	50,000.00	自项目建成并网起 20 年
7	赣州爱康光电科技有限公司	赣州新能源	南康区镜坝工业园	40,000.00	自建成并网起 25 年
8	江西省南康中学	赣州新能源	江西省赣州市南康区蓝田大道	11,000.00	正式投运之日起 20 年
9	徐州统一企业有限公司	徐州新能源	徐州经济技术开发区金港路 36 号	32,000.00	核准并开工之日起 25 年
10	济南统一企业有限公司	济南新能源	济南市济阳县济北开发区统一大街 301 号	40,000.00	核准并开工之日起 25 年
11	泰州统一企业有限公司	泰州新能源	高港区科技创业园振兴大道 301 号	42,000.00	核准并开工之日起 25 年
12	无锡普洛菲斯电子有限公司	无锡电力	江苏省无锡市新吴区汉江路 20 号	9,000.00	并网之日起 20 年
13	长沙中民筑友智造科技有限公司	湖南电力	湖南省长沙市开福区沙坪街道钟石路 10 号	32,000.00	实际交付之日起 20 年
14	苏州美盈森环保科技有限公司	苏州电力	江苏省苏州市吴江区同津大道南巷路 699 号	37,978.00	并网之日起 20 年
合 计				1,041,203.00	-

江北浙源使用屋顶及相关建筑物项目因所占用地未合并存在 89,323.56 平方米尚未取得房屋所有权证，占公司使用房屋总面积的比例为 7.43%，公司已取得宁波金田铜业（集团）股份有限公司出具的说明，合同期限内可以持续正常使用上述房产，否则依据合同约定承担相应责任。

赣州新能源使用的江西省南康中学相关建筑物因涉及划拨土地尚未取得房屋所有权证，占公司使用房屋总面积的比例为 0.91%。

对上述公司租赁/使用的建筑物存在的瑕疵情况，公司股东浙能集团、新能发展已出具承诺：

①本公司将尽力推动和协助浙江新能及其控股子公司取得正常生产经营所需租赁的房产、屋顶相关的权属证明文件及决策、授权、批准等文件，确保浙江新能及其控股子公司有权继续使用相关房产、屋顶。

②本公司承诺，若因上述租赁瑕疵导致浙江新能及其控股子公司遭受实际损失的，本公司将按照截至本承诺函出具日持有浙江新能的股份比例对浙江新能由此产生的损失予以补偿。

（二）主要无形资产

1、自有土地使用权

截至本招股书说明书签署之日，发行人拥有的土地使用权共计 206 宗，总面积合计 24,826,506.72 平方米。

（1）以划拨方式取得的土地使用权

根据《划拨用地目录》的相关规定，经有批准权的人民政府批准，发（变）电主厂房设施及配套库房设施；配套环保、安全防护设施；新能源发电工程电机，厢变、输电（含专用送出工程）、变电站设施，资源观测设施；输变电、配电工程给排水、水处理等水工设施；水利工程用地；水库淹没区；水闸、泵站、涵洞、桥梁、道路工程及其管护设施；取水系统；输（排）水设施、压（抽、排）泵站、水厂；防汛抗旱通信设施，水文、气象测报设施可以划拨方式提供土地使用权。

根据《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》《关于支持新产业新业态发展促进大众创业万众创新用地的意见》（国土资规〔2015〕5 号）的相关规定，光伏电站运营新产业项目用地符合《划拨用地目录》的，依法办理用地审批手续后，可采取划拨方式供地。

截至本招股意向书签署之日，发行人通过划拨方式取得土地使用权，共计 69 宗，总面积合计 19,660,578.27 平方米。具体情况如下：

序号	权属	权证号	坐落	使用权面积 (m ²)	用途	抵押 情况
1	浙江新能	浙(2016)杭州市不动 产权第0160646号	江韵园2幢2405室	14.70	城镇住宅 用地	无
2	浙江新能	浙(2016)杭州市不动 产权第0160645号	江韵园2幢2305室	14.70	城镇住宅 用地	无
3	浙江新能	浙(2016)杭州市不动 产权第0157696号	江韵园2幢2404室	11.70	城镇住宅 用地	无
4	浙江新能	浙(2016)杭州市不动 产权第0157695号	江韵园2幢2304室	11.70	城镇住宅 用地	无
5	浙江新能	浙(2016)杭州市不动 产权第0157705号	江韵园2幢2403室	11.50	城镇住宅 用地	无
6	浙江新能	浙(2016)杭州市不动 产权第0157709号	江韵园2幢2303室	11.50	城镇住宅 用地	无
7	浙江新能	浙(2016)杭州市不动 产权第0157672号	江韵园2幢2502室	15.60	城镇住宅 用地	无
8	浙江新能	浙(2016)杭州市不动 产权第0157677号	江韵园2幢2402室	11.30	城镇住宅 用地	无
9	浙江新能	浙(2016)杭州市不动 产权第0157687号	江韵园2幢2401室	14.70	城镇住宅 用地	无
10	浙江新能	浙(2016)杭州市不动 产权第0157685号	江韵园2幢2501室	15.60	城镇住宅 用地	无
11	北海水电	浙(2017)青田县不动 产权第0016060号	青田县巨浦乡范村 滩坑水电站枢纽区1 幢等	1,241,056.09	水工建筑	无
12	北海水电	浙(2017)青田县不动 产权第0016061号	青田县巨浦乡范村 滩坑水电站养殖区	16,072.01	水工建筑	无
13	北海水电	浙(2017)青田县不动 产权第0016059号	青田县巨浦乡范村 滩坑水电站种植区	207,989.68	水工建筑 用地	无
14	华光潭水 电	浙(2019)临安区不动 产权第0024538号	龙岗镇大峡谷村陶 金坪86(1幢1-2层、 2幢整幢、3幢101)	26,666.73	水工建筑 用地	无
15	华光潭水 电	浙(2019)临安区不动 产权第0024312号	龙岗镇地塔童家19	108,000.00	水工建筑 用地	无
16	华光潭水 电	浙(2019)临安区不动 产权第0024539号	龙岗镇仙人塘村上 阴山88	72,544.70	水工建筑 用地	无
17	华光潭水 电	浙(2019)临安区不动 产权第0024541号	龙岗镇汤家村田蒲 前808	23,746.44	水工建筑 用地	无
18	华光潭水 电	临国用(2007)第 190021号	龙岗镇下汤村	2,693.57	水工建筑	无
19	华光潭水 电	临国用(2007)第 260003号	大峡谷镇仙人塘村	19,336.80	水工建筑	无
20	华光潭水	临国用(2007)第	大峡谷镇仙人塘村	9,448.40	水工建筑	无

序号	权属	权证号	坐落	使用权面积 (m ²)	用途	抵押 情况
	电	260005 号				
21	谢村源水 电	松国用(2001)字第 00608 号	新兴乡哈湖村	213.34	水库电站	无
22	谢村源水 电	松国用(2001)字第 00611 号	新兴乡塔岭坑口村	12,560.63	电站	无
23	谢村源水 电	松国用(2001)字第 00612 号	新兴乡哈湖村	618.70	电站	无
24	谢村源水 电	松国用(2001)字第 00613 号	新处乡朱岱	4,973.58	引水工程	无
25	谢村源水 电	松国用(2001)字第 00614 号	新兴乡内孟茶树坞	14,972.75	电站	无
26	谢村源水 电	松国用(2001)字第 00615 号	关岭村	1,256.73	引水工程	无
27	谢村源水 电	松国用(2001)字第 00616 号	新处乡关岭源	1,480.07	引水工程	无
28	谢村源水 电	松国用(2001)字第 00617 号	新处乡杭坑源	9,167.13	引水工程	无
29	谢村源水 电	松国用(2001)字第 00619 号	松阳县新处乡山甫 村	2,000.10	引水工程	无
30	谢村源水 电	松国用(2001)字第 00620 号	谢村南坑口	500.00	引水工程	无
31	谢村源水 电	松国用(2001)字第 00621 号	谢村南坑口	4,666.93	引水工程	无
32	谢村源水 电	松国用(2001)字第 00623 号	松阳县新兴乡上源 口村	51,795.97	电站	无
33	谢村源水 电	松国用(2001)字第 00624 号	谢村乡大岭里村	54,142.71	引水工程	无
34	谢村源水 电	松国用(2001)字第 00622 号	谢村乡大岭里村	398,019.90	水库	无
35	谢村源水 电	松国用(2001)字第 00625 号	谢村乡大岭里村	122,359.45	水库	无
36	谢村源水 电	松国用(2001)字第 00626 号	谢村乡大岭里村	390,686.20	水库	无
37	谢村源水 电	松国用(2001)字第 00627 号	谢村乡谢村村北坑 下村	43,335.50	水库	无
38	谢村源水 电	松国用(2001)字第 00628 号	谢村乡李山头村	793.37	水库	无
39	谢村源水 电	松国用(2001)字第 00629 号	谢村乡上源口村歧 下村	5,140.26	水库	无
40	谢村源水 电	浙(2019)松阳县不动 产权第 0004897 号	松阳县新兴镇上源 口村 A-01 号	9,743.52	水工建筑 物用地	无

序号	权属	权证号	坐落	使用权面积 (m ²)	用途	抵押 情况
41	安民水电	浙(2019)松阳县不动 产权第0005803号	松阳县大东坝镇五 部村大菇坳下A1号	128.69	水工建筑 用地	无
42	安民水电	浙(2019)松阳县不动 产权第0005804号	松阳县大东坝镇五 部村大菇坳下A1号	368.71	水工建筑 用地	无
43	安民水电	浙(2019)松阳县不动 产权第0007123号	松阳县安民乡曹竹 村A2号	43.11	水工建筑 用地	无
44	安民水电	浙(2019)松阳县不动 产权第0007124号	松阳县大东坝镇五 部村A2号	853.37	水工建筑 用地	无
45	安民水电	浙(2019)松阳县不动 产权第0007125号	松阳县安民乡曹竹 村A1号	4,879.40	水工建筑 用地	无
46	天润新能	甘(2018)敦煌市不动 产权第0004519号	敦煌市七里镇光电 产业园区	756,700.26	公共设施 用地	无
47	敦煌光伏	敦国用(2013)第154 号	七里镇光电产业园 区	1,142,801.90	公共设施	无
48	敦煌光伏	敦国用(2014)第119 号	七里镇光电产业园 区	1,151,322.40	公共设施	无
49	高台光伏	高国用(2013)第505 号	高台县高崖子滩	2,750,412.59	电力设施	无
50	瓜州光伏	瓜国用(2015)第0060 号	瓜州县柳园镇黑山 口	466,001.82	公共设施 用地	无
51	嘉峪关光 伏	甘(2016)嘉峪关市不 动产第0001314号	嘉峪关市嘉西光伏 产业园	670,738.70	工业用地	无
52	金昌太阳 能	金区国用(2015)第 17号	金昌市金川区西坡 光伏园区	442,203.00	公共设施 用地	无
53	民勤光伏	民国用(2013)第68 号	民勤县红沙岗工业 集聚区、民西公路北 侧	1,200,003.80	电力设施	无
54	永昌光伏	永国用(2013)第 1108006号	永昌县河清公路24 公里处	2,763,186.48	公共设施 用地	无
55	永昌光伏	甘(2018)永昌县不动 产权第0000979号	永昌县河西堡镇河 清公路以南,河清滩 光电园区内	10,837.00	公共设施 用地	无
56	中卫太阳 能	卫国用(2016)第60043 号	中卫市沙坡头区镇 罗镇山区	3,550.00	公共设施 用地	无
57	中卫光伏	卫国用(2014)第60085 号	中卫市沙坡头区迎 水桥镇吊坡梁	30,371.00	公共设施 用地	无
58	谢村源水 电	松国用(2001)字第 00610号	松阳县新兴乡哈湖 村	42,825.51	电站	无
59	新疆电力	新(2019)精河县不动 产权第0001323号	精河县巴音阿门牧 民定居点以南	共有宗地: 1,033,514.82	工业用地	无
60	新疆电力	新(2020)精河县不动	精河县茫丁乡巴音	共有宗地:	公共设施	无

序号	权属	权证号	坐落	使用权面积 (m ²)	用途	抵押 情况
		产权第 0000362 号	阿门牧民定居点以南 14 公里处	1,516,306.87	用地	
61	新疆电力	新(2020)精河县不动产权第 0000360 号	精河县茫丁乡巴音阿门牧民定居点以南 14 公里处	224,170.57	公共设施用地	无
62	柯坪电力	新(2019)柯坪县不动产权第 0000387 号	柯坪县启浪乡光伏产业园区	共有宗地: 468,708.13	公共设施用地	无
63	柯坪电力	新(2019)柯坪县不动产权第 0000386 号	柯坪县启浪乡光伏产业园区	128,320.18	公共设施用地	无
64	青海昱辉	青(2019)乌兰县不动产权第 0000009 号	乌兰县柯柯镇南沙沟村	533,279.30	工业	无
65	青海昱辉	青(2019)乌兰县不动产权第 0000008 号	乌兰县希里沟镇东大滩	407,453.00	工业	无
66	博州新能源	博乐市国用(2013)第 1085 号	博乐市南城区	1,020,998.40	公共设施用地	无
67	大柴旦新能源	青(2020)大柴旦行政委员会不动产权第 0000006 号	大柴旦行委柴旦地区	2,215.00	公共设施用地	无
68	大柴旦新能源	青(2020)大柴旦行政委员会不动产权第 0000007 号	大柴旦行委柴旦地区	7,458.00	工业用地	无
69	宁夏新能源	宁(2020)中卫市不动产权第 T0007606 号	中卫市沙坡头区常乐镇上石硼村、熊家水村	24,812.00	公共设施用地	无
合 计				19,660,578.27	-	-

根据《中华人民共和国土地管理法》第五十四条规定：“建设单位使用国有土地，应当以出让等有偿使用方式取得；但是，下列建设用地，经县级以上人民政府依法批准，可以以划拨方式取得：（三）国家重点扶持的能源、交通、水利等基础设施用地……”，根据《划拨用地目录》（国土资源部令第9号）规定，对国家重点扶持的能源、交通、水利等基础设施用地项目，可以以划拨方式提供土地使用权。

公司及其控股子公司所使用的第11-69项划拨土地主要用于水电站、光伏电站、风电站及附属设施，属于国家重点扶持的能源、交通、水利等基础设施的用地范围。

2019年2月1日，浙江省国资委下发《浙江省国资委转发国务院国资委办

公厅关于进一步明确非上市股份有限公司国有股权管理有关事项的通知》（浙国资产权[2019]2号），规定浙江省国资委不再对非上市股份有限公司设立、变更等国有股权管理事项进行审批，相关事项决策程序参照有限责任公司有关政策执行。

根据上述规定，发行人向浙能集团报送《关于报请审批浙江省水利水电投资集团有限公司股份制改造方案的请示》（浙能水电资[2019]71号），对发行人整体变更为股份有限公司前取得的55宗划拨土地处置方案进行请示，2019年5月27日，浙能集团下发《关于浙江省水利水电投资集团有限公司股份制改造方案的批复》（浙能资[2019]267号），同意土地处置方案。除正在办理出让手续用于员工宿舍的10宗划拨用地以外，发行人已取得45宗划拨用地当地土地主管部门出具的证明文件，发行人可以继续以划拨方式使用。

发行人在整体变更为股份有限公司后取得的14宗新增划拨用地亦取得当地土地主管部门出具的证明文件，发行人可以以划拨方式使用。

截至本招股意向书签署之日，上述第1-10项划拨土地用于员工宿舍。因其用途不符合《划拨用地目录》（国土资源部令第9号）规定。浙江新能正在签订上述划拨用地的《土地出让合同》，正在办理不动产登记手续。根据杭州市规划和自然资源局出具的证明文件，确认该等土地的使用情况不存在违法违规情形。上述1-10项土地面积较小，且非生产经营用地，未受到土地主管部门的处罚，不构成本次发行上市的实质性法律障碍。

除浙江新能持有的江韵园10幢房产的土地正在办理划拨转出让手续外，公司及控股子公司通过划拨方式取得19,660,445.27平方米土地使用权用于水力发电、光伏发电业务运营，取得了相关土地行政主管部门颁发的《国有土地使用权证》《不动产权证书》，公司已取得当地土地行政主管部门出具的可以继续以划拨方式使用的说明。

（2）以出让方式取得的土地使用权

截至本招股意向书签署之日，公司通过出让方式取得土地使用权，共计137宗，总面积合计5,165,928.45平方米，具体情况如下：

序号	权属	权证号	坐落	使用权面积 (m ²)	用途	终止期限	抵押情况
1	浙江新能	浙(2019)杭州市不动产权第0162112号	凤起东路2、4、6、8、10、12	2,435.00	综合用地	2051.10.11	无
2	浙江新能	浙(2019)洞头区不动产权第0006940号	温州市洞头区北岙街道复兴路54号4号楼602室	81.70	城镇住宅用地	2073.4.27	无
3	北海水电	青国用(2005)第2766号	鹤城镇塔山路103号第三层	20.07	机关团体用地	2050.11.13	无
4	北海水电	青国用(2005)第2773号	鹤城镇塔山路103号第一层	5.16	机关团体用地	2050.11.13	无
5	北海水电	青国用(2005)第2774号	鹤城镇塔山路103号第二层	21.41	机关团体用地	2050.11.13	无
6	北海水电	青国用(2005)第2772号	鹤城镇塔山路103号第五层	20.07	机关团体用地	2050.11.13	无
7	北海水电	青国用(2005)第2770号	鹤城镇塔山路103号第六层	18.94	机关团体用地	2050.11.13	无
8	北海水电	青国用(2005)第2771号	鹤城镇塔山路103号第四层	20.07	机关团体用地	2050.11.13	无
9	北海水电	杭下国用(2013)第017175号	下城区稻香园公寓601室	22.00	住宅	2070.6.20	无
10	北海水电	杭下国用(2013)第017204号	下城区稻香园公寓902室	21.00	住宅	2070.6.20	无
11	北海水电	杭下国用(2013)第017205号	下城区稻香园公寓802室	21.00	住宅	2070.6.20	无
12	北海水电	杭下国用(2013)第017187号	上塘路239号东方豪园俊豪阁1705室	14.10	住宅	2066.12.24	无
13	北海水电	杭下国用(2013)第017185号	绿洲花园8幢2单元1202室	37.60	住宅	2069.9.20	无
14	北海水电	杭下国用(2013)第017184号	绿洲花园7幢1单元1401室	55.40	住宅	2069.9.20	无
15	北海水电	杭下国用(2013)第017176号	绿洲花园8幢2单元202室	37.60	住宅	2069.9.20	无
16	北海水电	杭江国用(2013)第	采荷嘉业大厦5幢1301室	5.00	综合(办公)	2052.10.10	无

序号	权属	权证号	坐落	使用权面积 (m ²)	用途	终止期限	抵押 情况
		019289号					
17	北海水电	杭江国用第 (2013)第 019288号	采荷嘉业大厦5幢 1302室	5.50	综合(办公)	2052.10.1 0	无
18	北海水电	杭江国用第 (2013)第 019285号	采荷嘉业大厦5幢 1303室	7.10	综合(办公)	2052.10.1 0	无
19	北海水电	杭江国用第 (2013)第 019282号	采荷嘉业大厦5幢 1304室	5.50	综合(办公)	2052.10.1 0	无
20	北海水电	杭江国用第 (2013)第 019281号	采荷嘉业大厦5幢 1305室	7.10	综合(办公)	2052.10.1 0	无
21	北海水电	杭江国用第 (2013)第 019278号	采荷嘉业大厦5幢 1306室	5.70	综合(办公)	2052.10.1 0	无
22	北海水电	杭江国用第 (2013)第 019277号	采荷嘉业大厦5幢 1307室	9.50	综合(办公)	2052.10.1 0	无
23	北海水电	杭江国用第 (2013)第 019291号	采荷嘉业大厦5幢 1308室	4.00	综合(办公)	2052.10.1 0	无
24	北海水电	杭江国用第 (2013)第 019290号	采荷嘉业大厦5幢 1309室	2.70	综合(办公)	2052.10.1 0	无
25	北海水电	杭江国用第 (2013)第 019302号	采荷嘉业大厦5幢 1310室	7.30	综合(办公)	2052.10.1 0	无
26	北海水电	杭江国用第 (2013)第 019301号	采荷嘉业大厦5幢 1311室	7.40	综合(办公)	2052.10.1 0	无
27	北海水电	杭江国用第 (2013)第 019299号	采荷嘉业大厦5幢 1312室	7.40	综合(办公)	2052.10.1 0	无
28	北海水电	杭江国用第 (2013)第 019298号	采荷嘉业大厦5幢 1313室	7.40	综合(办公)	2052.10.1 0	无
29	北海水电	杭江国用第 (2013)第 019296号	采荷嘉业大厦5幢 1314室	7.40	综合(办公)	2052.10.1 0	无
30	北海水电	杭江国用	采荷嘉业大厦5幢	7.40	综合(办公)	2052.10.1	无

序号	权属	权证号	坐落	使用权面积 (m ²)	用途	终止期限	抵押 情况
	电	(2013) 第 019295 号	1315 室		公)	0	
31	北海水电	杭 江 国 用 (2013) 第 019293 号	采荷嘉业大厦 5 幢 1316 室	4.00	综合 (办 公)	2052.10.1 0	无
32	北海水电	丽国用 (2012) 第 4131 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1107 室	2.20	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
33	北海水电	丽国用 (2012) 第 4133 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1108 室	2.15	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
34	北海水电	丽国用 (2012) 第 4134 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1109 室	2.40	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
35	北海水电	丽国用 (2012) 第 4136 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1110 室	2.35	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
36	北海水电	丽国用 (2012) 第 4135 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1111 室	2.22	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
37	北海水电	丽国用 (2012) 第 4137 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1112 室	2.19	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
38	北海水电	丽国用 (2012) 第 4138 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1207 室	2.20	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
39	北海水电	丽国用 (2012) 第 4139 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1208 室	2.15	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
40	北海水电	丽国用 (2012) 第 4140 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1209 室	2.40	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
41	北海水电	丽国用 (2012) 第 4141 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1210 室	2.35	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
42	北海水电	丽国用 (2012) 第 4142 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1211 室	2.22	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
43	北海水电	丽国用 (2012) 第 4143 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1212 室	2.19	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
44	北海水电	丽国用 (2012) 第 4144 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1307 室	2.20	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
45	北海水电	丽国用 (2012) 第 4145 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1308 室	2.15	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
46	北海水电	丽国用 (2012) 第 4146 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1309 室	2.40	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
47	北海水电	丽国用 (2012) 第 4147 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1310 室	2.35	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
48	北海水电	丽国用 (2012) 第 4148 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1311 室	2.22	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
49	北海水电	丽国用 (2012) 第 4149 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1312 室	2.19	城镇住宅 用地	2078.9.27	无

序号	权属	权证号	坐落	使用权面积 (m ²)	用途	终止期限	抵押 情况
50	北海水电	丽国用(2012)第4179号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1407室	2.20	城镇住宅用地	2078.9.27	无
51	北海水电	丽国用(2012)第4180号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1408室	2.15	城镇住宅用地	2078.9.27	无
52	北海水电	丽国用(2012)第4181号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1409室	2.40	城镇住宅用地	2078.9.27	无
53	北海水电	丽国用(2012)第4182号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1410室	2.35	城镇住宅用地	2078.9.27	无
54	北海水电	丽国用(2012)第4183号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1411室	2.22	城镇住宅用地	2078.9.27	无
55	北海水电	丽国用(2012)第4184号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1412室	2.19	城镇住宅用地	2078.9.27	无
56	北海水电	丽国用(2012)第4150号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1507室	2.20	城镇住宅用地	2078.9.27	无
57	北海水电	丽国用(2012)第4185号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1508室	2.15	城镇住宅用地	2078.9.27	无
58	北海水电	丽国用(2012)第4186号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1509室	2.40	城镇住宅用地	2078.9.27	无
59	北海水电	丽国用(2012)第4187号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1510室	2.35	城镇住宅用地	2078.9.27	无
60	北海水电	丽国用(2012)第4188号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1511室	2.22	城镇住宅用地	2078.9.27	无
61	北海水电	丽国用(2012)第4189号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1512室	2.19	城镇住宅用地	2078.9.27	无
62	北海水电	丽国用(2012)第4190号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1607室	2.20	城镇住宅用地	2078.9.27	无
63	北海水电	丽国用(2012)第4191号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1608室	2.15	城镇住宅用地	2078.9.27	无
64	北海水电	丽国用(2012)第4192号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1609室	2.40	城镇住宅用地	2078.9.27	无
65	北海水电	丽国用(2012)第4193号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1610室	2.35	城镇住宅用地	2078.9.27	无
66	北海水电	丽国用(2012)第4194号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1611室	2.22	城镇住宅用地	2078.9.27	无
67	北海水电	丽国用(2012)第4195号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1612室	2.19	城镇住宅用地	2078.9.27	无
68	北海水电	丽国用(2012)第4196号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1707室	2.20	城镇住宅用地	2078.9.27	无
69	北海水电	丽国用(2012)第4197号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1708室	2.15	城镇住宅用地	2078.9.27	无
70	北海水电	丽国用(2012)	莲都区东方明珠苑	2.40	城镇住宅	2078.9.27	无

序号	权属	权证号	坐落	使用权面积 (m ²)	用途	终止期限	抵押 情况
	电	第 4198 号	27 幢 2 单元 1709 室		用地		
71	北海水电	丽国用(2012)第 4199 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1710 室	2.35	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
72	北海水电	丽国用(2012)第 4200 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1711 室	2.22	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
73	北海水电	丽国用(2012)第 4201 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1712 室	2.19	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
74	北海水电	丽国用(2012)第 4202 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1807 室	2.20	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
75	北海水电	丽国用(2012)第 4151 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1808 室	2.15	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
76	北海水电	丽国用(2012)第 4203 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1809 室	2.40	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
77	北海水电	丽国用(2012)第 4206 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1810 室	2.35	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
78	北海水电	丽国用(2012)第 4204 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1811 室	2.22	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
79	北海水电	丽国用(2012)第 4205 号	莲都区东方明珠苑 27 幢 2 单元 1812 室	2.19	城镇住宅 用地	2078.9.27	无
80	华光潭水电	杭上国用(2002)字第 002788 号	清泰街 507,509 号富 春大厦 1601	10.70	住宅(综 合)	2062.8.25	无
81	华光潭水电	杭上国用(2002)字第 002792 号	清泰街 507,509 号富 春大厦 1602	5.30	住宅(综 合)	2062.8.25	无
82	华光潭水电	杭上国用(2002)字第 002790 号	清泰街 507,509 号富 春大厦 1603	5.30	住宅(综 合)	2062.8.25	无
83	华光潭水电	杭上国用(2002)字第 002794 号	清泰街 507,509 号富 春大厦 1604	5.30	住宅(综 合)	2062.8.25	无
84	华光潭水电	杭上国用(2002)字第 002789 号	清泰街 507,509 号富 春大厦 1605	5.30	住宅(综 合)	2062.8.25	无
85	华光潭水电	杭上国用(2002)字第 002791 号	清泰街 507,509 号富 春大厦 1606	10.70	住宅(综 合)	2062.8.25	无
86	华光潭水电	杭上国用(2002)字第 002795 号	清泰街 507,509 号富 春大厦 1607	4.50	住宅(综 合)	2062.8.25	无
87	华光潭	杭上国用	清泰街 507,509 号富	14.70	住宅(综	2062.8.25	无

序号	权属	权证号	坐落	使用权面积 (m ²)	用途	终止期限	抵押情况
	水电	(2002)字第 002793号	春大厦1608		合)		
88	华光潭 水电	浙(2017)临安 市不动产权第 0010207号	锦城街道·华兴明盛 苑3(3幢601)	98.46	城镇住宅 用地	2076.9.29	无
89	华光潭 水电	浙(2017)临安 市不动产权第 0010208号	锦城街道·华兴明盛 苑4(4幢601)	97.90	城镇住宅 用地	2076.9.29	无
90	华光潭 水电	浙(2017)临安 市不动产权第 0010209号	锦城街道·华兴明盛 苑5(5幢602)	95.10	城镇住宅 用地	2076.9.29	无
91	谢村源 水电	浙(2019)松阳 县不动产权第 0003786号	松阳县新兴镇大畈村 合湖A-01号	7,479.34	水工建筑 用地	2051.4.5	无
92	谢村源 水电	浙(2019)松阳 县不动产权第 0004592号	松阳县新兴镇上源口 村A-01号	1,019.76	水工建筑 用地	2051.4.5	无
93	安民水 电	浙(2019)松阳 县不动产权第 0004596号	松阳县安民乡苏马坪 村	5,592.68	水工建筑 用地	2069.6.3	无
94	安民水 电	浙(2019)松阳 县不动产权第 0004595号	松阳县大东坝镇洋坑 埠头村青石坝A2号	3,629.87	水工建筑 用地	2069.6.3	无
95	岩樟溪 水电	浙(2018)龙泉 市不动产权第 0009500号	龙泉市周村岭脚	1,808.11	水域及水 利设施用 地	2055.9.29	无
96	岩樟溪 水电	浙(2018)龙泉 市不动产权第 0009501号	龙泉市锦溪镇半溪	346.19	水域及水 利设施用 地	2055.9.29	无
97	岩樟溪 水电	浙(2018)龙泉 市不动产权第 0009502号	龙泉市周村	67.80	水域及水 利设施用 地	2055.9.29	无
98	岩樟溪 水电	浙(2018)龙泉 市不动产权第 0009503号	龙泉市锦溪镇半溪	284.68	水域及水 利设施用 地	2055.9.29	无
99	岩樟溪 水电	浙(2018)龙泉 市不动产权第 0009505号	龙泉市周村	654.41	水域及水 利设施用 地	2055.9.29	无
100	岩樟溪 水电	浙(2018)龙泉 市不动产权第 0009506号	龙泉市绿坑	420.47	水域及水 利设施用 地	2055.9.29	无

序号	权属	权证号	坐落	使用权面积 (m ²)	用途	终止期限	抵押情况
101	岩樟溪 水电	浙(2018)龙泉 市不动产权第 0009498号	龙泉市周村大洋洋	4,468.89	水域及水 利设施用 地	2055.9.29	无
102	岩樟溪 水电	浙(2019)龙泉 市不动产权第 0006519号	龙泉市岩樟乡绿坑村 莲子岙	67.27	水域及水 利设施用 地	2069.6.16	无
103	岩樟溪 水电	浙(2019)龙泉 市不动产权第 0006523号	龙泉市岩樟乡绿坑村	4,117.54	水域及水 利设施用 地	2069.6.16	无
104	大洋水 电	浙(2018)景宁 县不动产权第 0006519号	景宁畲族自治县毛垟 乡毛垟村带溪小区 11幢1号	3,566.03	水工建筑 用地	2053.11.2 5	无
105	大洋水 电	浙(2019)景宁 县不动产权第 0002309号	景宁畲族自治县毛垟 乡毛垟村南排自然村 23号	3,458.13	水工建筑 用地	2053.11.2 5	无
106	大洋水 电	浙(2019)景宁 县不动产权第 0002316号	景宁畲族自治县毛垟 乡毛垟村象山路 61 号	1,138.78	工业用地	2053.11.2 5	无
107	大洋水 电	浙(2019)景宁 县不动产权第 0002444号	景宁畲族自治县秋炉 半山村平坦1号	749.45	水工建筑 用地	2052.12.2	无
108	大洋水 电	浙(2019)景宁 县不动产权第 0000257号	景宁畲族自治县沙湾 镇陈田村铁卜岭尾 1 号	2,248.19	水工建筑 用地	2052.12.2	无
109	大洋水 电	浙(2019)景宁 县不动产权第 0002446号	景宁畲族自治县沙湾 镇陈田村铁卜岭尾 2 号	178.28	工业用地	2052.12.2	无
110	龙川水 电	遂政国用 (2008)第0295 号	北界镇坑里潘村下墅	3,033.00	堆渣场	2052.8.14	已抵 押
111	龙川水 电	遂政国用 (2008)第0296 号	应村乡东源村黄家源	3,727.00	拦水坝	2050.8.14	已抵 押
112	龙川水 电	遂政国用 (2008)第0297 号	遂昌县应村乡东源村	2,373.00	拦水坝	2050.8.14	已抵 押
113	龙川水 电	遂政国用 (2008)第0298 号	北界镇坑里潘村下墅	59,513.00	厂房	2050.8.14	已抵 押
114	龙川水 电	遂政国用 (2008)第0299 号	北界镇白水村过路堰	5,721.00	堆渣场	2050.8.14	已抵 押

序号	权属	权证号	坐落	使用权面积 (m ²)	用途	终止期限	抵押情况
		号					
115	龙川水电	遂政国用 (2008)第0300 号	北界镇上坪村	2,465.00	堆渣场	2050.8.14	已抵押
116	龙川水电	遂政国用 (2008)第0301 号	遂昌县应村乡应村村 头	110,792.00	电站大坝	2050.8.14	已抵押
117	衢州光能	浙(2019)衢州市不动产权第 0033560号	衢州市柯城区华墅乡 华墅村610号	2,832.00	工业用地	2066.6.14	无
118	松阳光伏	浙(2018)松阳县不动产权第 0007232号	松阳县赤寿乡龙下村 A1号	3,479.89	工业用地	2066.4.13	无
119	松阳光伏	浙(2016)松阳县不动产权第 0000703号	松阳县西屏街道创宇 桃花源小区32幢1 单元1101	11.69	城镇住宅 用地	2080.4.15	无
120	嘉兴海上风电	浙(2018)平湖市不动产权第 0001847号	平湖市独山港区海辰 路南侧、通港路东侧	13,268.80	公共设施 用地	2068.8.29	无
121	永昌光伏	甘(2018)兰州市不动产权第 0038002号	兰州市城关区皋兰路 街道皋兰路20号第1 单元7层702室	共有宗地面积: 719.67	/	/	无
122	博乐新能源	新(2017)博乐市不动产权第 0000811号	博乐市博五公路以西	1,175,000.30	工业用地	2054.12.1 1	无
123	博乐新能源	新(2017)博乐市不动产权第 0001153号	博乐市博五公路以西	662,124.80	工业用地	2054.12.1 1	无
124	博乐新能源	新(2019)博乐市不动产权第 0004809号	博乐市西外环以南	1,640,271.50	工业用地	2059.7.23	无
125	博乐新能源	新(2019)博乐市不动产权第 0004823号	博乐市西外环以南	587,537.30	工业用地	2059.7.23	无
126	四子王旗能源	蒙(2018)四子王旗不动产权 第0001162号	四子王旗江岸苏木拜 兴图嘎查	10,000.00	工业	2066.5.31	无
127	伊阳能源	新兵(2019)第四师不动产权 第0000212号	第四师七十三团金岗 循环经济产业园区等	10,400.00	工业用地	2066.1.24	无
128	龙游新	浙(2018)龙游	湖镇镇客路村101室	1,586.00	工业用地	2068.1.4	无

序号	权属	权证号	坐落	使用权面积 (m ²)	用途	终止期限	抵押情况
	能源	不动产权第0012311号					
129	博州新能源	新(2020)博乐市不动产权第008143号	博乐市博乌公路西侧(JBW-1-1-2)2幢	2,492.86	工业用地	2054.9.25	无
130	博州新能源	新(2020)博乐市不动产权第008146号	博乐市博乌公路西侧(JBW-1-1-6)6幢	806,864.74	工业用地	2054.9.25	无
131	博州新能源	新(2020)博乐市不动产权第008145号	博乐市博乌公路西侧(JBW-1-1-3)3幢	1,160.21	工业用地	2054.9.25	无
132	博州新能源	新(2020)博乐市不动产权第008144号	博乐市博乌公路西侧(JBW-1-1-4)4幢	1,791.70	工业用地	2054.9.25	无
133	博州新能源	新(2020)博乐市不动产权第008108号	博乐市博乌公路西侧(JBW-1-1-5)5幢	832.90	工业用地	2054.9.25	无
134	博州新能源	新(2020)博乐市不动产权第008109号	博乐市博乌公路西侧(JBW-1-1-1)1幢	352.14	工业用地	2054.9.25	无
135	特克斯太阳能	新(2020)特克斯县不动产权第0001507号	特克斯县呼吉尔特蒙古乡库尔乌泽克村	428.36	工业用地	2070.10.20	无
136	特克斯太阳能	新(2020)特克斯县不动产权第0001508号	特克斯县呼吉尔特蒙古乡库尔乌泽克村	8,952.14	工业用地	2070.10.20	无
137	岩樟溪水电	浙(2021)龙泉市不动产权第0000188号	龙泉市西街街道周村村大泽洋	3,508.72	水工建筑用地	2071.1.17	无
合计				5,165,928.45			

注：根据龙川水电与中国建设银行股份有限公司遂昌支行签订的《最高额抵押合同》，序号110、111、112、113、114、115、116土地已设定抵押。具体情况详见本节“五、（一）2、（1）已取得权证的房屋建筑物”。

（3）未取得权属证书的土地使用权

截至本招股意向书签署之日，洞头风电分公司、金昌电力、宿州新能源存在未取得权属证书的土地使用权，具体明细如下：

序号	土地使用者	坐落	土地使用面积(m ²)	用途	进展
1	洞头风电分公司	洞头县北岙镇白迭村白迭山、东郊	8,393.00	管理房、升压站、配电室、风电机	已签署《国有建设用地使用权出让合同》，

序号	土地使用者	坐落	土地使用面积(m ²)	用途	进展
		村火石山		组、变电箱等	取得《建设用地规划许可证》
2	金昌电力	金川区宁远堡镇西坡村	2,681,769.00	管理房等、升压站、光伏方阵	目前正在办理不动产权证
3	宿州新能源	夹沟镇青山村	2,282.00	管理房、设备间区域	土地用途已转为城镇建设用地,目前正在办理不动产权证
合计			2,692,444.00		

除金昌电力光伏方阵用地外,上述土地主要用于建设电站管理房及配套设施。公司未取得不动产权证的土地占使用土地总面积的 6.84%。上述土地对公司生产经营影响详见本节“五、(一) 2、(2) 未取得权证的房屋建筑物”。

金昌电力未取得产权证书的土地占使用土地总面积的 6.82%。2020 年度,金昌电力营业收入、毛利及净利润占比分别为 4.46%、11.84%、4.93%,不会对发行人的生产经营造成重大不利影响。

上述不动产权证正在办理中,公司正在与主管部门沟通并推进上述土地权属证书办理事宜,洞头风电分公司、金昌电力、宿州新能源已取得相关主管部门出具的合规证明,主管部门均为有权部门。证明主要内容及出具部门如下:

序号	不动产使用人	证明主要内容	出具部门	出具日期
1	洞头风电分公司	自 2016 年 1 月 1 日至今严格遵守土地、规划、建设、林地管理相关法律法规,未压覆矿产资源,未发现本局管辖事项有关的行政处罚记录(无违法用地行为)。	温州市自然资源和规划局洞头分局	2019 年 7 月 18 日
2	金昌电力	金昌市自然资源局于 2019 年 9 月 6 日对金昌电力出具《行政处罚决定书》(金自罚自[2019]01 号),该案件属于我局管辖范围,具体由我局调查办理,该事项不属于重大违法违规行为,不属于重大行政处罚。 除前述情况以外,2016 年 1 月 1 日至今,未发现金昌清能电力有限公司与自然资源管理有关的违法行为及处罚记录。 金昌电力占用金昌市金川区境内土地 2,681,769 m ² ,用于电站管理房及光伏方阵布设,该宗土地审批程序合法,土地及房产的不动产权证正在办理中,不存在实质性障碍,可以按现状继续使用。	金昌市自然资源局金川分局	2019 年 11 月 28 日

序号	不动产使用人	证明主要内容	出具部门	出具日期
3	宿州新能源	自 2020 年 1 月 1 日至今，本局未发现宿州新能源存在违反土地管理的违法行为。宿州新能源在我区夹沟镇青山村投资建设光伏项目的管理房、设备间、升压站用地已取得安徽省人民政府建设用地批复（皖政地（增减挂钩）（2018）270 号）审批手续，供地手续和不动产权证的办理不存在实质性障碍。	宿州市埇桥区自然资源和规划局	2020 年 10 月 30 日

就上述未取得土地使用证的土地相关事项，公司股东浙能集团、新能发展已出具承诺：

①本公司将尽力协助浙江新能及其控股子公司占用的土地及附着建筑物取得不动产权证；

②本公司将尽力确保浙江新能及其控股子公司在办理上述权证期间持续、稳定的使用上述土地及附着建筑物；

③若因浙江新能及其控股子公司相关房屋或土地瑕疵而导致浙江新能产生损失，本公司将及时与政府相关主管部门积极协调磋商，在最大程度上支持浙江新能及其控股子公司正常生产经营，避免或控制损害继续扩大，本公司将按照截至本承诺函出具日持有浙江新能的股份比例对浙江新能由此产生的损失予以补偿。

（4）无需办理权属证书的土地使用权

公司水电子公司华光潭水电、北海水电、安民水电、岩樟溪水电、大洋水电、龙川水电存在水库淹没区，因水库淹没区除蓄水发电功能外，还具有灌溉、防洪、渔业等资源综合利用功能，因此未办理《国有土地使用权证》，上述公司均已取得土地行政主管部门出具的说明，其水库淹没区无需办理《国有土地使用权证》。

2、租赁或以其他方式使用的土地使用权

报告期末，公司通过租赁或以其他方式使用的土地合计 33 宗。

（1）租赁未利用地

根据《关于支持新产业新业态发展促进大众创业万众创新用地的意见》（国

土资规〔2015〕5号)：采取差别化用地政策支持新业态发展。光伏、风力发电等项目使用戈壁、荒漠、荒草地等未利用土地的，对不占压土地、不改变地表形态的用地部分，可按原地类认定，不改变土地用途，在年度土地变更调查时作出标注，用地允许以租赁等方式取得，双方签订好补偿协议，用地报当地县级国土资源部门备案。

截至2020年12月31日，公司子公司通过租赁1-8项未利用地作为光伏方阵用地，未占压土地且未改变地表形态，符合《关于支持新产业新业态发展促进大众创业万众创新用地的意见》(国土资规〔2015〕5号)相关规定。

发行人子公司聚合光伏租赁第9项集体未利用地，用于建设开关站和附属用房。根据《关于支持新产业新业态发展促进大众创业万众创新用地的意见》(国土资规〔2015〕5号)的规定，对项目永久性建筑用地部分，应依法按建设用地办理手续。截至2020年12月31日，该处用地正在办理未利用地征收手续。聚合光伏已办理为期两年的临时用地手续，并取得宁海县自然资源和规划局出具的证明，在此期间，该土地不存在闲置、被征收、强制收回及其他影响聚合光伏正常使用该等土地的情形，聚合光伏合法使用上述土地，不会对其进行处罚。聚合光伏租赁的租赁集体未利用地占地2,666.67m²，占发行人使用土地总面积比例为0.01%，且聚合光伏2020年度产生的营业收入、毛利、净利润占发行人当期营业收入、毛利、净利润的0.29%、0.18%、0.12%。聚合光伏租赁的瑕疵土地面积较小，可以继续使用且不会因此受到处罚，不会对发行人生产经营造成重大影响，对本次发行上市不构成实质性障碍。

截至2020年12月31日，发行人租赁未利用地具体情况如下：

序号	出租方	承租方	用途	租赁面积(m ²)	土地性质	所在地	租赁年限
1	中卫市国土资源局	中卫光伏	光伏方阵用地	436,629.00	国有未利用地	中卫市沙坡头区迎水桥镇	2015.6.16-2040.6.16
2	中卫市国土资源局	中卫太阳能	光伏方阵用地	431,333.33	国有未利用地	中卫市沙坡头区迎镇罗镇山区	2016.5.4-2041.5.4
3	中卫市国土资源局	中卫太阳能	光伏方阵用地	253,260.00	国有未利用地	中卫市沙坡头区迎镇罗镇山区	2016.5.4-2041.5.4
4	新疆生产建设兵团第四师七十三团	伊阳能源	光伏方阵用地	786,666.67	国有未利用地	金岗循环经济产业园区220省道以西	2014.10.15-2039.10.14

序号	出租方	承租方	用途	租赁面积 (m ²)	土地性质	所在地	租赁年限
5	新疆生产建设兵团第六师国土资源局	聚阳能源	光伏方阵用地	799,400.00	国有未利用地	第六师奇台农场八道滩社区六队	2014.6.12-2039.6.11
6	新疆生产建设兵团第六师国土资源局	聚阳能源	光伏方阵用地	713,333.33	国有未利用地	第六师奇台农场八道滩社区五队、六队	2015.8.19-2040.8.18
7	宿州市埇桥区夹沟镇人民政府	宿州新能源	光伏方阵用地	408,000.00	集体未利用地	夹沟镇七里村、青山村、李营村	2015.5-2040.5
8	宿州市埇桥区夹沟镇人民政府	宿州新能源	光伏方阵用地	72,813.33	集体未利用地	夹沟镇青山村、李营村	2015.5-2035.5
9	宁海县长街镇成塘村股份经济合作社	聚合光伏	开关站和附属用房	2,666.67	集体未利用地	长街镇成塘村	2020.1.1-2039.12.31
合 计				3,904,102.33			

(2) 租赁农用地

2017年9月25日，国土资源部、国务院扶贫办、国家能源局联合发布《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》（国土资规〔2017〕8号），明确了“除本文件确定的光伏扶贫项目及利用农用地复合建设的光伏发电站项目（以下简称光伏复合项目）外，其他光伏电站项目用地应严格执行国土资规〔2015〕5号文件规定……对使用永久基本农田以外的农用地开展光伏复合项目建设的，省级能源、国土资源主管部门商同级有关部门，在保障农用地可持续利用的前提下，研究提出本地区光伏复合项目建设要求（含光伏方阵架设高度）、认定标准，并明确监管措施，避免对农业生产造成影响……利用农用地布设的光伏方阵可不改变原用地性质。”《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》（国土资规〔2017〕8号）确认了光伏复合项目在不改变原用地性质的前提下可使用农用地。

长兴新能、松阳光伏、衢州光能、松阳浙源、龙游新能源均为农光互补项目，聚合光伏为渔光互补项目，租赁的下述光伏方阵租赁土地属于《关于支持新产业新业态发展促进大众创业万众创新用地的意见》（国土资规〔2015〕5号）后使

用农用地建设的“农光互补”光伏发电项目。

特克斯太阳能、四子王旗能源在《关于支持新产业新业态发展促进大众创业万众创新用地的意见》（国土资规〔2015〕5号）出台前已租赁17、18、19项农用地用于光伏项目建设，且不属于农光互补项目。

针对第18-19项租赁土地，其占地510,146.67m²，面积占发行人使用土地总面积的1.30%，已取得土地主管部门允许继续使用的文件，且四子王旗能源2020年度产生的营业收入、毛利、净利润占发行人当期营业收入、毛利、净利润的0.91%、0.47%、0.29%。此外，四子王旗能源已取得当地自然资源与规划主管部门出具的证明，确认其未改变土地用途，允许其继续用于光伏电站项目。因此，上述瑕疵不会对发行人正常生产经营构成重大影响，对本次发行上市不构成实质性障碍。

针对第17项租赁土地，特克斯太阳能尚未获取允许其继续用于光伏电站项目的相关文件，但特克斯太阳能已取得当地自然资源与规划主管部门出具的证明，确认不存在重大违法行为。根据特克斯太阳能租赁农用地所在特克斯县呼吉尔特蒙古民族乡人民政府、呼吉尔特蒙古民族乡喀拉萨依村出具的证明内容，协议期间特克斯太阳能合法使用前述土地。上述租赁面积为549,700.00平方米，占公司使用土地总面积的1.40%，占比较小。特克斯太阳能2020年度产生的营业收入、毛利、净利润占发行人当期营业收入、毛利、净利润的0.96%、0.53%和0.27%。对发行人生产经营影响较小。上述行为对本次发行上市不构成实质性障碍。

针对上述租赁土地存在的瑕疵情况，公司股东浙能集团、新能发展已出具承诺：

①本公司将尽力推动和协助浙江新能及其控股子公司取得正常生产经营所需租赁的土地相关的权属证明文件及决策、授权、批准等文件，确保浙江新能及其控股子公司有权继续使用相关土地。

②本公司承诺，若因上述租赁瑕疵导致浙江新能及其控股子公司遭受实际损失的，本公司将按照截至本承诺函出具日持有浙江新能的股份比例对浙江新能由此产生的损失予以补偿。

截至 2020 年 12 月 31 日，公司子公司通过租赁农用地作为光伏方阵用地合计 20 处，具体情况如下：

序号	出租方	承租方	用途	租赁面积 (m ²)	土地性质	所在地	租赁年限	第三方签署
1	浙江新兴工贸有限责任公司	长兴新能	光伏方阵用地	1,588,094.33	国有农用地	长兴县泗安镇长丰村71#、72#、80#、81#地块、二界岭乡东村村84#地块	2015年9月1日起20年，租赁期满后续签5年	长兴县人民政府
2	长兴县泗安镇五丰村经济合作社	长兴新能	光伏方阵用地	7,330.00	集体农用地	泗安镇五丰村八角界牌垦造土地开发项目范围内	2017年10月1日起20年，租赁期满后续签5年	泗安镇土地流转服务中心
3	长兴县泗安镇长丰村经济合作社	长兴新能	光伏方阵用地	68,566.67	集体农用地	位于长兴县泗安镇长丰村丁冲垦造土地开发项目范围内	2017年5月28日起20年，租赁期满后续签5年	泗安镇土地流转服务中心
4	松阳县舜龙山海协作产业园开发有限公司	松阳光伏	光伏方阵用地	700,075.00	集体农用地	赤寿生态工业区块	2015.7.1-2035.6.30，经乙方提出后与乙方继续签订土地使用权租赁合同（续签租赁期间至少5年）	松阳县人民政府
5	衢州市柯城区华墅村经济合作社	衢州光能	光伏方阵用地	292,666.67	集体农用地	华墅村东南	2014.8.1-2038.7.30	衢州市柯城区华墅乡人民政府
6	松阳县赤寿乡红连村股份经济合作社	松阳浙源	光伏方阵用地	44,666.67	集体农用地	赤寿乡红连村缸窑山场	2018.3.20-2038.3.19，租赁期满后续签5年	松阳县赤寿乡人民政府
7	松阳县赤寿乡卯山后村股份经济合作社	松阳浙源	光伏方阵用地	148,333.33	集体农用地	卯山后村石板弄、乌皮山尼、青龙山1号地块	2018.3.20-2038.3.19，租赁期满后续签5年	松阳县赤寿乡人民政府
8	松阳县田寮家庭农场	松阳浙源	光伏方阵用地	186,333.33	集体农用地	西屏街道周垅村白目山一垦、二垦、关溪水库白目山垦造耕地地块	2018.4.12-2038.4.11，租赁期满后续签5年	松阳县西屏街道办事处
9	松阳县大东坝镇人民政府	松阳浙源	光伏方阵用地	313,666.67	集体农用地	大东坝镇明源村仰天堂、基头疗、燕田村木里莲花地块	2018.5.8-2038.5.9，租赁期满后续签5年	/
10	松阳县西屏街道项弄村股份经济合作	松阳浙源	光伏方阵用地	3,100.00	集体农用地	西屏街道项弄村关溪竹栖山	2018.4.12-2038.4.11，租赁期满后续签5年	松阳县西屏街道办事处

序号	出租方	承租方	用途	租赁面积 (m ²)	土地性质	所在地	租赁年限	第三方签署
	社							
11	松阳县西屏街道铺门村村民委员会	松阳浙源	光伏方阵用地	1,333.33	集体农用地	松阳县西屏街道白目山电站权属铺门村地块	2018.4.12-2038.4.11, 租赁期满后续签5年	松阳县西屏街道办事处
12	龙游县湖镇镇客路村经济合作社	龙游新能源	光伏方阵用地	266,666.67	集体农用地	龙游县湖镇镇客路村	2015.11.30-2040.11.29	龙游县湖镇镇人民政府
13	龙游县湖镇镇希唐村经济合作社	龙游新能源	光伏方阵用地	266,666.67	集体农用地	龙游县湖镇镇希唐村	2015.11.30-2040.11.29	龙游县湖镇镇人民政府
14	龙游县湖镇镇客路村村民委员会	龙游新能源	光伏方阵用地	70,000.00	集体农用地	龙游县湖镇镇客路村	2015.12.15-2040.12.14	龙游县湖镇镇人民政府
15	龙游县湖镇镇希唐村股份经济合作社	龙游新能源	光伏方阵用地	32,666.67	集体农用地	龙游县湖镇镇希唐村西章陇	2018.8.1-2043.7.31	龙游县湖镇镇人民政府
16	龙游县湖镇镇客路村股份经济合作社	龙游新能源	光伏方阵用地	110,666.67	集体农用地	龙游县湖镇镇客路村	2019.1.1-2043.12.31	龙游县湖镇镇人民政府
17	呼吉尔特蒙古民族乡人民政府	特克斯太阳能	光伏方阵用地	549,700.00	国有农用地	特克斯县呼吉尔特蒙古民族乡喀拉萨依村春秋草场	2014.5.5-2039.5.5	/
18	郭聪明、王桂香、张翠女、杨亮明、常忠明、王桂英	四子王旗能源	光伏方阵用地	490,000.00	集体农用地	四子王旗江岸苏木	2014.10.24-2027.7.14	四子王旗江岸苏木拜兴图嘎查委员会
19	郭聪明、王桂香、张翠女、杨亮明、常忠明、王桂英	四子王旗能源	光伏方阵用地	20,146.67	集体农用地	四子王旗江岸苏木	2014.10.24-2027.7.14	四子王旗江岸苏木拜兴图嘎查委员会
20	宁海县长街镇成塘村股份经济合作社	聚合光伏	光伏方阵用地	373,333.33	集体农用地	宁海县长街镇成塘村成塘港	2018.6.18-2038.6.17	宁海县长街镇人民政府
	合 计			5,534,012.68				

根据《农村土地承包法》，发包方将农村土地发包给本集体经济组织以外的单位或者个人承包，应当事先经本集体经济组织成员的村民会议三分之二以上成员或者三分之二以上村民代表的同意，并报乡（镇）人民政府批准。

截至本招股意向书签署之日，公司租赁的集体农用地均已取得租赁土地相关村民会议三分之二以上成员或者三分之二以上村民代表同意的决议文件或证明文件。

（3）租赁建设用地

长兴新能、聚阳能源、宁夏新能源租赁建设用地作为升压站用地，具体情况如下。

序号	出租方	承租方	用途	租赁面积（m ² ）	土地性质	所在地	租赁/使用年限
1	浙江新兴工贸有限责任公司南湖林场	长兴新能	升压站等用地	9,594.28	划拨建设用地	长兴县泗安镇长丰村（27中队）	2015年9月1日起20年，租赁期满后续签5年
2	新疆生产建设兵团第六师国土资源局	聚阳能源	升压站等用地	11,097.83	国有建设用地	六师奇台农场八道滩社区三队	2015.5.15-2040.5.14
3	中卫市自然资源局	宁夏新能源	风机基站用地	48台风机基站	国有建设用地	中卫市沙坡头区常乐镇上石棚村、罗泉村、熊家水村	2020.9.3-2045.9.3
合计				20,692.11			

长兴新能租赁浙江新兴工贸有限责任公司南湖林场的土地性质为划拨用地。根据《城镇国有土地使用权出让和转让暂行条例》第四十五条的规定，出租方应就划拨地的出租获得主管部门的批准、办理土地使用权出让手续以及交付土地使用权出让金。

上述土地位于浙江省湖州市长兴县泗安镇长岗岭村，不属于市、县城、建制镇、工矿区范围。据此，上述租赁土地不属于《城镇国有土地使用权出让和转让暂行条例》规定的城镇国有土地的范围，不适用《城镇国有土地使用权出让和转让暂行条例》的规定。

（4）其他方式使用

《关于支持新产业新业态发展促进大众创业万众创新用地的意见》（国土资规〔2015〕5号）规定：“光伏、风力发电等项目使用戈壁、荒漠、荒草地等未利用土地的，对不占压土地、不改变地表形态的用地部分，可按原地类认定，不改变土地用途，在年度土地变更调查时作出标注，用地允许以租赁等方式取得，双方签订好补偿协议，用地报当地县级国土资源部门备案。”

2018年6月20日，永昌县人民政府下发《关于永昌县河清滩二期100兆瓦并网光伏发电项目建设用地的批复》（永政土发〔2018〕22号）：“同意永昌正泰光伏发电有限公司占用河西堡镇河清公路以南河清滩光电园区内的国有未利用地2,400,000平方米，作为永昌县河清滩二期100兆瓦并网光伏发电项目用地，其中：管理生活区及升压站用地6,741平方米、逆变室用地4,096平方米，共10,837平方米为建设用地，以划拨方式供应，土地用途为公共设施用地。”

2019年7月24日，永昌县自然资源局出具《证明》，永昌光伏自2016年1月1日至今严格遵守土地、规划、建设、林地管理相关法律法规，未发现本局管辖事项有关的行政处罚记录。

目前建设用地已办理《不动产权证》，对于永昌光伏占用的国有未利用地，2019年11月27日，永昌县自然资源局确认，永昌光伏经县政府批准占用位于永昌县河清滩光伏产业园内的国有未利用地面积2,389,163平方米，用于光伏方阵布设，可以按现状继续使用。

（5）土地租赁价格公允性

公司控股子公司土地租赁价格系在遵循相关法律法规的前提下与出租方协商确定，租赁价格定价参照市场价格进行，土地租赁价格公允。

3、海域使用权

截至2020年12月31日，公司及控股子公司占有和使用海域共计2处，面积约828.44公顷，均已取得海域使用权证，具体情况如下：

序号	权利人	权证号	面积（公顷）	用途	使用期限
1	嘉兴海上风电	浙（2018）平湖市不动产权第0039250号	381.2789	电力工业用海	2018.4.23-2046.4.22
2	东台双创新能	苏（2019）江苏省不	447.1609	电力工业用海	2019.7.16-

序号	权利人	权证号	面积（公顷）	用途	使用期限
		动产权第 0000082 号			2047.7.15
合 计			828.4398		

（1）嘉兴海上风电

2018年4月10日，嘉兴海上风电与平湖市海洋与渔业局签订了浙平湖海合2018001号《平湖市海域使用权出让合同》，出让宗海面积381.2789公顷，出让年期为28年，出让金10,625万元。嘉兴海上风电依据上述海域使用权出让合同约定足额缴纳了海域使用权出让金。

2018年5月17日，平湖市国土资源局向嘉兴海上风电核发了浙（2018）平湖市不动产权第0039250号《不动产权证书》。

2020年3月17日，平湖市自然资源和规划局出具《证明》，确认嘉兴海上风电“至目前，无土地、规划、海洋、不动产登记方面的违法行为，未受到我局立案调查及行政处罚情形”。

（2）东台双创新能

2018年7月4日，江苏省海洋与渔业局出具《关于江苏竹根沙（H2#）300MW海上风电项目用海的预审意见》。

2019年6月25日，江苏省自然资源厅出具苏自然资函（2019）442号《江苏省自然资源厅关于江苏竹根沙（H2#）300MW海上风电场项目用海的批复》批准东台双创新能用海总面积447.1609公顷。东台双创新能按照上述批复所附的《海域使用金缴款通知书》足额缴纳了海域使用金。

2019年7月26日，江苏省自然资源厅向东台双创新能核发了苏（2019）江苏省不动产权第0000082号《不动产权证书》。

2020年4月28日，东台市自然资源局和规划局出具《证明》，确认东台双创新能自设立以来在东台市管辖海域范围内严格遵守国家海域管理相关法律法规，未发现非法占用海域等违法用海行为，未受到该局立案查处。

4、商标权

截至 2020 年 12 月 31 日，公司暂无注册商标。公司控股股东浙能集团授权公司及子公司无偿使用其注册的商标，具体情况如下：

序号	注册证号	商标	权属人	商标使用许可范围	有效期限
1	5730638		浙能集团	电能（仅指水电、风电、太阳能发电）	2009.11.28-2029.11.27
2	5731188		浙能集团	电能（仅指水电、风电、太阳能发电）	2009.11.28-2029.11.27

（1）商标授权使用协议的主要内容

2019 年 9 月 23 日，公司与浙能集团签订《商标使用许可合同》，该协议的主要内容如下：

类型	条款主要内容
授权商标	注册号为“5730638”、“5731188”的两项注册商标
授权范围	电能（风力发电、水力发电、太阳能发电）
授权期限	自 2019 年 9 月 23 日至许可商标的有效期限届满之日（若许可商标续展注册的，则自动延至续展注册后的有效期限届满之日）
授权费用	无偿

根据《商标使用许可合同》，商标使用许可的授权期限自 2019 年 9 月 23 日至许可商标的有效期限届满之日（若许可商标续展注册的，则自动延至续展注册后的有效期限届满之日），浙能集团允许公司长期使用上述各商标；基于该等安排，公司可长期使用许可商标。

（2）商标的具体用途、授权使用费用的公允性及对资产完整和独立性的影响

公司实际使用该等商标的主要情形为：使用上述商标图案并结合企业名称作为公司对外标识。公司使用该等商标旨在贯彻浙能集团标识形象管理及建设企业内部文化的要求，以及满足树立企业形象之需要，而非用于具体的产品或服务。

公司主要从事水力发电、光伏发电、风力发电等可再生能源项目的投资、开发、建设和运营管理。公司产品为电力，为无形的产品，在实际销售中无法在产

品上附着使用商标，公司使用何种商标并不影响产品销售，因此，公司主营业务对该等商标不存在依赖。经浙能集团与公司友好协商确定商标许可费用为无偿使用，授权使用费用定价公允。

公司与浙能集团在主营业务、人员、主要资产、机构、财务方面均相互独立，公司生产经营不存在依赖该等商标的情形，浙能集团授权公司使用该等商标对公司资产完整和独立性不会造成不利影响。

(3) 除本公司外使用该等商标的其他企业的经营领域及情况，共用商标是否存在风险、纠纷或潜在纠纷，今后的处置方案

除本公司外使用该等商标的其他企业主要系浙能集团的控股企业，其经营领域及情况详见“附录一 控股股东控制的其他企业简况”，使用上述商标的情况均为贯彻浙能集团标识形象管理及建设企业内部文化的要求而在企业标识等情形使用，浙能集团未来将继续维持目前集团统一管理使用上述商标的模式。

截至本招股意向书签署之日，上述共用商标的情况不存在风险、纠纷或潜在纠纷。

5、专利

截至 2020 年 12 月 31 日，公司及子公司取得的专利情况如下：

序号	专利名称	专利号	专利种类	专利权人	授权日
1	一种基于改进 EMD 分解的尾水管压力脉动综合评价方法	201610388659.8	发明专利	北海水电、武汉大学	2019.01.18
2	基于发电机分支电流的相位比较式差动保护方法及系统	201610537011.2	发明专利	清华大学、北海水电	2019.02.05

6、软件著作权

截至 2020 年 12 月 31 日，公司及子公司共拥有 3 项计算机软件著作权，基本情况如下：

序号	著作权人	软件名称及版本	登记号	权利取得方式	登记日期
1	河海大学常州校区、北海水电	滩坑水电站机电设备多媒体仿真培训	2012SR024117	原始取得	2012.03.29

序号	著作权人	软件名称及版本	登记号	权利取得方式	登记日期
		系统 V1.0			
2	河海大学常州校区、北海水电	滩坑水电站机电设备多媒体仿真培训系统 V2.0	2013SR009767	原始取得	2013.01.30
3	华光潭水电、中国水利水电科学研究院	华光潭数据高级分析展示软件 V1.0	2019SR0952939	原始取得	2019.09.12

六、发行人的特许经营权情况

截至 2020 年 12 月 31 日，公司不存在特许经营权。

七、发行人的研发和技术

（一）研发体系构建

公司一直本着“高起点、重创新、大投入、求实效”的原则，加强科技研发的领导与管理，加大科技投入，坚持科技兴企。公司通过对国内外发电设备、运维系统等先进技术的跟踪，对各类新颁技术标准的掌握，结合企业实际情况，采取合作研发的方式开展研发工作，积极与行业内优秀企业开展研发合作。

公司非常注重利用高校、科研院校、专业研究机构等强大的科研力量，形成了良好的产学研合作机制。公司利用自身丰富的建设管理经验和雄厚的资金实力，先后与清华大学、武汉大学、河海大学等签订了多项技术合作协议，针对技术难题与科研院校共同攻关，实现了企业和科研院校的双赢，既为科研院校解决了研发经费不足的问题，同时为公司的技术创新奠定了坚实的后盾。

（二）合作研发情况

1、合作研发项目

公司主要合作研发的项目如下：

项目名称	合作对象	研发时间	研发内容	研究成果	成果转化情况
滩坑水电站发电机	清华大学	2014.1-2016.12	该项目是基于对 2010 年滩坑 1 号发电机定子绕	提出了适用于水电站技改工作的发电机主保护定量化改造方法，该方	联合申请并取得了发明

项目名称	合作对象	研发时间	研发内容	研究成果	成果转化情况
中性点设备及保护改造研究与应用			组匝间短路故障时双套零序电流型横差保护虽均动作于跳闸、但定子线棒烧毁约 50 根的反事故分析。	法基于对发电机内部故障的全面仿真计算与分析，针对技改发电机分支分组方式已定、分支电流互感器装设方式受到限制的难点，在定量分析的基础上合理确定技改中需增设的保护类型以优化现有主保护配置方案，兼顾技改工作的科学性和实用性。	专利“基于发电机分支电流的相位比较式差动保护方法及系统”。
滩坑水库多时间尺度多模式协同优化调度研究	河海大学	2015.1-2017.12	对滩坑水电站实际调度的调研，绘制更能适合实时运行调度决策要求的充分考虑综合信息的水库优化调度图，减少水电站弃水和不蓄电能损失及其风险，增加水电站的发电效益。	建立了多时间尺度多模式的水库协同优化调度系统，提出了确定不同水文年组最佳发电量、最优控制水位区间以及弃水风险等的方法，构建了基于时间序列和系统理论相结合的水库中长期径流预测集成模型，项目各项技术指标均已完成，其中优化调度模型相较设计调度图多年平均增发电量 3.11%，平均每年创造约 2,040 万元经济效益。	开发了滩坑水库多时间尺度多模式协同优化调度决策支持系统软件。
基于滩坑水电站状态监测数据的故障诊断模型分析与建立	武汉大学	2015.7-2017.12	基于滩坑水电站状态监测数据的故障诊断模型分析与建立项目通过提取和分析滩坑水电站 TN8000 状态监测数据，应用现代故障模型建模方法，建立滩坑水电站中 3 台机组实时状态模型，以期实现初步的运行状态分析，为机组安全稳定运行奠定基础。	项目完成了相关数据库及故障诊断模型搭建。所搭建数据库已于电站现场调试运行，运行结果表明搭建的数据库可实现对状态监测数据及提取的特征数据进行数据存储和管理，达到预期功能要求，开发了主机状态跟踪分析软件；项目提出了尾水管涡带压力脉动状态综合评价方法，并根据实际情况搭建了尾水管涡带压力脉动综合评价模型，对机组稳定性中突出的尾水管涡带压力脉动稳定性实时监测分析，保障机组安全稳定运行。	联合申请并取得了发明专利“一种基于改进 EMD 分解的尾水管压力脉动综合评价方法”。
低风速风电机组选型匹配研究	浙江运达风电股份有限公司	2017.1-2018.12	调研分析低风速风况特点，通过低风速机组选型调研分析，总结我国低风速风电机组的设计、运行的实践经验，同时参考国外先进技术标准，取得低风速风电机组设计及运行重要技术参数，编制一套基于现有低风速资源和各厂家低风速机型，结合上	项目完成了编制《低风速风电机组选型导则》，导则对于低风速风场建设与低风速风电机组选型的规范化及标准化，可作为后续风电项目设备招标基础要求的参考标准，为将来制定企业风电标准规范提供参考，提高了风电场开发流程的准确性。	未申报专利。

项目名称	合作对象	研发时间	研发内容	研究成果	成果转化情况
			述低风速风况特点的研究和风电场设计要点，重点对洞头风电场的风资源、微观选址方案设计和机组选型进行评估，收集运行数据，对前期设计成果进行论证，并提出洞头风电场的技改方案。		
水电站无人值守技术研究与应用示范	中国水利水电科学研究院	2017.9-2019.4	项目围绕华光潭一级电站无人值守、关门运行的目标，依托计算机监控系统、调速系统及自动化元器件等设备设施的改造，重点研究水电厂相关设备的智能诊断、预警、分析指导、移动查询技术，为实现在智能化平台下的“无人值守”水电厂提供支撑。	项目开发完成了以水电厂设备状态监测趋势分析预警技术、IT 设备运行状态智能监管技术、水电厂移动智能终端一体化应用技术为核心的应用系统，实现了水电厂设备的远程智能诊断分析及移动信息查询、数据预警等功能，为华光潭一级电站实现无人值守提供了技术支撑，并完成了水电厂运行环境的全感知交互式监控功能，实现了智慧视频联动、监视。	编制了华光潭数据高级分析展示软件 V1.0 并取得了软件著作权，开发了一套水电站无人值守管理制度。
滩坑水电站大坝运行安全智慧监控平台研究	国家能源局大坝安全监察中心	2019.3-2021.3	研发滩坑水电站大坝安全智能监控平台，通过将数据挖掘、三维全景技术、移动通讯等技术有机结合，更好地开展电力生产、应对突发事件。	尚在研发中。	尚在研发中。
浙能集团新能源智能管控平台研发	浙江省浙能技术研究院有限公司	2019.5-2021.3	以新能源厂（场）站数字化、信息化、标准化、智能化为目标，研制和开发智能一体化平台系统。	尚在研发中。	尚在研发中。
1m ³ /h 氢液化系统关键技术研究及示范	北京航天雷特机电工程有限公司	2019.8-2020.12	设计氢液化系统工艺流程，研制氢液化设备，完成氢液化系统集成，最终实现稳定产生液氢的目标。	尚在研发中。	尚在研发中。

2、公司与清华大学、河海大学、武汉大学合作研发项目中技术成果的归属、主要协议安排、各方主要权利义务及费用承担方式

公司与清华大学、河海大学、武汉大学合作研发项目的基本情况如下：

合作方	清华大学	河海大学	武汉大学
项目名称	滩坑水电站发电机中性点设备及保护改造研究与应用	滩坑水库多时间尺度多模式协同优化调度研究	基于滩坑水电站状态监测数据的故障诊断模型分析与建立
合作时间	2014年1月-2016年12月	2015年1月-2017年12月	2015年7月-2017年12月
项目主要成果	201610537011.2号发明专利	滩坑水库多时间尺度多模式协同优化调度决策支持系统软件	201610388659.8号发明专利
成果归属	清华大学与北海水电共有专利权	项目技术成果由双方共有	北海水电与武汉大学共有专利权
权利义务	北海水电支付开发经费与报酬并组织项目验收；清华大学完成研究开发计划；技术成果由北海水电和清华大学共同所有，任何一方将成果用于滩坑水电站以外或用于其他目的，必须与对方协商并征得同意	北海水电负责项目执行过程中的管理工作，负责组织对项目的验收；河海大学负责执行计划任务书，保证项目目标的实现；项目技术成果由双方共有	北海水电应提供相关资料并支付研究经费；武汉大学完成项目开发；项目技术成果由双方共有
费用承担	北海水电承担开发经费及报酬113万元	北海水电承担费用93万元	北海水电承担费用118万元

3、合作研发技术对公司生产经营的重要程度

公司与清华大学、河海大学、武汉大学合作研发技术对生产经营的重要程度如下：

序号	项目名称	对生产经营的重要程度
1	滩坑水电站发电机中性点设备及保护改造研究与应用	减少了滩坑水电站水电机组主保护拒动率，提高了保护的灵敏性，降低了机组损坏概率，有利于滩坑水电站安全稳定运行
2	滩坑水库多时间尺度多模式协同优化调度研究	提升滩坑水电站水库科学调度水平，为滩坑水电站优化调度提供技术支持
3	基于滩坑水电站状态监测数据的故障诊断模型分析与建立	有效监测电站主要设备和故障诊断，有利于滩坑水电站安全稳定运行

公司与清华大学、河海大学、武汉大学合作研发技术均应用于滩坑水电站，研究内容主要是基于滩坑水电站在实际运行中遇到的具体问题，为滩坑水电站的

优化运行和安全稳定运行提供技术支持，是对公司现有设备和系统的优化和补充，对公司生产经营起辅助作用。

4、公司对合作研发方不存在技术依赖

公司不存在对合作研发方的技术依赖，具体原因如下：

第一，合作研发技术不属于公司生产经营的核心技术，仅为公司现有设备和系统的优化和补充，对公司生产经营起到辅助作用。

第二，公司选择的合作方不具备对该项技术的独占性，研发成果归属于双方共同所有、公司拥有使用权。

第三，公司在合作中占有主动地位，可以在市场上找到其他满足公司研发要求的合作方，不存在对第三方的依赖。

（三）核心技术人员情况

报告期内，公司核心技术人员情况如下：

姓名	职位	专业资格	重要奖项
求晓明	总工程师	正高级工程师	无
贺元启	副总经理	高级经济师	无

报告期内公司的核心技术人员未发生变动。

八、发行人的境外经营及境外资产情况

截至本招股意向书签署之日，公司不存在境外生产经营的情况。

九、公司主要产品和服务的质量控制情况

（一）质量控制标准

公司产品执行的主要质量控制标准如下：

序号	名称	技术标准
1	电能质量电力系统频率偏差	GB/T15945-2008
2	电能质量供电电压偏差	GB/T12325-2008

序号	名称	技术标准
3	电能质量电压波动和闪变	GB/T12326-2008
4	电能质量三相电压不平衡度	GB/T15543-2008
5	电能质量公用电网谐波	GB/T14549-1993
6	电力系统安全稳定导则	DL755-2001
7	电网运行准则	DL/T1040-2007
8	发电机组并网安全条件及评价	GB/T28566-2012
9	光伏电站接入电网技术规定	Q/GDW617-2011
10	光伏发电站接入电力系统技术规定	GB/T19964-2012
11	光伏系统并网技术要求	GB/T19939-2005
12	风电场接入电力系统技术规定	GB/T19963-2011
13	风力发电场安全规程	DL/T796-2012
14	风力发电场运行规程	DL/T666-2012

（二）质量控制措施

公司的主要产品是电力，质量控制的主要内容是确保发电设备安全稳定运行，提高电能质量，符合电网公司的并网要求。

公司高度重视产品质量，严格执行国家及行业标准，围绕技改、检修、科技、技术监督等方面，制定了《电力可靠性管理办法》《电能质量监督标准》《发电企业技术监督管理办法》等一系列管理制度，形成了完备的质量管理体系。公司严格按照各项制度和标准对生产过程进行监督和管理，确保了公司生产产品的质量水平。

公司的产品质量控制由生产安全部统一监督管理，下属电站负责具体实施。电站将电能质量纳入技术监督管理范畴，配备了专业生产技术人员进行管理，确保电能质量达到并网调度要求。具体实施的控制措施包括：第一，日常监督，分析和总结电能质量运行情况，针对薄弱环节进行改进；第二，抓好设备巡检工作，及时发现发电设备缺陷并整改；第三，严格执行年度检修计划，贯彻落实“应修必修，修必修好”的原则，确保设备健康水平；第四，科技兴业，利用科技、技改项目提升设备本质安全和效率，第五，加强专业技术培训，提高生产人员的技术水平，降低人为因素对电能质量的影响。

报告期内，公司质量控制执行情况良好，各电站生产经营活动中未出现重大质量问题。

第七节 同业竞争与关联交易

一、公司独立性

发行人在资产、人员、财务、机构、业务等方面与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业之间相互独立,具有独立完整的采购、生产和销售等业务体系,具备面向市场独立经营的能力。

(一) 资产完整情况

发行人拥有与生产经营有关的主要生产系统、辅助生产系统和配套设施,合法拥有与生产经营有关的主要土地、厂房、机器设备以及商标权、专利权的所有权或使用权。发行人拥有独立完整的采购、生产、销售系统及相关资产,不存在被控股股东或实际控制人及其关联方控制和占用的情况。

(二) 人员独立情况

发行人的总经理、副总经理、总工程师、总经济师、财务负责人、董事会秘书等高级管理人员均专职在发行人处工作并领取薪酬,未在控股股东、实际控制人及其控制的其他企业中担任除董事、监事以外的其他职务,未在控股股东、实际控制人及其控制的其他企业中领取薪酬;发行人的财务人员未在控股股东、实际控制人及其控制的其他企业中兼职。

(三) 财务独立情况

发行人已设立独立的财务部门,配备了专职的财务人员,发行人已建立独立的财务核算体系,能够独立作出财务决策,具有规范的财务会计制度和对分公司、子公司的财务管理制度。发行人在银行独立开立账户,未与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业共用银行账号的情况。发行人独立进行纳税申报和独立履行缴税义务,不存在与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业混合纳税的情况。

（四）机构独立情况

发行人已经按照《公司法》《公司章程》等规定，设置了股东大会、董事会、监事会等公司治理结构并通过了相应的三会议事规则和其他内部规章，聘任了总经理、副总经理、总工程师、总经济师、财务负责人、董事会秘书等高级管理人员。发行人已建立健全内部经营管理机构，独立行使经营管理职权，各机构在人员、办公场所和管理制度等方面均完全独立，不存在与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业机构混同、合署办公的情况。

（五）业务独立情况

发行人拥有独立的生产及辅助生产系统、采购和销售系统，具有面向市场自主经营业务的能力。发行人的业务独立于控股股东、实际控制人及其控制的其他企业，与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业间不存在同业竞争或者显失公平的关联交易。

综上所述，发行人在资产、人员、财务、机构、业务方面与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业相互独立，拥有独立完整的资产结构和业务系统，具有独立面向市场的经营能力。

经核查，保荐机构认为，发行人已达到发行监管对公司独立性的基本要求，发行人关于独立性的披露情况真实、准确、完整。

二、同业竞争

（一）发行人与控股股东、实际控制人不存在同业竞争

发行人的控股股东为浙能集团，实际控制人为浙江省国资委，浙能集团、浙江省国资委不直接从事具体业务的经营，与发行人之间不存在同业竞争。

（二）发行人与控股股东控制的其他企业从事相似业务情况

浙能集团控制的其他企业的基本情况详见本招股意向书第五节之“六、（三）控股股东控制的其他企业情况”。

浙能集团控制的其他企业中与发行人从事相似业务的情形，主要为火力发电、生物质能发电等业务，具体情况如下：

公司名称	股权情况	发电类型	运营装机容量 (万千瓦)
浙能电力	浙能集团 68.47%，兴源节能 3.68%，浙能国际 0.03%	燃煤发电及天然气发电	3,192.447
兴源节能	浙能集团 100%	分布式天然气供能	2.993
		生物质焚烧发电	6.00
新天煤化工	浙能集团 55%	燃煤发电（自备电厂）	15.00
浙能锦江环境	浙江能源香港控股有限公司 29.57%（第一大股东），浙江浙能电力投资（香港）有限公司 25.62%（第二大股东）	垃圾焚烧发电	71.80

注 1：上述装机数据均截至 2020 年 12 月 31 日，其中浙能电力、兴源节能、浙能锦江环境含其控股子公司。

注 2：浙能锦江环境控股有限公司（ZHENENG JINJIANG ENVIRONMENT HOLDING COMPANY LIMITED）注册地开曼群岛，注册号 245144，系新加坡交易所上市公司，股票代码 BWM，由浙能集团通过下属子公司于 2019 年内收购。

注 3：兴源节能下属子公司从事的分布式天然气供能业务主要是为客户提供供冷服务，但存在向电网公司销售电力的情况。

浙能集团控制的其他企业从事火力发电、生物质能发电等业务与发行人不构成同业竞争，主要原因如下：

1、行业分类不同

根据《国民经济行业分类（GB/T 4754-2017）》的分类目录，发行人从事的水力发电、风力发电、光伏发电业务所属行业分类为水力发电（D4413）、风力发电（D4415）和太阳能发电（D4416）。

浙能集团控制的其他发电企业从事的燃煤、天然气发电业务所属行业分类为火力发电（D4411），浙能集团控制的其他发电企业从事的垃圾焚烧、生物质焚烧等发电业务所属行业分类为生物质能发电（D4417）。

综上所述，发行人和浙能集团控制的其他企业从事的发电业务存在明显差异，属于不同的发电类型，所属行业分类不同。

2、发电原理不同

发行人从事的水力发电、风力发电、光伏发电业务的发电原理分别为：水力

发电的基本原理是利用水位落差，用水流来推动水轮机，将水的势能转换为水轮机的机械能，再以机械能带动发电机，将机械能转换为电能；光伏发电的基本原理是利用光生伏特效应通过光伏电池直接把太阳能转化成电能；风力发电的基本原理是直接利用自然界的风力推动叶轮转动带动发电机发电。

浙能集团控制的其他企业从事的燃煤发电、天然气发电、垃圾焚烧发电、生物质焚烧发电等业务，发电原理是利用燃料在燃烧时加热水生成蒸汽，将燃料的化学能转变成热能，蒸汽压力推动汽轮机旋转，热能转换成机械能，然后汽轮机带动发电机旋转，将机械能转变成电能。

综上所述，发行人和浙能集团控制的其他企业从事的发电业务依据的发电原理不同。

3、销售模式不同

(1) 定价机制不同

在我国目前的电力定价机制下，发行人从事风力、光伏和水力发电业务与浙能集团控制的其他发电企业从事的火力发电、生物质能发电等业务均执行不同的上网电价。前述上网电价均系由国家发改委等主管部门出具相关文件决定，与电网企业和发电企业并无直接关系。因此，发行人从事的发电业务与浙能集团控制的其他企业从事的发电业务不存在价格竞争。

(2) 上网政策不同

根据《中华人民共和国可再生能源法》第十四条：“电网企业应当与按照可再生能源开发利用规划建设，依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量。”

根据《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》（国家电力监管委员会令第25号）第四条：“电网企业全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目上网电量，可再生能源发电企业应当协助、配合。”

综上所述，发行人从事的水力发电、风力发电、光伏发电属于可再生能源发电，发行人所发电量由电网企业全额收购，发行人销售电量多少由自身装机容量

和发电能力确定，与浙能集团控制的其他发电企业的装机容量和发电量不存在竞争关系。

4、采购模式不同

(1) 原材料采购不同

发行人从事的水力发电、风力发电、光伏发电业务分别将水的势能、风的动能、太阳的光能转化为电能，其中作为能量转化来源的水能、风能、太阳能均系大自然资源，无需采购。

浙能集团控制的其他从事发电业务企业主要从事的燃煤发电、天然气发电，以及垃圾焚烧发电、生物质焚烧发电等利用热能进行发电的业务，其发电过程中作为能量转化来源的原材料分别为煤炭、天然气、垃圾、秸秆竹节等，其供应商主要为煤炭、天然气、秸秆竹节等的销售企业，以及少量自然人农户等。

综上所述，发行人的主要原材料供应商与浙能集团控制的其他从事发电业务企业的原材料不存在重合的情形，在原材料采购方面不存在竞争关系。

(2) 设备采购不同

发行人光伏发电项目的设备采购主要为光伏组件与光伏支架，风力发电项目的设备采购主要为风力发电机组、风电机组配套塔架，水力发电项目的设备采购主要为水轮机与发电机。

浙能集团控制的其他从事发电业务企业的设备采购主要是燃煤机组、锅炉、蒸汽轮机、燃气轮机等。

综上所述，发行人与浙能集团控制的其他从事发电业务企业的设备采购不同，不存在竞争关系。

5、规划选址不存在竞争关系

风力发电和光伏发电项目必须建设在风资源和太阳能光照资源相对丰富的地区，水力发电项目必须建设在河流众多、径流丰沛、落差巨大，蕴藏着非常丰富水能资源的地区；火力发电选址则需要综合考虑原料运输和电力输出方便的地区，以降低燃料采购成本或电力输出成本；生物质能发电必须建立在农业或林业

主产区，以保证燃料供应。一个地区规划建设了火力发电、生物质能发电项目，不会限制建设新能源发电项目，反之亦然。

综上所述，公司与浙能集团控制的其他从事发电业务企业在商业机会方面不存在竞争关系。

6、客户部分重叠，但不构成实质性竞争关系

公司客户与浙能电力等主体的客户存在部分重叠，均为当地电网公司，原因是电力产品具有特殊属性，不同于其他产品。根据《中华人民共和国电力法》（2018年修订）等法规的规定，供电企业在批准的供电营业区内向用户供电。供电营业区的划分，应当考虑电网的结构和供电合理性等因素，一个供电营业区内只设立一个供电营业机构。由上可见，公司与浙能电力等主体的客户存在部分重叠亦为法律规定的结果。另外，为了确保电力安全，电力调度由各地区电网公司统一安排，浙能集团无法影响电网公司向最终用户进行电力销售。

（1）与公司光伏发电市场化交易不存在实质性竞争关系

发行人下属位于甘肃、宁夏、新疆（除伊阳能源）、青海、内蒙古的集中式光伏电站的部分电量参与市场化交易，发行人下属位于其他省份的集中式光伏电站以及分布式光伏电站未参与市场化交易。

控股股东浙能集团控制的其他企业在甘肃、青海、内蒙古三个发行人市场化交易区域内未开展业务，在新疆、宁夏存在从事发电业务的情形，系火力发电和生物质能发电，具体情况如下：

序号	公司名称		股权结构	主营业务	发电类型	业务区域
1	浙能电力的控股子公司	浙能阿克苏热电有限公司	浙能电力 100%	火力发电	燃煤发电	新疆
2		宁夏枣泉发电有限责任公司	浙能电力 51%	火力发电	燃煤发电	宁夏
3	浙能锦江环境的控股子公司	银川中科环保电力有限公司	杭州锦环投资有限公司 96.93%、临安嘉盛环保有限公司 3.07%	生物质能发电	垃圾焚烧发电	宁夏

序号	公司名称		股权结构	主营业务	发电类型	业务区域
4	公司	中卫市绿能新能源有限公司	临安嘉盛环保有限公司 100%	生物质能发电	垃圾焚烧发电（在建）	宁夏
5	伊犁新天煤化工有限责任公司		浙能集团 55%	煤制天然气	自备电厂的燃煤发电（自用）	新疆

①发行人光伏发电业务与关联方的发电业务属于不同的发电类型，不构成同业竞争

发行人在新疆、宁夏从事的业务为光伏发电，关联方在上述区域从事的业务为火力发电和生物质能发电，上述业务属不同的发电类型，存在显著差异，不构成同业竞争。

②关联方在新疆、宁夏的发电业务对发行人下属光伏电站部分电量参与市场化交易不存在利益冲突

中卫市绿能新能源有限公司垃圾焚烧发电项目尚未建成及并网发电；新天煤化工发电项目系为自备电厂的燃煤发电项目，用于煤化工主营业务的自用发电，不上网售电，因此，前述两家企业与发行人不存在业务竞争关系。

发行人、控股股东及其关联方在新疆、宁夏参与市场化交易的电量占上述区域发电量的比例较小，不存在利益冲突。电力产品市场化交易的核心内容是还原电力产品的商品属性，通过供需关系形成电力价格。由于电力市场价格是市场参与主体共同形成的结果，包括发行人、控股股东及其关联方在内的任一主体无法单方面决定该等结果。另外，电力调度由各地区电网公司统一安排，发行人、控股股东及其关联方都无法影响电力调度和供应分配，无法参与到电力的分配当中，既没有权力，也不可能将电力在各公司之间进行分配，各方在电力销售上不存在竞争关系。

（2）与公司水力发电业务不存在实质性竞争关系

①发行人水电业务与浙能集团控制的其他企业的发电业务不存在同业竞争

发行人的水电业务均位于浙江省内，而关联方位于浙江省内的发电企业主营业务为火力发电（包括燃煤发电、天然气发电等）、生物质能发电（包括垃圾焚烧发电、污泥焚烧发电等）。水力发电与火力发电、生物质能发电分属不同的发

电类型，存在显著差异。

②浙江省的水电享受全额保障性收购，控股股东控制的其他企业对发行人不构成业务竞争

发行人的水电业务均位于浙江省内，根据水电业务相关政策及浙江省电力市场交易规则，发行人下属水电站所发电量均享受全额保障性收购政策，优先于火电等非可再生能源发电量。因此，可再生能源发电与火力发电不属于同一收购序列，不存在业务竞争关系。

③浙江省电力供需缺口较大，发行人所发电量均能被全额保障性收购

从浙江省的电力需求和供应看，浙江地区电力需求市场容量较大，全省发电量与浙江省全社会用电量有较大的缺口，具体如下：

项 目	2019 年	2018 年	2017 年
浙江省全省发电量（亿千瓦时）	3,351.00	3,353.60	3,259.20
浙江省全社会用电量（亿千瓦时）	4,706.00	4,532.80	4,192.63
供需缺口（亿千瓦时）	1,355.00	1,179.20	933.43

由上可见，浙江省电力需求较大，但电力供应存在较大缺口，浙江省内水电业务政策能够保证发行人水电业务发电量被电网公司全额收购。

发行人与浙江省内关联方的发电业务分属不同的发电类型，故不构成同业竞争，且浙江省电力需求较大，电力供应存在较大缺口，浙江省内水电业务政策能够保证发行人水电业务发电量被电网公司优先全额收购，因此，发行人的水电业务与控股股东及其关联方不存在业务竞争关系。

综上所述，虽然公司与浙能电力等主体的客户存在部分重叠，但两者间不存在竞争关系。

由于浙能电力、兴源环境、新天煤化工、浙能锦江环境等公司的火力发电、生物质能发电与发行人之间不存在同业竞争，因此上述公司将继续保留和发展上述发电业务。

（三）发行人与控股股东控制的其他企业从事相同业务情况

浙能集团控制的其他企业中与发行人之间存在从事相同业务的情形，具体情况如下：

序号	公司名称	主营业务	发电类型	装机容量 (万千瓦)
1	浙能电力	火力发电	集中式光伏	12.401
			分布式光伏	3.808
2	长广集团	煤炭挖掘与销售、熟料与水泥、环保工程施工、脱硫 BOT、固废处置等	集中式光伏	1.027
			分布式光伏	0.022
3	兴源节能	环保技术研发与咨询服务(合同能源管理服务)、石料开采与销售、招投标代理服务、仓储服务、生物质能发电	分布式光伏	0.144

注 1：上述装机数据均截至 2020 年 12 月 31 日。

注 2：浙能电力拥有集中式光伏发电项目的主体为嘉兴发电、乐清发电、台二发电、舟山煤电、温州发电五家下属子公司。

注 3：浙能电力拥有分布式光伏发电的主体为长兴发电、慧泽能源、北仑发电、兰溪发电、浙能能服、台电工程技术有限公司六家下属子公司，兴源节能拥有分布式光伏发电项目的主体为下属子公司龙泉生物质。

1、集中式光伏发电项目

（1）项目相关情况

①项目概况

集中式光伏发电项目共 6 个，合计装机容量为 13.43 万千瓦，占发行人截至 2020 年 12 月 31 日已投产光伏发电项目装机容量的 8.53%。其中 5 个集中式光伏发电项目的持有主体为浙能电力的下属子公司嘉兴发电、乐清发电、台二发电、舟山煤电、温州发电，剩余 1 个集中式光伏发电项目的持有主体为长广集团。上述项目均为相关公司直接持有，未单独成立项目子公司，具体情况如下：

序号	项目名称	装机容量 (万千瓦)	持有主体	所在地	持有主体 主营业务	是否纳入补 贴项目清单
1	嘉兴发电光伏项目一期	3.00	嘉兴发电	浙江省嘉兴市	火力发电	否
2	32.5MW 厂区光伏项目	3.25	台二发电	浙江省台州市	火力发电	否
3	六横电厂光伏项目	3.29	舟山煤电	浙江省舟山市	火力发电	否
4	乐清发电 25MW 光伏项目	2.50	乐清发电	浙江省乐清市	火力发电	否

序号	项目名称	装机容量 (万千瓦)	持有主体	所在地	持有主体 主营业务	是否纳入补 贴项目清单
5	厂内光伏项目	0.36	温州发电	浙江省温州市	火力发电	否
6	东风芥地面光伏项目	1.03	长广集团	浙江省湖州市	煤炭开采 销售	否
合 计		13.43				

②项目建设背景

2016年2月，国家能源局下发《国家能源局关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》（国能新能〔2016〕54号），要求火电企业配比可再生能源项目，到2020年，对权益火电发电装机容量超过500万千瓦的发电企业，非水电可再生能源发电量应达到全部发电量的9%以上，若无法实现，则需通过市场交易购买配额。为了响应国家政策和测评要求，控股股东及其关联方投资建设了上述光伏项目。

2018年3月，国家能源局下发《可再生能源电力配额及考核办法》（征求意见稿），不再对发电企业进行配额考核。随着2018年国家能源局对上述配额制政策作出调整，控股股东及其关联方随即停止了火电企业发展光伏项目的计划。

上述项目系在响应国家促进清洁能源的号召，为了缓解配额制政策对火电企业的不利影响，利用厂区内边角区域实施节能发电。项目所属企业的主业并非光伏发电，浙能电力五家下属子公司主要从事火力发电业务，长广集团主要从事煤炭开采销售等业务，上述项目的建设均系为了避免土地闲置，而非为了变更主业参与光伏发电业务竞争。其中，温州发电光伏电站项目系利用厂区内道路边草坪、水池等闲置区域建设；长广集团则是在已经废弃的长兴县煤山镇东风芥煤矿用地建设光伏发电项目；嘉兴发电等4家公司则是利用暂时闲置的火电建设项目用地。

③项目运营情况

2020年度，上述项目营业收入合计为13,394.44万元，其中电价补贴（国补和省补）收入8,017.19万元（上述营业收入系根据上网电量和相关批复电价计算）；截至2020年12月31日，上述项目光伏发电设施原值74,978.83万元、净值62,373.27万元。（上述财务数据未经审计）

(2) 集中式光伏项目所属企业未对发行人独立性造成影响

① 公司与各主体相互独立

浙能电力五家下属子公司、长广集团的成立、历次股权变动过程均独立于发行人。发行人系由水电集团整体变更而来，承继了水电集团的全部资产和业务。发行人拥有独立完整的与其业务经营有关的生产系统、辅助生产系统和配套设施，与浙能电力五家下属子公司、长广集团之间不存在资产混同的情形。

公司高级管理人员均在公司工作并领取薪酬，未在浙能电力五家下属子公司、长广集团担任除董事、监事以外的职务，亦未在浙能电力五家下属子公司、长广集团领薪，公司财务人员未在前述企业领薪。公司在人员方面独立于控股股东及其控制的其他企业。

浙能电力五家下属子公司、长广集团的主营业务均非光伏发电业务，其拥有的集中式光伏发电项目的装机容量极小，浙能电力五家下属子公司的集中式光伏项目装机容量为 13.43 万千瓦，仅为其主营业务火力发电装机容量的 0.42%。长广集团的主营业务系煤炭开采与销售、石料开采与销售，不属于发电业务。光伏电站的开发、运营并非上述公司的主营业务。

综上所述，集中式光伏项目所属企业主营业务为火力发电、煤炭的开采与销售等，发行人与集中式光伏项目所属企业在历史沿革、资产、人员、主营业务、交易及资金往来情况等方面相互独立。双方的主要客户存在部分重合，但电力调度由各地区电网公司统一安排，发行人和上述集中式光伏项目所属企业都无法影响电力调度和供应分配，各方在电力销售上不存在竞争关系；主要供应商存在部分重合，但是各方交易相互独立，不存在利益冲突。发行人不存在通过关联交易及资金往来调节收入利润或成本费用、对发行人利益输送的情形。因此，发行人与集中式光伏项目所属企业的主营业务不构成同业竞争。

② 电力销售不存在利益冲突

根据国家和浙江省可再生能源发电相关政策，电力调度由国家电网统一安排，光伏发电企业间无法调剂电量供应和销售。浙江省受土地、光照资源限制，可开发的光伏发电资源较稀缺，浙江省光伏发电上网电量占浙江省总用电量比例

极小，在目前及可预见的未来，浙江省光伏发电等新能源项目不会纳入电力交易市场范畴，上网电量将按照批复电价执行全额保障性收购，不存在电力市场竞争。控股股东及其关联方控制的在浙江省内的光伏发电项目，与发行人所属水力发电、光伏发电和风力发电项目，在浙江省电力市场中不存在替代性、竞争性和利益冲突。

(3) 发行人与该等集中式光伏发电项目已不存在同业竞争

① 已通过签署《光伏资产长期运行管理服务协议》解决同业竞争

2019年12月，发行人（协议乙方）已与浙能电力五家下属子公司、长广集团（协议甲方）签订《光伏资产长期运行管理服务协议》（后更名为《光伏资产委托经营协议》），根据协议，甲方委托给乙方实施的经营包括但不限于对标的资产的生产经营权、物资管理权、人事管理权等，乙方负责标的资产的经营各项活动，甲乙双方按年度结算委托经营费（委托经营费=标的资产年度实际收益-标的资产年度基准收益）。

A、通过签订《光伏资产委托经营协议》能够有效解决发行人与相关企业之间可能的经济利益让渡风险

a. 双方经济利益划分清晰

签订《光伏资产委托经营协议》后，发行人与关联方对光伏资产的经济利益进行了清晰的划分。关联方因继续持有光伏资产，基于其投入考虑，享有基准收益；因由发行人进行光伏发电业务的委托经营，发行人获得实际收益与基准收益的差额部分，享有/承担相应的委托经营收益/风险。因此，关联方在相关资产经济利益上与发行人不存在利益冲突。

b. 委托经营费定价公允

根据协议条款，年度委托经营费=标的资产年度实际收益-标的资产年度基准收益。标的资产年度基准收益系根据往年的实际发电量、上网价格、往年的各项成本、费用金额情况综合确定，依据充分；且标的资产年度实际收益和标的资产年度基准收益均需经发行人指定的会计师事务所审核，委托经营费具有公允性。

B、通过签订《光伏资产委托经营协议》能够有效解决发行人与相关企业之

间的同业竞争问题

签订《光伏资产委托经营协议》后，发行人享有标的资产的生产经营权、人事管理权和物资管理权等经营光伏电站的主要权利，发行人可以通过行使相关权利，决定受托经营资产的日常经营管理或对该等日常经营管理施加重大影响，关联方不再实际开展光伏发电业务，能够消除发行人与关联方之间的竞争关系，防止关联方损害发行人潜在商业利益，因此能够有效解决同业竞争。

综上所述，通过签订《光伏资产委托经营协议》，发行人与关联方对标的资产的经济利益进行了清晰的划分，能有效避免经济利益、商业机会让渡风险，发行人可以对标的资产的日常经营进行管控，避免关联方实际开展光伏电站业务，避免其损害发行人利益，能够有效解决同业竞争。

②发行人未收购相关项目解决同业竞争的原因

A、该等光伏项目均尚未纳入补贴项目清单

6个集中式光伏项目均尚未纳入补贴项目清单，如发行人收购上述项目进而变更项目资产持有主体，由于我国现行可再生能源相关法律法规未明确规定未纳入可再生能源电价附加资金补助目录的光伏发电项目（未成立项目公司）变更项目投资主体事项的审核条件，亦未明确光伏发电项目变更投资主体后是否能继续获得可再生能源电价附加资金补助，另考虑目前可再生能源基金缺口大、拨付滞后之背景，则可能导致相关光伏项目无法取得补贴或延后取得可再生能源电价附加补助资金，损害公司、公司及股东的利益。上述情况不利于国有资产的保值增值，亦可能损害发行人或浙能电力等相关方的利益。

B、部分光伏项目系利用火力发电项目预留土地建设

根据相关规划，嘉兴发电、台二发电、舟山煤电、乐清发电4家公司的闲置区域系为建设火力发电项目，4家公司根据该等规划取得了相应的土地使用权或海域使用权。国家发展改革委、国家能源局、国家环境保护部于2014年出台《关于印发能源行业加强大气污染防治工作方案的通知》（发改能源〔2014〕506号），限制煤炭在能源中的消费比例，4家公司原计划进行的火力发电新建、扩建项目也随之暂停。为避免土地闲置，合理利用原火力发电项目预留场地，4家公司在

上述预留场地上建设光伏发电设施。

由于浙江省是电力净输入大省、电力消费量大，火力发电技术进步对环境的影响也在逐渐减少，上述用地项目规划并未改变，浙能电力的火力发电新建、扩建项目获批后，相应光伏发电设施将被拆除。

如浙能电力将光伏资产转让给发行人，一方面发行人面临资产随时被拆除的风险，另一方面浙能电力不能根据项目规划自主决定光伏资产处置，不利于维护双方及其股东的利益。

C、光伏项目资产较难清晰分割

由于6个集中式光伏项目的光伏设施建造在各自公司的厂区内，其中嘉兴发电等5个集中式光伏项目与火力发电项目共用部分发电设施，不同发电业务之间难以从物理上进行清晰分割。

D、收购将导致大额的关联交易

上述项目系利用闲置场所建设，即使光伏组件等设备进行转让，但由于相关场地因有特定规划用途以及难以分割等客观因素，如发行人收购上述项目，场地使用权无法一并转让，发行人大面积的生产经营场所需向关联方租赁，将新增较大金额的关联交易，影响发行人的独立性。

E、项目收购后被拆除，旧光伏设备将不具有经济价值

如前所述，嘉兴发电、台二发电、舟山煤电、乐清发电的集中式光伏项目系建设在火电项目预留场地上，未来火电项目获批后，相应光伏发电设施将被拆除。由于光伏技术的革新，以及新旧项目在区域、拆建时间、技术等方面较难匹配，旧光伏组件难以运用在新建光伏项目上，也难以向第三方处置，因此，光伏组件拆除后，旧的光伏设备基本上不具有经济价值，将对发行人造成重大损失。

在上述背景下，若发行人收购相关项目，将存在无法取得补贴或延后取得可再生能源电价附加补助资金的潜在风险；以及由于光伏发电设施拆除、旧光伏设备经济价值不高，将对发行人造成重大损失。因此，发行人采用委托经营模式解决集中式光伏项目的同业竞争问题，而未收购相关光伏资产，具有合理性。

2、分布式光伏发电项目

(1) 项目相关情况

①项目概况

浙能电力六家下属子公司、长广集团、龙泉生物质持有 22 个分布式光伏发电项目，装机容量合计为 3.974 万千瓦，占发行人截至 2020 年 12 月 31 日已投产光伏发电项目装机容量的 2.53%，具体情况如下：

序号	项目名称	装机容量 (万千瓦)	并网模式	所在地	持有主体	委托经营情况	
1	黄姑水泵房光伏发电项目	0.015	自发自用，余 量上网	浙江省嘉 兴市	嘉兴发 电	已委托 经营	
2	广陈水泵房光伏发电项目	0.01					
3	嘉兴发电光伏项目二期	0.50					全额上网
4	长兴发电 1 号站	0.125	全额上网	浙江省湖 州市	长兴发 电	已委托 经营	
5	长兴发电 2 号站	0.16					
6	捷通物流 3 号站	0.0508	自发自用，余 量上网	浙江省湖 州市	浙能电 力的控 股子公 司	未委托 经营	
7	天达环保 4 号站	0.0877					
8	诺力机械光伏项目	0.407					
9	新农都一期项目	0.0627					
10	紫琅衬布光伏项目	0.0613	自发自用，余 量上网	浙江省湖 州市		慧泽能 源	未委托 经营
11	北仑发电厂内光伏项目	0.5298	全额上网	浙江省宁 波市		北仑发 电	已委托 经营
12	灵洞厂区项目	0.1752	全额上网	浙江省金 华市		兰溪发 电	已委托 经营
13	碧霞宫灰库项目	0.1973					
14	东海翔 1 号	0.2143	自发自用，余 量上网	浙江省台 州市		浙能能 服	未委托 经营
15	东海翔 2 号	0.2163					
16	东海翔 3 号	0.2587					
17	东海翔 4 号	0.3548					
18	东海翔 5 号	0.1775					
19	东海翔 6 号	0.1248					
20	利丰洁具屋顶分布式光伏 发电项目	0.08	自发自用，余 量上网	浙江省台 州市		台电工 程	未委托 经营
21	本部分布式光伏项目	0.0217	自发自用，余 量上网	浙江省湖 州市	长广集团		未委托 经营
22	本部分布式光伏项目	0.144	自发自用，余	浙江省丽	龙泉生物质		未委托

序号	项目名称	装机容量 (万千瓦)	并网模式	所在地	持有主体	委托经营情况
			量上网	水市		经营
合计		3.9739				

注 1：2019 年 12 月，发行人与嘉兴发电签订《光伏资产委托经营协议》时已将嘉兴发电厂区内黄姑水泵房光伏项目、广陈水泵房光伏发电项目两个分布式光伏项目（自发自用，余量上网）一并纳入协议范围。

注 2：发行人于 2020 年 12 月与长兴发电、北仑发电、兰溪发电签订《光伏资产委托经营协议》，将上述 3 家关联方拥有的 5 个全额上网的分布式光伏项目由发行人委托经营。

发行人关联方持有的 22 个分布式光伏项目中，6 个项目的并网模式为“全额上网”，合计装机容量 1.69 万千瓦；16 个项目的并网模式为“自发自用、余量上网”，合计装机容量 2.29 万千瓦，所发电量以自用为主。

②项目建设背景

2016 年 2 月，国家能源局下发《国家能源局关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》（国能新能（2016）54 号），要求火电企业配比可再生能源项目，到 2020 年，对权益火电发电装机容量超过 500 万千瓦的发电企业，非水电可再生能源发电量应达到全部发电量的 9% 以上，若无法实现，则需通过市场交易购买配额。为了响应国家政策和测评要求，控股股东及其关联方投资建设了上述光伏项目。

2018 年 3 月，国家能源局下发《可再生能源电力配额及考核办法》（征求意见稿），不再对发电企业进行配额考核。随着 2018 年国家能源局对上述配额制政策作出调整，控股股东及其关联方随即停止了火电企业发展光伏项目的计划。

（2）分布式光伏项目所属企业未对发行人独立性造成影响

①公司与各主体相互独立

浙能电力六家下属子公司、长广集团、龙泉生物质的成立、历次股权变动过程均独立于发行人。发行人系由水电集团整体变更而来，承继了水电集团的全部资产和业务。发行人拥有独立完整的与其业务经营有关的生产系统、辅助生产系统和配套设施，与浙能电力六家下属子公司、长广集团、龙泉生物质之间不存在资产混同的情形。

公司高级管理人员均在公司工作并领取薪酬，未在浙能电力六家下属子公司、长广集团、龙泉生物质担任除董事、监事以外的职务，亦未在浙能电力六家下属子公司、长广集团、龙泉生物质领薪，公司财务人员未在前述企业领薪。公司在人员方面独立于控股股东及其控制的其他企业。

浙能电力六家下属子公司、长广集团、龙泉生物质的主营业务均非光伏发电业务，其拥有的分布式光伏发电项目的装机容量极小，浙能电力六家下属子公司的分布式光伏项目装机容量为 3.808 万千瓦，仅为其主营业务火力发电装机容量的 0.12%。长广集团的主营业务系煤炭开采与销售、石料开采与销售，不属于发电业务。龙泉生物质分布式光伏发电项目的装机容量为 0.144 万千瓦，仅为其主营业务生物质能发电装机容量的 4.8%。光伏电站的开发、运营并非上述公司的主营业务，相关公司开发上述分布式光伏项目的目的系利用厂区的闲置自有土地、厂房屋顶，提高闲置资源的利用效率，并非为了将主营业务变更为光伏发电。

综上所述，发行人与分布式光伏项目所属企业在历史沿革、资产、人员、主营业务、交易及资金往来情况等方面相互独立。双方的主要客户存在部分重合，但电力调度由各地区电网公司统一安排，发行人和上述分布式光伏项目所属企业都无法影响电力调度和供应分配，各方在电力销售上不存在竞争关系；主要供应商存在部分重合，但是各方交易相互独立，不存在利益冲突。发行人不存在通过关联交易及资金往来调节收入利润或成本费用、对发行人利益输送的情形。因此，分布式光伏项目所属企业不影响发行人独立性，不构成同业竞争。

②电力销售不存在利益冲突

发行人关联方所持有的 22 个分布式光伏项目的并网模式主要为“自发自用，余量上网”，少量为“全额上网”，前述分布式光伏项目 2019 年度上网电量占浙江省 2019 年全社会用电量 4,706 亿千瓦时的 0.0045%，占比极低，不存在利益冲突。

根据国家和浙江省可再生能源发电相关政策，电力调度由国家电网统一安排，光伏发电企业间无法调剂电量供应和销售。浙江省受土地、光照资源限制，可开发的光伏发电资源较稀缺，浙江省光伏发电上网电量占浙江省总用电量比例极小，在目前及可预见的未来，浙江省光伏发电等新能源项目不会纳入电力交易市场范畴，上网电量将按照批复电价执行全额保障性收购，不存在电力市场竞争。

控股股东及其关联方控制的在浙江省内的光伏发电项目，与发行人所属水力发电、光伏发电和风力发电项目，在浙江省电力市场中不存在替代性、竞争性和利益冲突。

(3) 发行人与该等分布式光伏发电项目不存在同业竞争

① 分布式光伏的特点、与集中式光伏的差异

集中式光伏发电项目是指发出电力在高压侧并网的光伏项目，集中式光伏电站发出的电力直接升压并网，由电网公司统一调度。分布式光伏发电项目是指发出电力在用户侧并网的光伏项目。

集中式光伏发电项目与分布式光伏发电项目相比较，主要在接入电网方式、资质监管等级、装机容量规模、电压等级和安装设备、商业目的、消纳方式等方面存在差异。

② 已通过签署《光伏资产委托经营协议》避免利益冲突

2020年12月，为避免可能产生的利益冲突，长兴发电、北仑发电、兰溪发电等三家“全额上网”分布式光伏项目所属企业与发行人签署《光伏资产委托经营协议》，将全部“全额上网”的项目委托给发行人经营，委托经营期限自2021年1月1日开始，其他主要协议条款与集中式光伏项目相同。自2021年1月1日起，剩余未委托经营的14个项目全部为“自发自用、余量上网”分布式光伏项目，合计装机容量为2.26万千瓦，占发行人光伏项目装机容量的比例为1.44%，占比较小。

综上所述，分布式光伏项目所属企业不影响发行人独立性，不构成同业竞争；关联方已将所有“全额上网”分布式光伏项目委托给发行人经营，剩余未委托经营的14个项目全部为“自发自用、余量上网”项目，单个规模、总规模均较小，占发行人光伏项目装机容量的比例仅为1.44%，且所发电量以自用为主，上网电量占发行人光伏销售电量的比例仅为0.7%左右，与发行人的光伏发电项目不会产生利益冲突。

3、《光伏资产委托经营协议》相关内容

(1) 《光伏资产委托经营协议》主要内容

① 《光伏资产委托经营协议》主要权责

根据协议约定，发行人享有标的资产的生产经营权、物资管理权、人事管理权等，但是不享有标的资产的所有权和处置权，包括但不限于拆除、转让、抵押或设置其他权利限制。关联方需根据发行人的要求聘任、更换合格的人员，并由发行人对相关人员进行工作指导、考核、管理，标的资产的备品备件采购、检修维护方案由发行人审核和编制，标的资产经营效率相关的技改、更新等工作及费用计划由发行人组织编制，关联方根据发行人的审核和编制的方案落实，电站的运行工作由发行人指定站长根据计划方案落实，并组织定期的检查、汇报和考核。

② 《光伏资产委托经营协议》相关成本、费用

根据协议，发行人与上述公司（委托方）每年进行委托经营费的结算，委托经营费=标的资产年度实际收益-标的资产年度基准收益，其中：标的资产年度实际收益=标的资产年度的实际售电收入-标的资产年度实际发生的成本费用，标的资产年度基准收益=标的资产年度预测收入-标的资产年度预测经营成本，实际发生的成本费用和年度预测经营成本均包含光伏电站生产经营过程中的各项成本、费用，主要包括员工薪酬、折旧和摊销、修理费、财产保险费、营业税金及附加等，其中委托方享有的基准收益中扣减的基准经营成本由双方根据往年实际经营成本和最新经营环境确定，发行人享有的委托经营费则是实际售电收入扣减实际成本费用和基准收益之后的净额。

③ 《光伏资产委托经营协议》基准收益确定依据

光伏资产年度基准收益=标的资产年度预测收入-标的资产年度预测经营成本；年度预测收入由甲乙双方根据标的资产往年实际发电量、上网价格，并考虑衰减率等因素后协商确定，年度预测经营成本由甲乙双方根据往年实际经营成本并根据最新经营环境确定，标的资产年度基准收益按照乙方指定的会计师事务所根据上述预测收入、预测经营成本，出具《收入及经营成本预测咨询报告》确定的年度营业利润预测数为准。

基准收益的确定依据往年的实际发电量、上网价格、往年的各项成本、费用金额情况综合计算得出，依据充分，并经发行人指定的会计师事务所出具《收入及经营成本预测咨询报告》确定，具有公允性。

(2) 《光伏资产委托经营协议》实际履行情况

①人事管理方面，发行人指定华东事业部负责电站的管理。华东事业部根据实际情况任命站长，同时确定人员编制方案，并对上述人员的工作进行指导、考核、管理。

②资产管理方面，发行人根据检查计划，组织人员轮流对光伏设施进行检查，要求关联方根据检查结果进行整改。

③采购管理方面，发行人负责电站生产物资采购、检修维护方案审核等工作，物资采购由关联方生产人员按需提交物资采购申请，经电站站长、华东事业部物资采购职能部门审核后实施。

④运行管理方面，站长对所在电站安全生产负责，主持电站安全生产经营相关的工作；发行人根据工作实际情况，与关联方制订了光伏项目班组排班表，确定了人员执勤日程。

(3) 《光伏资产委托经营协议》使发行人可以控制光伏项目的主要生产经营过程

光伏电站经营有别于一般制造企业，光伏电站建成后，光伏组件依靠光生伏特效应将光能转化为电能，由于电能无法大量长期存储，生产和销售过程瞬间完成，因此光伏电站的日常经营主要系人事管理、资产管理、采购管理、运行管理等。根据《光伏资产委托经营协议》，发行人享有标的资产的生产经营权、物资管理权、人事管理权等。因此，基于光伏发电业务的特点，根据协议约定的权利和义务，发行人能够控制受托经营光伏项目的主要生产经营过程。

(4) 委托经营费反映了发行人提供相关服务的实质及价值

关联方因继续持有光伏资产，获得基于拥有光伏资产的相关资本性收益，即协议中约定的基准收益。发行人基于对光伏发电业务的管理能力，受托经营光伏资产，享有光伏资产实际经营中因发电效益提升及成本费用节约所产生的收益。由于光伏资产经营效益相对稳定，且拥有光伏资产的资本性收益占比较高，因此发行人享有的委托经营费金额及其占光伏资产整体收益的比例较低。因此，关联方基于对光伏资产的投入享有基准收益，发行人基于受托经营投入收取委托经营

费，委托经营费与提供相关服务的实质及价值是相匹配的。

(5) 根据《光伏资产委托经营协议》，关联方光伏项目不属于企业会计准则规定需要纳入合并报表的范畴

根据《光伏资产委托经营协议》，由于发行人不具有主导对标的资产价值产生重大影响活动的权力，不应认定发行人对标的资产拥有控制权；光伏项目委托运行期存在不确定性，即发行人在不确定的期间内对标的资产施加影响，不应认定发行人对标的资产拥有权力；发行人委托经营期间享有的可变回报占资产整体收益并不重大，亦不包括标的资产整体价值变动的报酬和风险（如资产处置、转让等），发行人实际上并不承担标的资产价值变动的主要报酬或风险。发行人受托经营关联方的光伏项目，该等光伏项目不属于企业会计准则规定需要纳入合并报表的范畴。

（四）控股股东控制的其他企业参股与发行人相同业务的企业

浙能集团控制的其他企业参股从事水力发电、风力发电、光伏发电等业务的公司的情形如下：

公司名称	股权结构	发电类型	装机容量 (万千瓦)
圣西芒水电能源股份有限公司	浙江能源巴西控股有限公司 35%	水力发电	171
中国三峡新能源（集团）股份有限公司	中国长江三峡集团有限公司 70%，浙能资本 4.99%	水力发电、风力发电、光伏发电	未统计
青海黄河上游水电开发有限责任公司	国家电投集团黄河上游水电开发有限责任公司 65.03%，浙江昱能能源发展有限公司 1.445%	水力发电、风力发电、光伏发电、火力发电	未统计

注 1：国家电力投资集团海外投资有限公司下属圣西芒水电能源股份有限公司于 2017 年中标巴西圣西芒水电站 30 年期特许经营权，浙能国际通过子公司浙江能源巴西控股有限公司持有圣西芒水电能源股份有限公司 35% 股权。

注 2：2019 年 12 月，国家电投集团黄河上游水电开发有限责任公司、青海黄河上游水电开发有限责任公司与包括浙江昱能能源发展有限公司在内的 8 家投资者签订《增资协议》，约定由 8 家投资者对青海黄河上游水电开发有限责任公司进行增资，增资完成后，浙江昱能能源发展有限公司持有青海黄河上游水电开发有限责任公司 1.445% 的股权。截至本招股意向书签署之日，该增资事项尚未完成工商登记手续。

控股股东控制的其他企业无法对参股项目公司实施控制，主要系财务投资，与发行人不构成同业竞争，因此，上述公司将继续持有上述发电企业的股权。

(五)实际控制人控制的其他主要企业从事相同或相似业务的情况

发行人的实际控制人为浙江省国资委，其控制的企业众多，除浙能集团及其控制的公司外，浙江省国资委控制的其他企业中存在从事与发行人相同或相似业务的企业。

浙江省国资委下属企业中从事火力发电、水力发电、风力发电、光伏发电、生物质能发电等与发行人相同与相似业务的主要企业的基本情况如下：

序号	公司名称	注册资本 (万元)	成立时间	经营范围	所属出资人国企
1	浙江物产环保能源股份有限公司	45,752.26	2000年6月29日	一般项目：煤炭及制品销售；国内贸易代理；生物质能技术服务；新兴能源技术研发；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；环保咨询服务；资源再生利用技术研发；合同能源管理；非居住房地产租赁；住房租赁；普通货物仓储服务(不含危险化学品等需许可审批的项目)；物业管理；装卸搬运；财务咨询；企业管理咨询；以自有资金从事投资活动(除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动)。许可项目：货物进出口；进出口代理(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，具体经营项目以审批结果为准)。	物产中大集团股份有限公司
2	浙江秀舟热电有限公司	2,312.40	2016年6月16日	电能、热能的生产、销售；发电废渣回收再利用的技术开发；石膏、粉煤灰销售；污泥焚烧处理处置。	
3	嘉兴新嘉爱斯热电有限公司	30,000.00	2006年5月29日	供汽；电力生产；污泥焚烧处理处置；空气[压缩的]的销售[不带储存经营(管道经营)]；煤灰(渣)、石膏的销售；节能环保技术开发和技术服务。(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)	
4	桐乡泰爱斯环保能源有限公司	20,000.00	2015年10月8日	电能、热能的生产销售；发电废渣回收再利用技术的开发；石膏、粉煤灰的生产销售。	
5	浙江物产环能浦江热电有限公司	10,000.00	2015年12月17日	一般项目：热力生产和供应；陆地管道运输；石灰和石膏销售；建筑材料销售；固体废物治理；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广(除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动)。许可项目：发电、输电、供电业务(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，具体经营项目以审批结果为准)。	

序号	公司名称		注册资本 (万元)	成立时间	经营范围	所属出资 人国企
6		浙江物产山鹰热电有限公司	20,000.00	2020年3月30日	许可项目：发电、输电、供电业务（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，具体经营项目以审批结果为准）。一般项目：热力生产和供应；建筑材料销售；石灰和石膏销售；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。	
7		浙江物产金义生物质热电有限公司	20,000.00	2020年6月17日	许可项目：发电、输电、供电业务（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，具体经营项目以审批结果为准）。一般项目：热力生产和供应；农林牧渔业废弃物综合利用；石灰和石膏制造；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。	
8		浙江国贸新能源投资股份有限公司	20,000.00	2013年3月28日	光伏电站项目的投资，实业投资，投资管理，光伏材料、组件的销售，合同能源管理，光伏电站设备安装与技术维护，经营进出口业务。（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）	
9	浙江国贸新能源投资股份有限公司及其控股子公司	昆山创联能源开发有限公司	6,300.00	2012年10月9日	研究、开发新能源及生物能源产品；项目投资咨询及管理；新能源技术开发、技术咨询及技术服务；合同能源管理项目投资咨询及管理；节能技术咨询、技术开发、技术服务；节能产品研发及销售；太阳能及光伏产品的研发及销售；光伏系统工程的设计、安装、调试；太阳能技术咨询；机电安装；机电设备的研发、销售；风能设备的研发、销售；风能系统工程的设计及系统集成。（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）	浙江省国际贸易集团有限公司
10		佛山盛通光伏电力有限公司	4,500.00	2013年10月29日	从事光伏电力科技，新能源科技等可再生能源领域内的科技开发、技术转让、技术咨询、技术服务、实业投资，建筑工程，光伏设备及元器件的销售，合同能源管理（以上项目不含电力承装、承修、承试；涉及行政许可的，凭有效许可证或批准文件经营）（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）	
11	浙江交投新能源投资有限公司及其控	浙江交投新能源投资有限公司	30,000.00	2016年3月17日	一般项目：太阳能发电技术服务；光伏发电设备租赁；光伏设备及元器件销售；电气机械设备销售；风力发电技术服务；新兴能源技术研发；新能源汽车换电设施销售；分布式交流充电桩销售；机动车充电销售；工程和技术研究和试验发展；集中式快速充电站；仓储设备租赁服务；工程管理服务；节能管理服务；电力行业高效节能技术研发；在线能源监测技术研发；技术服务、	浙江省交通投资集团有限公司

序号	公司名称	注册资本 (万元)	成立时间	经营范围	所属出资 人国企
	股子公司			技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；信息咨询服务（不含许可类信息咨询服务）；劳务服务（不含劳务派遣）；股权投资；物业管理（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。许可项目：燃气经营；发电、输电、供电业务；移动式压力容器/气瓶充装（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，具体经营项目以审批结果为准）。	
12	杭州公望新能源有限公司	2,000.00	2019年6月20日	新能源利用技术研发；分布式光伏发电；合同能源管理服务。（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）	
13	宁波杭州湾新区宏能新能源有限公司	2,000.00	2018年3月6日	新能源技术的研究、开发；太阳能光伏电站建设及管理；太阳能光伏电力设施及附属设备的销售、技术咨询。（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）	
14	缙云鸿译新能源科技有限公司	1,000.00	2018年9月27日	售电业务；新能源技术开发、技术服务、成果转化；新能源电站开发、建设、运维；风力发电；太阳能发电；电力设备及配件生产、销售、维护；机电设备销售。（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）	
15	泰州市和兴新能源有限公司	1,000.00	2019年9月12日	海洋能发电，光伏设备研发、设计、技术咨询、技术转让、技术服务，光伏电站开发、管理、运营；太阳能发电，售电业务。（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）	
16	义乌市光普新能源科技有限公司	3,000.00	2017年12月6日	光伏电站设备技术研发；太阳能设备销售、安装。（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）	
17	浙江景宁上标水力发电有限责任公司	4,717.55	1992年3月11日	水力发电，水电安装、检测与维护，与电力有关的经济、技术咨询服务	
18	浙商中拓集团电力科技有限公司	20,000.00	2017年4月11日	电力技术、新能源技术、节能技术的技术开发、技术咨询与技术服务，售电，合同能源管理，实业投资，用户能效管理技术服务，电力设备安装、维护，电线电缆、电力设备的销售，电力设备租赁，电力工程勘察、设计、施工，软件开发，供应链管理，仓储服务（不含危险品），道路货物运输（凭许可证经营），铁路运输（凭许可证经营），国内水路运输（凭许可证经营），货运代理，电力工程的施工，新能源项目的投资、建设、管理、运营、维护，金属材料、金属制品的销售，从事进出口业务，交通安全设施产品、通讯设备及配套设备的销售，信息系统集成服务。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经	浙江省交通投资集团有限公司

序号	公司名称	注册资本 (万元)	成立时间	经营范围	所属出资人 国企
				营活动)	
19	平湖运达发电有限公司	2,500.00	2015年2月4日	风能、太阳能及其他新能源项目的投资与开发、建设；电力生产与销售；发电设备的维修；新能源技术咨询服务。	浙江省机电集团有限公司
20	浙江运达风电股份有限公司	8,700.00	2018年11月1日	风力发电。(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)	
21	昔阳县金寨风力发电有限公司	15,444.00	2015年10月28日	风力发电项目的建设、生产;电力业务:发电业务;电力供应:售电业务。(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)	
22	张北二台风力发电有限公司	15,269.05	2016年7月5日	风力发电项目的开发、建设、生产、运营及销售;风力发电技术咨询服务。(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)	
23	浙江巨化热电有限公司	25,000.00	2002年5月31日	本公司内发电,供热、供除盐水;集中供压缩空气;石灰石销售;煤炭(无储存)销售;脱硫石膏生产、销售;锅炉、起重机械维修(凭有效许可证经营)。(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)	巨化集团有限公司
24	杭州紫云能源综合利用开发有限公司	4,000.00	2004年8月17日	综合能源利用及电力的技术开发,发电(限供杭州钢铁集团公司)。(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)	杭州钢铁集团有限公司
25	余干绿色能源有限公司	11,500.00	2019年8月15日	垃圾焚烧发电;垃圾处理;固体废弃物处理及再生利用;城市固体废弃物处理设施建设和运营管理;市政设施管理;环境卫生管理;生物质能发电;电力销售;(上述经营事项不含易燃易爆易制毒危险化学品及国家产业政策禁止或限制经营的事项)(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)	

1、发电业务的行业特性

浙江物产环保能源股份有限公司及其控股子公司、浙江巨化热电有限公司、余干绿色能源有限公司、杭州紫云能源综合利用开发有限公司等主要从事火力发电业务(燃煤、燃气、垃圾焚烧等),火力发电业务与发行人所从事的水力发电、光伏发电、风力发电业务在行业分类、发电原理、销售模式(定价机制、上网政策等方面)、采购模式(发行人利用自然资源发电、无需采购原材料)、规划选址等方面均存在本质的差异,因此上述公司与发行人之间不存在同业竞争关系。

浙江国贸新能源投资股份有限公司及其控股子公司、浙江交投新能源投资有

限公司及其控股子公司、浙江运达风电股份有限公司的控股子公司、浙商中拓集团电力科技有限公司、浙江景宁上标水力发电有限责任公司等从事光伏发电、风力发电、水力发电等与发行人相同的业务，但由于可再生能源发电行业实行全额保障性收购制度，电网公司不会对不同的发电主体所产生的电力进行选择收购，且上网电价根据行业电价政策执行标杆电价，各主体均无法决定对方主体的客户、价格等关键利益因素，因此上述公司与发行人之间不构成实质性的竞争关系。

2、各主体间的法律关系

上述浙江省国资委下属企业虽然从事与发行人相同或相似业务，但浙江省国资委系受浙江省人民政府委托，对浙江省人民政府出资的下属企业履行出资人职责，而非直接从事具体业务的经营。该等下属企业的日常经营由各履行出资人职责的被授权企业进行。

上述企业的成立、变更等过程均独立于发行人，系其自主发展的结果；发行人拥有独立完整的与生产经营有关的生产系统和配套设施，合法拥有与生产经营有关的主要土地、房屋、机器设备的所有权或者使用权，不存在与上述企业混同或相互依赖情形，资产权属独立；发行人的董事、监事、高级管理人员从未担任过浙江省国资委控制的除浙能集团及其控制企业以外其他企业的法定代表人、总经理，亦未在浙江省国资委控制的除浙能集团及其控制企业以外其他企业中占有半数以上董事席位，发行人的高级管理人员未在上述企业中兼职领薪；发行人独立自主地开展业务，各项业务具有完整的业务流程和独立的经营场所，发行人的业务均独立于上述企业；发行人的商标来自于浙能集团的授权，独立于上述企业。

因此，上述企业与发行人、浙能集团在日常经营中互相独立，其无法对发行人、浙能集团的经营构成影响，反之亦然，发行人与上述企业不存在利益冲突，不构成同业竞争。

综上所述，虽然浙江省国资委控制的除浙能集团及其控制企业以外其他企业中存在从事相同与相似业务的情形，但基于发电业务的行业特性，以及在实际运营中相互独立，发行人与该企业不构成同业竞争关系，该企业从事与发行人相同和相似业务不影响发行人的独立性。

（六）避免同业竞争的承诺

公司控股股东浙能集团出具了《关于浙江省新能源投资集团股份有限公司避免同业竞争的声明与承诺》，对于避免同业竞争事项，其中承诺相关的内容如下：

1、关于解决集中式光伏电站同业竞争的专项承诺

本公司承诺：就特定光伏资产，当同时满足以下条件时，本公司将促使本公司下属企业以公允价格向浙江新能转让其所持有的集中式光伏资产：（1）如该集中式光伏资产系在原规划火力发电项目用地上实施，项目用地永久性的不再用于火力发电项目的开发；（2）如该集中式光伏发电项目系由火力发电企业投资建造，运营主体原列入电力发展规划中的火力发电储备项目永久性消失；（3）资产转让不会导致现有或将来可预期的经济损失，包括但不限于出现以下任一情形：①该集中式光伏发电项目已纳入补贴项目清单，转让后不会导致补贴被取消；②该集中式光伏发电资产的可再生能源电价附加资金补助到期或国家政策取消可再生能源电价附加资金补助；③法律、法规、规范性文件规定或有权部门书面确认，变更集中式光伏电站的投资主体不会导致该项目无法享受或无法按照原有标准享受可再生能源电价附加资金补助。

2、关于解决其他问题的专项承诺

关于本公司下属企业浙能资本持有的三峡新能源 4.99% 股权，本公司承诺：①本公司及控制的企业未对三峡新能源委派董事、高管、财务人员等，也未参与三峡新能源及其子公司的日常经营管理工作；②在三峡新能源上市（含中国境外上市）及限售期届满后，在符合法律规定情况下，促使浙能资本择机减持三峡新能源的股票。

3、关于避免同业竞争的持续性承诺

（1）本公司确定浙江新能作为本公司控制的经营中国境内水力发电、风力发电、光伏发电等除生物质发电业务以外的可再生能源业务整合的唯一平台。

（2）除本声明与承诺中“关于解决光伏电站同业竞争与利益冲突的专项声明与承诺”、“关于解决其他问题的专项承诺”所述内容之外，本公司及本公司控制的其他企业（不包含浙江新能及其控制的企业，下同），没有在中国境内从事与

浙江新能及其控制的企业的主营业务构成竞争的业务或活动，将来亦不会在中国境内，单独或与第三方，从事与浙江新能及其控制的企业目前及今后进行的主营业务构成竞争的业务或活动；不会在中国境内支持第三方从事与浙江新能及其控制的企业目前及今后进行的主营业务构成竞争的业务或活动。

(3) 本公司及本公司控制的其他企业出于投资目的而购买、持有与浙江新能及其控制的企业的主营业务构成竞争的其他上市公司不超过 5% 的权益，或因其他公司债权债务重组原因使本公司及本公司控制的其他企业持有与浙江新能及其控制的企业的主营业务构成竞争的其他公司不超过 5% 的权益的情形，不适用于第 (2) 条的承诺。

(4) 自本承诺函签署之日起，本公司及本公司控制的其他企业如从第三方获得了与浙江新能或其控制的企业经营的业务存在同业竞争或潜在同业竞争的业务机会（以下简称“竞争性新业务”），在符合适用法律法规的规定及满足国家关于开发主体资格、条件等要求的前提下，本公司将促使竞争性新业务机会优先提供给浙江新能，并促使本公司控制的其他企业将竞争性新业务机会优先提供给浙江新能。

(5) 对于本公司及本公司控制的其他企业从第三方获得的竞争性新业务投资机会，在浙江新能部分或全部放弃投资的情况下，本公司及本公司控制的其他企业可作为财务投资者参与投资，该投资行为不适用于第 (2) 条的承诺；同时，本公司承诺：①上述投资均为财务投资，本公司不对竞争性新业务的经营实体构成重大影响或控制；②在浙江新能参与投资竞争性新业务的情况下，本公司及本公司控制的其他企业在竞争性新业务最终经营实体中的权益占比不超过 30%，且促使相关投资主体在最终经营实体内部决策机构决策过程中与浙江新能采取一致行动；③在浙江新能不参与投资竞争性新业务的情况下，本公司及本公司控制的其他企业对竞争性新业务最终经营实体中的权益占比不超过 5%。

(6) 如出现本公司及本公司控制的其他企业持有与浙江新能或其控制的企业存在竞争的业务相关权益之情形，本公司承诺给予浙江新能选择权，即在符合适用法律法规的规定，满足国家关于开发主体资格、条件等要求的前提下，浙江新能有权随时一次性或多次向本公司及本公司控制的其他企业收购在本公司及

本公司控制的其他企业所持有的竞争性业务中相关权益，或由浙江新能选择（包括但不限于）收购、委托经营、租赁或承包经营本公司及本公司控制的其他企业在上述竞争性业务中的资产或权益。

（7）本公司及本公司控制的其他企业若拟向第三方转让、出售、出租、许可使用或以其他方式转让或允许使用竞争性业务中的资产或权益的，本公司将向浙江新能提供优先受让权，并促使本公司控制的企业向浙江新能提供优先受让权。

4、加强公司治理、完善内部控制的承诺

本公司坚决贯彻国务院《关于进一步提高上市公司质量的意见》，按照中国证监会的相关要求，维护浙江新能独立性，强化公司治理，提升规范运行水平，坚持规范与发展并重，切实保障浙江新能和投资者的合法利益，健全具有中国特色的国有控股上市公司治理机制，确保国有资产保值增值。

5、其他

上述承诺自本公司签署之日起生效，且为不可撤销承诺，至本公司不再为浙江新能的控股股东或浙江新能发行上市后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。

（七）避免上市后出现同业竞争的措施

1、发行人拟定的《公司章程（草案）》规定了控股股东、董事的诚信忠实义务

发行人于2019年12月2日召开2019年第三次临时股东大会，审议通过《公司章程（草案）》，对公司控股股东、董事的诚信忠实义务进行了规定，具体如下：

《公司章程（草案）》第三十九条：公司的控股股东、实际控制人不得利用其关联关系损害公司利益。违反规定的，给公司造成损失的，应当承担赔偿责任。公司控股股东及实际控制人对公司和公司社会公众股股东负有诚信义务。控股股东应严格依法行使出资人的权利，控股股东不得利用利润分配、资产重组、对外投资、资金占用、借款担保等方式损害公司和社会公众股股东的合法权益，不得

利用其控制地位损害公司和社会公众股股东的利益。

.....

《公司章程（草案）》第九十八条：董事应当遵守法律、行政法规和本章程，对公司负有下列忠实义务：

.....

（六）未经股东大会同意，不得利用职务便利，为自己或他人谋取本应属于公司的商业机会，自营或者为他人经营与本公司同类的业务。

2、发行人建立健全了公司治理体系，有效保障了发行人的经营独立性

发行人在业务、资产、人员、机构和财务均具备独立性，具有完整的业务体系和直接面向市场独立经营的能力。

发行人设有健全的股东大会、董事会、监事会等内部治理结构，组建了由股东大会、董事会、监事会和高级管理人员组成的权责明确、运作规范的法人治理结构。同时，公司在董事会下设战略与决策委员会、审计委员会、薪酬与考核委员会等三个董事会专门委员会，完善的治理结构为公司规范运作提供了制度保证。

3、控股股东已出具了《避免同业竞争的承诺函》

发行人的控股股东浙能集团已经出具了《避免同业竞争的承诺函》，确定发行人为“经营中国境内水力发电、风力发电、光伏发电等除生物质发电业务以外的可再生能源业务整合的唯一平台”。《避免同业竞争的承诺函》的内容详见本节之“二、（六）避免同业竞争的承诺”。

综上所述，发行人已经构建了相关公司治理体系及内部管理制度、控股股东已经出具了《避免同业竞争的承诺函》，上述措施可以切实避免上市后出现同业竞争。

三、关联方与关联关系

（一）公司的控股股东

截至本招股意向书签署之日，浙能集团直接持有公司 76.92%的股份，为公司的控股股东。浙能集团的基本情况详见本招股意向书第五节之“六、（一）1、控股股东情况”。

（二）持有公司 5%以上股份的其他重要股东

截至本招股意向书签署之日，持有公司 5%以上股份的其他重要股东为新能发展，其直接持有公司 23.08%的股份。新能发展的基本情况详见本招股意向书第五节之“六、（二）其他主要股东情况”。

（三）公司控股和参股的公司

截至本招股意向书签署之日，公司共有控股子公司 65 家、参股子公司 21 家，详见本招股意向书第五节之“五、发行人的控股及参股公司情况”。

（四）实际控制人、控股股东控制的其他企业及其合营企业和联营企业

1、实际控制人、控股股东控制的其他企业

根据《公司法》第 216 条：“关联关系，是指公司控股股东、实际控制人、董事、监事、高级管理人员与其直接或者间接控制的企业之间的关系，以及可能导致公司利益转移的其他关系。但是，国家控股的企业之间不仅因为同受国家控股而具有关联关系”，《企业会计准则第 36 号——关联方披露》第六条“仅仅同受国家控制而不存在其他关联方关系的企业，不构成关联方”，以及《上海证券交易所上市规则》（2019 年修订）第 10.1.4 条“受同一国有资产管理机构控制的，不因此而形成关联关系，但该法人的法定代表人、总经理或者半数以上的董事兼任上市公司董事、监事或者高级管理人员的除外”。因此，除本招股意向书已披露的关联方外，公司与浙江省国资委控制的其他企业不构成关联方。

截至 2020 年 12 月 31 日，控股股东控制的其他企业的简况详见本招股意向书附录一，其中报告期内与公司存在关联交易的控股股东控制的其他企业如下：

序号	关联方名称	关联交易类型
1	浙江天虹物资贸易有限公司	采购商品、接受劳务，招待所收入
2	浙江浙能天工信息科技有限公司	采购商品、接受劳务，招待所收入
3	浙江天音管理咨询有限公司	采购商品、接受劳务，招待所收入
4	浙江浙能电力工程技术有限公司	采购商品、接受劳务，招待所收入
5	浙江浙能技术研究院有限公司	采购商品、接受劳务，招待所收入，经营性租赁
6	浙江东发环保工程有限公司	采购商品、接受劳务，招待所收入
7	乐清市瓯越能源服务有限公司	采购商品、接受劳务
8	浙江浙能天然气运行有限公司	招待所收入，经营性租赁
9	浙江浙能天然气管网有限公司	招待所收入，经营性租赁
10	浙江省天然气开发有限公司	招待所收入，经营性租赁
11	浙江省能源集团城市燃气有限公司	招待所收入，经营性租赁
12	浙江浙能石油新能源有限公司	招待所收入，经营性租赁
13	浙江浙能富兴燃料有限公司	招待所收入，经营性租赁
14	浙江富兴电力燃料有限公司	经营性租赁
15	浙江天地环保科技股份有限公司	招待所收入，经营性租赁
16	浙江省能源集团财务有限责任公司	招待所收入，存贷款金融服务
17	浙江浙能资产经营管理有限公司	存贷款金融服务，无偿划转资产
18	浙江国信控股集团上海有限公司	存贷款金融服务
19	浙江国信控股集团有限责任公司	无偿划转资产，经营性租赁
20	浙江浙能融资租赁有限公司	招待所收入，经营性租赁，融资租赁
21	上海璞能融资租赁有限公司	融资租赁，招待所收入
22	浙江省电力建设有限公司	EPC 总承包，招待所收入
23	浙江能源国际有限公司	招待所收入
24	浙江浙能企业管理培训服务有限公司	采购商品、接受劳务，招待所收入
25	浙江浙能中煤舟山煤电有限责任公司	招待所收入，共同投资，光伏资产委托经营
26	浙江浙能温州发电有限公司	招待所收入，光伏资产委托经营
27	浙江浙能镇海发电有限责任公司	招待所收入
28	浙江浙能乐清发电有限责任公司	招待所收入，光伏资产委托经营
29	浙江浙能台州第二发电有限责任公司	招待所收入，光伏资产委托经营

序号	关联方名称	关联交易类型
30	浙江浙能绍兴滨海热电有限责任公司	招待所收入
31	浙江浙能嘉华发电有限公司	招待所收入
32	浙江省浙能房地产有限公司	招待所收入
33	浙江能源天然气集团有限公司	招待所收入
34	浙江浙石油燃料油销售有限公司	招待所收入
35	浙江长广（集团）有限责任公司	招待所收入，光伏资产委托经营
36	浙江浙能电力股份有限公司	招待所收入
37	浙江越华能源检测有限公司	招待所收入
38	浙江浙能温州液化天然气有限公司	招待所收入
39	浙江浙能智慧能源科技产业园有限公司	招待所收入
40	浙能资本控股有限公司	招待所收入
41	浙江浙能长兴发电有限公司	招待所收入
42	浙江振能天然气有限公司	招待所收入
43	浙江浙能北仑发电有限公司	招待所收入
44	浙江浙能金华燃机发电有限责任公司	招待所收入
45	浙江浙能兰溪发电有限责任公司	招待所收入
46	浙江浙能兴源节能科技有限公司	招待所收入
47	浙江省石油股份有限公司	招待所收入
48	杭州市临安区浙能天然气有限公司	招待所收入
49	宁波海运股份有限公司	招待所收入
50	浙江浙能港口运营管理有限公司	招待所收入
51	平湖市天然气有限公司	招待所收入
52	浙江浙石油贸易有限公司	招待所收入
53	黄岩热电厂	存贷款金融服务
54	浙江东都建筑设计研究院有限公司	接受劳务
55	浙江浙电设备监理有限公司	接受劳务
56	浙江浙石油综合能源销售有限公司	销售商品，招待所收入
57	浙能嘉兴发电有限责任公司	光伏资产委托经营

2、控股股东及其控制企业的合营企业和联营企业

2019年12月10日，财政部颁布《企业会计准则解释第13号》（财会〔2019〕21号），该解释规定下列主体构成关联方：（1）企业与其所属企业集团的其他成

员单位（包括母公司和子公司）的合营企业或联营企业；（2）企业的合营企业与企业其他合营企业或联营企业。该解释自 2020 年 1 月 1 日起施行，不要求追溯调整。根据上述规定，公司与控股股东及其控制的其他企业的合营企业或联营企业构成关联方。

截至 2020 年 12 月 31 日，控股股东及其控制企业的合营企业和联营企业的简况详见本招股意向书附录二，其中报告期内与公司存在关联交易的控股股东及其控制企业的合营企业和联营企业如下：

序号	关联方名称	关联交易类型
1	浙江鸿程计算机系统有限公司	采购商品、接受劳务，招待所收入
2	浙商银行股份有限公司	存贷款金融服务
3	江西省赣浙能源有限公司	招待所收入

（五）公司董事、监事、高级管理人员及其关系密切的家庭成员

截至本招股意向书签署之日，公司董事、监事、高级管理人员如下：

序号	关联方姓名	关联关系
1	吴荣辉	董事长
2	王树乾	董事、总经理
3	骆红胜	董事
4	陈东波	董事
5	周永胜	董事
6	周海平	职工代表董事
7	孙家红	独立董事
8	徐锡荣	独立董事
9	张国昀	独立董事
10	沈春杰	监事
11	徐晓剑	监事
12	陆勤丰	职工代表监事
13	林咸志	副总经理
14	贺元启	副总经理
15	陈苗水	副总经理
16	张敏娜	总经济师

序号	关联方姓名	关联关系
17	求晓明	总工程师
18	杨立平	财务负责人
19	张利	董事会秘书

公司董事、监事、高级管理人员及其关系密切的家庭成员（配偶、父母、年满 18 周岁的子女及其配偶、兄弟姐妹及其配偶、配偶的父母、兄弟姐妹、子女配偶的父母）为公司的关联自然人。

（六）上述人员外，公司控股股东的董事、监事、高级管理人员

截至 2020 年 12 月 31 日，公司控股股东的董事、监事、高级管理人员如下：

序号	关联方姓名	关联关系
1	胡仲明	控股股东董事长
2	詹敏	控股股东董事、总经理
3	陆翔	控股股东董事
4	范小宁	控股股东董事、副总经理
5	孙玮恒	控股股东董事
6	胡斌	控股股东职工代表董事
7	陈继松	控股股东外部董事
8	陈露霞	控股股东外部董事
9	王志南	控股股东监事
10	吴熙君	控股股东监事
11	张春	控股股东监事
12	孙朝阳	控股股东职工代表监事
13	刘柏辉	控股股东职工代表监事
14	王建堂	控股股东副总经理
15	叶元祖	控股股东副总经理
16	倪震	控股股东副总经理

公司控股股东的董事、监事、高级管理人员及其关系密切的家庭成员（配偶、父母、年满 18 周岁的子女及其配偶、兄弟姐妹及其配偶、配偶的父母、兄弟姐妹、子女配偶的父母）为公司的关联自然人。

（七）上述企业外，关联自然人控制或任董事、高级管理人员的其

他企业

上述关联自然人控制或担任董事、高级管理人员的其他企业为公司的关联方。截至本招股意向书签署之日，公司董事、监事、高级管理人员任董事、高级管理人员的其他企业详见本招股意向书第八节之“五、董事、监事、高级管理人员及核心技术人员的兼职情况”。

（八）过往的关联方

1、关联法人

截至本招股意向书签署之日，公司过往的关联法人如下：

序号	关联方名称	关联关系	备注
1	宁波奉化浙源新能源有限公司	报告期内公司的全资子公司	2018年注销
2	宁波鄞州浙源新能源有限公司	报告期内公司的全资子公司	2018年注销
3	桐乡浙源光伏科技有限公司	报告期内公司的全资子公司	2018年注销
4	浙江兴源投资有限公司	报告期内控股股东控制的子公司	2018年注销
5	杭州昊鑫能源发展有限公司	报告期内公司的参股子公司	2021年注销
6	浙江梅苑酒店管理有限公司	报告期内控股股东控制的子公司	2020年转让
7	镇江国际饭店置业有限公司	报告期内控股股东控制的子公司	2020年转让
8	杭州梅苑股份有限公司	报告期内控股股东控制的子公司	2020年转让

（1）注销公司情况

①奉化浙源

奉化浙源注销前的基本情况如下：

企业名称	宁波奉化浙源新能源有限公司
统一社会信用代码	91330283MA290HXU0P
住所	浙江省宁波市奉化区南山路160号商贸中心十四层
法定代表人	柴剑鸿
注册资本	200万元
经营范围	新能源技术的研发；新能源项目的开发与建设；光伏发电、风力发电；电力技术服务；电力工程咨询。（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）
成立日期	2017年5月4日

股权结构	股东名称	出资额（万元）	出资比例
	水电集团	200.00	100.00%

奉化浙源系光伏项目公司，公司原计划在上述地区建造光伏发电项目，后因计划调整未实施项目，因此将其注销。

②鄞州浙源

鄞州浙源注销前的基本情况如下：

企业名称	宁波鄞州浙源新能源有限公司		
统一社会信用代码	91330212MA290HL92D		
住所	浙江省宁波市鄞州区姜山镇仪门村（科技园区）		
法定代表人	陈钦锡		
注册资本	500 万元		
经营范围	光伏发电、风力发电项目的投资、建设、管理、服务；太阳能光伏发电电力生产；承装、承修、承试电力设施。（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）		
成立日期	2017 年 5 月 5 日		
股权结构	股东名称	出资额（万元）	出资比例
	水电集团	500.00	100.00%

鄞州浙源系光伏项目公司，公司原计划在上述地区建造光伏发电项目，后因计划调整未实施项目，因此将其注销。

③桐乡浙源

桐乡浙源注销前的基本情况如下：

企业名称	桐乡浙源光伏科技有限公司		
统一社会信用代码	91330483MA2BA8DJ5Y		
住所	浙江省嘉兴市桐乡市屠甸镇海星村北港组		
法定代表人	孙增军		
注册资本	1,320 万元		
经营范围	光伏发电技术开发、技术服务、技术咨询；光伏发电项目开发、投资、建设、经营和管理；光伏电站电力生产、运营和销售；光伏电站电力设备检修与调试；电力技术开发和咨询服务；电力工程承包与咨询；光伏组件、建筑材料的销售及售后服务；农业科技项目的技术开发、推广；蔬菜种植和销售；渔业养殖和销售；农产品技术开发与销售。（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）		

	后方可开展经营活动)		
成立日期	2018年5月17日		
股权结构	股东名称	出资额(万元)	出资比例
	水电集团	1,320.00	100.00%

桐乡浙源系光伏项目公司，公司原计划在上述地区建造光伏发电项目，后因计划调整未实施项目，因此将其注销。

④兴源投资

兴源投资注销前的基本情况如下：

企业名称	浙江兴源投资有限公司		
统一社会信用代码	913300007530457563		
住所	杭州市环城北路华浙广场1号15楼C座		
法定代表人	王静毅		
注册资本	66,000万元		
经营范围	实业投资；小水电、小热电、房地产投资；基础设施、信息化工程、环保工程；环保设施营运及技术服务；电力成套设备、机电设备、金属材料的销售；物业管理，酒店管理。		
成立日期	2003年8月15日		
股权结构	股东名称	出资额(万元)	出资比例
	浙能集团	66,000.00	100.00%

注销兴源投资的原因主要为浙能集团营运层面调整，优化浙能集团内部资产和管理体系，由兴源节能吸收合并兴源投资而注销。

⑤昊鑫能源

昊鑫能源注销前的基本情况如下：

企业名称	杭州昊鑫能源发展有限公司		
统一社会信用代码	91330106MA2H2BP225		
住所	浙江省杭州市西湖区白沙泉121-1号104室		
法定代表人	朱水丰		
注册资本	21,000万元		
经营范围	一般项目：太阳能发电技术服务；风电场相关系统研发；资源循环利用服务技术咨询；风力发电技术服务；余热发电关键技术研发；在线能源计量技术研发；生物质能技术服务；在线能源监测		

	技术研发（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。		
成立日期	2020年2月13日		
股权结构	股东名称	出资额（万元）	出资比例
	杭州昊新股权投资合伙企业（有限合伙）	20,997.90	99.99%
	浙江新能企业管理有限公司	2.10	0.01%

昊鑫能源系用于收购光伏项目公司的实体，公司原计划通过昊鑫能源收购光伏发电项目，后因计划调整未进行项目收购，因此将其注销。

报告期内，上述注销公司合法经营，不存在重大违法违规情形，并非因重大违法违规而注销。上述注销公司不属于破产清算的公司，亦未因违法被吊销营业执照、责令关闭。因此，公司董事、监事、高级管理人员不存在《公司法》第一百四十六条所规定的不得担任公司董事、监事、高级管理人员的情形。上述注销公司的注销程序合法合规。

（2）转让公司情况

①梅苑酒店管理

梅苑酒店管理转让前的基本情况如下：

企业名称	浙江梅苑酒店管理有限公司
统一社会信用代码	91330000582679294H
住所	浙江省杭州市莫干山路511号一、九楼
法定代表人	王建红
注册资本	3,000万元
主营业务	酒店服务
成立日期	2011年9月13日
控制关系	浙能集团直接控制

②镇江国际饭店置业有限公司

镇江国际饭店置业有限公司转让前的基本情况如下：

企业名称	镇江国际饭店置业有限公司
统一社会信用代码	913211007624399176
住所	镇江市解放路 218 号
法定代表人	徐琳
注册资本	25,000 万元
主营业务	酒店服务
成立日期	2004 年 6 月 4 日
控制关系	浙能集团间接控制

③杭州梅苑股份有限公司

杭州梅苑股份有限公司转让前的基本情况如下：

企业名称	杭州梅苑股份有限公司
统一社会信用代码	91330000142921323E
住所	杭州市莫干山路 511 号
法定代表人	汪勇
注册资本	5,200 万元
主营业务	酒店服务
成立日期	1993 年 8 月 14 日
控制关系	浙能集团间接控制

2、关联自然人

截至本招股意向书签署之日，公司过往的关联自然人如下：

序号	关联方姓名	关联关系
1	童亚辉	报告期内曾任控股股东董事长
2	赵建林	报告期内曾任控股股东董事、副总经理
3	韦丹丹	报告期内曾任控股股东监事
4	朱松强	报告期内曾任控股股东副总经理
5	徐小丰	报告期内曾任控股股东副总经理
6	胡康生	报告期内曾任公司董事
7	刘向阳	报告期内曾任公司董事

序号	关联方姓名	关联关系
8	冯骏	报告期内曾任公司监事、董事
9	彭法	报告期内曾任公司监事
10	毛申良	报告期内曾任公司监事
11	陈益君	报告期内曾任公司副总经理
12	叶立新	报告期内曾任公司财务负责人

（九）其他关联方

截至 2020 年 12 月 31 日，公司的其他关联方如下：

序号	关联方名称	关联关系
1	松阳县谢村源流域水电开发有限公司	子公司 10% 以上股权的股东
2	龙泉市水电总站	子公司 10% 以上股权的股东
3	浙江省水电实业公司	子公司 10% 以上股权的股东
4	丽水市城市建设投资有限责任公司	子公司 10% 以上股权的股东
5	遂昌国投	子公司 10% 以上股权的股东
6	淳安千岛湖农业发展集团有限公司	子公司 10% 以上股权的股东
7	杭州市临安区润丰水电有限公司	子公司 10% 以上股权的股东
8	浙江环亚能源科技有限公司	子公司 10% 以上股权的股东
9	尚越光电科技股份有限公司	子公司 10% 以上股权的股东
10	杭州尚越投资有限公司	与尚越光电科技股份有限公司同一实际控制人，且向公司的控股子公司租赁房产
11	松阳县田园强村投资有限公司	子公司 10% 以上股权的股东
12	中海石油（中国）有限公司	子公司 10% 以上股权的股东
13	苏州中康电力开发有限公司	子公司 10% 以上股权的股东
14	苏州中康电力运营有限公司	与苏州中康电力开发有限公司同一实际控制人，且向公司的控股子公司提供运营维护服务
15	江苏爱康实业集团有限公司	与苏州中康电力开发有限公司同一实际控制人，且向公司的控股子公司提供担保
16	江苏爱康科技股份有限公司	与苏州中康电力开发有限公司同一实际控制人，且向公司的控股子公司提供担保
17	浙江正泰新能源开发有限公司	子公司 10% 以上股权的股东
18	霍尔果斯正泰科技服务有限公司	与浙江正泰新能源开发有限公司同一实际控制人，且向公司的控股子公司提供运营维护服务

序号	关联方名称	关联关系
19	浙江正泰太阳能科技有限公司	与浙江正泰新能源开发有限公司同一实际控制人，且向公司的控股子公司提供担保、提供商品
20	正泰集团股份有限公司	与浙江正泰新能源开发有限公司同一实际控制人，且向公司的控股子公司提供担保
21	海西华汇化工机械有限公司	子公司 10% 以上股权的股东
22	中机国能电力集团有限公司	子公司 10% 以上股权的股东
23	正泰电气股份有限公司	与浙江正泰新能源开发有限公司同一实际控制人，且向公司的控股子公司提供商品
24	浙江正泰电器股份有限公司	与浙江正泰新能源开发有限公司同一实际控制人，且向公司的控股子公司提供商品
25	上海正泰自动化软件系统有限公司	与浙江正泰新能源开发有限公司同一实际控制人，且向公司的控股子公司提供技术服务
26	上海正泰电源系统有限公司	与浙江正泰新能源开发有限公司同一实际控制人，且向公司的控股子公司提供技术服务
27	陕西正泰母线科技有限公司	与浙江正泰新能源开发有限公司同一实际控制人，且向公司的控股子公司提供商品
28	海宁正泰新能源科技有限公司	与浙江正泰新能源开发有限公司同一实际控制人，且向公司的控股子公司提供商品
29	宁夏太阳山正泰光伏发电有限公司	与浙江正泰新能源开发有限公司同一实际控制人，且向公司的控股子公司提供商品
30	五家渠爱康电力开发有限公司	与苏州中康电力开发有限公司同一实际控制人，且向公司的控股子公司提供商品
31	赣州爱康光电科技有限公司	与苏州中康电力开发有限公司同一实际控制人，且向公司的控股子公司赣州新能源收购电力
32	苏州爱康能源工程技术股份有限公司	与苏州中康电力开发有限公司同一实际控制人，且向公司的控股子公司提供技术服务
33	邹承慧	苏州中康电力开发有限公司的实际控制人，且向公司的控股子公司提供担保
34	张建春	海西华汇化工机械有限公司的实际控制人，且向公司提供担保
35	北京航天试验技术研究所	子公司 10% 以上股权的股东
36	北京航天雷特机电工程有限公司	受北京航天试验技术研究所控制，且向公司的控股子公司提供商品

四、报告期内关联交易情况

(一) 经常性关联交易

1、采购商品和资产、接受劳务

(1) 与控股股东控制的其他企业发生的采购商品和资产、接受劳务

单位：万元

关联方	交易内容	定价方式	2020 年度	2019 年度	2018 年度
浙江浙能技术研究 院有限公司	技术监督等服务	协议价	505.49	360.27	311.36
	新能源智能管控平台项目	协议价	2,361.18	840.00	-
浙江梅苑酒店管理 有限公司 ^{注1}	生产管理辅助服务	协议价和招 投标	471.93	1,136.16	972.91
浙江浙能能源服务 有限公司	采购工程项目	协议价	1.97	1,116.99	-
浙江天虹物资贸易 有限公司	生产、综合类物资	协议价	1,376.82	987.99	1,056.26
	工程物资	通过招投标 确定	8,187.31	-	-
浙江浙能天工信息 科技有限公司	IT 类设备、物料	协议价和招 投标	-	67.81	68.54
	系统运维和其他 IT 类服 务		17.41	363.43	328.81
浙江浙信物业管理 有限公司 ^{注2}	生产管理辅助服务	协议价	736.99	-	-
浙江天音管理咨询 有限公司	招标代理服务	政府指导价	-	89.74	9.09
乐清市瓯越能源服 务有限公司	电力运维和检修服务	协议价和招 投标	54.72	53.54	54.72
浙江浙能电力工程 技术有限公司	设备、工程检修和维护服 务	协议价和招 投标	27.78	51.64	107.94
杭州梅苑股份有限 公司	提供会议场所	协议价	-	9.55	0.99
浙江浙能企业管理 培训服务有限公司	培训服务	协议价	102.82	85.29	0.77
浙江东发环保工程 有限公司	污水处理设备	招投标	-	-	38.45
浙江东都建筑设计 研究院有限公司	建筑咨询、设计服务	招投标	6.51	-	-
浙江浙电设备监理 有限公司	设备监造服务	招投标	86.60	-	-
合 计			13,937.53	5,162.41	2,949.84
占采购总额的比例			2.42%	2.69%	6.08%

注 1：2020 年 9 月，浙江梅苑酒店管理有限公司的股权整体转让至浙江省旅游投资集团有限公司，浙能集团不再持有浙江梅苑酒店管理有限公司的股权，不再对其构成控制，但此处统计金额为全年数据。

注 2：2020 年 5 月，北海水电、浙江梅苑酒店管理有限公司、浙江浙信物业管理有限公

司签订《合同主体转让协议》，约定自 2020 年 6 月 1 日起，浙江梅苑酒店管理有限公司将《北海水电 2019-2021 年生产管理服务外包协议》的权利与义务转让给浙江浙信物业管理有限公司。

报告期内，公司向浙能集团下属企业采购内容主要包括物资设备、信息系统及维护服务、招投标代理服务、运维检修服务、生产管理辅助服务等，报告期内总体金额较小，占公司采购总额比重较低，对公司生产经营不构成重大影响。

公司向浙能集团下属企业采购商品、接受劳务的交易定价原则按照以下顺序确定：对于双方间的服务和交易，如果有政府定价的，适用政府定价；无政府定价但有政府指导价的，适用政府指导价；无政府定价也无政府指导价的，适用市场价；无政府定价和政府指导价，且无可以参考的市场价的，适用成本价。采取成本价的，应以实际发生的材料成本、人工成本、管理费用、税金加上合理利润等综合因素确定。

上述向浙能集团下属企业的主要关联采购具体情况如下：

①浙江天虹物资贸易有限公司（以下简称“天虹贸易”）

根据公司与天虹贸易签订的《生产、综合类物资供应协议》，天虹贸易为公司组织采购的生产、综合类物资包括：I、浙能集团发布的《生产、综合类物资集中采购供应目录》下的物资；II、公司日常维修、技改、科技、大修及其他需委托天虹贸易采购的生产、综合类物资；III、浙能集团目录商城上的生产、综合类物资，主要为一些日常办公用品。

根据协议，公司向天虹贸易采购定价的具体方式为：I 类产品不高于市场价；II 类产品如单个项目价格 ≤ 500 万元，以成本加成的方式收取 9% 的综合管理服务费，单个项目价格 > 500 万元，综合管理服务费率为 6%，综合服务费主要覆盖天虹贸易采购前的招标或询价、合同签订和执行、以及货物收发和检验等发生的费用；III 类产品按照目录商城标价。

天虹贸易作为集采平台，可以提高物资采购的供应效率，充分发挥集约、规模采购及物流管理信息化、规范化的优势，有效降低采购成本，符合公司的利益需求，因此，关联交易具有必要性和合理性。同时，天虹贸易根据市场调研情况不定期调整价格，以确保价格具有竞争优势，关联交易价格公允。

②浙江梅苑酒店管理有限公司（以下简称“梅苑酒店管理”）

根据公司与梅苑酒店管理签订《服务合同》《生产管理辅助类服务外包合同》等，梅苑酒店管理为浙江新能提供办公场所的物业管理服务和提供会议、培训等文体活动的场所布置和现场服务；为子公司北海水电提供生产办公区域的物业管理服务、招待所的日常管理运营服务、食堂和招待所餐饮服务和其他生产管理辅助服务。

梅苑酒店管理作为专业的酒店管理、物业服务公司，可以提供高效率、高标准的生产管理辅助类服务，接受其劳务具有必要性、合理性。

2019 年前公司与梅苑酒店管理的关联交易采用直接委托的方式，以协商定价的方式确定交易价格；2019 年梅苑酒店管理通过招投标的方式与北海水电确定合作关系，价格公允。

2020 年 9 月，梅苑酒店管理的股权整体转让至浙江省旅游投资集团有限公司，浙能集团不再持有梅苑酒店管理的股权，不再对其构成控制。

③浙江浙能天工信息科技有限公司（以下简称“天工科技”）

天工科技是一家信息化技术提供商，主要业务为能源行业大数据开发及应用，信息系统开发、集成与运维服务等，报告期内主要为公司提供 IT 类设备，以及信息系统软硬件的维保服务。作为浙能集团的成员企业，天工科技对公司的需求更为了解，在供货或服务的及时性和针对性上具有优势，关联交易具有必要性和合理性；且对于浙能集团内部的统一软硬件部署和信息系统的维保具有规模效应优势，能提供较为优异的价格条件，交易价格公允。

④浙江浙能技术研究院有限公司（以下简称“浙能研究院”）

根据公司与浙能研究院签订《开展技术监督和技术服务框架协议》，浙能研究院主要为公司提供技术监督与检修服务和工程质量与安全调查评估服务。浙能研究院服务于浙能集团各产业安全生产的技术保障、转型升级发展的科技创新工作。浙能研究院为公司提供服务有助于加强公司所属发电企业技术力量和技术监督水平，促进机组设备的安全可靠性，满足安全生产的实际需求，关联交易具有必要性和合理性。

公司与浙能研究院的关联交易采用直接委托的方式，按照协议，技术监督定价具体方式为：水电机组技术监督费用标准为 0.80 元/千瓦/年，技术服务费用标准为 3.20 元/千瓦/年；检修费用标准为 A 修专项试验：机组等级 $\geq 200\text{MW}$ ，60 万元/台次， $< 200\text{MW}$ ，30 万元/台次；B 修专项试验、C 修专项试验：机组等级 $\geq 200\text{MW}$ ，20 万元/台次， $< 200\text{MW}$ ，10 万元/台次。该定价是浙能研究院参考市场价的基础上确定的，价格公允。工程质量与安全调查评估服务系按照预估的工作、被调查公司的装机容量等因素确定交易价格。

2019 年下半年，浙能研究院分别与北海水电、华光潭水电、长兴新能、嘉兴海上风电签署新能源智能管控平台研究项目合同。项目拟开发建设一套集风、光、水一体化的集中监控和智能运维平台系统，在该平台上实现对公司现有电站的远程式、集中式的监控和/或控制，有助于在公司目前装机规模和项目公司连续大规模增加的情况下，提高管理效率、降低管理成本、提升智能化运维水平。因双方具有多年的合作基础，且该项目涉及公司业务的部分核心数据，由外部无关联单位实施该项目可能存在一定的信息泄露风险，因此交易具有必要性和合理性。该项目按照投入的设备、材料、人工等，双方在整体定价原则下协商确定合同价格，价格公允。

⑤乐清市瓯越能源服务有限公司（以下简称“瓯越服务”）和浙江浙能电力工程技术有限公司（以下简称“电力工程”）

瓯越服务和电力工程主要为公司提供水电工程安装与检修服务，以及为洞头风电公司提供风电机组维护、电气设备预试检修服务。两家公司在浙能集团内部定位较为一致。其中，瓯越服务因其曾经承接多家风电场相关业务，经验丰富，且位于洞头风电分公司所在的温州市内，业务联系便利，双方合作关系具有较深的历史渊源，有利于维持业务的稳定性，因此关联交易具有必要性和合理性；瓯越服务和电力工程主要通过招投标方式中标确定合作关系，价格公允。

⑥浙能能服

浙能能服系宁夏新能源原独资股东，在公司收购前，浙能能服委派员工参与了宁夏新能源项目建设，并承担了项目建设相关的建设管理费、中介服务费（勘测、评审、咨询等），由于是全资子公司，相关成本未及时结算，宁夏新能源未

及时确认在建工程。公司收购当时由于时间较为紧张，未将该部分项目成本调整入宁夏新能源账目再做股权转让价格的审计评估，而是约定在股权交割后根据项目费用审核结果单独进行开票和结算，并据此计入宁夏新能源在建工程。因此，相关交易具有必要性、合理性和公允性。

⑦浙江天音管理咨询有限公司（以下简称“天音咨询”）

天音咨询主要从事招投标代理工作，在电力能源专业领域具有丰富的专业经验，贴近公司的业务需求，关联交易具有必要性和合理性。双方按照原国家计委公布的《招标代理服务收费管理暂行办法》（计价格[2002]1980号）、国家发改委公布的《关于降低部分建设项目收费标准规范收费行为等有关问题的通知》（发改价格[2011]534号）的规定，确定招标服务报酬，价格公允。

⑧浙江浙能企业管理培训服务有限公司（以下简称“浙能培训”）

浙能培训主要从事员工教育培训业务，其提供的培训服务能够较好贴合浙能集团对集团内员工的要求，关联交易具有必要性和合理性。公司与浙能培训的定价按照外部师资的授课费，加上市场化的住宿费、伙食费、场地费等确定，价格公允。

⑨浙江浙信物业管理有限公司（以下简称“浙信物管”）

根据浙江省委、省政府的相关部署，梅苑酒店管理的酒店业务将被重组至浙江省旅游投资集团有限公司，根据浙能集团的部署，梅苑酒店管理将电站物业管理等非酒店业务转让给浙信物管。梅苑酒店管理在《生产管理辅助类服务外包合同》项下的权利与义务转移至浙信物管具有必要性和合理性。由于合同权利义务系整体转移至浙信物管，其定价与梅苑酒店管理一致，因此定价公允。

⑩浙江东都建筑设计研究院有限公司（以下简称“东都设计”）

东都设计与公司的业务合作内容系华光潭水电厂区建筑改建设计服务。东都设计系浙能集团下属的一家建筑设计院，具有工程建筑设计甲级资质，双方的合作具有合理性。东都设计通过招投标方式确定合作关系，价格公允。

11浙江浙电设备监理有限公司（以下简称“浙电监理”）

浙电监理与公司的业务合作内容系宁夏新能源风力发电机组的监造服务。浙电监理系浙能集团下属的从事设备监理服务的企业，在电力能源设备建造、安装等专业领域具有丰富的经验，关联交易具有必要性和合理性。浙电监理通过招投标方式确定合作关系，价格公允。

(2) 与非控股股东控制的关联方发生的采购商品和资产、接受劳务

单位：万元

关联方	交易内容	定价方式	2020年度	2019年度	2018年度
霍尔果斯正泰科技服务有限公司	电站运维服务	协议价和招投标	3,537.51	2,792.61	1,733.32
苏州中康电力运营有限公司	电站运维服务	协议价	4,481.96	379.12	394.26
浙江鸿程计算机系统有限公司	ORACLE 数据库维保等服务	招投标	7.08	6.13	12.57
	信息机房改造项目		-	241.25	-
松阳县田园强村投资有限公司	项目管理服务	协议价	-	155.34	-
	委派人员参与经营管理报酬	协议价	26.21	23.30	-
龙泉市水电总站	电站运维服务	协议价	91.98	129.98	63.23
上海正泰电源系统有限公司	技术维护服务等	协议价	27.46	84.95	-
上海正泰自动化软件系统有限公司			10.56	32.47	-
海宁正泰新能源科技有限公司			-	38.33	-
浙江正泰太阳能科技有限公司			-	8.98	-
正泰电气股份有限公司			0.42	3.54	-
陕西正泰母线科技有限公司			-	1.42	-
浙江环亚能源科技有限公司	委派人员参与经营管理的报酬	协议价	35.47	35.47	48.87
浙江正泰新能源开发有限公司	代垫劳务费	协议价	-	-	76.42
北京航天雷特机电工程有限公司	加氢机加工、集成服务	协议价和招投标	1,518.32	-	-
	加氢机研发服务	协议价	130.97	-	-
中海石油（中国）有限公司	委派人员参与经营管理的报酬	协议价	426.06	-	-

关 联 方	交易内容	定价方式	2020 年度	2019 年度	2018 年度
合 计			10,294.00	3,932.89	2,328.65
占采购总额的比例			1.79%	2.05%	4.80%

报告期内，公司向其他关联方采购内容主要包括电站运维服务、控股子公司小股东委派人员参与控股子公司的日常经营管理服务、项目管理服务和数据库维保等服务，报告期内总体金额较小，占公司采购总额比重较低，对公司生产经营不构成重大影响。

①霍尔果斯正泰科技服务有限公司（以下简称“霍尔果斯正泰”）和苏州中康电力运营有限公司（以下简称“中康电力运营”）

霍尔果斯正泰和中康电力运营为公司的甘宁 11 家光伏公司，清能发展原下属光伏子公司，以及杭州湾浙源、江北浙源、永修浙源、舟山浙源、杭州浙源、聚合光伏 6 家公司提供电站运行维护服务。

公司收购甘宁 11 家光伏公司 51% 股权后，由正泰新能源、中康电力或其关联方提供运行维护服务有利于电站生产经营的平稳交接，发挥项目各投资方的优势和积极性，有效控制运行维护成本，符合各投资方的一致利益。因此，公司与正泰新能源和中康电力签署股权转让协议时约定，在股权合作期内委托其或其关联方继续承担甘宁 11 家光伏公司的电站运行维护。因此，关联交易具有必要性和合理性。

公司收购清能发展前，清能发展原下属光伏子公司（不包括龙游新能源）已由中康电力运营提供电站运行维护服务，公司收购清能发展后，基于电站生产经营的平稳交接，有效控制运维成本的目的，公司继续委托中康电力运营承担清能发展原下属光伏子公司的电站运行维护。因此，关联交易具有必要性和合理性。

对于杭州湾浙源、江北浙源、永修浙源、舟山浙源、杭州浙源 5 家公司，公司在原运行维护服务单位合同到期后，通过公开招投标的方式确定霍尔果斯正泰作为新的运行维护服务单位，由于霍尔果斯正泰的中标价格与原运行维护服务单位相比有一定程度的下降，因此，关联交易具有必要性和合理性。

对于聚合光伏，由于其投产后急需运行维护单位，且其投产时与公司通过公开招投标确定杭州湾浙源等 4 家公司作为运行维护服务单位的时间间隔不远，故

公司以上述公开招投标相近的单价直接委托霍尔果斯正泰作为聚合光伏的运行维护服务单位。因此，关联交易具有必要性和合理性。

无论是通过直接委托方式，还是通过招投标方式确定霍尔果斯正泰、中康电力运营提供运行维护服务，双方对运维价格采用市场化定价，直接委托即通过市场调查及询价后采用成本加合理利润方式组价，招投标亦通过上述方式限定招标的最高价格，上述价格并非一成不变。根据中国光伏行业协会、集成电路研究所出具的《中国光伏产业发展线路图》（2018年版），2018年集中式地面电站的平均运维成本（仅包括基础运维）为0.05元/W/年，预计未来几年地面光伏电站的运维成本将持续保持在这个水平并略有下降。

根据签订的《运维实施合同》（不含固定资产更换部分，仅为基础运维），在不考虑超发电奖励或其他安全生产考核费用的基础上，2018年度霍尔果斯正泰整体的运维费为0.0488元/W/年，2019年度为0.0425元/W/年，2020年度为0.0478元/W/年；2018年度中康电力运营的运维费为0.0361元/W/年，2019年度为0.0302元/W/年，2020年度为0.0618元/W/年，2020年价格上升的原因主要在于公司收购清能发展后，其中包含多个分布式光伏发电项目，装机容量较小，但人员费用、中康电力运营分摊费用等固定成本无法同比例降低，提高了中康电力运营的单位运维费。总体而言，上述关联交易价格公允。

②松阳县田园强村投资有限公司（以下简称“田园强村投资公司”）

公司与田园强村投资公司合资成立松阳浙源，以开发松阳县当地的地面光伏和分布式光伏项目。由于田园强村投资有限公司对松阳县当地情况更为了解，由其对于松阳浙源进行项目管理和项目进度的推进更有优势，因此松阳浙源向其支付一定的管理费用，具有必要性和合理性。价格由双方在整体定价原则下协商确定。

③浙江鸿程计算机系统有限公司（以下简称“鸿程计算机”）

鸿程计算机日常为公司提供ORACLE数据库维保等服务。2019年，鸿程计算机为子公司北海水电实施信息机房改造，双方通过招投标确定合作关系，定价公允。

④龙泉市水电总站

龙泉市水电总站为子公司岩樟溪水电提供电站运维服务。岩樟溪水电系公司收购的水电站，在收购前一直由龙泉市水电总站提供运维，双方合作良好，因此在公司收购后仍由其继续提供运维服务。双方通过协商定价，与发电量挂钩。

⑤海宁正泰新能源科技有限公司、浙江正泰太阳能科技有限公司、上海正泰电源系统有限公司、上海正泰自动化软件系统有限公司、陕西正泰母线科技有限公司和正泰电气股份有限公司

上述公司主要为长兴新能及甘宁 11 家光伏公司提供技改服务和销售需要维修替换的光伏组件，甘宁 11 家光伏公司被公司收购前相关产品和服务为上述公司提供，因此后续的替换、维修和技术维护等继续由上述公司承担。

⑥北京航天雷特机电工程有限公司（以下简称“航天雷特”）

航天雷特系氢能技术少数股东北京航天试验技术研究所的子公司，其具有较为成熟的成套加氢机系统方案。因此氢能技术与航天雷特的采购具有必要性和合理性。氢能技术与航天雷特的采购金额主要通过招投标和协议价确定，其中协议价根据成本加成定价，价格公允。

⑦中海石油（中国）有限公司（以下简称“中海石油”）

中海石油系江苏双创新能的少数股东，其对江苏双创新能委派了部分员工，该等委派员工全职在江苏双创新能处工作。因此公司向中海石油结算员工薪酬，具有必要性和合理性。结算金额以中海石油委派员工的薪酬福利待遇确定。

2、销售商品和资产、提供劳务

（1）主营业务收入

报告期内，公司通过向关联方销售商品的主营业务收入情况如下：

单位：万元

关联方	关联交易内容	2020 年度	2019 年度	2018 年度
赣州爱康光电科技有限公司	发电收入	65.27	-	-
占营业收入的比例		0.03%	-	-

公司于 2019 年 12 月收购清能发展及其控股的 19 家光伏发电项目公司，其中，赣州新能源的南康爱康光伏项目系使用赣州爱康光电科技有限公司厂房的屋

项进行“自发自用，余量上网”的光伏发电业务，发电量的自发自用部分向赣州爱康光电科技有限公司进行销售。赣州新能源自发自用部分的电量系按照电网同时段（尖峰谷）工业电价*0.85 定价，价格公允，且总体交易金额较小，对公司不构成重大影响。

（2）其他业务收入

单位：万元

关联方	关联交易内容	2020 年度	2019 年度	2018 年度
大岭坪水电	电站运维及生产管理	45.00	26.42	26.42
青山殿水电	委派人员参与经营管理的报酬	60.20	53.83	48.57
仙居水电	委派人员参与经营管理的报酬	-	-	6.18
嵊泗海上风电	结算项目前期费	2,308.31	4,158.82	-
舟山智慧能源	结算项目前期费	-	-	106.22
浙能集团等多家关联方	招待所收入	18.45	18.48	13.93
浙江浙石油综合能源销售有限公司	加氢站成套设备供应	3,115.04	-	-
合 计		5,547.00	4,257.55	201.33
占营业收入的比例		2.36%	2.03%	0.16%

报告期内，公司向关联方销售商品和资产、提供劳务形成的其他业务收入，主要为公司向项目公司结算项目前期费用、为参股公司提供电站运维及生产管理收入、委派人员参与参股公司经营管理的报酬、加氢站成套设备供应以及招待所收入，其中招待所收入包括约 40 家关联方，金额均较小。除结算项目前期费用外（结算项目前期费用依照前期投入的实际成本，开具发票进行结算），交易价格主要参照市场价格确定，价格公允，总体交易金额较小，对公司不构成重大影响。氢能技术向关联方销售设备根据关联方的要求进行定制化设计与生产，因此加氢站成套设备根据成本加成定价，价格公允。

3、光伏资产委托经营

为了解决与嘉兴发电等 6 家浙能集团控制企业在集中式光伏发电领域的同业竞争，发行人与上述公司于 2019 年 12 月分别签订了《光伏资产委托经营协议》，

上述协议于 2020 年 1 月 1 日起生效。签订《光伏资产委托经营协议》的背景及协议相关情况分别详见本节之“二、（三）1、（3）①已通过签署《光伏资产长期运行管理服务协议》解决同业竞争”以及本节之“二、（三）3、《光伏资产委托经营协议》相关内容”。

2020 年度，发行人应向关联方收取的光伏资产委托经营费合计 95.24 万元（不含税）。

4、EPC 工程总包

报告期内，正泰新能源作为承包方，为子公司江北浙源和杭州湾浙源提供 EPC 工程总承包服务；浙江省电力建设有限公司作为联合总承包方，为子公司嘉兴海上风电提供 EPC 总承包服务。具体情况如下：

（1）2018 年 2 月、2018 年 10 月和 2019 年 5 月，江北浙源与正泰新能源签订《浙能宁波金田铜业（一期）19.99MWp 分布式光伏发电项目 EPC 总承包工程》《补充协议》和《补充协议 2》，约定合同总价为 10,680.06 万元；

（2）2018 年 2 月、2018 年 10 月，江北浙源与正泰新能源签订《浙能宁波金田铜业（二期）9.99MWp 分布式光伏发电项目 EPC 总承包工程》和《补充协议》，约定合同总价为 5,725.00 万元；

（3）2018 年 10 月，杭州湾浙源与正泰新能源签订《浙能杭州湾金田新材料分布式光伏发电项目 EPC 总承包工程》，约定合同总价为 4,235.77 万元。

（4）2018 年 12 月，嘉兴海上风电与浙江省电力建设有限公司、中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司签订《浙能嘉兴 1 号海上风电场工程 EPC 总承包合同》，约定合同总价 438,390.01 万元，其中浙江省电力建设有限公司 412,749.83 万元。

上述项目属于合理的市场行为，履行了招投标程序，价格公允。

报告期内，根据工程进度，各期确认的工程采购具体金额如下：

单位：万元

关联方	关联交易内容	2020 年度	2019 年度	2018 年度
正泰新能源	EPC 工程总包	2,535.93	572.52	15,175.06

关联方	关联交易内容	2020 年度	2019 年度	2018 年度
浙江省电力建设有限公司	EPC 工程总包	162,976.43	4,996.48	-
合 计		165,512.36	5,569.00	15,175.06
占采购总额的比例		28.73%	2.90%	31.26%

5、经营租赁

(1) 本公司作为出租方

本公司作为出租方，报告期内确认的关联租赁收益如下：

单位：万元

承租方名称	租赁资产种类	2020 年度	2019 年度	2018 年度
浙江浙能石油新能源有限公司	江韵园房产、采荷嘉业办公楼	9.52	49.91	194.20
松阳县谢村源流域水电开发有限公司	交通工具	-	0.71	-
浙江省能源集团城市燃气有限公司	江韵园房产	-	-	408.92
浙江浙能天然气运行有限公司	江韵园房产	-	-	24.26
浙江浙能天然气管网有限公司	江韵园房产	-	-	13.38
浙江浙能富兴燃料有限公司	江韵园房产	-	-	12.02
浙能集团	江韵园房产	-	-	7.76
浙江浙能技术研究院有限公司	江韵园房产	-	-	5.41
浙江省天然气开发有限公司	江韵园房产	-	-	2.73
合 计		9.52	50.62	668.68
占营业收入的比例		0.00%	0.02%	0.53%

报告期内公司向关联方出租资产主要系公司利用闲置房产向关联方提供经营办公场所和职工过渡住房，公司与关联方签订了租赁协议，租赁价格参照市场价格确定，价格公允，总体交易金额较小，对公司不构成重大影响。

(2) 本公司作为承租方

本公司作为承租方，报告期内确认的关联租赁费用如下：

单位：万元

出租方名称	租赁资产种类	2020 年度	2019 年度	2018 年度
浙能融资	交通工具	40.37	28.62	25.38
淳安千岛湖农业发展集团有限公司	办公楼	-	2.50	5.00
杭州尚越投资有限公司	办公楼	-	无偿	无偿
浙江国信集团	办公楼	10.04	-	-
合 计		50.41	31.12	30.38

注：发行人子公司杭州浙源向杭州尚越投资有限公司承租位于杭州市余杭区五常街道的办公楼，租赁面积 28.79 平方米，租赁期限自 2018 年 1 月 11 日至 2020 年 1 月 10 日，租赁费用为无偿，2020 年 1 月后，杭州浙源不再承租上述办公楼。

报告期内，公司向关联方租入的资产主要为办公用小汽车、办公用房。其中，淳安千岛湖农业发展集团有限公司和杭州尚越投资有限公司为公司控股子公司小股东或小股东之关联方，在当地向公司子公司提供办公场所。杭州尚越投资有限公司向子公司出租费用为无偿，但该出租办公楼租赁面积仅为 28.79 平方米，即使收取租赁费亦金额较小。总体来说，该类交易金额较小，对公司不构成重大影响。

6、融资租赁

报告期内，公司作为承租人，向璞能租赁、浙能租赁进行了融资租赁。报告期内融资租赁具体情况如下：

单位：万元

承租方	出租方	标的物	租赁本金	合同日期	合同主要内容（期限、租利率、名义货价等）
北海水电	璞能租赁	机器设备等	21,322.79	2015 年 1 月	期限 36 个月，租利率 5.40%/年（不含税），服务费率为期初租赁本金余额的 1.00%/年，名义货价 1 元
北海水电	浙能租赁	车辆	219.65	2015 年 9 月	期限 60 个月，租利率 5.40%/年（不含税），服务费率为本金的 5.00%，名义货价 1 元/辆车
北海水电	浙能租赁	空调设备	184.45	2016 年 5 月、2018 年 1 月	期限 36 个月，租利率 4.75%/年（不含税），服务费率为本金的 5.00%，名义货价 1 元
长兴新能	璞能租赁 / 浙能租赁	光伏组件	5,468.37	2017 年 1 月、2017 年 5 月	期限 180 个月，租利率 4.40%/年（含税），服务费率为期初本金余额的 0.60%/年，名义货价 1 元

承租方	出租方	标的物	租赁本金	合同日期	合同主要内容（期限、租利率、名义货价等）
长兴新能	浙能租赁	光伏组件	9,519.04	2017年4月	期限180个月，租利率4.40%/年（含税），服务费率为期初本金余额的0.60%/年，名义货价1元
衢州光能	浙能租赁	光伏组件及设备	10,000.00	2017年1月	期限12年，租利率4.75%/年（含税），服务费合计为本金的1.80%，名义价格1元/件设备
衢州光能	璞能租赁	光伏组件及设备	2,900.00	2018年1月	期限60个月，租利率5.85%/年（含税），服务费率为全额本金的0.60%/年，名义价格1元/件设备
永修浙源	璞能租赁	光伏组件及设备	6,580.70	2017年12月	期限5年，租利率4.90%/年（含税），服务费率为全额本金的1.02%/年，名义价格1元
杭州浙源	浙能租赁	光伏设备	808.12	2017年12月	期限10年，租利率4.90%/年（含税），服务费率为全额本金的0.93%/年，名义价格1,000元
松阳光伏	璞能租赁	光伏组件	5,000.00	2016年4月	期限180个月，租利率4.15%/年（含税），服务费率为期初本金余额的1.00%/年，名义价格1元
金昌电力	璞能租赁	光伏组件及设备、房屋建筑物	48,500.00	2017年11月	期限3年，租利率4.90%/年（含税），服务费合计本金的1.50%，名义价格1,000元（若如约还款，否则为租赁本金的1%）
金昌电力	璞能租赁	光伏组件及设备、房屋建筑物	33,500.00	2020年9月	期限120个月，租利率浮动5年期LPR+0.65%/年（含税），无服务费，名义价格1元（若如约还款，否则为租赁本金的1%）
金昌电力	浙能租赁	光伏组件及设备、房屋建筑物	20,000.00	2020年8月	期限12个月，租利率5.35%/年（含税），无服务费，名义价格1元
东台双创新能	璞能租赁	风力发电机组	24,000.00 （以实际租赁进度为准）	2020年9月	期限180个月，租利率浮动5年期LPR-0.44%/年（不含税），无服务费，名义价格1元
大柴旦新能源	璞能租赁	风力发电机组及设备	10,000.00 （以实际租赁进度为准）	2020年7月	期限180个月，租利率浮动5年期LPR-0.44%/年（不含税），无服务费，名义价格1元
五家渠新能源	璞能租赁	风力发电机组	17,000.00 （以实际租赁进度	2020年7月	期限180个月，租利率浮动5年期LPR-0.44%/年（不含税），无服务费，名义价格1元

承租方	出租方	标的物	租赁本金	合同日期	合同主要内容（期限、租利率、名义货价等）
			为准)		

注：根据《财政部、税务总局、海关总署关于深化增值税改革有关政策的公告》（财政部、税务总局、海关总署公告 2019 年第 39 号），融资租赁的增值税率从 16% 变为 13%，发行人子公司长兴新能源于 2020 年内与浙能租赁、璞能租赁签订了补充协议，约定租赁物不含税价款保持不变，增值税部分根据国家增值税税率政策相应调整。

报告期内，融资租赁确认情况如下：

(1) 2020 年度

单位：万元

出租方名称	租赁资产种类	本期融资资产	本期确认的租赁费			期末应付融资租赁款余额
			本期偿还融资租赁款	费用化利息及服务费	资本化利息及服务费	
璞能租赁	机器设备	52,122.80	33,438.12	6,751.51	293.08	138,372.14
璞能租赁	房屋建筑物	11,725.00	12,232.86	633.07	-	11,453.75
浙能租赁	机器设备	11,800.00	3,471.65	2,541.11	-	53,951.97
浙能租赁	电子设备及其他	-	57.10	2.69	-	13.60
浙能租赁	运输设备	-	50.83	1.94	-	-
浙能租赁	房屋建筑物	8,200.00	97.49	149.89	-	8,252.40
合计		83,847.80	49,348.04	10,080.21	293.08	212,043.87

(2) 2019 年度

单位：万元

出租方名称	租赁资产种类	本期融资资产	本期确认的租赁费			期末应付融资租赁款余额
			本期偿还融资租赁款	费用化利息及服务费	资本化利息及服务费	
璞能租赁	机器设备	-	7,005.44	2,222.01	-	112,642.87
璞能租赁	房屋建筑物	-	2,554.97	692.16	-	11,328.54
浙能租赁	机器设备	-	1,774.03	1,206.34	-	43,552.00
浙能租赁	电子设备及其他	-	59.76	5.71	-	68.01
浙能租赁	运输设备	-	50.66	4.33	-	48.89
合计		-	11,444.86	4,130.55	-	167,640.31

注：上述 2019 年末应付融资租赁款余额包括了因合并清能发展所增加的余额。

(3) 2018 年度

单位：万元

出租方名称	租赁资产种类	本期融资资产	本期确认的租赁费			期末应付融资租赁款余额
			本期偿还融资租赁款	费用化利息及服务费	资本化利息及服务费	
璞能租赁	机器设备	4,080.59	28,096.76	2,193.53	20.01	41,907.82
璞能租赁	房屋建筑物	-	2,646.05	713.35	-	13,191.35
浙能租赁	机器设备	-	1,248.49	1,178.98	-	23,890.18
浙能租赁	电子设备及其他	-	55.93	16.29	-	122.07
浙能租赁	运输设备	-	50.57	6.66	-	95.22
合计		4,080.59	32,097.80	4,108.80	20.01	79,206.64

与关联方发生融资租赁业务的为公司下属的部分光伏子公司。由于光伏发电项目建设投资金额大，且投资回收期较长，因此资金需求较大，璞能租赁和浙能租赁向公司提供融资租赁服务具有必要性和合理性。同时，由于同属浙能集团内部成员单位，相互比较公开透明，不存在信息不对称，有利于浙能租赁、璞能租赁更好的评估风险与收益。在此前提下，可以提供更快的审核和放款速度；提供相对具有优势的合同利率；在其他合同条款方面，如一般不要求公司缴付大额保证金或押金；同时，光伏发电项目投产初期，补贴到账有较长的周期，浙能租赁、璞能租赁也可以提供更符合项目公司未来现金流量情况的还款计划，进一步减轻项目公司前期资金压力。

7、浙能集团内存款、一般贷款和委托贷款等金融服务

报告期内，浙能集团及其控制的其他企业存在向公司提供一般贷款或委托贷款；同时，公司在浙能财务公司存放银行存款。基本情况如下：

（1）存贷款业务的基本情况

①存款业务情况

单位：万元

关联方	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
浙能财务公司	96,219.96	109,255.36	245,599.08

公司在浙能财务公司存款包括活期存款和三、六个月定期存款，相关利率与市场利率的对比情况如下：

类 型	浙能财务公司		市场利率
活期存款	0.30%		0.30%
定期存款	1,000 万元以下	1,000 万元（含）以上	
三个月	1.35%	1.54%	1.35%
六个月	1.55%	1.82%	1.55%

注：市场利率为中国银行、中国工商银行、中国农业银行和中国建设银行的利率情况。

由上表可见，公司的活期存款利率与市场利率一致；定期存款金额在 1,000 万元以下的，与市场利率一致，金额在 1,000 万元（含）以上的，较市场利率高 19bps 和 27bps，差异较小。经测算，若在浙能财务公司的定期存款金额全部按照市场利率计息，将减少公司 2018-2020 年度利息收入分别为 0.00 万元、28.50 万元和 7.98 万元，对公司财务费用的影响很小。

②一般贷款业务情况

报告期内，公司的关联方一般贷款均从浙能财务公司获取。关联方一般贷款的借入和偿还情况如下：

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
期初余额	129,600.00	87,800.00	17,600.00
本期借入	251,300.00	128,100.00	87,800.00
本期偿还	83,100.00	86,300.00	17,600.00
期末余额	297,800.00	129,600.00	87,800.00

报告期内，公司向浙能财务公司新增的借款情况及其与市场利率的对比情况如下：

债务人	合同金额 (万元)	借款开始日	合同编号	合同期限	合同利率	与同期基准利率对比	同单位、同期外部商业银行借款利率对比(若有)
2018 年度							
江北浙源	15,700.00	2018/6/25	YWXD2018003	15 年	4.41%	基准下浮 10%	同期未发生同类型商业银行贷款业务
松阳浙源	7,000.00	2018/6/29	YWXD2018004	15 年	4.41%	基准下浮 10%	同期未发生同类型商业银行贷款业务
北海水电	20,000.00	2018/1/11	YWLD2018004	1 年	4.35%	一致	同期未发生同类型商业银行贷款业务
	15,000.00	2018/3/28	YWLD2018021	1 年	5.20%	基准+85bps, 约上浮 20%	
华光潭水电	2,200.00	2018/1/10	YWLD2018003	1 年	4.35%	一致	同期未发生同类型商业银行贷款业务
	5,000.00	2018/2/1	YWLD2018011	1 年	5.50%	基准+115bps, 约上浮 26%	
	1,200.00	2018/3/16	YWLD2018018	1 年	5.30%	基准+95bps, 约上浮 22%	
	2,600.00	2018/4/17	YWLD2018029	1 年	5.20%	基准+85bps, 约上浮 20%	
	2,400.00	2018/4/25	YWLD2018034	1 年	5.20%	基准+85bps, 约上浮 20%	
	1,000.00	2018/7/27	YWLD2018082	1 年	5.20%	基准+85bps, 约上浮 20%	
	2,000.00	2018/10/18	YWLD2018104	1 年	4.35%	一致	
	2,000.00	2018/10/24	YWLD2018106	1 年	4.35%	一致	
	2,000.00	2018/12/11	YWLD2018125	1 年	4.80%	基准+45bps, 约上浮 10%	
	2,200.00	2018/12/20	YWLD2018132	1 年	4.80%	基准+45bps, 约上浮 10%	
嘉兴海上风电	50,000.00	2018/12/24	YWXD2018006	15 年	4.41%	基准下浮 10%	与 2019 年招商银行杭州分行、中国建设银行平湖支行的长期固定资产借款利率一致
舟山浙源	7,500.00	2018/12/26	YWXD2018008	15 年	4.90%	一致	同期未发生同类型商业银行

债务人	合同金额 (万元)	借款开始日	合同编号	合同期限	合同利率	与同期基准利率对比	同单位、同期外部商业银行借款利率对比(若有)
							贷款业务
2019 年度							
东台双创新能	50,000.00	2019/4/25	YWXD2019005	17 年	4.41%	基准下浮 10%	与同期向中国工商银行之江支行、中国银行城东支行申请的长期固定资产借款利率一致
杭州湾浙源	3,750.00	2019/1/18	YWXD2019001	15 年	4.90%	一致	同期未发生同类型商业银行贷款业务
永修浙源	4,000.00	2019/12/12	YWLD2019142	1 年	4.60%	2019 年 11 月 1 年期 LPR+45bps, 约上浮 11%	同期未发生同类型商业银行贷款业务
北海水电	18,000.00	2019/1/23	YWLD2019010	1 年	4.80%	基准+45bps, 约上浮 10%	同期未发生同类型商业银行贷款业务
	17,000.00	2019/8/16	YWLD2019090	1 年	4.35%	一致	
	15,000.00	2019/10/16	YWLD2019113	1 年	4.35%	2019 年 9 月 1 年期 LPR+15bps, 约上浮 5%, 与原基准利率一致	
	18,000.00	2019/12/20	YWLD2019152	1 年	4.35%	2019 年 11 月 1 年期 LPR+20bps, 约上浮 5%, 与原基准利率一致	
华光潭水电	2,200.00	2019/1/10	YWLD2019002	1 年	4.80%	基准+45bps, 约上浮 10%	同期未发生同类型商业银行贷款业务
	2,500.00	2019/1/15	YWLD2019003	1 年	4.80%	基准+45bps, 约上浮 10%	
	2,500.00	2019/1/17	YWLD2019005	1 年	4.80%	基准+45bps, 约上浮 10%	
	1,200.00	2019/3/18	YWLD2019027	1 年	4.80%	基准+45bps, 约上浮 10%	
	2,600.00	2019/4/17	YWLD2019038	1 年	4.80%	基准+45bps, 约上浮 10%	

债务人	合同金额 (万元)	借款开始日	合同编号	合同期限	合同利率	与同期基准利率对比	同单位、同期外部商业银行借款利率对比(若有)
	2,400.00	2019/4/25	YWLD2019042	1年	4.80%	基准+45bps, 约上浮 10%	
	3,500.00	2019/8/19	YWLD2019093	1年	4.35%	一致	
	2,000.00	2019/12/11	YWLD2019143	1年	4.60%	2019年11月1年期LPR+45bps, 约上浮 11%	
	2,200.00	2019/12/20	YWLD2019150	1年	4.35%	2019年11月1年期LPR+20bps, 约上浮 5%, 与原基准利率一致	
2020年度							
华光潭水电	2,200.00	2020/1/10	YWLD2020002	1年	4.35%	2019年12月1年期LPR+20bps, 约上浮 5%, 与原基准利率一致	同期未发生同类型商业银行贷款业务
	600.00	2020/1/13	YWLD2020003	1年	4.35%	2019年12月1年期LPR+20bps, 约上浮 5%, 与原基准利率一致	同期未发生同类型商业银行贷款业务
	2,500.00	2020/1/15	YWLD2020006	1年	4.35%	2019年12月1年期LPR+20bps, 约上浮 5%, 与原基准利率一致	同期未发生同类型商业银行贷款业务
	2,500.00	2020/1/17	YWLD2020009	1年	4.35%	2019年12月1年期LPR+20bps, 约上浮 5%, 与原基准利率一致	同期未发生同类型商业银行贷款业务
	2,000.00	2020/3/12	YWLD2020019	1年	4.35%	2020年2月1年期LPR+30bps, 约上浮 7%, 与原基准利率一致	同期未发生同类型商业银行贷款业务
	1,200.00	2020/3/18	YWLD2020020	1年	4.35%	2020年2月1年期LPR+30bps, 约上浮 7%, 与原基准利率一致	同期未发生同类型商业银行贷款业务
	2,400.00	2020/4/26	YWLD2020035	3年	4.35%	2020年4月1年期LPR+50bps, 约上浮 13%, 与原基准利率一致	同期未发生同类型商业银行贷款业务
	4,000.00	2020/6/4	YWLD2020046	3年	4.35%	2020年5月1年期LPR+50bps, 约上浮 13%, 与原基准利率一致	同期未发生同类型商业银行贷款业务

债务人	合同金额 (万元)	借款开始日	合同编号	合同期限	合同利率	与同期基准利率对比	同单位、同期外部商业银行借款利率对比(若有)
	2,400.00	2020/6/10	YWLD2020049	3年	4.35%	2020年5月1年期LPR+50bps, 约上浮13%, 与原基准利率一致	同期未发生同类型商业银行贷款业务
	2,000.00	2020/8/14	YWLD2020084	3年	4.35%	2020年5月1年期LPR+50bps, 约上浮13%, 与原基准利率一致	同期未发生同类型商业银行贷款业务
	1,500.00	2020/8/19	YWLD2020085	3年	4.35%	2020年5月1年期LPR+50bps, 约上浮13%, 与原基准利率一致	同期未发生同类型商业银行贷款业务
	2,200.00	2020/12/21	YWLD2020132	3年	4.35%	2020年5月1年期LPR+50bps, 约上浮13%, 与原基准利率一致	同期未发生同类型商业银行贷款业务
	2,000.00	2020/12/17	YWLD2020128	3年	4.35%	2020年5月1年期LPR+50bps, 约上浮13%, 与原基准利率一致	同期未发生同类型商业银行贷款业务
北海水电	30,000.00	2020/7/27	YWLD2020076	1年	4.35%	2020年5月1年期LPR+50bps, 约上浮13%, 与原基准利率一致	同期未发生同类型商业银行贷款业务
	10,000.00	2020/10/13	YWLD2020105	1年	4.35%	2020年5月1年期LPR+50bps, 约上浮13%, 与原基准利率一致	同期未发生同类型商业银行贷款业务
	9,000.00	2020/12/17	YWLD2020127	1年	4.35%	2020年5月1年期LPR+50bps, 约上浮13%, 与原基准利率一致	同期未发生同类型商业银行贷款业务
岩樟溪水电	600.00	2020/11/27	YWLD2020114	1年	4.35%	2020年5月1年期LPR+50bps, 约上浮13%, 与原基准利率一致	同期未发生同类型商业银行贷款业务
嘉兴海上风电	50,000.00	首次提款日 2020/1/16	YWXD2020003	15年	根据每笔 贷款提款 日期不同	每笔贷款提款日前一工作日5年期LPR-34bps, 每年1月1日根据当期LPR调整利率	中国农业银行杭州分行长期固定资产借款利率为: 每笔贷款提款日前一工作日5年期LPR-39bps, 每12个月根据当期LPR调整利率

债务人	合同金额 (万元)	借款开始日	合同编号	合同期限	合同利率	与同期基准利率对比	同单位、同期外部商业银行借款利率对比(若有)
东台双创新能	10,000.00	首次提款日 2020/12/18	YWXD2020011	17年	根据每笔 贷款提款 日期不同	每笔贷款提款日前一工作日5年 期LPR-44bps, 每年1月1日根 据当期LPR调整利率	同期未发生同类型商业银行 贷款业务
五家渠新能	60,000.00	首次提款日 2020/2/27	YWXD2020001	14年	根据每笔 贷款提款 日期不同	每笔贷款提款日前一工作日5年 期LPR-34bps, 每年1月1日根 据当期LPR调整利率	同期未发生同类型商业银行 贷款业务
	7,425.22	首次提款日 2020/9/28	YWXD2020007	16年	根据每笔 贷款提款 日期不同	每笔贷款提款日前一工作日5年 期LPR-24bps, 每年1月1日根 据当期LPR调整利率	邮储银行昌吉回族自治州分 行固定资产贷款利率为: 每笔 贷款提款日前一工作日5年 期LPR-44bps, 每12个月根 据当期LPR调整利率
聚合光伏	6,900.00	首次提款日 2020/5/20	YWXD2020005	15年	根据每笔 贷款提款 日期不同	每笔贷款提款日前一工作日5年 期LPR-24bps, 每年1月1日根 据当期LPR调整利率	同期未发生同类型商业银行 贷款业务
五家渠光伏	18,495.00	首次提款日 2020/9/28	YWXD2020008	15年	根据每笔 贷款提款 日期不同	每笔贷款提款日前一工作日5年 期LPR-24bps, 每年1月1日根 据当期LPR调整利率	同期未发生同类型商业银行 贷款业务

由上表可见，公司从浙能财务公司取得的贷款中，除长期固定资产借款利率统一按照基准利率或基准利率下浮 10% 外，其余流动资金借款利率呈现不同程度的上浮，主要是因为国家货币政策、市场流动性等因素导致市场融资成本上升。公司从浙能财务公司的借款利率与宁波海运（600798.SH，同属于浙能集团控制）相同时期向浙能财务公司的流动资金借款利率基本一致。

公司向浙能财务公司的长期固定资产借款利率、利率浮动条件与市场情况基本保持一致，具有公允性；公司流动资金借款缺乏同单位、同期外部商业银行可比情况，若全部按照基准利率（2019 年 8 月 20 日后按同期 LPR）测算，将减少公司利息支出分别为 196.08 万元、207.75 万元和 207.53 万元，占公司利润总额的比重为 0.84%、0.26% 和 0.34%，对公司经营成果影响较小。

③委托贷款业务

报告期内，浙能集团、浙能资产经营、浙能资本、黄岩热电厂作为委托方，通过浙能财务公司、工商银行杭州保俶支行和平安银行杭州分行（受托方），向本公司提供委托贷款。报告期内，委托贷款的借入和偿还情况如下：

A、浙能集团

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
期初余额	87,000.00	166,500.00	61,500.00
本期借入	84,000.00	19,100.00	126,500.00
本期偿还	-	98,600.00	21,500.00
期末余额	171,000.00	87,000.00	166,500.00

B、浙能资产经营

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
期初余额	3,000.00	3,000.00	4,000.00
本期借入	3,500.00	3,000.00	3,000.00
本期偿还	3,000.00	3,000.00	4,000.00
期末余额	3,500.00	3,000.00	3,000.00

C、浙能资本

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
期初余额	62,000.00	-	-
本期借入	-	-	-
本期偿还	62,000.00	-	-
期末余额	-	-	-

注：浙能资本于 2019 年内向清能发展控股的光伏发电项目公司提供委托贷款，发行人于 2019 年 12 月收购清能发展及其控股的 19 家光伏发电项目公司后，将该等委托贷款余额和利息支出纳入合并范围。在此之前，该等贷款未纳入发行人的合并范围。

D、黄岩热电厂

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
期初余额	-	-	-
本期借入	500.00	-	-
本期偿还	-	-	-
期末余额	500.00	-	-

报告期内，关联方通过银行或浙能财务公司向公司新增的委托贷款情况及其与市场利率的对比情况如下：

债务人	委托人	合同金额 (万元)	借款开始日	合同编号	合同期限	合同利率	与同期基准利率对比	同单位、同期外部商业银行借款利率对比(若有)
2018 年度								
永修浙源	浙江省能源集团有限公司	1,000.00	2018/6/5	YWWD2017089-B	1 年	5.20%	基准+85bps, 约上浮 20%	同期未发生同类型商业银行贷款业务
	浙江省能源集团有限公司	1,000.00	2018/12/24	YWWD2017089-C	1 年	4.80%	基准+45bps, 约上浮 10%	
	浙江省能源集团有限公司	1,000.00	2018/12/27	YWWD2018080	1 年	4.80%	基准+45bps, 约上浮 10%	
浙江新能	浙江省能源集团有限公司	120,000.00	2018/2/1	2018 年委借字第 000002 号	3 年	5.50%	基准+75bps, 约上浮 16%	同期未发生同类型商业银行贷款业务
华光潭水电	浙江浙能资产经营管理有限公司	1,000.00	2018/1/22	YWWD2018005	1 年	4.35%	一致	同期未发生同类型商业银行贷款业务
	浙江浙能资产经营管理有限公司	2,000.00	2018/3/21	YWWD2018014	1 年	5.00%	基准+65bps, 约上浮 15%	
	浙江省能源集团有限公司	3,500.00	2018/8/17	YWWD2018039	1 年	4.35%	一致	
2019 年度								
华光潭水电	浙江浙能资产经营管理有限公司	1,000.00	2019/1/22	YWWD2019003	1 年	4.80%	基准+45bps, 约上浮 10%	同期未发生同类型商业银行贷款业务
	浙江浙能资产经营管理有限公司	2,000.00	2019/3/21	YWWD2019027	1 年	4.80%	基准+45bps, 约上浮 10%	
永修浙源	浙江省能源集团有限公司	3,000.00	2019/6/3	YWWD2019044	1 年	4.60%	基准+25bps, 约上浮 6%	同期未发生同类型商业银行贷款业务
2020 年度								
浙江新	浙江省能源集团有限公司	250,000.00	2020/6/12	YWWD2020068	1 年	4.35%	2020 年 5 月 1	中信银行杭州分行流动

债务人	委托人	合同金额 (万元)	借款开始日	合同编号	合同期限	合同利率	与同期基准利率对比	同单位、同期外部商业银行借款利率对比(若有)
能							年期 LPR+50bps, 约上浮 10%, 与原基准利率 一致	借款利率为: 提款日前一 工作日 1 年期 LPR+20bps 建设银行杭州秋涛支行 流动借款为: 提款日前一 工作日 1 年期 LPR+8bps
华光潭 水电	浙江浙能资产经营管理有限公司	1,000.00	2020/1/14	YWWD2020005	1 年	4.60%	2019 年 12 月 1 年期 LPR +45bps, 约上 浮 10%	同期未发生同类型商业 银行贷款业务
	浙江浙能资产经营管理有限公司	2,000.00	2020/3/23	YWWD2020036	1 年	4.60%	2020 年 3 月 1 年期 LPR +55bps, 约上 浮 13%	同期未发生同类型商业 银行贷款业务
永修浙 源	浙江浙能资产经营管理有限公司	500.00	2020/3/19	YWWD2020033	1 年	4.60%	2020 年 2 月 1 年期 LPR+55bps, 约上浮 13%	同期未发生同类型商业 银行贷款业务
	黄岩热电厂	500.00	2020/3/23	YWWD2020035	1 年	4.60%	2020 年 3 月 1 年期 LPR+55bps, 约上浮 13%	同期未发生同类型商业 银行贷款业务
丹阳电 力	浙能资本控股有限公司	600.00	2019/3/13	YWWD2019016	1 年	4.80%	基准+45bps, 约上浮 10%	同期未发生同类型商业 银行贷款业务

债务人	委托人	合同金额 (万元)	借款开始日	合同编号	合同期限	合同利率	与同期基准利率对比	同单位、同期外部商业银行借款利率对比(若有)
济南新能源	浙能资本控股有限公司	1,850.00	2019/3/28	YWWD2019032	1年	4.80%	基准+45bps, 约上浮10%	同期未发生同类型商业银行贷款业务
博乐新能源	浙能资本控股有限公司	600.00	2019/12/30	YWWD2019120	1年	4.60%	2020年12月1年期 LPR+45bps, 约上浮10%	同期未发生同类型商业银行贷款业务
柯坪电力	浙能资本控股有限公司	1,400.00	2019/3/18	YWWD2019021	1年	4.80%	基准+45bps, 约上浮10%	同期未发生同类型商业银行贷款业务
	浙能资本控股有限公司	1,750.00	2019/12/17	YWWD2019101	1年	4.60%	2020年11月1年期 LPR+45bps, 约上浮10%	同期未发生同类型商业银行贷款业务
赣州新能源	浙能资本控股有限公司	2,300.00	2019/9/20	YWWD2019072	1年	4.60%	2020年8月1年期 LPR+35bps, 约上浮8%	同期未发生同类型商业银行贷款业务
青海昱辉	浙能资本控股有限公司	3,600.00	2019/3/18	YWWD2019020	1年	4.80%	基准+45bps, 约上浮10%	同期未发生同类型商业银行贷款业务
	浙能资本控股有限公司	2,400.00	2019/6/27	YWWD2019055	1年	4.80%	基准+45bps, 约上浮10%	同期未发生同类型商业银行贷款业务
泰州新能源	浙能资本控股有限公司	1,300.00	2019/3/18	YWWD2019024	1年	4.80%	基准+45bps, 约上浮10%	同期未发生同类型商业银行贷款业务
特克斯	浙能资本控股有限公司	1,500.00	2019/3/18	YWWD2019023	1年	4.80%	基准+45bps,	同期未发生同类型商业

债务人	委托人	合同金额 (万元)	借款开始日	合同编号	合同期限	合同利率	与同期基准利率对比	同单位、同期外部商业银行借款利率对比(若有)
太阳能							约上浮 10%	银行贷款业务
	浙能资本控股有限公司	200.00	2019/12/16	YWWD2019100	1 年	4.60%	2020 年 11 月 1 年期 LPR+45bps, 约上浮 10%	同期未发生同类型商业 银行贷款业务
无锡电力	浙能资本控股有限公司	200.00	2019/6/17	YWWD2019051	1 年	4.80%	基准+45bps, 约上浮 10%	同期未发生同类型商业 银行贷款业务
新疆电力	浙能资本控股有限公司	7,500.00	2019/3/18	YWWD2019019	1 年	4.80%	基准+45bps, 约上浮 10%	同期未发生同类型商业 银行贷款业务
	浙能资本控股有限公司	28,900.00	2019/12/19	YWWD2019112	1 年	4.60%	2020 年 11 月 1 年期 LPR+45bps, 约上浮 10%	同期未发生同类型商业 银行贷款业务
聚阳能源	浙能资本控股有限公司	4,500.00	2019/3/18	YWWD2019022	1 年	4.80%	基准+45bps, 约上浮 10%	同期未发生同类型商业 银行贷款业务
	浙能资本控股有限公司	1,550.00	2019/11/14	YWWD2019084	1 年	4.60%	2020 年 10 月 1 年期 LPR+40bps, 约上浮 9%	同期未发生同类型商业 银行贷款业务
伊阳能源	浙能资本控股有限公司	2,700.00	2019/9/29	YWWD2019075	1 年	4.60%	2020 年 9 月 1 年期 LPR+40bps, 约上浮 9%	同期未发生同类型商业 银行贷款业务

债务人	委托人	合同金额 (万元)	借款开始日	合同编号	合同期限	合同利率	与同期基准利率对比	同单位、同期外部商业银行借款利率对比(若有)
徐州新能源	浙能资本控股有限公司	1,050.00	2019/6/17	YWWD2019050	1年	4.80%	基准+45bps, 约上浮10%	同期未发生同类型商业银行贷款业务

注：浙能资本于2019年内向清能发展控股的光伏发电项目公司提供委托贷款，发行人于2019年12月收购清能发展及其控股的19家光伏发电项目公司后，将该等委托贷款余额和利息支出纳入合并范围。在此之前，该等贷款未纳入发行人的合并范围。

对于已建成电站项目子公司，一方面由于电站已建成，因此资金需求主要为日常流动资金需求，单次资金需求量较小但存在一定的紧迫性，出于便利性原则，该些电站子公司主要向浙能财务公司借款，或向浙能集团内其他成员单位进行委托借款，而一般很少从外部商业银行借款；对于新建的光伏电站或风电站项目子公司，公司会多方筹措资金。但由于项目建设推进时间要求较高，向外部商业银行寻求长期固定资产借款需要耗费较长的商务谈判时间和银行内部审批时间，而浙能财务公司作为同集团内成员，对公司情况较为熟悉，因此公司新建电站的长期固定资产借款也会兼顾考虑向浙能财务公司借款，以符合项目建设的实际需要。

公司将部分存款存放于浙能财务公司，一方面有利于优化公司财务管理，提高资金使用效率，有效减少遍布全国各地项目公司存款的管理风险，另一方面有利于公司增加授信额度，并取得更好的借款条件。

公司委托贷款缺乏同单位、同期外部商业银行可比情况，若全部按照同期基准利率(2019年8月20日后按同期LPR)测算，将减少公司利息支出分别为640.00万元、682.19万元和937.92万元，占公司利润总额的比重为2.72%、0.86%和1.54%，对公司经营成果影响较小。

④上述存、贷款业务的利息收支及手续费情况如下

A、利息收入

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
浙能财务公司	773.39	939.68	278.28

B、利息支出

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
浙能财务公司	10,374.73	4,416.74	2,920.41
浙能集团	6,017.98	6,943.98	7,080.37
浙能资产经营	158.49	146.22	144.21
浙能资本	2,163.31	-	-
黄岩热电厂	18.40	-	-

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
合 计	18,732.92	11,506.94	10,144.99

注：浙能资本于 2019 年内向清能发展控股的光伏发电项目公司提供委托贷款，发行人于 2019 年 12 月收购清能发展及其控股的 19 家光伏发电项目公司后，将该等委托贷款余额和利息支出纳入合并范围。在此之前，该等贷款未纳入发行人的合并范围。

C、金融服务费、手续费

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
浙能财务公司	96.71	27.49	2.77

浙能财务公司与外部银行的金融服务费、手续费的对比情况如下：

类 型	浙能财务公司	市场手续费情况
对公账户维护费	不收费	0~360 元/年
网银/U 盾费	不收费	0~600 元/年
转账手续费	不收费	按转账金额分档次收费，收取 0~200 元手续费
询证函费用	不收费	0~300 元/账户
委托贷款手续费	委贷金额的 0.8‰	委贷金额的 0.8‰

注：市场手续费情况为除浙能财务公司外公司其他银行的收费情况。

由上表可见，除委托贷款手续费外，浙能财务公司并未向公司收取其他银行账户相关费用，与市场手续费情况存在差异。但手续费一般占企业利润的比重较小，且公司盈利状况良好，该差异并不会对公司的财务费用产生较大影响。

(2) 与浙能集团及其控制的其他企业发生存贷款业务的必要性、合理性

浙能财务公司是依照《公司法》《企业集团财务公司管理办法》等有关法律、法规的规定，经国务院银行业监督管理机构批准成立的、为企业集团成员单位提供金融服务的非银行金融机构，持有《金融许可证》（机构编码：L0046H233010001）。

报告期内，浙能财务公司主要为公司提供存贷款服务。对于已建成电站项目子公司，一方面由于电站已建成，因此资金需求主要为日常流动资金需求，单次资金需求量较小但存在一定的紧迫性，出于便利性原则，该些电站子公司主要向浙能财务公司借款，或向浙能集团内其他成员单位进行委托借款，而一般很少从外部商业银行借款；对于新建的光伏电站或风电站项目子公司，公司会多方筹措资金。但由于项目建设推进时间要求较高，向外部商业银行寻求长期固定资产借

款需要耗费较长的商务谈判时间和银行内部审批时间，而浙能财务公司作为同集团内成员，对公司情况较为熟悉，因此公司新建电站的长期固定资产借款也会兼顾考虑向浙能财务公司借款，以符合项目建设的实际需要。

公司将部分存款存放于浙能财务公司，一方面有利于优化公司财务管理，提高资金使用效率，有效减少遍布全国各地项目公司存款的管理风险，另一方面有利于公司增加授信额度，并取得更好的借款条件。

综上，公司与浙能财务公司的存款和一般贷款业务、与浙能集团及其下属企业（除浙能财务公司外）发生的委托贷款业务，是基于正常生产经营的实际需求产生的，具有必要性和合理性。

2019年11月15日，公司与浙能财务公司签署《金融服务合作协议》，协议约定：在银行收入账户的款项应根据公司的指令划入公司在浙能财务公司开立的结算账户；公司可按规定通过网上银行随时监控、调拨资金；公司有权按规定自由支取所存款项，资金划转无需提前申请，划转后可实现实时到账。

公司通过与浙能财务公司签署《金融服务合作协议》，制定《关联交易管理制度》《防范控股股东及关联方占用公司资金制度》等开展对浙能财务公司的风险评估，确保公司与浙能财务公司之间开展业务的自主性、公允性和安全性。

8、其他金融机构存款等金融服务

报告期内，公司在浙能集团的联营企业浙商银行股份有限公司存放银行存款。基本情况如下：

单位：万元

关联方	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
浙商银行股份有限公司	0.52		

注：2019年12月10日，财政部颁布《企业会计准则解释第13号》（财会〔2019〕21号），该解释规定下列主体构成关联方：（1）企业与其所属企业集团的其他成员单位（包括母公司和子公司）的合营企业或联营企业；……。该解释自2020年1月1日起施行，不要追溯调整。因此公司在浙商银行股份有限公司的存款自2020年1月1日起为关联交易。

公司在浙商银行股份有限公司的存款为活期存款，相关利率与市场利率的对比情况如下：

类 型	浙商银行股份有限公司	市场利率
活期存款	0.30%	0.30%

注：市场利率为中国银行、中国工商银行、中国农业银行和中国建设银行的利率情况。

9、一般资金拆借

(1) 与正泰新能源的资金拆借

①资金拆入

2018年，公司通过股权收购的方式，陆续从正泰新能源收购了包括中卫光伏、中卫太阳能等10家光伏项目子公司（详见本招股意向书第五节“三、（二）1、2018年内，发行人收购甘宁11家光伏公司的股权”）。股权收购前，正泰新能源作为借款人，向银行借款并将相关资金拆借给上述10家中的部分项目子公司。

2018年12月中下旬，银行同意将原正泰新能源借款之借款人变更至本公司。股权收购完成日至2018年12月中下旬，项目子公司仍按照原约定将到期的借款本金及按季支付的利息先还至正泰新能源，再由正泰新能源偿还至银行。

同时，因光伏项目资金需求量大，除正常的银行借款、向公司或浙能集团及其控制的其他企业委托借款外，在股权收购完成后，该10家光伏子公司另行与正泰新能源签订借款合同，根据项目公司实际资金需要进行资金拆借。

上述事项具体情况如下：

单位：万元

期 间	2020年度	2019年度	2018年合并日至2018年12月31日
期初金额	26,406.58	21,656.30	13,709.09
本期拆入	38,395.00	41,776.58	35,496.61
本期拆出	32,490.44	37,026.30	27,549.39
期末金额	32,311.14	26,406.58	21,656.30

②利息支出

单位：万元

关 联 方	2020年度	2019年度	2018年合并日至2018年12月31日
正泰新能源	1,598.93	746.69	961.29

光伏项目子公司与正泰新能源另行签订借款合同的资金拆借利率约定按照

年利率 5.50% 计息，与浙能集团向该些公司提供的委托贷款利率一致。原通过正泰新能源作为借款人取得资金的利息支出，以原签订的银行借款合同为准，正泰新能源仅履行利息的代收代付义务，不存在正泰新能源额外收取利息的情形。

(2) 与其他关联方的资金拆借

① 资金拆入

单位：万元

关联方	拆入金额	起始日期	到期日期	利率
松阳县田园强村投资有限公司 ^{注1}	2,709.58	2018.6.26	2028.7.25	基准利率下浮 10%
	1,930.76	2019.10.25	2029.11.24	
淳安千岛湖农业发展集团有限公司 ^{注2}	130.00	2016.1.1	2019.6.30	4.35%/4.40%/5.50%
海西华汇化工机械有限公司 ^{注3}	100.00	合并日	2020.9.16	0.00%

注 1：子公司松阳浙源与关联方松阳县田园强村投资有限公司（出借人、质权人）签订借款合同，借款金额分别为 2,709.58 万元、1,930.76 万元，松阳浙源以其有权处分的售电收益权作质押，向质权人提供担保。

注 2：由于公司于 2019 年 6 月 27 日丧失对武强水电的控制权（详见本节“四、（二）3、（1）转让武强水电股权”），自 2019 年 6 月 30 日始不再将武强水电纳入合并范围，同时，淳安千岛湖农业发展集团有限公司取得武强水电控制权。因此，武强水电作为公司的控股子公司向淳安千岛湖农业发展集团有限公司的关联资金拆入止于 2019 年 6 月 30 日。

注 3：2018 年 9 月 17 日，大柴旦新能源向海西华汇化工机械有限公司（其原股东）借入 100.00 万元，利率为 0.00%。2019 年 12 月，公司向海西华汇化工机械有限公司收购其持有的青海新能源 90% 股权，大柴旦新能源系青海新能源全资子公司。自此这笔借款成为关联方资金拆入。

公司与其他关联方的资金拆入主要系子公司的小股东向子公司提供借款，公司或浙能财务公司亦同时向该些子公司提供借款/委托贷款。除海西华汇化工机械有限公司的资金拆入外，其余资金拆入的贷款利率主要按照基准利率或基准利率下浮确定，定价公允。海西华汇化工机械有限公司的资金拆入利息约定零利率，系在公司收购前即已签署合同并约定相应条款。

② 资金拆出

单位：万元

关联方	拆出金额	起始日期	到期日期	原因
大岭坪水电	160.00	2017.4.7	2018.10.15	资金周转
	140.00	2018.10.15	2019.5.20	资金周转

关联方	拆出金额	起始日期	到期日期	原因
玉溪水利	954.00	2017.9.6	2018.12.21	省筹贷款
	480.00	2018.12.21	2019.6.3	省筹贷款

省筹贷款具体情况详见本招股意向书第十一节之“一、（一）1、（6）其他应收款”。上述资金拆出均已收回。

③利息收入和支出

A、利息支出

单位：万元

项目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
松阳县田园强村投资有限公司	208.32	137.47	62.73
淳安千岛湖农业发展集团有限公司	-	3.59	7.15
合计	208.32	141.07	69.88

B、利息收入

单位：万元

项目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
玉溪水利	-	9.52	43.60
大岭坪水电	-	2.62	6.00
合计	-	12.15	49.60

10、关键管理人员薪酬

报告期内，公司对关键管理人员支付薪酬情况如下：

单位：万元

项目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
关键管理人员薪酬	1,347.60	890.31	451.13

（二）偶发性关联交易

1、关联担保

（1）本公司作为担保方

①对正泰新能源的担保

2018 年前，永昌光伏、高台光伏、敦煌光伏、民勤光伏、天润新能、中卫

光伏、中卫太阳能、瓜州光伏 8 家项目公司为正泰新能源的全资或控股子公司。上述 8 家项目公司通过正泰新能源（借款人）向银行获取项目贷款，并以其资产或电费收费权为正泰新能源的项目贷款提供担保。

2018 年，公司受让正泰新能源持有的中卫光伏等 10 家子公司各 51% 股权，自该 10 家子公司完成工商变更登记并满足控制并表条件之日起，至 2018 年 12 月银行/银团借款债权债务概括转移协议签署生效日期间，该等担保持续有效。在此期间内，项目公司已变更为公司的控股子公司，而借款人仍为正泰新能源，由此构成关联对外担保。债权债务转让协议签订后，借款人变更为本公司，关联对外担保的情形消除。公司未就上述担保向正泰新能源收取担保费。

鉴于上述实际情况，该关联对外担保具有必要性和合理性。

②对桐柏抽水蓄能的担保

2000 年，国际复兴开发银行向桐柏抽水蓄能项目提供贷款 3.2 亿美元，贷款期限自 2000 年 3 月 15 日至 2020 年 3 月 15 日。桐柏抽水蓄能各股东按出资比例提供担保。其中，股东之一的浙江省电力开发公司未直接提供担保，而是由浙江省人民政府以其出资比例 23% 为限提供担保，浙江省电力开发公司在担保的范围内向浙江省人民政府提供反担保。

浙江省电力开发公司于 2009 年进行公司制改制，并更名为浙江省电力开发有限公司。2011 年，浙江省电力开发有限公司持有的桐柏抽水蓄能 23% 的股权无偿划转至水电集团。2012 年 8 月 23 日，水电集团与浙江省人民政府签订了《关于桐柏抽水蓄能水电站项目世界银行贷款担保的反担保协议》，以连带责任保证担保的方式向浙江省人民政府提供反担保。2020 年 3 月 12 日，桐柏抽水蓄能已将上述贷款偿还完毕，关联对外担保的情形消除。上述担保的直接被担保方为浙江省人民政府，最终债务人为桐柏抽水蓄能。桐柏抽水蓄能的各股东按出资比例提供担保，故公司未向桐柏抽水蓄能或浙江省人民政府收取担保费，无偿关联对外担保未损害公司或其股东的利益。

鉴于上述实际情况，该关联对外担保具有必要性和合理性。

该项担保的具体情况详见本招股意向书第九节之“三、（二）2、为其他关联

方的对外担保”。

③对武强水电的担保

2010年9月17日，武强水电与中国农业银行股份有限公司淳安县支行签订《固定资产借款合同》，借款金额2,000万元，贷款期限自2010年9月25日至2019年11月20日。武强水电各股东按出资比例提供担保。

2019年6月末，公司处置武强水电10%股权，丧失对其的控制权，武强水电原小股东淳安千岛湖农业发展集团有限公司取得控制权，公司对武强水电的担保自2019年7月1日始构成关联对外担保。2019年11月20日，武强水电已将上述农业银行的贷款偿还完毕，关联对外担保的情形消除。公司未就上述担保向武强水电收取担保费。

鉴于上述实际情况，该关联对外担保具有必要性和合理性。

该项担保的具体情况详见本招股意向书第九节之“三、（二）2、为其他关联方的对外担保”。

（2）本公司作为被担保方

单位：万元

担保方	被担保方	主债权	主债权起始日	主债权到期日	担保类型	担保项目	是否履行完毕
遂昌国投	龙川水电	5,500.00	2018.12.19	2027.12.19	保证	/	否
江苏爱康科技股份有限公司	金昌电力	48,500.00	2017.11.22	2020.9.20	保证	/	是
中康电力	浙江新能	金昌电力股权转让协议项下权利义务	2017.09.12	主合同约定的相关事项完成之日/完成之日起1年/完成之日3年/完成之日20年	股权质押	/	是
江苏爱康实业集团有限公司	浙江新能		2017.09.12		保证	/	否
正泰集团股份有限公司	浙江新能	15,700.00	2014.03.03	2029.03.02	保证	中卫光伏-迎水桥200MWp光伏发电项目	否
正泰新能源	浙江新能	15,700.00	2014.03.03	2029.03.02	股权质押		否
正泰集团股份有限公司	浙江新能	6,500.00	2015.08.28	2030.08.27	保证	中卫太阳能-东园镇10MWp光伏发电项目	否
清源科技(厦门)股份有限公司 ^{注1}	浙江新能	6,500.00	2015.08.28	2030.08.27	保证		是
正泰新能源	浙江新能	6,500.00	2015.08.28	2030.08.27	股权质押		否
清源科技(厦门)股份有限公司	浙江新能	6,500.00	2015.08.28	2030.08.27	股权质押		是
正泰集团股份有限公司	浙江新能	13,000.00	2015.08.28	2030.08.27	保证	中卫太阳能-镇罗镇20MWp光伏发电项目	否
清源科技(厦门)股份有限公司	浙江新能	13,000.00	2015.08.28	2030.08.27	保证		是
正泰新能源	浙江新能	13,000.00	2015.08.28	2030.08.27	股权质押		否

担保方	被担保方	主债权	主债权起始日	主债权到期日	担保类型	担保项目	是否履行完毕
清源科技(厦门)股份有限公司	浙江新能	13,000.00	2015.08.28	2030.08.27	股权质押		是
正泰集团股份有限公司	浙江新能	41,800.00	2013.11.20	2027.05.20	保证	民勤光伏-红沙岗 50MWp 光伏发电项目	否
正泰新能源	浙江新能	41,800.00	2013.11.20	2027.05.20	股权质押		否
浙江正泰太阳能科技有限公司	浙江新能	62,500.00	2013.04.17	2031.04.16	保证	敦煌光伏-50MWp 光伏发电项目	否
正泰集团股份有限公司	浙江新能	62,500.00	2013.04.17	2031.04.16	股权质押		否
正泰集团股份有限公司	浙江新能	85,000.00	2013.10.30	2025.10.28	保证	高台光伏-高崖子滩 100MWp 光伏发电项目	否
正泰新能源	浙江新能	85,000.00	2013.10.30	2025.10.28	股权质押		否
正泰集团股份有限公司	浙江新能	12,000.00	2016.02.02	2030.10.21	保证	瓜州光伏-柳园 20MWp 光伏发电项目	否
正泰集团股份有限公司	浙江新能	85,000.00	2014.06.20	2029.06.18	保证	永昌光伏-河清滩 100MWp 光伏发电项目	否
正泰新能源	浙江新能	85,000.00	2014.06.20	2029.06.18	股权质押		否
正泰集团股份有限公司	浙江新能	60,000.00	2015.05.05	2028.05.04	保证	永昌光伏-河清滩二期 100MWp 光伏发电项目	否
正泰新能源	浙江新能	60,000.00	2015.05.05	2028.05.04	股权质押		否
正泰新能源	嘉峪关光伏	14,200.00	2016.10.26	2031.10.26	保证	嘉峪关光伏	否

担保方	被担保方	主债权	主债权起始日	主债权到期日	担保类型	担保项目	是否履行完毕
						-30MWp 光伏发电项目	
淳安千岛湖农业发展集团有限公司 ^{注2}	武强水电	2,000.00	2010.9.25	2019.11.20	保证	/	是
江苏爱康科技股份有限公司	瑞旭投资	22,000.00	2012.07.27	2027.07.26	保证	青海昱辉-乌兰20MWp 光伏发电项目	否
江苏爱康科技股份有限公司	瑞旭投资	16,000.00	2013.03.19	2028.03.18	保证	青海昱辉-乌兰20MWp 光伏发电（二期）项目	否
江苏爱康科技股份有限公司	瑞旭投资	16,000.00	2013.03.19	2028.03.18	保证	柯坪电力-阿克苏柯坪 20MWp 光伏发电项目	否
江苏爱康科技股份有限公司	聚阳能源	15,000.00	2015.04.10	2025.04.09	保证	聚阳能源-奇台农场一期	否
邹承慧	聚阳能源	15,000.00	2015.04.10	2025.04.09	保证	30MWp 光伏发电项目	否
江苏爱康科技股份有限公司	聚阳能源	14,000.00	2015.11.24	2025.11.23	保证	聚阳能源-奇台农场二期	否
邹承慧	聚阳能源	14,000.00	2015.11.24	2025.11.23	保证	30MWp 光伏发电项目	否
江苏爱康科技股份有限公司	博州新能源	69,000.00	2016.09.26	2026.09.25	保证	博州新能源-博乐市 100MWp 光	否

担保方	被担保方	主债权	主债权起始日	主债权到期日	担保类型	担保项目	是否履行完毕
江苏爱康实业集团有限公司	博州新能源	69,000.00	2016.09.26	2026.09.25	保证	光伏发电项目	否
邹承慧	博州新能源	69,000.00	2016.09.26	2026.09.25	保证		否
江苏爱康科技股份有限公司	博乐新能源	24,485.00	2018.10.30	2021.10.29	保证	/	否
邹承慧	博乐新能源	24,485.00	2018.10.30	2021.10.29	保证	/	否
江苏爱康科技股份有限公司	博乐新能源	26,915.00	2018.10.30	2021.10.29	保证	/	否
邹承慧	博乐新能源	26,915.00	2018.10.30	2021.10.29	保证	/	否
江苏爱康科技股份有限公司	四子王旗能源	12,360.00	2019.03.12	2022.03.11	保证	/	否
江苏爱康科技股份有限公司	特克斯太阳能	11,000.00	2015.03.27	2025.03.26	保证	特克斯太阳能-20MWp 光伏发电项目	否
邹承慧	特克斯太阳能	11,000.00	2015.03.27	2025.03.26	保证		否
江苏爱康科技股份有限公司	新疆电力	10,000.00	2013.04.25	2023.04.24	保证	新疆电力-精河一期 20MWp 光伏发电项目	否
邹承慧	新疆电力	10,000.00	2013.04.25	2023.04.24	保证		否
江苏爱康科技股份有限公司	新疆电力	10,000.00	2014.04.17	2022.04.16	保证	新疆电力-精河二期 20MWp 光伏发电项目	否
邹承慧	新疆电力	10,000.00	2014.04.17	2022.04.16	保证		否
江苏爱康科技股份有限公司	新疆电力	15,000.00	2015.09.24	2025.09.23	保证	新疆电力-精河三期 30MWp 光	否

担保方	被担保方	主债权	主债权起始日	主债权到期日	担保类型	担保项目	是否履行完毕
邹承慧	新疆电力	15,000.00	2015.09.24	2025.09.23	保证	光伏发电项目	否
江苏爱康科技股份有限公司	新疆电力	11,000.00	2015.10.29	2025.10.28	保证	新疆电力-精河四期 20MWp 光伏项目	否
邹承慧	新疆电力	11,000.00	2015.10.29	2025.10.28	保证	光伏发电项目	否
江苏爱康科技股份有限公司	伊阳能源	20,000.00	2018.10.31	2021.10.31	保证	/	否
邹承慧	伊阳能源	20,000.00	2018.10.31	2021.10.31	保证	/	否
江苏爱康科技股份有限公司	丹阳电力	935.83	2017.06.27	2022.06.26	保证	/	否
中机国能电力集团有限公司	龙游新能源	13,000.00	2019.03.12	2027.3.11	股权质押	/	否
海西华汇化工机械有限公司 ^{注3}	公司	青海新能源股权转让协议项下权利义务	2019.12.06	股权交割完成之日起 3 年	股权质押	/	否
张建春	公司	青海新能源股权转让协议项下权利义务	2019.12.06	股权交割完成之日起 3 年	保证	/	否
苏州中康电力开发有限公司 ^{注4}	清能发展	金昌电力股权转让协议、关于提前支付往来款的补充协议项下权利义务	2020.1.3/2020.8.4	主合同约定的相关事项完成之日/完成之日起 1 年/完成之日 3 年/完成之日 20 年	股权质押	/	否
江苏爱康科技股份有限公司 ^{注4}	清能发展	金昌电力股权转让协议、关于提前支付往来款的补充协议项下权利义务	2020.1.3/2020.8.4	主合同约定的相关事项完成之日/完成之日起 1 年/完成之日 3 年/完成之日 20 年	保证	/	否

担保方	被担保方	主债权	主债权起始日	主债权到期日	担保类型	担保项目	是否履行完毕
苏州中康电力开发有限公司 ^{注4}	清能发展	金昌电力股权转让协议、关于提前支付往来款的补充协议项下权利义务	2020.1.3/2020.8.4	主合同约定的相关事项完成之日/完成之日起1年/完成之日3年/完成之日20年	保证	/	否

注1：2019年12月18日，清源科技（厦门）股份有限公司将其持有中卫太阳能20%的股权转让给正泰新能源，其对中卫太阳能相关的担保解除。

注2：公司和淳安千岛湖农业发展集团有限公司共同为武强水电提供保证担保。由于公司2019年6月27日丧失对武强水电的控制权（2019年6月30日不再纳入合并报表范围），因此，武强水电作为公司的控股子公司接受淳安千岛湖农业发展集团有限公司的关联担保止于2019年6月30日；自2019年7月1日始，公司向武强水电的保证担保成为对外担保。2019年11月20日，武强水电偿还完毕相关银行借款，浙江新能担保之主债权已消灭。

注3：海西华汇化工机械有限公司将其持有的青海新能源10%股权质押给公司，为其履行股权转让协议项下的权利义务提供担保；同时，海西华汇化工机械有限公司之控股股东同时提供连带责任保证。

注4：2017年9月，中康电力将其持有的金昌电力49%的股权为公司提供股权质押担保。同时江苏爱康实业集团有限公司为公司提供连带责任保证。担保期限为主合同约定的相关事项完成之日/完成之日起1年/完成之日3年/完成之日20年。由于公司在收购清能发展时，将金昌电力51%的股权置入清能发展，清能发展成为金昌电力的控股股东，原由公司享有的债权和质权一并转移至清能发展。2020年1月3日，中康电力重新进行了股权质押，质权人由公司变更为清能发展，中康电力股权质押所担保的义务不变。2020年8月，中康电力、清能发展等公司签订《关于提前支付往来款的补充协议》，部分清能发展原下属光伏子公司与中康电力进行债务重组，提前支付其应付中康电力的往来款，中康电力根据上述《关于提前支付往来款的补充协议》承担新增的支付义务。因此，中康电力以金昌电力49%的股权、博乐新能源30%的股权为清能发展提供质押担保。此外，中康电力、爱康科技对上述钟中康电力对清能发展的债务另行提供保证担保。

2018 年前，中卫光伏、中卫太阳能、民勤光伏、敦煌光伏、高台光伏、瓜州光伏、永昌光伏、嘉峪关光伏原为正泰新能源的全资或控股子公司。上述 8 家项目公司中，嘉峪关光伏（借款人）直接向银行借款，并由正泰新能源为其提供担保；其余 7 家项目公司通过正泰新能源（借款人）向银行获取项目贷款，并由正泰新能源或其关联方、项目公司参股股东提供担保。

2018 年，公司受让正泰新能源持有的中卫光伏等 10 家子公司各 51% 股权，股权转让完成后，各方于 2018 年 12 月签订银行/银团借款债权债务概括转移协议，约定借款人从正泰新能源变更为本公司，原担保方同意债务转移并继续提供担保责任。自债权债务概括转移协议生效之日起，该等担保均构成关联担保。

2019 年 12 月，公司以股权转让及增资方式取得清能发展 53.5% 的股权，清能发展的控股子公司均系收购取得。其中，中康电力仍持有博乐新能源 30% 股权，中机国能电力集团有限公司仍持有龙游新能源 10% 的股权。前述股东或其实际控制人、实际控制人控制的其他企业继续为清能发展的部分控股子公司提供担保，构成关联担保。

上述关联方均未向公司或公司控股子公司收取担保费。

2、关联方无偿划转

为突出主业，剥离非经营资产，根据浙能集团下发的《关于同意浙江省水利水电投资集团有限公司无偿划拨相关资产的批复》（浙能资〔2018〕614 号），2018 年 11 月 7 日，公司和浙江国信集团、浙能资产经营分别签订《国有资产无偿划转协议》，由公司将相关非经营性资产按账面值无偿划转至上述两家公司。上述资产的划转情况详见本招股意向书第五节之“三、（二）2、2018 年 11 月，发行人将非经营性资产无偿划转至浙江国信集团与浙能资产经营”。

3、关联方股权转让

（1）转让武强水电股权

由于装机规模较小，未能推进投资开发时确定的流域梯级水电开发方案，2019 年 5 月 24 日，公司通过浙江产权交易所公开挂牌转让公司所持有的武强水电 10% 股权，转让价格依据为经银信资产评估有限公司评估确定的股东权益市场

价值。2019年6月24日，淳安千岛湖农业发展集团有限公司以331万元的价格摘牌受让上述股权。上述股权转让完成后，公司对武强水电的持股比例降为41%，丧失对其的控制权，武强水电成为淳安千岛湖农业发展集团有限公司之控股子公司（持股比例59%）。公司自2019年6月30日始不再将武强水电纳入合并范围。

（2）收购宁夏新能源

为了解决与浙能能服的同业竞争，2019年12月9日，公司与浙能能服签订《股权转让协议》，约定由公司受让浙能能服持有的宁夏新能源100%股权。股权转让价格参照宁夏新能源截至2019年9月30日的经评估的净资产（资产基础法）确定为800万元。2019年12月16日，宁夏新能源完成了股权转让的工商登记手续。本次重组具体情况详见本招股意向书第五节之“三、（二）5、2019年12月，发行人收购宁夏新能源100%股权”。

（3）收购清能发展

为了解决与清能发展的同业竞争，2019年12月13日，发行人与绿能基金、浙能创投、清能发展签订《股权转让及增资协议》，约定由发行人收购浙能创投持有的清能发展0.01%股权，并对清能发展进行增资，本次重组完成后，公司持有清能发展53.50%股权，取得清能发展下属53.403万千瓦光伏项目的控制权。本次交易以2019年6月30日为审计和评估基准日，以资产基础法（其中对19家光伏项目公司的长期股权投资采用收益法）评估结果作为作价依据。2019年12月30日，清能发展完成了本次股权变动的工商登记手续。本次重组具体情况详见本招股意向书第五节之“三、（二）6、2019年12月，发行人以增资与收购方式取得清能发展53.5%股权”。

（4）收购阳高风电和广灵风电各35%股权

2019年12月9日，公司与浙能能服签署《股权转让协议》和《债权转让协议》，公司以现金5,039.87万元（含已宣告未发放的股利359.96万元）购买浙能能服持有的阳高风电35%股权，以现金464.65万元购买浙能能服对阳高风电的应收股利，公司以现金14,781.37万元（含已宣告未发放的股利1,561.00万元）购买浙能能服持有的广灵风电35%股权，以现金2,309.71万元购买浙能能服对广灵风电的应收股利。本次股权转让价格以阳高风电和广灵风电截至2019年9月

30 日的评估值（收益法）为作价依据，并考虑过渡期内期间损益及已宣告未发放的股利确定。

阳高风电和广灵风电收购前后的控股股东均为华电新能源发展有限公司，最终实际控制人为国务院国资委。因此公司向浙能集团收购阳高风电 35% 股权、广灵风电 35% 股权，仅仅是向关联方收购参股单位的股权，属于同一控制下的股权收购，但因未取得阳高风电和广灵风电的控股权，不构成同一控制下的企业合并。

4、关联方商标授权使用

报告期内，为统一浙能集团对外形象展示和宣传等需要，浙能集团实际许可公司使用其拥有的注册号为 5730638、5731188 的商标，但前期未签署协议。2019 年 9 月，浙能集团与公司签署《商标使用许可合同》，将其拥有的注册号为 5730638、5731188 的商标无偿许可给公司使用，并授权公司在合同有效期内许可公司下属企业依公司在本合同项下之权利使用许可商标，许可使用期限自合同生效之日起至许可商标的有效期届满之日（商标权有效期至 2029.11.27）；若许可商标续展注册的，则自动延至续展注册后的有效期届满之日。

5、关联方共同投资

（1）舟山浙源

2018 年 4 月 28 日，公司与舟山煤电共同出资设立舟山浙源，其中，公司认缴出资 1,122.00 万元，占注册资本的 51%；舟山煤电认缴出资 1,078.00 万元，占注册资本的 49%。

（2）浙晶光伏与浙晶发展

2019 年 8 月，公司、新能企管与绿能基金共同出资设立浙晶光伏，其中，公司作为有限合伙人认缴出资 3,900 万元，占出资额的 4.88%；新能企管作为普通合伙人认缴出资 100 万元，占出资额的 0.12%，并担任执行事务合伙人；绿能基金作为有限合伙人认缴出资 20,000 万元，占出资额的 25%。

2019 年 8 月，新能企管与浙晶光伏共同出资设立浙晶发展，其中，新能企管认缴出资 7.6 万元，占注册资本的 0.01%；浙晶光伏认缴出资 75,992.4 万元，占注册资本的 99.99%。

(3) 昊新投资与昊鑫能源

2020年1月，公司、新能企管与绿能基金共同出资设立昊新投资，其中，公司作为有限合伙人认缴出资1,025万元，占出资额的4.56%；新能企管作为普通合伙人认缴出资100万元，占出资额的0.44%，并担任执行事务合伙人；绿能基金作为有限合伙人认缴出资5,625万元，占出资额的25%。

2020年1月，新能企管与昊新投资共同出资设立昊鑫能源，其中，新能企管认缴出资2.1万元，占注册资本的0.01%；浙晶光伏认缴出资20,997.9万元，占注册资本的99.99%。

6、向关联方增资

(1) 嵊泗海上风电

2019年10-12月，公司向合营子公司嵊泗海上风电累计缴纳投资款15,000万元。

(2) 舟山智慧能源

2019年10-12月，公司向联营子公司舟山智慧能源累计缴纳投资款1,080万元。

7、与关联方债务重组

2020年8月，清能发展及其下属9家光伏项目公司与中康电力分别签订了《关于提前支付往来款的补充协议》，该等协议约定了9家光伏项目公司提前偿还与中康电力的应付往来款合计42,968.44万元，同时中康电力分期承担9家光伏项目公司提前偿还应付往来款的财务成本，并向公司支付履约保证金等合计21,166.00万元。2020年度，公司因上述债务重组确认重组利得4,139.22万元，截至2020年12月31日，公司应收中康电力财务成本款项3,921.53万元。

(三) 关联方应收应付款项

1、关联方银行存款

报告期各期末，存放关联方存款情况如下：

单位：万元

关联方	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
浙能财务公司	96,219.96	109,255.36	245,599.08
浙商银行股份有限公司	0.52		

2、应收关联方款项

报告期各期末，应收关联方款项情况如下：

单位：万元

项目名称	关联方	2020.12.31		2019.12.31		2018.12.31	
		账面余额	坏账准备	账面余额	坏账准备	账面余额	坏账准备
其他应收款	浙江省水电实业公司	4,136.00	4,136.00	4,136.00	4,136.00	4,136.00	4,136.00
其他应收款	兴源节能	0.16	0.01	-	-	-	-
其他应收款	璞能租赁	730.00	36.50	730.00	36.50	-	-
其他应收款	浙能租赁	27.67	1.38	60.62	3.03	60.62	39.79
其他应收款	中康电力	3,922.67	196.13	44.17	2.21	-	-
其他应收款	苏州中康电力运营有限公司	-	-	34.41	1.72	-	-
其他应收款	五家渠爱康电力开发有限公司	-	-	0.49	0.02	-	-
其他应收款	嵊泗海上风电	-	-	-	-	880.25	4.40
其他应收款	玉溪水利	-	-	-	-	480.00	384.00
其他应收款	大岭坪水电	-	-	-	-	146.36	112.19
其他应收款	淳安千岛湖农业发展集团有限公司	-	-	-	-	0.10	0.05
其他应收款	舟山智慧能源	-	-	-	-	112.60	0.56
应收账款	赣州爱康光电科技有限公司	18.09	0.09	8.35	0.04	-	-
应收账款	苏州中康电力运营有限公司	-	-	13.42	0.07	-	-
应收账款	大岭坪水电	23.85	0.12	7.00	0.04	-	-
应收账款	浙能集团	-	-	-	-	3.93	0.02

项目名称	关联方	2020.12.31		2019.12.31		2018.12.31	
		账面余额	坏账准备	账面余额	坏账准备	账面余额	坏账准备
应收账款	嘉兴发电	40.99	0.20	-	-	-	-
应收账款	温州发电	4.97	0.02	-	-	-	-
应收账款	舟山煤电	9.98	0.05	-	-	-	-
应收账款	乐清发电	14.78	0.07	-	-	-	-
应收账款	台二发电	32.12	0.16	-	-	-	-
应收账款	嵊泗海上风电	19.78	0.10	-	-	-	-
应收账款	浙江浙石油综合能源销售有限公司	1,120.00	5.60	-	-	-	-
预付账款	上海正泰自动化软件系统有限公司	-	-	0.95	-	-	-
预付账款	浙江浙能企业管理培训服务有限公司	-	-	-	-	0.50	-
预付账款	正泰新能源	-	-	-	-	423.58	-
预付账款	浙江正泰太阳能科技有限公司	31.17	-	-	-	-	-
预付账款	浙江省电力建设有限公司	103.38	-	-	-	-	-
预付账款	浙江浙能技术研究院有限公司	446.70	-	-	-	-	-
应收股利	广灵风电	3,870.71	-	3,870.71	-	-	-
应收股利	阳高风电	824.61	-	824.61	-	-	-
应收股利	玉溪水利	334.00	-	-	-	-	-
应收股利	仙居水电	-	-	75.00	-	-	-
应收股利	石塘水电	-	-	-	-	291.58	-
其他非流动资产	浙江省电力建设有限公司	-	-	28,564.53	-	-	-
其他非流动资产	浙江天虹物资贸易有限	-	-	2,775.50	-	-	-

项目名称	关联方	2020.12.31		2019.12.31		2018.12.31	
		账面余额	坏账准备	账面余额	坏账准备	账面余额	坏账准备
	公司						
其他非流动资产	北京航天雷特机电工程有限公司	2,577.79	-	-	-	-	-

截至 2020 年 12 月 31 日，公司其他应收款中，对浙能租赁、璞能租赁的应收款项为融资租赁业务的保证金；对兴源节能的其他应收款为应收多缴纳的员工社保金额；对中康电力的其他应收款主要系由于清能发展及其下属 9 家光伏项目公司与中康电力进行债务重组，由该等 9 家光伏项目公司向中康电力提前偿还部分应付往来款，并由中康电力分期承担 9 家光伏项目公司提前偿还应付往来款的财务成本所致，具体情况详见本节之“四、（二）7、与关联方债务重组”；对浙江省水电实业公司的应收款项为因历史原因形成的代垫款，具体情况详见本招股意向书第十一节之“一、（一）1、（6）其他应收款”。

3、应付关联方款项

报告期各期末，应付关联方款项情况如下：

单位：万元

项目名称	关联方	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
短期借款	浙能财务公司	55,071.90	75,202.12	57,600.00
其中：应付利息	浙能财务公司	71.90	102.12	-
短期借款	浙能资本	-	62,086.66	-
其中：应付利息	浙能资本	-	86.66	-
短期借款	浙能集团	84,111.65	-	6,500.00
其中：应付利息	浙能集团	111.65	-	-
短期借款	浙能资产经营	3,504.92	3,004.40	3,000.00
其中：应付利息	浙能资产经营	4.92	4.40	-
短期借款	黄岩热电厂	500.70	-	-
其中：应付利息	黄岩热电厂	0.70	-	-
其他应付款	中康电力	21,342.95	57,251.09	-

项目名称	关联方	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
其他应付款	苏州中康电力运营有限公司	57.26	36.55	29.41
其他应付款	中机国能电力集团有限公司	1,988.55	3,583.55	-
其他应付款	海西华汇化工机械有限公司	0.00	100.00	-
其他应付款	正泰新能源	33,467.08	26,836.92	21,782.60
其他应付款	浙能集团	25.15	-	-
其他应付款	浙江省能源集团城市燃气有限公司	0.80	0.80	200.35
其他应付款	浙能能服	-	515.24	-
其他应付款	龙泉市水电总站	-	-	63.23
其他应付款	清源科技（厦门）股份有限公司	-	7.94	7.94
其他应付款	浙江东发环保工程有限公司	-	-	4.46
其他应付款	松阳县田园强村投资有限公司	-	-	3.65
其他应付款	浙江浙能天工信息科技有限公司	0.47	0.47	0.23
其他应付款	新能发展	-	-	239.19
其他应付款	淳安千岛湖农业发展集团有限公司	-	-	130.00
其他应付款	浙江浙能电力工程技术有限公司	3.15	1.61	1.33
其他应付款	宁夏太阳山正泰光伏发电有限公司	-	-	0.20
其他应付款	浙江鸿程计算机系统有限公司	27.26	-	-
应付利息	浙能集团	-	-	307.30
应付利息	浙能租赁	104.41	116.51	123.86
应付利息	浙能财务公司	-	-	61.05
应付利息	璞能租赁	16.99	17.91	17.46
应付利息	浙能资产经营	-	-	4.38
应付账款	浙江省电力建设有限公司	5,392.89	516.74	-
应付账款	正泰新能源	4,145.19	2,600.05	4,300.19
应付账款	霍尔果斯正泰科技服务有限公司	1,315.11	1,207.87	1,577.80
应付账款	浙江天虹物资贸易有限公司	281.10	370.32	360.86
应付账款	苏州中康电力运营有限公司	2,379.43	1,078.37	304.78
应付账款	浙江浙能技术研究院有限公司	2,030.40	60.00	12.08

项目名称	关联方	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
应付账款	浙江浙能天工信息科技有限公司	13.96	36.02	78.40
应付账款	浙江梅苑酒店管理有限公司	-	59.67	52.88
应付账款	浙江浙信物业管理有限公司	32.31	-	-
应付账款	浙江浙能电力工程技术有限公司	0.53	13.56	14.88
应付账款	长广集团	1.78	-	-
应付账款	浙江鸿程计算机系统有限公司	4.50	136.31	3.83
应付账款	龙泉市水电总站	97.50	129.98	-
应付账款	上海正泰电源系统有限公司	26.22	65.87	-
应付账款	正泰电气股份有限公司	-	16.00	-
应付账款	北京航天雷特机电工程有限公司	1,359.72	-	-
应付账款	中海石油（中国）有限公司	261.99	-	-
应付账款	苏州爱康能源工程技术股份有限公司	13.47	-	-
应付账款	浙江浙电设备监理有限公司	12.99	-	-
应付账款	松阳县田园强村投资有限公司	10.00	-	-
预收账款	浙江浙能石油新能源有限公司	-	-	49.91
一年内到期的非流动负债	浙能财务公司	6,447.83	-	345.00
一年内到期的非流动负债	浙能集团	87,146.21	-	-
一年内到期的非流动负债	松阳县田园强村投资有限公司	254.36	-	-
应付股利	龙泉市水电总站	-	-	153.60
应付股利	松阳县谢村源流域水电开发有限公司	-	-	80.00
应付股利	浙江省水电实业公司	-	-	68.00
应付股利	正泰新能源	12,393.68	13,084.44	8,578.04
应付股利	中康电力	2,528.92	9,214.94	-
应付股利	浙江环亚能源科技有限公司	1,318.40	1,318.40	-
应付股利	中机国能电力集团有限公司	849.24	849.24	-
应付股利	尚越光电科技股份有限公司	-	26.00	-
应付股利	清源科技（厦门）股份有限公司	-	823.72	581.16

项目名称	关联方	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
应付股利	遂昌国投	-	-	490.00
长期借款	浙能集团	-	87,146.21	160,000.00
其中：应付利息	浙能集团	-	146.21	-
长期借款	浙能财务公司	236,677.03	54,572.74	29,855.00
其中：应付利息	浙能财务公司	317.03	72.74	-
长期应付款	璞能租赁	149,825.90	123,971.40	55,099.17
其中：一年内到期的非流动负债	璞能租赁	56,337.98	38,565.83	6,620.69
长期应付款	浙能租赁	62,217.97	43,668.90	24,107.48
其中：一年内到期的非流动负债	浙能租赁	20,961.99	1,312.76	690.30
其中：其他流动负债	浙能租赁	20,127.81	-	-
长期应付款	松阳县田园强村投资有限公司	4,136.85	4,646.60	2,709.58

（四）与关联交易相关的其他情况

1、关联交易与主营业务的关系，未损害公司利益

报告期内，公司向浙能集团下属企业采购内容主要包括物资设备、信息系统及维护服务、招投标代理服务、运维检修服务、生产管理辅助服务等；公司向非控股股东控制的关联方采购内容主要包括电站运维服务、IT 系统维保和技术维护、光伏组件和相关设备的采购等，均与日常生产经营密切相关。

报告期内，公司向关联方销售商品和资产、提供劳务形成的收入均为其他业务收入，主要为公司向项目公司结算项目前期费用、为参股公司提供电站运维及生产管理收入、委派人员参与参股公司经营管理的报酬、加氢站成套设备供应以及招待所收入。总体交易金额较小，对公司不构成重大影响。

公司与关联方关联交易定价公允，不存在损害公司利益的情况。

2、关联交易未影响公司独立性，未对发行产生重大不利影响

公司在报告期内的关联交易具有必要性、合理性，交易价格公允，不存在关

关联方替公司承担成本、费用或向公司输送利益的情形，不存在严重影响独立性或显失公平的关联交易。公司资产、人员、财务、机构、业务均独立于控股股东、实际控制人及其控制的其他企业，公司具有直接面向市场独立经营的能力。

公司独立董事对公司在报告期内的关联交易已发表独立意见，详见本节“五、（三）独立董事对报告期内关联交易发表的意见”。

综上，公司在报告期内的关联交易不会影响其独立性，不会对发行产生重大不利影响。

3、公司不存在未及时按规定履行必要的决策程序、后续补充确认的情况，相关会议制度、内部控制措施切实有效执行

水电集团整体变更为股份公司前，尚未制定专门的关联交易管理制度，公司章程中亦未就关联交易的决策程序作出明确规定。公司整体变更为股份公司后，已制定《公司章程》《股东大会议事规则》《董事会议事规则》《独立董事制度》《关联交易管理制度》等制度，就关联交易的决策权限、决策程序、关联股东及董事的回避规则、独立董事独立意见等作出安排。

公司 2019 年第三次临时股东大会审议通过《关于确认公司报告期内关联交易的议案》，对 2016-2019 年 1-6 月的关联交易进行确认；公司 2019 年第二次临时股东大会审议通过《关于审议 2019 年 7 月至 12 月日常性关联交易的议案》，对 2019 年 7-12 月的关联交易进行预计；公司 2020 年第一次临时股东大会审议通过《关于 2019 年 7-12 月关联交易确认及 2020 年度日常关联交易预计的议案》；公司 2020 年第四次临时股东大会审议通过《关于确认公司 2020 年 1-6 月内关联交易的议案》；公司第一届董事会第十八次会议审议通过《关于确认公司 2020 年下半年关联交易并预计 2021 年关联交易的议案》，该议案尚待 2020 年年度股东大会审议通过。独立董事对上述关联交易发表独立意见。

4、公司不存在通过关联交易调节收入利润或成本费用、对公司输送利益的情形

综上所述，报告期内的关联交易均已依法履行决策程序，除对有限公司阶段的关联交易进行补充确认外，不存在后续未及时按规定履行必要的决策程序、后

续补充确认的情况。公司相关会议制度、内部控制措施均已得到切实有效执行，不存在通过关联交易调节收入利润或成本费用、对公司输送利益的情形。

五、关联交易决策程序

公司已在《公司章程》中对关联交易决策权限与程序做出了规定，就关联股东或利益冲突董事在关联交易表决中的回避制度做出了规定。同时，《股东大会议事规则》《董事会议事规则》《关联交易决策制度》等公司治理文件中已明确了关联交易决策的程序。

（一）关联交易的决策权限和程序

1、《公司章程》的规定

《公司章程》第七十八条：对于每年发生的日常性关联交易，公司应当在披露上一年度报告之前，对本年度将发生的关联交易总金额进行合理预计，提交股东大会审议并披露。日常性关联交易指公司和关联方之间发生的购买原材料、燃料、动力，销售产品、商品，提供或者接受劳务，委托或者受托销售，关联方租赁，关联方存贷款等交易行为。股东大会审议有关关联交易事项时，关联股东不应当参与投票表决，其所代表的有表决权的股份数不计入有效表决总数。

2、《关联交易管理制度》的规定

《关联交易管理制度》第十四条：公司与关联自然人、关联法人发生的交易（公司获赠现金资产和提供担保除外）金额在人民币 3,000 万元以上（含 3,000 万元），且占公司最近一期经审计净资产绝对值 5% 以上（含 5%）的关联交易，经股东大会审议批准后方可实施。

《关联交易管理制度》第十五条：公司为关联人提供担保的，不论数额大小，均应当在董事会审议通过后提交股东大会审议。

公司为持有公司 5% 以下股份的股东提供担保的，参照前款的规定执行，有关股东应当在股东大会上回避表决。

《关联交易管理制度》第十六条：公司与关联自然人发生的交易金额达到人民币 30 万元以上（含 30 万元）的关联交易事项，与关联法人发生的交易金额在

人民币 300 万元以上（含 300 万元）且占公司最近一期经审计净资产绝对值 0.5% 以上（含 0.5%）的关联交易，由公司董事会审议批准。

《关联交易管理制度》第十七条：公司与关联自然人发生的交易金额低于人民币 30 万元的关联交易事项，以及与关联法人发生的交易金额低于人民币 300 万元或低于公司最近一期经审计净资产绝对值 0.5% 的关联交易事项，由公司总工程师审议批准。

3、《独立董事工作制度》的规定

《独立董事工作制度》第十九条：为了充分发挥独立董事的作用，独立董事除应当具有《公司法》和公司章程规定赋予董事的职权外，还享有以下特别职权：

（1）重大关联交易（指公司拟与关联人达成的总额高于 300 万元或高于公司最近经审计净资产值的 5% 的关联交易）应由独立董事认可后，提交董事会讨论；独立董事作出判断前，可以聘请中介机构出具独立财务顾问报告，作为其判断的依据。

……

《独立董事工作制度》第二十条：独立董事行使前述十九条规定的职权应当取得全体独立董事的二分之一以上同意。

（二）关联交易的回避制度

1、《公司章程》的规定

《公司章程》第七十八条：对于每年发生的日常性关联交易，公司应当在披露上一年度报告之前，对本年度将发生的关联交易总金额进行合理预计，提交股东大会审议并披露。日常性关联交易指公司和关联方之间发生的购买原材料、燃料、动力，销售产品、商品，提供或者接受劳务，委托或者受托销售，关联方租赁，关联方存贷款等交易行为。股东大会审议有关关联交易事项时，关联股东不应当参与投票表决，其所代表的有表决权的股份数不计入有效表决总数。

股东大会审议有关关联交易事项时，如全体股东均为关联股东，则不受本条规定的关联股东回避规则限制。

2、《关联交易管理制度》的规定

《关联交易管理制度》第二十四条：公司审议与关联方的交易，或与关联方签署涉及关联交易的合同、协议或作出其他安排时，应当采取必要的回避措施，包括：

- (1) 按本制度规定回避表决；
- (2) 任何个人只能代表一方签署协议；
- (3) 关联方不得以任何方式干预公司的决定。

《关联交易管理制度》第二十五条：董事会审议关联交易事项时，关联董事应当回避表决，也不得代理其他董事行使表决权；会议由过半数的非关联董事出席即可举行，会议所做决议须经非关联董事过半数通过。出席董事会的非关联董事人数不足三人的，公司应当将该交易提交股东大会审议。

《关联交易管理制度》第二十六条：股东大会审议有关关联交易事项时，关联股东不应当参与投票表决，其所代表的有表决权的股份数不计入有表决权股份总数；股东大会决议应当充分披露非关联股东的表决情况。

《关联交易管理制度》第二十七条：股东大会审议有关关联交易事项时，如全体股东均为关联股东，则不受本制度第二十六条等规定的关联股东回避规则限制。

(三) 独立董事对报告期内关联交易发表的意见

针对 2017-2019 年 1-6 月的关联交易，公司独立董事发表了如下意见：①公司在报告期内发生的关联交易是根据公司业务的实际需要发生的，具有合理的必要性，未对公司的财务状况、经营状况和独立性产生不利影响，公司不存在通过关联交易占用或转移公司资金或资产的情况；②关联交易履行程序符合交易当时公司章程的规定，履行了必要的审议、决策程序；③关联交易均基于正常的商业交易条件进行，定价依据和定价方法体现了公平合理的原则，交易价格公允，不存在损害公司及股东利益的情况。

针对 2019 年 7-12 月的关联交易，公司独立董事认为，所涉关联交易符合公

司实际经营所需，关联交易涉及的价格按市场原则公允定价，符合公开、公正、公平原则，不损害公司与全体股东尤其是中小股东利益。

针对 2019 年 12 月内为了解决同业竞争的关联交易，公司独立董事认为，对浙江清能能源发展有限公司增资、收购山西华电阳高风力发电有限公司和山西华电广灵风力发电有限公司、与浙江浙能嘉兴发电有限公司等 6 家公司签署《光伏资产长期运行管理服务协议》等关联交易交易有利于解决同业竞争，不存在损害公司及股东利益的情况；关联交易履行程序符合交易当时公司章程的规定，履行了必要的审议、决策程序，关联董事回避表决。

针对 2020 年 1-6 月的关联交易，公司独立董事认为，①公司在报告期内发生的关联交易是根据公司业务的实际需要发生的，具有合理的必要性，未对公司的财务状况、经营状况和独立性产生不利影响，公司不存在通过关联交易占用或转移公司资金或资产的情况；②关联交易履行程序符合交易当时公司章程的规定，履行了必要的审议、决策程序，关联董事回避表决；③关联交易均基于正常的商业交易条件进行，定价依据和定价方法体现了公平合理的原则，交易价格公允，不存在损害公司及股东利益的情况。

针对 2020 年 7-12 月的关联交易，公司独立董事认为，上述关联交易符合公司实际经营所需，关联交易涉及的价格按市场原则公允定价，符合公开、公正、公平原则，不损害公司与全体股东尤其是中小股东的利益。

（四）拟采取的减少关联交易的措施

公司将严格执行《公司章程》《关联交易管理制度》及《独立董事工作制度》中关于关联交易的规定，尽量减少关联交易的发生。对于不可避免的关联交易，公司将严格执行关联交易决策程序、回避制度和信息披露制度，加强独立董事对关联交易的监督，保证关联交易的公平、公正、公允，避免关联交易损害公司及股东利益。

为进一步减少关联交易、规范公司运行，公司控股股东浙能集团出具了《关于规范并减少关联交易的承诺函》，承诺如下：

- 1、本公司及本公司控制的除浙江新能以外的其他企业将尽量减少与浙江新

能之间发生关联交易；

2、对于无法避免或有合理理由存在的关联交易，本公司及本公司控制的其他企业将与浙江新能依法签订规范的关联交易协议，关联交易价格参照与无关联关系的独立第三方进行相同或相似交易时的价格确定，保证关联交易价格具有公允性；并按照有关法律、法规、规章、其他规范性文件和浙江新能公司章程的规定，履行关联交易决策、回避表决等公允程序，及时进行信息披露，保证不通过关联交易损害浙江新能及浙江新能其他股东的合法权益；

3、保证不要求或不接受浙江新能在任何一项市场公平交易中给予本公司及本公司所控制的其他企业优于给予第三者的条件；

4、保证将依照浙江新能公司章程行使相应权利、承担相应义务，不利用本公司的身份谋取不正当利益，保证不损害浙江新能的合法权益；

5、如违反上述承诺，愿意承担由此产生的责任，充分赔偿或补偿由此给浙江新能造成的损失。

第八节 董事、监事、高级管理人员与核心技术人员

一、董事、监事、高级管理人员与核心技术人员简介

(一) 董事

按照《公司章程》规定，公司设董事9名。截至本招股意向书签署之日，公司董事会会有9名董事，其中3名为独立董事。公司董事由股东大会选举或更换，董事任期3年，可连选连任。董事任期从就任之日起计算，至本届董事会任期届满时为止。

公司董事基本情况如下：

姓名	现任职务	提名人	任期
吴荣辉	董事长	浙能集团	2019年6月16日-2022年6月15日
王树乾	董事、总经理	浙能集团	2019年6月16日-2022年6月15日
骆红胜	董事	浙能集团	2020年6月27日-2022年6月15日
陈东波	董事	浙能集团	2019年6月16日-2022年6月15日
周永胜	董事	新能发展	2020年9月11日-2022年6月15日
周海平	职工代表董事	职工代表大会	2019年6月16日-2022年6月15日
徐锡荣	独立董事	浙能集团	2019年10月24日-2022年6月15日
张国昀	独立董事	浙能集团	2019年10月24日-2022年6月15日
孙家红	独立董事	浙能集团	2019年10月24日-2022年6月15日

公司董事简历如下：

吴荣辉先生，1963年12月出生，中国国籍，无境外永久居留权，硕士研究生学历，高级工程师职称。1986年至2001年先后任职于浙江省电力设计院、浙江省电力建设工程监理公司、中国电力建设工程咨询公司浙江分公司，担任项目负责人、部门负责人等职务；2001年至2016年先后任职于浙江省电力开发公司、浙江华光潭水力发电有限公司、浙江浙能水电管理有限公司、浙江省能源集团有限公司可再生能源分公司、浙江浙能北海水力发电有限公司，担任副总经理、总经理、执行董事等职务；2016年至2017年任职于浙江省水利水电投资集团有限公司，任总经理；2018年至2019年担任浙江省水利水电投资集团有限公司董事

长。现任浙江新能党委书记、董事长。

王树乾先生，1964年5月出生，中国国籍，无境外永久居留权，本科学历，高级工程师职称。1980年至2001年先后任职于遂昌水电局金竹区水利站、遂昌县成屏一级水电站工程指挥部、成屏水电厂，担任水利员、部门副主任、部门主任、副厂长、厂长等职务；2001年至2010年先后任职于浙江省华光潭水力发电有限公司、浙江浙能北海水力发电有限公司，担任副总经理等职务；2010年至2018年任职于浙江省水利水电投资集团有限公司，任副总经理；2018年至2019年担任浙江省水利水电投资集团有限公司总经理。现任浙江新能党委副书记、董事、总经理。

骆红胜先生，1976年12月出生，中国国籍，无境外永久居留权，硕士研究生学历，四级律师。2006年至2007年在浙江兴源投资有限公司工作，2007年至2020年4月任职于浙江省能源集团有限公司资产经营部，历任一级职员、主管等职务；并于2015年至2016年挂职于浙江富兴电力燃料有限公司总经理助理；2020年4月至今担任浙江省能源集团有限公司资产经营部主任经济师。现任浙江新能董事。

陈东波先生，1972年11月出生，中国国籍，无境外永久居留权，硕士研究生学历，高级工程师职称。1994年至2013年先后任职于镇海发电厂、宁波发电工程有限公司、浙能镇海发电公司，担任技术员、工程管理部锅炉主管兼综合主管、发电部副主任、设备管理部副主任、工程技术部主任等职务；2013年至2015年先后调任国家能源局综合司、国家能源局发展规划司、浙江省能源集团有限公司计划发展部挂职；2015年至2019年担任浙江省能源集团有限公司计划发展部主任工程师；2020年1月至今担任浙江省能源集团有限公司计划发展部副主任。现任浙江新能董事。

周永胜先生，1979年2月出生，中国国籍，无境外永久居留权，硕士研究生学历，中级经济师职称。2000年至2007年历任中国建设银行马鞍山市分行职员、中海信托投资有限责任公司财务部职员、浙江兴源投资有限公司财务部职员；2007年至2020年历任浙江省能源集团有限公司资产经营部业务管理一级职员、资产经营部主管；2015年至2016年挂职浙江浙能燃气有限公司上市工作办公室

主任助理；2020年3月至今担任浙能资本控股有限公司总会计师、党委委员。现任浙江新能董事。

周海平先生，1973年1月出生，中国国籍，无境外永久居留权，本科学历，会计师职称。1995年至2008年任职于温州发电有限责任公司，担任财务处处长助理、财务部主任兼董事会秘书；2008年至2010年任职于浙江省能源集团有限公司，担任财务部高级主管；2010年至2013年任职于浙江浙能嘉兴发电有限公司，担任总会计师、党委委员；2013年至2018年任职于浙江省能源集团有限公司，历任监察审计部主任会计师、审计部（监事会工作部）副主任、煤炭及运输分公司党委委员、纪委书记、工委主任；2018年至2019年担任浙江省水利水电投资集团有限公司纪委书记。现任浙江新能党委副书记、纪委书记、工会主席、职工代表董事。

徐锡荣先生，1961年3月出生，中国国籍，无境外永久居留权，硕士研究生学历，高级工程师职称。1986年至1988年任职于河海大学设计院，从事水电站水工建筑物设计工作；1989年至1999年任职于河海大学水科所，从事流域水资源规划、水火电开发与调度等教学科研工作；2000年至今任职于河海大学水利水电学院，从事河流综合利用、水工结构工程、核电站防洪工程、水工水力学等科研与教学工作。期间担任水利水电实验中心副主任、河流及泥沙研究所副所长等职务。现任浙江新能独立董事。

张国昀先生，1975年10月出生，中国国籍，无境外永久居留权，硕士研究生学历，教授级高级会计师职称、非执业中国注册会计师。1998年至2006年任职于中国电信浙江省公司，担任财务和审计主管；2006年至2011年先后任职于中国移动浙江省公司的共享中心、舟山分公司、浙江融创信息产业有限公司，担任财务总监；2011年至2018年任职于思美传媒股份有限公司，担任董事、副总经理、财务总监；2019年至2020年2月任职于传化控股集团有限公司，担任副总裁；2020年2月至今担任浙江圣达集团有限公司副总裁。现任浙江新能独立董事。

孙家红先生，1978年11月出生，中国国籍，无境外永久居留权，博士研究生学历，副研究员职称。2008年至2011年在北京大学经济学院进行经济学博士

后工作；2011 年至今任职于中国社会科学院法学研究所。现任浙江新能独立董事。

（二）监事

公司监事会有 3 名监事，其中职工监事 1 名。根据《公司章程》，公司监事任期 3 年，可连选连任。其中股东代表担任的监事由股东大会选举或更换，职工代表担任的监事由职工大会或职工代表大会选举或更换。

公司监事基本情况如下：

姓名	现任职务	提名人	任期
沈春杰	监事会主席	新能发展	2020 年 9 月 11 日-2022 年 6 月 15 日
徐晓剑	监事	浙能集团	2019 年 6 月 16 日-2022 年 6 月 15 日
陆勤丰	职工代表监事	职工代表大会	2019 年 6 月 16 日-2022 年 6 月 15 日

公司监事简历如下：

沈春杰先生，1976 年 4 月出生，中国国籍，无境外永久居留权，硕士研究生学历，高级经济师职称。1996 年至 2003 年历任嘉兴发电有限责任公司运行部巡检、总经理工作部秘书；2003 年至 2011 年历任浙江兴源投资有限公司综合办公室秘书、副主任，人力资源部副主任、主任；2011 年至 2017 年历任浙江省电力建设有限公司党委委员、副总经理，浙江天地环保科技有限公司党委副书记、纪委书记；2017 年至 2020 年担任浙江浙能资产经营管理有限公司总经理、浙江浙能碳资产管理有限公司总经理；2020 年 3 月至今担任浙能资本控股有限公司党委委员、纪委书记、监事。现任浙江新能监事会主席。

徐晓剑先生，1975 年 6 月出生，中国国籍，无境外永久居留权，硕士研究生学历，高级会计师职称。1993 年至 2002 年任职于杭州电力学校，担任财务科会计等职务；2002 年至 2009 年任职于浙江浙能华光潭水力发电有限公司，担任计划财务部会计、副主任、主任等职务；2009 年至 2010 年调任浙江省能源集团有限公司监察审计部挂职；2010 年至 2013 年任职于浙江省能源集团有限公司，担任监察审计部主管、审计部（监事会工作部）主管等职务；2013 年至 2014 年任职于浙江省天然气开发公司，担任总会计师等职务；2014 年至 2016 年任职于浙能电力股份有限公司，担任财务产权部主任等职务；2016 年至 2020 年 5 月担

任浙江省能源集团有限公司审计风控部副主任；2020年5月至今担任浙江省能源集团有限公司纪检监察室副主任。现任浙江新能监事。

陆勤丰先生，1968年3月出生，中国国籍，无境外永久居留权，本科学历，一级企业人力资源管理师。1992年至2003年先后担任武警浙江省总队第四支队副政治指导员、政治处干事、党支部书记；2004年至2017年历任浙江省水利水电投资集团有限公司投资发展部经理助理、计划发展部副主任、战略发展部副主任、人力资源部副主任、审计部主任，并兼任浙江省能源集团有限公司可再生能源分公司战略发展部副主任、人力资源部副主任。2017年至今历任发行人监察审计部主任、纪检审计室主任。现任浙江新能职工代表监事、纪检审计室主任。

（三）高级管理人员

《公司章程》规定公司高级管理人员包括总经理、副总经理、总经济师、总工程师、财务负责人、董事会秘书以及董事会认定的其他高级管理人员。

公司高级管理人员基本情况如下：

姓名	现任职务	任期
王树乾	董事、总经理	2019年6月16日-2022年6月15日
陈苗水	副总经理	2020年1月2日-2022年6月15日
林咸志	副总经理	2019年6月16日-2022年6月15日
贺元启	副总经理	2020年1月2日-2022年6月15日
张敏娜	总经济师	2020年6月12日-2022年6月15日
求晓明	总工程师	2019年6月16日-2022年6月15日
杨立平	财务负责人	2019年7月22日-2022年6月15日
张利	董事会秘书	2019年6月16日-2022年6月15日

公司高级管理人员简历如下：

王树乾先生的简历详见本节“一、（一）董事”。

陈苗水先生，1963年5月出生，中国国籍，无境外永久居留权，本科学历，高级工程师职称。1985年至2001年先后任职于浙江省电力局水电开发公司工程管理处、浙江省电力工业局计划处，担任工程建设管理、水电专工等职务；2001年至2007年任职于浙江浙能北海水力发电有限公司，历任建设筹备处副主任、

党委委员、副总经理；2007年至2010年任职于浙江华光潭水力发电有限公司，担任副总经理、党委委员；2010年至2017年先后任职于浙江大唐乌沙山发电有限责任公司、浙江国华浙能发电有限公司，担任副总经理、党委委员等职务；2017年至2019年任职于浙江国信控股集团有限责任公司、浙江浙能房地产有限公司，历任副总经理、总经理、董事长、党委书记。现任浙江新能副总经理。

林咸志先生，1966年3月出生，中国国籍，无境外永久居留权，本科学历，高级工程师职称。1988年至1999年任职于中国水利水电第十二工程局基础公司，担任技术员、副科长、副总工程师、总工程师等职务；1999年至2002年先后任职于中国水利水电建设工程咨询东方公司、中国水利水电第十二工程局勘测设计院，担任总工程师、院长助理等职务；2002年至2010年任职于浙江华光潭水力发电有限公司，担任工程部主任、生产安全部主任、水工部主任等职务；2010年至2018年先后任职于浙江省水利水电投资集团有限公司、浙江浙能水电管理有限公司、浙江浙能北海水力发电有限公司，担任计划发展部主任、资产经营部主任、副总经理等职务；2018年至2019年担任浙江省水利水电投资集团有限公司副总经理。现任浙江新能副总经理。

贺元启先生，1974年11月出生，中国国籍，无境外永久居留权，硕士研究生学历，高级经济师职称。2000年至2001年任职于浙江省电力开发公司，担任计划投资部职员等职务；2001年至2010年任职于浙江省能源集团有限公司，担任计划发展部职员等职务；2010年至2014年任职于浙江省能源集团财务有限责任公司，担任计划资金部经理、信贷业务部经理、稽核部经理等职务；2014年至2016年任职于浙江省水利水电投资集团有限公司，担任副总经济师等职务；2016年至2019年担任浙江省水利水电投资集团有限公司总经济师。2020年1月至今任浙江新能副总经理。

张敏娜女士，1968年11月出生，中国国籍，无境外永久居留权，本科学历，高级经济师职称。1990年至2008年先后任职于西湖电子集团研究一所、杭芝机电有限公司、东芝信息机器（杭州）有限公司，历任设计人员、调达开发部副部长和资材部经理；2008年至2013年担任浙江省能源集团有限公司物流中心综合办公室主任助理；2013年至2017年担任浙江兴源投资有限公司计划经营部副主任；2017年至2020年5月先后任职于浙江浙能兴源节能科技有限公司，历任计划经

营部副主任（主持工作）、计划经营部主任、副总经济师；现任浙江新能总经济师。

求晓明先生，1963年5月出生，中国国籍，无境外永久居留权，本科学历，正高级工程师职称。1984年至2001年任职于紧水滩水电厂，历任技术员、专职工程师、副总工程师等职务；2001年至2010年任职于浙江浙能北海水力发电有限公司，担任滩坑水电厂筹建处副主任、副总经理等职务；2010年至2014年先后任职于浙江省能源集团有限公司、浙江浙能技术研究院有限公司，担任技术中心副主任、副院长等职务；2014年至2016年先后任职于浙江省水利水电投资集团有限公司、浙江省能源集团有限公司可再生能源分公司，担任副总经理、总工程师等职务；2015年至2019年担任浙江省水利水电投资集团有限公司总工程师。现任浙江新能总工程师。

杨立平女士，1971年8月出生，中国国籍，无境外永久居留权，大学本科学历，高级会计师职称。1992年至2003年任职于萧山发电厂，历任运行部电气运行值班员、电气运行副班长、电气运行班长、电气专工、学习值长；2003年至2019年7月任职于浙江浙能兰溪发电有限责任公司，历任综合办档案室主管、综合办主任助理、综合办副主任、财务部副主任、财务部主任、财务产权部主任；2019年7月至今担任浙江新能财务负责人。

张利先生，1979年2月出生，中国国籍，无境外永久居留权，硕士研究生学历，经济师职称。2000年至2002年任职于浙江省水利水电建设投资总公司，担任财务部出纳、会计等职务；2002年至2017年任职于浙江省水利水电投资集团有限公司，担任资产经营部管理专职、资产经营部副主任等职务；2017年至2019年11月担任浙江省水利水电投资集团有限公司资产经营部主任；2019年11月至今担任发行人证券事务部主任（兼证券事务代表）。现任浙江新能董事会秘书。

（四）核心技术人员

公司核心技术人员为求晓明先生和贺元启先生。公司核心技术人员基本情况如下：

姓名	现任职务	学历	职称
贺元启	副总经理	硕士研究生	高级经济师
求晓明	总工程师	本科	正高级工程师

贺元启先生、求晓明先生的简历详见本节之“一、（三）高级管理人员”。

二、董事、监事、高级管理人员及核心技术人员及其近亲属持有发行人股份情况

截至本招股意向书签署之日，公司董事、监事、高级管理人员及核心技术人员及其近亲属不存在以任何方式直接或间接持有公司股份的情况。

三、董事、监事、高级管理人员及核心技术人员对外投资情况

截至本招股意向书签署之日，公司董事、监事、高级管理人员及核心技术人员未持有任何与公司存在利益冲突的对外投资。

四、董事、监事、高级管理人员及核心技术人员的薪酬情况

2020 年度，公司董事、监事、高级管理人员及核心技术人员从公司领取薪酬的情况如下：

单位：万元

序号	姓名	任职	金额 ^{注1}
1	吴荣辉	董事长	134.14
2	王树乾	董事、总经理	129.67
3	骆红胜	董事	未领薪 ^{注2}
4	陈东波	董事	未领薪
5	周永胜	董事	未领薪
6	周海平	职工代表董事	105.44
7	徐锡荣	独立董事	未领薪 ^{注3}
8	张国昀	独立董事	未领薪
9	孙家红	独立董事	未领薪
10	沈春杰	监事会主席	未领薪
11	徐晓剑	监事	未领薪
12	陆勤丰	职工代表监事	50.30

序号	姓名	任职	金额 ^{注1}
13	陈苗水	副总经理	81.71 ^{注4}
14	林咸志	副总经理	112.66
15	贺元启	副总经理	118.31
16	求晓明	总工程师	93.56
17	杨立平	财务负责人	76.54
18	张利	董事会秘书	50.47
19	张敏娜	总经济师	46.39 ^{注5}

注1：薪酬为税前工资，含个人缴纳五险一金部分。

注2：骆红胜、陈东波、周永胜、沈春杰、徐晓剑五人系浙能集团与新能发展提名的董事、监事，未在发行人处领取薪酬，从发行人关联企业领取薪酬。

注3：徐锡荣、张国昀、孙家红自2019年10月24日起担任独立董事，每位独立董事的津贴为8万元/年，每年6月支付。

注4：陈苗水自2019年11月在发行人处工作，2020年1月担任副总经理，2020年8月从发行人关联企业领取2019年度考核奖金。

注5：张敏娜自2020年5月在发行人处工作，2020年6月担任总经济师。2020年1-4月从发行人关联企业领取薪酬。2020年8月及12月从发行人关联企业领取2019年度考核奖金及年终奖。

除上述情形外，本公司董事、监事、高级管理人员及核心技术人员最近一年未从发行人及其关联方领取薪酬。

五、董事、监事、高级管理人员及核心技术人员的兼职情况

截至本招股意向书签署之日，公司董事、监事、高级管理人员在除本公司及控股子公司以外公司的兼职情况如下：

姓名	在本公司任职	兼职单位	兼职职务	兼职单位与本公司的关系
王树乾	董事、 总经理	钱江水利开发股份有限公司	副董事长	本公司的联营企业
		长江技术经济学会流域能源专委会	第四届委员	无
		浙江省农村水电行业协会	副理事长	无
		浙江省水利学会	常务理事	无
骆红胜	董事	浙江省能源集团有限公司	资产经营部主任 经济师	本公司的控股股东
		上海璞能融资租赁有限公司	董事	同一控股股东控制的企业
		浙江浙能天然气运行有限公司	董事	同一控股股东控制的企业

姓名	在本公司任职	兼职单位	兼职职务	兼职单位与本公司的关系
		浙江浙能资产经营管理有限公司	董事	同一控股股东控制的企业
		浙江国信控股集团有限责任公司	董事	同一控股股东控制的企业
		浙江省浙能房地产有限公司	董事	同一控股股东控制的企业
		浙江浙能融资租赁有限公司	董事	同一控股股东控制的企业
		浙江富兴海运有限公司	董事	同一控股股东控制的企业
		浙江浙能富兴燃料有限公司	董事	同一控股股东控制的企业
		浙江富兴电力燃料有限公司	董事	同一控股股东控制的企业
		浙江浙能港口运营管理有限公司	董事	同一控股股东控制的企业
		浙江梅苑酒店管理有限公司	董事	曾为同一控股股东控制的企业
		浙江浙能煤运投资有限责任公司	董事	同一控股股东控制的企业
		宁波海运集团有限公司	董事	同一控股股东控制的企业
		浙江越华能源检测有限公司	董事	同一控股股东控制的企业
		同煤浙能麻家梁煤业有限责任公司	董事	控股股东的联营企业
		浙江鸿程计算机系统有限公司	董事	控股股东控制企业的联营企业
陈东波	董事	浙江省能源集团有限公司	计划发展部副主任	本公司的控股股东
		舟山寰宇码头有限公司	董事	同一控股股东控制的企业
		广厦（舟山）能源集团有限公司	董事	同一控股股东控制的企业
		浙江浙能天颐投资有限公司	董事	同一控股股东控制的企业
周永胜	董事	浙能资本控股有限公司	党委委员、总会计师	同一控股股东控制的企业
		浙江天地环保科技股份有限公司	董事	同一控股股东控制的企业
		浙江省能源集团财务有限责	董事	同一控股股东控制的

姓名	在本公司任职	兼职单位	兼职职务	兼职单位与本公司的关系
		任公司		企业
		浙江浙能融资租赁有限公司	董事	同一控股股东控制的企业
		浙江浙能资产经营管理有限公司	董事	同一控股股东控制的企业
周海平	职工代表董事	华东桐柏抽水蓄能发电有限责任公司	监事	本公司的联营企业
		浙江浙能国电投嵊泗海上风力发电有限公司	监事	本公司的合营企业
徐锡荣	独立董事	河海大学水利水电学院	副教授	无
张国昀	独立董事	浙江圣达集团有限公司	副总裁	公司独立董事担任高级管理人员的企业
		浙江双环传动机械股份有限公司(002427.SZ)	独立董事	公司独立董事担任独立董事的企业
		浙江德斯泰新材料股份有限公司	独立董事	公司独立董事担任独立董事的企业
		远信工业股份有限公司	独立董事	公司独立董事担任独立董事的企业
		易点天下网络科技股份有限公司	独立董事	公司独立董事担任独立董事的企业
孙家红	独立董事	中国社会科学院法学研究所	副研究员	无
沈春杰	监事	浙能资本控股有限公司	党委委员、纪委书记、监事	同一控股股东控制的企业
		浙江浙能碳资产管理有限公司	监事会主席	同一控股股东控制的企业
		上海璞能融资租赁有限公司	监事会主席	同一控股股东控制的企业
		浙江浙能资产经营管理有限公司	监事会主席	同一控股股东控制的企业
		浙江省能源集团财务有限责任公司	监事	同一控股股东控制的企业
		浙江浙能融资租赁有限公司	监事会主席	同一控股股东控制的企业
		浙江国信控股集团有限责任公司	监事	同一控股股东控制的企业
		浙江鸿程计算机系统有限公司	监事会主席	控股股东控制企业的联营企业
		浙江省浙能房地产有限公司	监事会主席	同一控股股东控制的企业

姓名	在本公司任职	兼职单位	兼职职务	兼职单位与本公司的关系
		浙江浙能天颐投资有限公司	监事	同一控股股东控制的企业
		浙江浙信控股有限公司	监事	同一控股股东控制的企业
		上海交通大学中英国际低碳学院	产业导师	无
徐晓剑	监事	浙江省能源集团有限公司	纪检监察室副主任	本公司的控股股东
		江西省赣浙能源有限公司	监事会主席	控股股东的联营企业
		中海浙江宁波液化天然气有限公司	监事会主席	控股股东控制企业的联营企业
		浙江能源天然气集团有限公司	监事会主席	同一控股股东控制的企业
		同煤浙能麻家梁煤业有限责任公司	监事	同一控股股东控制的企业
		浙江天地环保科技股份有限公司	监事	同一控股股东控制的企业
		浙江省审计学会	理事	无
陆勤丰	职工代表监事	浙江衢江抽水蓄能有限公司	监事	本公司的联营企业
		泰顺仙居水力发电有限公司	监事	本公司的联营企业
陈苗水	副总经理	华东桐柏抽水蓄能发电有限责任公司	副董事长	本公司的联营企业
		华东天荒坪抽水蓄能有限责任公司	董事	本公司的联营企业
		浙江省房地产协会	副会长	无
贺元启	副总经理	华东桐柏抽水蓄能发电有限责任公司	董事	本公司的联营企业
		浙江浙能国电投嵊泗海上风力发电有限公司	董事长	本公司的合营企业
张敏娜	总经济师	钱江水利开发股份有限公司	监事会主席	本公司的联营企业
杨立平	财务负责人	华东天荒坪抽水蓄能有限责任公司	监事	本公司的联营企业
张利	董事会秘书	浙江珊溪水利水电开发股份有限公司	监事	本公司的联营企业
		杭州临安青山殿水电开发有限公司	董事长	本公司的联营企业
		丽水玉溪水利枢纽有限责任公司	副董事长	本公司的联营企业

姓名	在本公司任职	兼职单位	兼职职务	兼职单位与本公司的关系
		浙江景宁惠宁电力发展有限公司	董事	本公司的联营企业
		云和县石塘水电站	副董事长	本公司的联营企业

六、董事、监事、高级管理人员及核心技术人员相互之间存在的亲属关系

截至本招股意向书签署之日，公司董事、监事及高级管理人员相互之间不存在亲属关系。

七、董事、监事、高级管理人员及核心技术人员所签订的协议和承诺及其履行情况

公司董事、监事及高级管理人员作出的承诺情况详见本招股意向书重大事项提示之“一、（三）填补被摊薄即期回报的措施及承诺”、“一、（四）相关责任主体关于未履行相关承诺的约束措施”、“一、（五）关于因信息披露重大违规回购新股、购回股份、赔偿损失的相关承诺”、“五、关于公司稳定股价的预案”。

截至本招股意向书签署之日，董事、监事及高级管理人员均与公司签订了《保密协议》，在公司领取薪酬的董事、监事及高级管理人员均与公司签订了《劳动合同》，公司的核心技术人员均与公司签订了《保密及竞业限制协议》。本公司不存在与公司董事、监事及高级管理人员签订包括借款合同、担保合同在内的重大商务合同的情况。

八、董事、监事、高级管理人员的任职资格

截至本招股意向书签署之日，根据公司董事、监事、高级管理人员提供的无犯罪记录证明及出具的声明，并经保荐机构、发行人律师登录人民法院公告网、中国证监会、上海证券交易所、深圳证券交易所等网站核查，公司董事、监事和高级管理人员的任职资格符合《公司法》有关股份有限公司董事、监事和高级管理人员任职资格的规定，不存在《公司法》第一百四十六条和《管理办法》第十六条规定的情形。

公司独立董事均已参加中国证监会和上海证券交易所组织或者认可的证券业务培训。独立董事张国昀先生获授《浙江省高级专业技术职务任职资格证书》，专业名称为会计，资格名称为正高级会计师，属于会计专业人士。

独立董事张国昀未在高校任职，徐锡荣担任河海大学水利水电学院副教授，孙家红担任中国社会科学院法学研究所副研究员职务。

根据河海大学水利水电学院出具的书面说明，徐锡荣担任河海大学水利水电学院副教授职务不属于学校党政领导班子成员、高校副处级以上党政领导干部。徐锡荣担任公司独立董事不违反《中央纪委、教育部、监察部关于加强高等学校反腐倡廉建设的意见》《教育部办公厅关于开展党政领导干部在企业兼职情况专项检查的通知》《关于进一步规范党政领导干部在企业兼职（任职）问题的意见》等关于党政领导干部在企业兼职（任职）问题的相关规定。

根据中国社会科学院法学研究所出具的书面说明，孙家红担任中国社会科学院法学研究所副研究员不属于学校党政领导班子成员、高校副处级以上党政领导干部，其担任公司独立董事不违反《中央纪委、教育部、监察部关于加强高等学校反腐倡廉建设的意见》《教育部办公厅关于开展党政领导干部在企业兼职情况专项检查的通知》《关于进一步规范党政领导干部在企业兼职（任职）问题的意见》等关于党政领导干部在企业兼职（任职）问题的相关规定。

综上所述，张国昀、徐锡荣、孙家红担任公司独立董事符合党政领导干部在企业兼职（任职）的相关规定。

九、董事、监事、高级管理人员在近三年内的变动情况

（一）董事

1、报告期期初，水电集团设有董事会，董事会成员由吴荣辉、刘向阳、胡康生组成。

2、2018年5月2日，浙能集团作出股东决定，免去胡康生董事职务，选举陈东波、徐绍平为董事。

3、2018年7月30日，浙能集团作出股东决定，免去徐绍平董事职务，选

举王树乾为董事。

4、2019年6月16日，发行人召开股份公司创立大会，选举吴荣辉、王树乾、刘向阳、陈东波、冯骏为股份公司董事，根据2019年6月10日职工代表大会选举结果，周海平为公司职工代表董事，共同组成公司第一届董事会。同日，发行人召开第一届董事会第一次会议，选举吴荣辉为董事长。

5、2019年10月24日，发行人召开2019年第二次临时股东大会，选举徐锡荣、张国昀、孙家红为独立董事。

6、2020年6月27日，发行人召开2020年第二次临时股东大会，免去刘向阳董事职务，选举骆红胜为董事。

7、2020年9月11日，发行人召开2020年第五次临时股东大会，免去冯骏董事职务，选举周永胜为董事。

（二）监事

1、报告期期初，水电集团设监事会，监事会由徐晓剑、冯骏组成。

2、2018年5月2日，浙能集团作出股东决定，免去冯骏监事职务，选举彭法为监事。

3、2019年6月16日，发行人召开股份公司创立大会，选举毛申良、徐晓剑为公司监事，根据2019年6月10日职工代表大会选举结果，陆勤丰为职工代表监事，共同组成公司第一届监事会。同日，发行人召开第一届监事会第一次会议，选举毛申良为监事会主席。

4、2020年9月11日，发行人召开2020年第五次临时股东大会，免去毛申良监事职务，选举沈春杰为监事。

（三）高级管理人员

1、报告期期初，水电集团高级管理人员包括：副总经理王树乾、总工程师求晓明、总经济师贺元启、副总经理陈益君。

2、2018年5月7日，水电集团召开董事会，聘任林咸志为副总经理。

3、2018年6月11日，水电集团召开董事会，聘任王树乾为总经理。

4、2019年2月28日，水电集团召开董事会，免去陈益君副总经理职务。

5、2019年6月16日，发行人召开股份公司第一届董事会第一次会议，聘任王树乾为总经理，聘任林咸志为副总经理，聘任求晓明为总工程师，聘任贺元启为总经济师，聘任张利为董事会秘书，聘任叶立新为财务负责人。

6、2019年7月22日，发行人召开股份公司第一届董事会第二次会议，免去叶立新财务负责人职务，聘任杨立平为财务负责人。

7、2020年1月2日，发行人召开股份公司第一届董事会第五次会议，决议免去贺元启总经济师职务，聘任贺元启、陈苗水为副总经理。

8、2020年6月12日，发行人召开股份公司第一届董事会第七次会议，决议聘任张敏娜为总经济师。

（四）董事、高级管理人员变动原因及影响

2018年初至今，公司董事变化情况及原因如下：

序号	期间	董事会成员	变动人数 (人)	变动原因
1	2018.01.01- 2018.05.02	吴荣辉、刘向阳、胡康生	1	因朱永健到达法定退休年龄，股东浙能集团决定免去朱永健董事职务，选举吴荣辉为董事长
2	2018.05.02- 2018.07.30	吴荣辉、刘向阳、陈东波、徐绍平	2	因工作调动，股东浙能集团决定免去胡康生董事职务，委派陈东波、徐绍平担任董事
3	2018.07.30- 2019.06.16	吴荣辉、刘向阳、陈东波、王树乾	1	因工作调动，股东浙能集团决定免去徐绍平董事职务，委派王树乾担任董事
4	2019.06.16- 2019.10.24	吴荣辉、刘向阳、陈东波、王树乾、冯骏、周海平	2	因股份公司规范运作需要，水电集团职工代表大会选举周海平为职工代表董事；经股东提名，创立大会选举决定吴荣辉、刘向阳、陈东波、王树乾、冯骏担任董事
5	2019.10.24- 2020.06.27	吴荣辉、王树乾、刘向阳、陈东波、冯骏、周海平、徐锡荣、张国昀、孙家红	3	根据上市公司规范治理的要求选举产生
6	2020.06.27- 2020.09.11	吴荣辉、王树乾、骆红胜、陈东波、冯骏、周海平、	1	因工作调动，股东大会决定免去刘向阳董事职务，选举骆红

序号	期间	董事会成员	变动人数 (人)	变动原因
		徐锡荣、张国昀、孙家红		胜担任董事
7	2020.09.11 至今	吴荣辉、王树乾、骆红胜、 陈东波、周永胜、周海平、 徐锡荣、张国昀、孙家红	1	因工作调动，股东大会决定免去冯骏董事职务，选举周永胜担任董事

2018年初至今，公司高级管理人员的变化情况如下：

序号	期间	高级管理人员	变动人数 (人)	变动原因
1	2018.01.01- 2018.05.07	王树乾、求晓明、贺元启、 陈益君	2	因职务调整原因，免去吴荣辉总经理职务；因工作调动原因，免去钱建国财务总监职务
2	2018.05.07- 2018.06.11	王树乾、求晓明、贺元启、 陈益君、林咸志	1	因职务调整原因，聘任林咸志为副总经理
3	2018.06.11- 2019.02.28	王树乾、求晓明、贺元启、 陈益君、林咸志	0	因职务调整原因，聘任王树乾为总经理
4	2019.02.28- 2019.06.16	王树乾、求晓明、贺元启、 林咸志	1	因工作调动、挂职期满原因，免去陈益君副总经理职务
5	2019.06.16- 2019.07.22	王树乾、求晓明、贺元启、 林咸志、张利、叶立新	2	召开股份公司第一届董事会第一次会议，增聘张利为董事会秘书，增聘叶立新为财务负责人
6	2019.07.22- 2020.01.02	王树乾、求晓明、贺元启、 林咸志、张利、杨立平	1	因叶立新身体原因，免去叶立新财务负责人职务，聘任杨立平为财务负责人
7	2020.01.02- 2020.06.12	王树乾、求晓明、贺元启、 林咸志、张利、杨立平、 陈苗水	1	因职务调整原因，聘任陈苗水为副总经理；因职务调整原因，免去贺元启总经济师职务，聘任贺元启为副总经理
8	2020.06.12- 至今	王树乾、求晓明、贺元启、 林咸志、张利、杨立平、 陈苗水、张敏娜	1	因职务调整原因，聘任张敏娜为总经济师

根据中共浙江省能源集团有限公司委员会组织部出具的书面说明、浙能集团相关调任文件，上述董事、高级管理人员不存在因违法行为受到处罚的情况。

报告期初至今，除为完善公司治理结构增加3名独立董事和职工代表大会选举职工代表董事外，董事变动均系因股东委派或工作调动至浙能集团下属其他单位、公司内部职务调整、退休而发生的人事变动，前述变动未对董事会运行稳定和生产经营造成重大不利影响。

报告期初至今，除为完善公司治理结构增加董事会秘书岗位外，高级管理人员变动均系因工作调动至浙能集团下属其他单位、公司内部职务调整、挂职锻炼、身体原因而发生的人事变动，前述变动未对生产经营造成重大不利影响。

第九节 公司治理

一、股东大会、董事会、监事会、独立董事、董事会秘书制度的建立健全及运行情况

（一）股东大会制度的建立健全及运行情况

公司于2019年6月16日召开创立大会审议通过《公司章程》及《股东大会议事规则》，并经公司2019年第一次临时股东大会、2019年第二次临时股东大会修订与完善，对股东大会的职权、一般规定、召集、提案、通知、召开、表决、决议等方面均作出了具体规定。

1、股东大会的职权

股东大会的职权如下：

- （1）决定公司的经营方针和投资计划；
- （2）选举和更换非由职工代表担任的董事、监事，决定有关董事、监事的报酬事项；
- （3）审议批准董事会的报告；
- （4）审议批准监事会报告；
- （5）审议批准公司的年度财务预算方案、决算方案；
- （6）审议批准公司的利润分配方案和弥补亏损方案；
- （7）对公司增加或者减少注册资本作出决议；
- （8）对发行公司债券作出决议；
- （9）对公司合并、分立、解散、清算或者变更公司形式作出决议；
- （10）修改公司章程；
- （11）对公司聘用、解聘为公司审计的会计师事务所作出决议；

(12) 审议批准公司章程规定的担保事项；

(13) 审议公司在一年内购买、出售重大资产超过公司最近一期经审计总资产 30% 的事项；

(14) 审议批准变更募集资金用途事项；

(15) 审议股权激励计划；

(16) 审议法律、行政法规、部门规章或公司章程规定应当由股东大会决定的其他事项。

2、股东大会的一般规定

(1) 公司下列对外担保行为，须经股东大会审议通过：

① 单笔担保额达到或超过公司最近一期经审计净资产 10% 的担保；

② 公司及其控股子公司的对外担保总额，达到或超过公司最近一期经审计净资产 50% 以后提供的任何担保；

③ 为资产负债率超过 70% 的担保对象提供的担保；

④ 公司的对外担保总额，达到或超过最近一期经审计总资产的 30% 以后提供的任何担保；

⑤ 按照担保金额连续十二个月内累计计算原则，超过公司最近一期经审计总资产 30% 的担保；

⑥ 按照担保金额连续十二个月内累计计算原则，超过公司最近一期经审计净资产的 50%，且绝对金额超过 5,000 万元以上；

⑦ 为股东、实际控制人及其关联人提供的担保；

⑧ 公司有关对外担保制度规定的须经股东大会审议通过的其它担保行为。

(2) 股东大会分为年度股东大会和临时股东大会。年度股东大会每年召开 1 次，应当于上一会计年度结束后的 6 个月内举行。

(3) 有下列情形之一的，公司在事实发生之日起 2 个月以内召开临时股东

大会：

- ①董事人数不足《公司法》规定人数或者公司章程所定人数的 2/3 时；
- ②公司未弥补的亏损达实收股本总额 1/3 时；
- ③单独或者合计持有公司 10% 以上股份的股东请求时；
- ④董事会认为必要时；
- ⑤监事会提议召开时；
- ⑥独立董事提议并经董事会审议同意的；
- ⑦法律、行政法规、部门规章或公司章程规定的其他情形。

上述第③、第⑤、第⑥项规定的“2 个月内召开临时股东大会”时限应以公司董事会收到提议股东、监事会、独立董事提出符合公司章程规定条件的书面提案之日起算。

(4) 公司召开股东大会的地点为公司住所地或其他明确地点。股东大会将设置会场，以现场会议形式召开。股东通过上述方式参加股东大会的，视为出席。

(5) 公司召开股东大会可以聘请律师对以下问题出具法律意见：

- ①会议的召集、召开程序是否符合法律、行政法规、公司章程的规定；
- ②出席会议人员的资格、召集人资格是否合法有效；
- ③会议的表决程序、表决结果是否合法有效；
- ④应公司要求对其他有关问题出具的法律意见。

3、股东大会的召集

(1) 董事会有权召集股东大会，董事会召集股东大会，应当通过相应的董事会决议。

(2) 独立董事有权向董事会提议召开临时股东大会，并应以书面形式向董事会提出。对独立董事要求召开临时股东大会的提议，董事会应当根据法律、行政法规和公司章程的规定，在收到提议后 10 日内提出同意或不同意召开临时股

东大会的书面反馈意见。

董事会同意召开临时股东大会的，将在作出董事会决议后的 5 日内发出召开股东大会的通知；董事会不同意召开临时股东大会的，将说明理由。

(3) 监事会有权向董事会提议召开临时股东大会，并应当以书面形式向董事会提出。董事会应当根据法律、行政法规和公司章程的规定，在收到提案后 10 日内提出同意或不同意召开临时股东大会的书面反馈意见。董事会同意召开临时股东大会的，将在作出董事会决议后的 5 日内发出召开股东大会的通知，通知中对原提议的变更，应征得监事会的同意。

董事会不同意召开临时股东大会，或者在收到提案后 10 日内未作出反馈的，视为董事会不能履行或者不履行召集股东大会会议职责，监事会可以自行召集和主持。

(4) 单独或者合计持有公司 10% 以上股份的股东有权向董事会请求召开临时股东大会，并应当以书面形式向董事会提出。董事会应当根据法律、行政法规和公司章程的规定，在收到请求后 10 日内提出同意或不同意召开临时股东大会的书面反馈意见。

董事会同意召开临时股东大会的，应当在作出董事会决议后的 5 日内发出召开股东大会的通知，通知中对原请求的变更，应当征得相关股东的同意。

董事会不同意召开临时股东大会，或者在收到请求后 10 日内未作出反馈的，单独或者合计持有公司 10% 以上股份的股东有权向监事会提议召开临时股东大会，并应当以书面形式向监事会提出请求。

监事会同意召开临时股东大会的，应在收到请求 5 日内发出召开股东大会的通知，通知中对原提案的变更，应当征得相关股东的同意。

监事会未在规定期限内发出股东大会通知的，视为监事会不召集和主持股东大会，连续 90 日以上单独或者合计持有公司 10% 以上股份的股东可以自行召集和主持。

(5) 监事会或股东决定自行召集股东大会的，须书面通知董事会。在股东大会结束前，召集股东持股比例不得低于 10%。

(6) 对于监事会或股东自行召集的股东大会，董事会和董事会秘书应当予以配合。

(7) 监事会或股东自行召集的股东大会，会议所必需的费用由公司承担。

4、股东大会的提案与通知

(1) 提案的内容应当属于股东大会职权范围，有明确议题和具体决议事项，并且符合法律、行政法规和公司章程的有关规定。

(2) 公司召开股东大会，董事会、监事会以及单独或者合并持有公司 3% 以上股份的股东，有权向公司提出提案。

单独或者合计持有公司 3% 以上股份的股东，可以在股东大会召开 10 日前提出临时提案并书面提交召集人。召集人应当在收到提案后 2 日内发出股东大会补充通知，告知临时提案的内容。

除前款规定的情形外，召集人在发出股东大会通知后，不得修改股东大会通知中已列明的提案或增加新的提案。

股东大会通知中未列明或不符合公司章程第五十一条规定的提案，股东大会不得进行表决并作出决议。

(3) 召集人将在年度股东大会召开 20 日前以书面通知方式通知各股东，临时股东大会将于会议召开 15 日前以书面通知方式通知各股东。

(4) 股东大会的通知包括以下内容：

①会议的时间、地点和会议期限；

②提交会议审议的事项和提案；

③以明显的文字说明：全体股东均有权出席股东大会，并可以书面委托代理人出席会议和参加表决，该股东代理人不必是公司的股东；

④有权出席股东大会股东的股权登记日；

⑤会务常设联系人姓名、电话号码。

(5) 股东大会通知和补充通知中应当充分、完整披露所有提案的全部具体

内容。拟讨论的事项需要独立董事发表意见的，发布股东大会通知或补充通知时将同时披露独立董事的意见及理由。

(6) 股东大会拟讨论董事、监事选举事项的，股东大会通知中将充分披露董事、监事候选人的详细资料，至少包括以下内容：

- ①教育背景、工作经历、兼职等个人情况；
- ②与公司或公司的控股股东及实际控制人是否存在关联关系；
- ③披露持有公司股份数量；
- ④是否受过中国证监会及其他有关部门的处罚和证券交易所惩戒。

除采取累积投票制选举董事、监事外，每位董事、监事候选人应当以单项提案提出。

(7) 发出股东大会通知后，无正当理由，股东大会不应延期或取消，股东大会通知中列明的提案不应取消。一旦出现延期或取消的情形，召集人应当在原定召开日前至少 2 个工作日发出通知并说明原因。

5、股东大会的召开

(1) 公司董事会和其他召集人将采取必要措施，保证股东大会的正常秩序。对于干扰股东大会、寻衅滋事和侵犯股东合法权益的行为，将采取措施加以制止并及时报告有关部门查处。

(2) 股权登记日登记在册的所有股东或其代理人，均有权出席股东大会。并依照有关法律、法规及公司章程行使表决权。

股东可以亲自出席股东大会，也可以委托代理人代为出席和表决。

(3) 个人股东亲自出席会议的，应出示本人身份证或其他能够表明其身份的有效证件或证明委托代理他人出席会议的，应出示本人有效身份证件、股东授权委托书。

法人股东应由法定代表人或者法定代表人委托的代理人出席会议。法定代表人出席会议的，应出示本人身份证、能证明其具有法定代表人资格的有效证明；

委托代理人出席会议的，代理人应出示本人身份证、法人股东单位的法定代表人依法出具的书面授权委托书。

(4) 股东出具的委托他人出席股东大会的授权委托书应当载明下列内容：

- ①代理人的姓名；
- ②是否具有表决权；
- ③分别对列入股东大会会议程的每一审议事项投赞成、反对或弃权票的指示；
- ④委托书签发日期和有效期限；
- ⑤委托人签名（或盖章）。委托人为法人股东的，应加盖法人单位印章。

(5) 委托书应当注明如果股东不作具体指示，股东代理人是否可以按自己的意思表决。

(6) 代理投票授权委托书由委托人授权他人签署的，授权签署的授权书或者其他授权文件应当经过公证。经公证的授权书或者其他授权文件，和投票代理委托书均需备置于公司住所或者召集会议的通知中指定的其他地方。

委托人为法人的，由其法定代表人或者董事会、其他决策机构决议授权的人作为代表出席公司的股东大会。

(7) 出席会议人员的会议登记册由公司负责制作。会议登记册载明参加会议人员姓名（或单位名称）、身份证号码、住所地址、持有或者代表有表决权的股份数额、被代理人姓名（或单位名称）等事项。

(8) 召集人将依据股东名册对股东资格的合法性进行验证，并登记股东姓名（或名称）及其所持有表决权的股份数。在会议主持人宣布现场出席会议的股东和代理人人数及所持有表决权的股份总数之前，会议登记应当终止。

(9) 股东大会召开时，公司全体董事、监事和董事会秘书应当出席会议，总经理和其他高级管理人员应当列席会议。

(10) 股东大会由董事长主持。董事长不能履行职务或不履行职务时，由副董事长（公司有两位或两位以上副董事长的，由半数以上董事共同推举的副董事

长主持)主持,副董事长不能履行职务或者不履行职务时,由半数以上董事共同推举的一名董事主持。

监事会自行召集的股东大会,由监事会主席主持。监事会主席不能履行职务或不履行职务时,由监事会副主席主持,监事会副主席不能履行职务或者不履行职务时,由半数以上监事共同推举的一名监事主持。

股东自行召集的股东大会,由召集人推举代表主持。

召开股东大会时,会议主持人违反议事规则使股东大会无法继续进行的,经现场出席股东大会有表决权过半数的股东同意,股东大会可推举一人担任会议主持人,继续开会。

(11) 公司制定股东大会议事规则,详细规定股东大会的召开和表决程序,包括通知、登记、提案的审议、投票、计票、表决结果的宣布、会议决议的形成、会议记录及其签署等内容,以及股东大会对董事会的授权原则,授权内容应明确具体。股东大会议事规则应作为章程的附件,由董事会拟定,股东大会批准。

(12) 在年度股东大会上,董事会、监事会应当就其过去一年的工作向股东大会作出报告。每名独立董事也应作出述职报告。

(13) 除依据有关法律、行政法规及其他规范性文件规定或涉及公司商业秘密不能在股东大会上公开外,董事、监事、高级管理人员在股东大会上应就股东的质询和建议应作出解释和说明。

(14) 会议主持人应当在表决前宣布现场出席会议的股东和代理人人数及所持有表决权的股份总数,现场出席会议的股东和代理人人数及所持有表决权的股份总数以会议登记为准。

(15) 股东大会应有会议记录,由董事会秘书负责。会议记录记载以下内容:

①会议时间、地点、议程和召集人姓名或名称;

②会议主持人以及出席或列席会议的董事、监事、总经理和其他高级管理人员姓名;

③出席会议的股东和代理人人数、所持有表决权的股份总数及占公司股份总

数的比例；

- ④对每一提案的审议经过、发言要点和表决结果；
- ⑤股东的质询意见或建议以及相应的答复或说明；
- ⑥计票人、监票人姓名；
- ⑦公司章程规定应当载入会议记录的其他内容。

(16) 召集人应当保证会议记录内容真实、准确和完整。

出席会议的董事、监事、董事会秘书、召集人或其代表、会议主持人应当在会议记录上签名。会议记录应当与现场出席股东的签名册及代理出席的委托书等资料一并保存，保存期限为 10 年。

(17) 召集人应当保证股东大会连续举行，直至形成最终决议。因不可抗力等特殊原因导致股东大会中止或不能作出决议的，应采取必要措施尽快恢复召开股东大会或直接终止本次股东大会。

6、股东大会的表决和决议

(1) 股东大会决议分为普通决议和特别决议。

股东大会作出普通决议，应当由出席股东大会的股东（包括股东代理人）所持表决权的 1/2 以上通过。

股东大会作出特别决议，应当由出席股东大会的股东（包括股东代理人）所持表决权的 2/3 以上通过。

(2) 下列事项由股东大会以普通决议通过：

- ①董事会和监事会的工作报告；
- ②董事会拟定的利润分配方案和弥补亏损方案；
- ③董事会和监事会成员的任免及其报酬和支付方法；
- ④公司年度预算方案、决算方案；
- ⑤公司年度报告；

⑥董事会拟定的股东回报规划；

⑦发行公司债券；

⑧除法律、行政法规规定或者公司章程规定应当以特别决议通过以外的其他事项。

(3) 下列事项由股东大会以特别决议通过：

①公司增加或者减少注册资本；

②公司的分立、合并、解散和清算；

③公司章程的修改；

④公司在一年内购买、出售重大资产或者担保金额超过公司最近一期经审计总资产 30%的；

⑤股权激励计划；

⑥调整公司利润分配政策；

⑦法律、行政法规或公司章程规定的，以及股东大会以普通决议认定会对公司产生重大影响的、需要以特别决议通过的其他事项。

(4) 股东（包括股东代理人）以其所代表的有表决权的股份数额行使表决权，每一股份享有一票表决权。

公司持有的本公司股份没有表决权，且该部分股份不计入出席股东大会有表决权的股份总数。董事会、独立董事和符合相关规定条件的股东可以征集股东投票权。征集股东投票权应当向被征集人充分披露具体投票意向等信息。

禁止以有偿或者变相有偿的方式征集股东投票权。公司不得对征集投票权提出最低持股比例限制。

(5) 对于每年发生的日常性关联交易，公司应当在披露上一年度报告之前，对本年度将发生的关联交易总金额进行合理预计，提交股东大会审议并披露。日常性关联交易指公司和关联方之间发生的购买原材料、燃料、动力，销售产品、商品，提供或者接受劳务，委托或者受托销售，关联方租赁，关联方存贷款等交

易行为。股东大会审议有关关联交易事项时，关联股东不应当参与投票表决，其所代表的有表决权的股份数不计入有效表决总数。

关联股东的回避和表决程序为：

①召集人在发出股东大会通知前，应依据法律、法规的规定，对拟提交股东大会审议的有关事项是否构成关联交易作出判断。如经召集人判断，拟提交股东大会审议的有关事项构成关联交易，则召集人应通知关联股东回避该事项的表决，并在股东大会的通知中对拟审议议案的关联方情况进行披露。

②股东大会在审议有关关联交易事项时，会议主持人应先宣布有关关联关系股东的名单，并对关联股东与关联交易各方的关联关系、关联股东的回避和表决程序进行解释和说明，然后由非关联股东对有关关联交易事项进行表决。

③其他知悉审议事项所涉及的关联股东及关联关系情况的非关联股东在审议该事项之前亦有权向会议召集人或会议主持人要求关联股东回避，并由会议召集人或会议主持人判断相关股东是否应回避。关联股东对会议召集人或会议主持人的决定有异议，有权向有关部门反映，也可就是否构成关联关系、是否享有表决权事宜提请人民法院裁决，但相关股东行使上述权利不影响股东大会的正常召开。

④应予回避的关联股东可以列席涉及自身的关联交易的审议过程，并可就该关联交易是否公平、合法及产生的原因等向股东大会作出解释和说明，但该股东无权就该事项参与表决。

⑤关联股东的回避和表决程序应载入会议记录。

股东大会审议有关关联交易事项时，如全体股东均为关联股东，则不受公司章程第七十八条规定的关联股东回避规则限制。

关联股东在收到股东大会通知后，如发现召集人未对有关事项构成关联交易以及其构成关联股东进行披露，则应在股东大会召开前5日向召集人主动声明其与关联交易各方的关联关系。

(6) 公司应在保证股东大会合法、有效的前提下，通过各种方式和途径，为股东参加股东大会提供便利。

(7) 除公司处于危机等特殊情况下，非经股东大会以特别决议批准，公司将不与董事、总经理和其它高级管理人员以外的人订立将公司全部或者重要业务的管理授予该人负责的合同。

(8) 董事、监事候选人名单以提案的方式提请股东大会表决。

公司董事会、监事会、单独或者合并持有公司已发行股份的1%以上的股东可以提出董事候选人（含独立董事候选人），并经股东大会选举决定。由股东大会选举的监事候选人由监事会提名，经监事会会议协商产生并作出决议；由公司职工代表担任并由公司职工代表大会选举的董事、监事候选人，由公司工会组织提名。法律、行政法规对独立董事候选人的提名另有规定的，从其规定。

股东大会就选举非职工代表董事、监事进行表决时，根据公司章程的规定或者股东大会的决议，应当实行累积投票制。

前款所称累积投票制是指股东大会选举董事或者监事时，每一股份拥有与应选董事或者监事人数相同的表决权，股东拥有的表决权可以集中使用。股东大会选举董事（监事）时，公司股东拥有的每一股份，有与应选出董事（监事）人数相同的表决票数，即股东在选举董事（监事）时所拥有的全部表决票数，等于其所持有的股份数乘以应选董事（监事）人数。股东大会在选举董事（监事）时，对董事（监事）候选人逐个进行表决。股东既可以将其拥有的表决票集中投向一人，也可以分散投向数人。但股东累积投出的票数不得超过其所享有的总票数。由所得选票代表表决票数较多者（至少达到出席股东大会的股东所持表决权股份数的二分之一以上）当选为董事（监事）。

董事会应当向股东报告候选董事、监事的简历和基本情况。

(9) 除累积投票制外，股东大会将对所有提案进行逐项表决，对同一事项有不同提案的，将按提案提出的时间顺序进行表决。除因不可抗力等特殊原因导致股东大会中止或不能作出决议外，股东大会将不会对提案进行搁置或不予表决。

(10) 股东大会审议提案时，不会对提案进行修改，否则，有关变更应当被视为一个新的提案，不能在本次股东大会上进行表决。

(11) 同一表决权只能选择现场或其他表决方式中的一种。同一表决权出现重复表决的以第一次投票结果为准。

(12) 股东大会采取记名方式投票表决。

(13) 股东大会对提案进行表决前,应当推举两名股东代表参加计票和监票。审议事项与股东有利害关系的,相关股东及代理人不得参加计票、监票。

股东大会对提案进行表决时,应当由股东代表与监事代表共同负责计票、监票,并当场公布表决结果,决议的表决结果载入会议记录。

(14) 股东大会现场结束时间不得早于其他方式,会议主持人应当宣布每一提案的表决情况和结果,并根据表决结果宣布提案是否通过。在正式公布表决结果前,股东大会现场、其他表决方式中所涉及的上市公司、计票人、监票人、主要股东等相关各方对表决情况均负有保密义务。

(15) 出席股东大会的股东,应当对提交表决的提案发表以下意见之一:同意、反对或弃权。

未填、错填、字迹无法辨认的表决票、未投的表决票均视为投票人放弃表决权利,其所持股份数的表决结果应计为“弃权”。

(16) 会议主持人如果对提交表决的决议结果有任何怀疑,可以对所投票数组织点票;如果会议主持人未进行点票,出席会议的股东或者股东代理人对会议主持人宣布结果有异议的,有权在宣布表决结果后立即要求点票,会议主持人应当立即组织点票。

(17) 股东大会决议应当列明出席会议的股东和代理人人数、所持有表决权的股份总数及占公司有表决权股份总数的比例、表决方式、每项提案的表决结果和通过的各项决议的详细内容。

(18) 提案未获通过,或者本次股东大会变更前次股东大会决议的,应当在股东大会决议中作特别提示。

(19) 股东大会通过有关董事、监事选举提案的,新任董事、监事就任时间从就任之日起计算,至本届任期届满时为止。

(20) 股东大会通过有关派现、送股或资本公积转增股本提案的，公司将在股东大会结束后 2 个月内实施具体方案。

7、股东大会的运行情况

自整体变更设立股份公司后，公司按照《公司法》《证券法》及其他相关法律、法规、《公司章程》《股东大会议事规则》的规定，执行股东大会制度，召开股东大会，审议股东大会职权范围内的事项，维护公司股东的合法权益。

自股份公司设立以来，公司历次股东大会对董事与监事的任免、《公司章程》及公司治理方面各项制度的制订、关联交易审议与确认、首次公开发行股票并上市和募集资金运用等重大事项进行了审议并作出有效决议。上述股东大会会议在召集方式、议事程序、表决方式和决议内容等方面均符合法律、行政法规和公司章程的规定。

(二) 董事会制度的建立健全及运行情况

公司于 2019 年 6 月 16 日召开创立大会审议通过《董事会议事规则》，对董事会的职权、一般规定、召集、提案、通知、召开、表决、决议等方面均作出了具体规定。

1、董事会的构成

董事会由 9 名董事组成，其中职工代表董事 1 名、独立董事 3 名，设董事长 1 人。董事会中的职工代表由公司职工通过职工代表大会、职工大会或者其他形式民主选举产生。

2、董事会的职权

董事会的职权如下：

- (1) 召集股东大会，并向股东大会报告工作；
- (2) 执行股东大会的决议；
- (3) 决定公司的经营计划和投资方案；
- (4) 制订公司的年度财务预算方案、决算方案；

- (5) 制订公司的利润分配方案和弥补亏损方案；
- (6) 制订公司增加或者减少注册资本、发行债券或其他证券及上市方案；
- (7) 拟订公司重大收购、收购本公司股票或者合并、分立、解散及变更公司形式的方案；
- (8) 在股东大会授权范围内，决定公司对外投资、收购出售资产、资产抵押、对外担保事项、委托理财、关联交易等事项；
- (9) 决定公司内部管理机构的设置；
- (10) 聘任或者解聘公司总经理、董事会秘书；根据总经理的提名，聘任或者解聘公司副总经理、财务负责人等高级管理人员，并决定其报酬事项和奖惩事项；
- (11) 制订公司的基本管理制度；
- (12) 制订公司章程的修改方案；
- (13) 管理公司信息披露事项；
- (14) 向股东大会提请聘请或更换为公司审计的会计师事务所；
- (15) 听取公司总经理及其他高级管理人员的工作汇报并检查总经理及其他高级管理人员的工作；
- (16) 法律、行政法规、部门规章、上海证券交易所股票上市规则、公司章程、董事会议事规则或公司股东大会决议授予的其他职权。

3、董事会的一般规定

(1) 公司董事会设立审计委员会，并根据需要设立战略、提名、薪酬与考核等相关专门委员会。专门委员会对董事会负责，依照公司章程和董事会授权履行职责，提案应当提交董事会审议决定。专门委员会成员全部由董事组成，其中审计委员会、提名委员会、薪酬与考核委员会中独立董事占多数并担任召集人，审计委员会的召集人为会计专业人士。董事会负责制定专门委员会工作规程，规范专门委员会的运作。公司董事会应当就注册会计师对公司财务报告出具的非标

准审计意见向股东大会作出说明。

(2) 董事会制定董事会议事规则，以确保董事会落实股东大会决议，提高工作效率，保证科学决策。董事会议事规则作为章程的附件，由董事会拟定，股东大会批准。

(3) 董事会应当确定对外投资、收购出售资产、资产抵押、对外担保事项、委托理财、关联交易的权限，建立严格的审查和决策程序；重大投资项目应当组织有关专家、专业人员进行评审，并报股东大会批准。

公司制定对外投资管理制度及对外担保管理制度，详细规定公司股东大会及董事会对外投资及对外担保的审批权限、审批程序等事项。对外投资管理制度及对外担保管理制度由董事会拟定，股东大会批准。

(4) 董事会设董事长 1 人，可以设副董事长。董事长由公司董事担任，以全体董事的过半数选举产生和罢免。

董事长行使下列职权：

- ①主持股东大会和召集、主持董事会会议；
- ②督促、检查董事会决议的执行；
- ③签署公司股票、公司债券及其他有价证券；
- ④签署董事会重要文件和其他应由公司法定代表人签署的其他文件；
- ⑤行使法定代表人的职权；
- ⑥在发生特大自然灾害等不可抗力的紧急情况下，对公司事务行使符合法律规定和公司利益的特别处置权，并在事后向公司董事会和股东大会报告；
- ⑦法律、行政法规、部门规章、公司章程或董事会授予的其他职权；
- ⑧公司基本管理制度包括内控制度规定的其他职权。

董事长不能履行职务或者不履行职务的，由半数以上董事共同推举一名董事履行职务。公司副董事长协助董事长工作，董事长不能履行职务或者不履行职务的，由副董事长履行职务（公司有两位或两位以上副董事长的，由半数以上董事

共同推举的副董事长履行职务); 副董事长不能履行职务或者不履行职务的, 由半数以上董事共同推举一名董事履行职务。

(5) 董事会会议分为定期会议和临时会议。董事会每年应当至少在上下两个半年度各召开一次定期会议。

有下列情形之一的, 董事会应当召开临时会议:

- ①代表十分之一以上表决权的股东提议时;
- ②三分之一以上董事联名提议时;
- ③监事会提议时;
- ④董事长认为必要时;
- ⑤总经理提议时;
- ⑥证券监管部门要求召开时;
- ⑦公司章程规定的其他情形。

4、董事会的召集

(1) 按照董事会议事规则第五条规定提议召开董事会临时会议的, 应当通过证券事务部或者直接向董事长提交经提议人签字(盖章)的书面提议。书面提议中应当载明下列事项:

- ①提议人的姓名或者名称;
- ②提议理由或者提议所基于的客观事由;
- ③提议会议召开的时间或者时限、地点和方式;
- ④明确和具体的提案;
- ⑤提议人的联系方式和提议日期等。

提案内容应当属于公司章程规定的董事会职权范围内的事项, 与提案有关材料应当一并提交。

证券事务部在收到上述书面提议和有关材料后, 应当于当日转交董事长。董

事长认为提案内容不明确、具体或者有关材料不充分的，可以要求提议人修改或者补充。

董事长应当自接到提议或者证券监管部门的要求后十日内，召集董事会会议并主持会议。

(2) 董事会会议由董事长召集和主持；董事长不能履行职务或者不履行职务的，由副董事长召集和主持；未设副董事长、副董事长不能履行职务或者不履行职务的，由半数以上董事共同推举一名董事召集和主持。

5、董事会的提案与通知

(1) 召开董事会定期会议和临时会议，证券事务部应当分别提前 10 日和 3 日将书面会议通知，通过直接送达、传真、电子邮件或者其他方式，提交全体董事和监事以及经理、董事会秘书。非直接送达的，还应当通过电话进行确认并做相应记录。

情况紧急，需要尽快召开董事会临时会议的，可以随时通过电话或者其他口头方式发出会议通知，但召集人应当在会议上作出说明。

(2) 书面会议通知应当包括以下内容：

- ①会议的时间、地点；
- ②会议的召开方式；
- ③会议期限；
- ④拟审议的事项（会议提案）；
- ⑤会议召集人和主持人、临时会议的提议人及其书面提议；
- ⑥董事表决所必需的会议材料；
- ⑦董事应当亲自出席或者委托其他董事代为出席会议的要求；
- ⑧联系人和联系方式；
- ⑨发出通知的日期。

口头会议通知至少应包括上述第①、②项内容，以及情况紧急需要尽快召开董事会临时会议的说明。

(3) 董事会定期会议的书面会议通知发出后，如果需要变更会议的时间、地点等事项或者增加、变更、取消会议提案的，应当在原定会议召开日之前三日发出书面变更通知，说明情况和新提案的有关内容及相关材料。不足三日的，会议日期应当相应顺延或者取得全体与会董事的认可后按期召开。

董事会临时会议的会议通知发出后，如果需要变更会议的时间、地点等事项或者增加、变更、取消会议提案的，应当事先取得全体与会董事的认可并做好相应记录。

6、董事会的召开

(1) 董事会会议应当有过半数的董事出席方可举行。

监事可以列席董事会会议。总经理和董事会秘书未兼任董事的，应当列席董事会会议。会议主持人认为有必要的，可以通知其他有关人员列席董事会会议。

(2) 董事原则上应当亲自出席董事会会议。因故不能出席会议的，应当事先审阅会议材料，形成明确的意见，书面委托其他董事代为出席。

委托书应当载明：

- ①委托人和受托人的姓名；
- ②委托人对每项提案的简要意见；
- ③委托人的授权范围和对提案表决意向的指示；
- ④委托人的签字、日期等。

委托其他董事对定期报告代为签署书面确认意见的，应当在委托书中进行专门授权。

受托董事应当向会议主持人提交书面委托书，在会议签到簿上说明受托出席的情况。

(3) 委托和受托出席董事会会议应当遵循以下原则：

①在审议关联交易事项时，非关联董事不得委托关联董事代为出席；关联董事也不得接受非关联董事的委托；

②董事不得在未说明其本人对提案的个人意见和表决意向的情况下全权委托其他董事代为出席，有关董事也不得接受全权委托和授权不明确的委托。

③一名董事不得接受超过两名董事的委托，董事也不得委托已经接受两名其他董事委托的董事代为出席。

(4) 董事会会议以现场召开为原则。必要时，在保障董事充分表达意见的前提下，经召集人（主持人）、提议人同意，也可以通过视频、电话、传真或者电子邮件表决等方式召开。董事会会议也可以采取现场与其他方式同时进行的方式召开。

非以现场方式召开的，以视频显示在场的董事、在电话会议中发表意见的董事、规定期限内实际收到传真或者电子邮件等有效表决票，或者董事事后提交的曾参加会议的书面确认函等计算出席会议的董事人数。

(5) 会议主持人应当提请出席董事会会议的董事对各项提案发表明确的意见。

董事阻碍会议正常进行或者影响其他董事发言的，会议主持人应当及时制止。

除征得全体与会董事的一致同意外，董事会会议不得就未包括在会议通知中的提案进行表决。董事接受其他董事委托代为出席董事会会议的，不得代表其他董事对未包括在会议通知中的提案进行表决。

7、董事会的表决和决议

(1) 每项提案经过充分讨论后，主持人应当适时提请与会董事进行表决。

会议表决实行一人一票，以记名和书面等方式进行。

董事的表决意向分为同意、反对和弃权。与会董事应当从上述意向中选择其一，未做选择或者同时选择两个以上意向的，会议主持人应当要求有关董事重新选择，拒不选择的，视为弃权；中途离开会场不回而未做选择的，视为弃权。

(2) 与会董事表决完成后，董事会秘书和证券事务部有关工作人员应当及时收集董事的表决票，交董事会秘书在一名监事的监督下进行统计。

现场召开会议的，会议主持人应当当场宣布统计结果；其他情况下，会议主持人应当要求董事会秘书在规定的表决时限结束后下一工作日之前，通知董事表决结果。

董事在会议主持人宣布表决结果后或者规定的表决时限结束后进行表决的，其表决情况不予统计。

(3) 除董事会议事规则第二十条规定的情形外，董事会审议通过会议提案并形成相关决议，必须有超过公司全体董事人数之半数的董事对该提案投赞成票。法律、行政法规和公司章程规定董事会形成决议应当取得更多董事同意的，从其规定。

董事会根据公司章程的规定，在其权限范围内对担保事项作出决议，除公司全体董事过半数同意外，还必须经出席会议的三分之二以上董事的同意。

不同决议在内容和含义上出现矛盾的，以形成时间在后的决议为准。

(4) 出现下述情形的，董事应当对有关提案回避表决：

①《上海证券交易所股票上市规则》规定的董事应当回避的情形；

②董事本人认为应当回避的情形；

③公司章程规定的因董事与会议提案所涉及的企业有关联关系而须回避的其他情形。

在董事回避表决的情况下，有关董事会会议由过半数的无关联关系董事出席即可举行，形成决议须经无关联关系董事过半数通过。出席会议的无关联关系董事人数不足三人的，不得对有关提案进行表决，而应当将该事项提交股东大会审议。

(5) 董事会应当严格按照股东大会和公司章程的授权行事，不得越权形成决议。

(6) 董事会会议需要就公司利润分配事宜作出决议的，可以先将拟提交董

事会审议的分配预案通知注册会计师，并要求其据此出具审计报告草案（除涉及分配之外的其他财务数据均已确定）。董事会作出分配的决议后，应当要求注册会计师出具正式的审计报告，董事会再根据注册会计师出具的正式审计报告对相关事项作出决议。

（7）提案未获通过的，在有关条件和因素未发生重大变化的情况下，董事会会议在一个月内不应当再审议内容相同的提案。

（8）二分之一以上的与会董事认为提案不明确、不具体，或者因会议材料不充分等其他事由导致其无法对有关事项作出判断时，会议主持人应当要求会议对该议题进行暂缓表决。

提议暂缓表决的董事应当对提案再次提交审议应满足的条件提出明确要求。

（9）现场召开和以视频、电话等方式召开的董事会会议，可以视需要进行全程录音。

（10）董事会秘书应当对董事会会议做好记录。会议记录应当包括以下内容：

①会议届次和召开的时间、地点、方式；

②会议通知的发出情况；

③会议召集人和主持人；

④董事亲自出席和受托出席的情况；

⑤会议审议的提案、每位董事对有关事项的发言要点和主要意见、对提案的表决意向；

⑥每项提案的表决方式和表决结果（说明具体的同意、反对、弃权票数）；

⑦与会董事认为应当记载的其他事项。

（11）除会议记录外，董事会秘书还可以视需要安排证券事务部工作人员对会议召开情况作成简明扼要的会议纪要，根据统计的表决结果就会议所形成的决议制作单独的决议记录。

（12）与会董事应当代表其本人和委托其代为出席会议的董事对会议记录和

决议记录进行签字确认。董事对会议记录或者决议记录有不同意见的，可以在签字时作出书面说明。

董事既不按前款规定进行签字确认，又不对其不同意见作出书面说明，视为完全同意会议记录和决议的内容。

8、董事会的运行情况

自整体变更设立股份公司后，公司按照《公司法》《证券法》及其他相关法律、法规、《公司章程》《董事会议事规则》的规定，严格按照股东大会的决议和授权，召开董事会，审议《公司章程》、股东大会授权范围内的事项，认真执行股东大会通过的各项决议内容。

自股份公司设立以来，公司历次董事会会议对高级管理人员任命、基本制度的制定、首次公开发行股票并上市和募集资金运用等事项进行审议并作出有效决议；同时，对需要股东大会审议的事项及时提交股东大会审议决定，切实发挥了董事会的作用。上述董事会会议在召集方式、议事程序、表决方式和决议内容等方面均符合法律、行政法规和公司章程的规定。

（三）监事会制度的建立健全及运行情况

公司于2019年6月16日召开创立大会审议通过《监事会议事规则》，对监事会的职权、一般规定、召集、提案、通知、召开、表决、决议等方面均作出了具体规定。

1、监事会的构成

公司设监事会。监事会由3名监事组成，监事会设主席1名，由全体监事过半数选举产生。监事会主席召集和主持监事会会议；监事会主席不能履行职务或者不履行职务的，由半数以上监事共同推举1名监事召集和主持监事会会议。

监事会应当包括股东代表和适当比例的公司职工代表，其中职工代表的比例不低于1/3。监事会中的职工代表由公司职工通过职工代表大会、职工大会或者其他形式民主选举产生。

2、监事会的职权

监事会的职权如下：

- (1) 应当对董事会编制的公司定期报告进行审核并提出书面审核意见；
- (2) 检查公司财务；
- (3) 对董事、高级管理人员执行公司职务的行为进行监督，对违反法律、行政法规、公司章程或者股东大会决议的董事、高级管理人员提出罢免的建议；
- (4) 当董事、高级管理人员的行为损害公司的利益时，要求董事、高级管理人员予以纠正；
- (5) 提议召开临时股东大会，在董事会不履行《公司法》规定的召集和主持股东大会职责时召集和主持股东大会；
- (6) 向股东大会提出提案；
- (7) 依照《公司法》第一百五十一条的规定，对董事、高级管理人员提起诉讼；
- (8) 发现公司经营情况异常，可以进行调查；必要时，可以聘请会计师事务所、律师事务所等专业机构协助其工作，费用由公司承担。

3、监事会的一般规定

(1) 监事会每 6 个月至少召开一次会议。监事可以提议召开临时监事会会议。监事会决议应当经半数以上监事通过。

(2) 监事会应制定监事会议事规则，明确监事会的议事方式和表决程序，以确保监事会的工作效率和科学决策。

监事会议事规则应作为章程的附件，并报股东大会批准。

(3) 监事会会议分为定期会议和临时会议。

监事会定期会议应当每六个月召开一次。出现下列情况之一的，监事会应当在十日内召开临时会议：

①任何监事提议召开时；

②股东大会、董事会会议通过了违反法律、法规、规章、监管部门的各种规定和要求、公司章程、公司股东大会决议和其他有关规定的决议时；

③董事和高级管理人员的不当行为可能给公司造成重大损害或者在市场中造成恶劣影响时；

④公司、董事、监事、高级管理人员被股东提起诉讼时；

⑤公司、董事、监事、高级管理人员受到证券监管部门处罚或者被证券交易所公开谴责时；

⑥证券监管部门要求召开时；

⑦公司章程规定的其他情形。

4、监事会的召集

(1) 监事提议召开监事会临时会议的，应当通过证券事务部或者直接向监事会主席提交经提议监事签字的书面提议。书面提议中应当载明下列事项：

①提议监事的姓名；

②提议理由或者提议所基于的客观事由；

③提议会议召开的时间或者时限、地点和方式；

④明确和具体的提案；

⑤提议监事的联系方式和提议日期等。

在证券事务部或者监事会主席收到监事的书面提议后三日内，证券事务部应当发出召开监事会临时会议的通知。

(2) 监事会会议由监事会主席召集和主持；监事会主席不能履行职务或者不履行职务的，由半数以上监事共同推举一名监事召集和主持。

5、监事会的提案和通知

(1) 召开监事会定期会议和临时会议，证券事务部应当分别提前 10 日和 3

日将书面会议通知，通过直接送达、传真、电子邮件或者其他方式，提交全体监事。非直接送达的，还应当通过电话进行确认并做相应记录。

情况紧急，需要尽快召开监事会临时会议的，可以随时通过口头或者电话等方式发出会议通知，但召集人应当在会议上作出说明。

(2) 书面会议通知应当包括以下内容：

- ①会议的时间、地点；
- ②拟审议的事项（会议提案）；
- ③会议召集人和主持人、临时会议的提议人及其书面提议；
- ④监事表决所必需的会议材料；
- ⑤监事应当亲自出席会议的要求；
- ⑥联系人和联系方式；
- ⑦通知日期。

口头会议通知至少应包括上述第①、②项内容，以及情况紧急需要尽快召开监事会临时会议的说明。

6、监事会的召开

(1) 监事会会议应当以现场方式召开。

紧急情况下，监事会会议可以通讯方式进行表决，但监事会召集人（会议主持人）应当向与会监事说明具体的紧急情况。在通讯表决时，监事应当将其对审议事项的书面意见和投票意向在签字确认后传真至证券事务部。监事不应当只写明确投票意见而不表达其书面意见或者投票理由。

(2) 监事会会议应当有过半数的监事出席方可举行。

董事会秘书应当列席监事会会议。

(3) 会议主持人应当提请与会监事对各项提案发表明确的意见。

会议主持人应当根据监事的提议，要求董事、高级管理人员、公司其他员工

或者相关中介机构业务人员到会接受质询。

7、监事会的表决和决议

(1) 会议主持人应当根据监事的提议，要求董事、高级管理人员、公司其他员工或者相关中介机构业务人员到会接受质询。

监事会会议的表决实行一人一票，以记名和书面等方式进行。

监事的表决意向分为同意、反对和弃权。与会监事应当从上述意向中选择其一，未做选择或者同时选择两个以上意向的，会议主持人应当要求该监事重新选择，拒不选择的，视为弃权；中途离开会场不回而未做选择的，视为弃权。

监事会形成决议应当全体监事过半数同意。

(2) 召开监事会会议，可以视需要进行全程录音。

(3) 证券事务部工作人员应当对现场会议做好记录。会议记录应当包括以下内容：

①会议届次和召开的时间、地点、方式；

②会议通知的发出情况；

③会议召集人和主持人；

④会议出席情况；

⑤会议审议的提案、每位监事对有关事项的发言要点和主要意见、对提案的表决意向；

⑥每项提案的表决方式和表决结果（说明具体的同意、反对、弃权票数）；

⑦与会监事认为应当记载的其他事项。

对于通讯方式召开的监事会会议，证券事务部应当参照上述规定，整理会议记录。

(4) 与会监事应当对会议记录进行签字确认。监事对会议记录有不同意见的，可以在签字时作出书面说明。

监事既不按前款规定进行签字确认，又不对其不同意见作出书面说明的，视为完全同意会议记录的内容。

8、监事会的运行情况

自整体变更设立股份公司后，公司按照《公司法》《证券法》及其他相关法律、法规、《公司章程》《监事会议事规则》的规定，召开监事会，审议《公司章程》授权范围内的事项。

自股份公司设立以来，公司历次监事会会议对公司财务工作、公司董事及高级管理人员的工作等重大事项实施了有效监督，切实发挥了监事会的作用。上述监事会会议在召集方式、议事程序、表决方式和决议内容等方面均符合法律、行政法规和公司章程的规定。

（四）独立董事制度的建立健全及运行情况

公司于2019年10月24日召开2019年第二次临时股东大会，审议通过《公司章程》及《独立董事工作制度》，对独立董事的构成、任职条件、提名、选举与更换、特别职权、独立意见、履行职责的保障、工作记录等方面均作出了具体规定。

1、独立董事的构成

公司设独立董事三名，其中包括1名会计专业人士。

会计专业人士是指具有高级会计职称或注册会计师资格的人士。

2、独立董事的任职条件

（1）担任独立董事必须具备下列基本条件：

- ①根据法律、行政法规及其他有关规定，具备担任上市公司董事的资格；
- ②不存在独立董事工作制度第八条所规定的情形；
- ③具备上市公司运作的基本知识，熟悉相关法律、行政法规、规章及规则；
- ④具有五年以上法律、经济或者其他履行独立董事职责所必需的工作经验；

⑤公司章程规定的其他条件。

(2) 下列人员不得担任公司独立董事：

①在公司或者其附属企业任职的人员及其直系亲属、主要社会关系（直系亲属是指配偶、父母、子女等；主要社会关系是指兄弟姐妹、岳父母、儿媳女婿、兄弟姐妹的配偶、配偶的兄弟姐妹等）；

②直接或间接持有公司已发行股份 1% 以上或者是公司前十名股东中的自然人股东及其直系亲属；

③在直接或间接持有公司已发行股份 5% 以上的股东单位或者在公司前五名股东单位任职的人员及其直系亲属；

④最近一年内曾经具有前三项所列举情形的人员；

⑤为公司或者其附属企业提供财务、法律、咨询等服务的人员；

⑥公司章程规定的其他人员；

⑦中国证监会认定的其他人员。

3、独立董事的提名、选举和更换

(1) 公司董事会、监事会、单独或者合并持有公司已发行股份 1% 以上的股东可以提出独立董事候选人，并经股东大会选举决定。

(2) 独立董事每届任期与其他董事任期相同，任期届满可连选连任，但是连任时间不得超过六年。

(3) 独立董事连续 3 次未亲自出席董事会会议的，由董事会提请股东大会予以撤换。

独立董事出现法律法规及公司章程规定的不得担任独立董事的情形或其他不适宜履行独立董事职责的，董事会应当提请股东大会予以撤换。

(4) 除出现上述情况及《公司法》中规定的不得担任董事的情形外，独立董事任期届满前不得无故被免职。提前免职的，公司应将其作为特别披露事项予以披露，被免职的独立董事认为公司的免职理由不当的，可以作出公开的声明。

(5) 独立董事在任期届满前可以提出辞职。独立董事辞职应向董事会提交书面辞职报告,并应当对任何与其辞职有关或其认为有必要引起公司股东和债权人注意的情况进行说明。

(6) 如因独立董事辞职导致公司董事会中独立董事所占的比例低于法律法规或公司章程规定的最低要求时,该独立董事的辞职报告应当在下任独立董事填补其缺额后生效。

4、独立董事的特别职权

(1) 为了充分发挥独立董事的作用,独立董事除应当具有《公司法》和公司章程规定赋予董事的职权外,还享有以下特别职权:

①重大关联交易(指公司拟与关联人达成的总额高于 300 万元或高于公司最近经审计净资产值的 5%的关联交易)应由独立董事认可后,提交董事会讨论;独立董事作出判断前,可以聘请中介机构出具独立财务顾问报告,作为其判断的依据。

②向董事会提议聘用或解聘会计师事务所;

③向董事会提请召开临时股东大会;

④提议召开董事会;

⑤独立聘请外部审计机构和咨询机构;

⑥可以在股东大会召开前公开向股东征集投票权。

(2) 独立董事行使独立董事工作制度第十九条规定的职权应当取得全体独立董事的二分之一以上同意。

(3) 如上述提议未被采纳或上述职权不能正常行使,公司应将有关情况予以披露。

5、独立董事的独立意见

(1) 独立董事应当对以下公司重大事项发表独立意见:

①提名、任免董事;

②聘任或解聘高级管理人员；

③公司董事、高级管理人员的薪酬；

④公司的股东、实际控制人及关联企业对公司现有或新发生的总额高于 300 万元或高于公司最近经审计净资产值的 5% 的借款或其他资金往来，以及公司是否采取有效措施回收欠款；

⑤独立董事认为可能损害中小股东权益的事项；

⑥公司章程规定的其他事项。

⑦有关法律、法规、规章、规范性文件规定的其他事项。

(2) 独立董事应当就上述事项发表以下几类意见之一：同意；保留意见及其理由；反对意见及其理由；无法发表意见及其障碍。

(3) 如有关事项属于需要披露的事项，公司应当将独立董事的意见予以公告，独立董事出现意见分歧无法达成一致时，董事会应将各独立董事的意见分别披露。

6、独立董事履行职责的保障

(1) 公司应当保证独立董事享有与其他董事同等的知情权。凡须经董事会决策的事项，公司必须按法定的时间提前通知独立董事并同时提供足够的资料，独立董事认为资料不充分的，可以要求补充。

当 2 名或 2 名以上独立董事认为资料不充分或论证不明确时，可联名书面向董事会提出延期召开董事会会议或延期审议该事项，董事会应予以采纳。

(2) 公司向独立董事提供的资料，公司及独立董事本人应当至少保存 5 年。

(3) 公司提供独立董事履行职责所必需的工作条件。

公司董事会秘书应积极为独立董事履行职责提供协助，如介绍情况、提供材料等。公司上市后，独立董事发表的独立意见、提案及书面说明应当公告的，董事会秘书应及时到上海证券交易所办理公告事宜。

(4) 独立董事行使职权时，公司有关人员应当积极配合，不得拒绝、阻碍

或隐瞒，不得干预其独立行使职权。

(5) 独立董事聘请中介机构的费用及其他行使职权时所需的费用由公司承担。

(6) 公司应当给予独立董事适当的津贴。津贴的标准应当由董事会制订预案，股东大会审议通过，并在公司年报中进行披露。

除上述津贴外，独立董事不应从公司及其主要股东或有利害关系的机构和人员取得额外的、未予披露的其他利益。

7、独立董事的履职情况

自聘任独立董事以来，独立董事均严格依照有关法律、行政法规和公司章程的要求，独立履职、勤勉尽责。公司独立董事积极参加公司董事会会议，对公司的关联交易、公司治理等事项均发表了独立、客观的意见，在公司法人治理结构的完善与规范化运作等方面发挥了积极的作用，维护了公司整体利益和中小股东的合法权益。

自整体变更设立股份公司后，截至本招股意向书签署之日，独立董事对相关决议事项未提出过异议。

(五) 董事会秘书制度的建立健全及运行情况

公司于2019年6月16日召开创立大会审议通过《董事会秘书工作细则》，对董事会秘书的任职资格、职责及任免等事项做了具体规定。

公司设董事会秘书1名，董事会秘书为公司高级管理人员，是公司与证券交易所之间的指定联络人。

1、董事会秘书的任职资格

(1) 董事会秘书应当具备履行职责所必需的财务、管理、法律专业知识，具有良好的职业道德和个人品德，并取得交易所颁发的董事会秘书资格证书。

(2) 有下列情形之一的不得担任公司董事会秘书：

①有《公司法》第一百四十六条规定情形之一的；

- ②自受到中国证监会最近一次行政处罚未满三年的；
- ③最近三年受到交易所公开谴责或三次以上通报批评的；
- ④本公司现任监事；
- ⑤交易所认定不适合担任董事会秘书的其他情形。

2、董事会秘书的职责

董事会秘书履行以下职责：

（1）负责公司信息披露事务，协调公司信息披露工作，组织制订公司信息披露事务管理制度，督促公司及相关信息披露义务人遵守信息披露相关规定；

（2）负责公司投资者关系管理和股东资料管理工作，协调公司与证券监管机构、股东及实际控制人、证券服务机构、媒体等之间的信息沟通；

（3）组织筹备董事会会议和股东大会，参加股东大会、董事会会议、监事会会议及高级管理人员相关会议，负责董事会会议记录工作并签字确认；

（4）负责公司信息披露的保密工作，在未公开重大信息出现泄露时，及时向公司上市的证券交易所报告并公告（如需）；

（5）关注公共媒体报道并主动求证真实情况，督促董事会及时回复公司上市的证券交易所的所有问询；

（6）组织董事、监事和高级管理人员进行证券法律法规及其他相关规定的培训，协助前述人员了解各自在信息披露中的权利和义务；

（7）督促董事、监事和高级管理人员遵守证券法律法规、《股票上市规则》、公司上市证券交易所的其他相关规定及公司章程，切实履行其所作出的承诺；在知悉公司作出或者可能作出违反有关规定的决议时，应当予以提醒并立即如实地向公司上市的证券交易所报告；

（8）《公司法》《证券法》、中国证监会和公司上市的证券交易所要求履行的其他职责。

（六）发行人董事会专门委员会设置情况

为建立和健全公司内部控制制度，提高内部控制能力，完善内部控制程序，公司董事会下设战略与决策委员会、审计委员会、薪酬与考核委员会等三个专门委员会，分别在战略发展、审计、薪酬与考核等方面协助董事会履行职能。该等委员会依据公司董事会所制定的职权范围运作，就专业性事项进行研究，提出意见及建议，供董事会决策参考。

1、战略与决策委员会

（1）人员组成

2019年10月9日，经公司第一届董事会第三次会议审议通过，公司设立董事会战略与决策委员会，由董事吴荣辉、陈东波、徐锡荣、刘向阳、冯骏组成委员会委员，由吴荣辉担任战略与决策委员会主任委员。独立董事徐锡荣在上述专门委员会的任职自2019年10月24日召开的2019年第二次临时股东大会审议通过选举独立董事的议案后生效。

2020年8月11日，经公司第一届董事会第九次会议审议通过，由骆红胜更替刘向阳担任战略与决策委员会委员，任期不变。

2020年9月21日，经公司第一届董事会第十二次会议审议通过，由周永胜更替冯骏担任战略与决策委员会委员，任期不变。

（2）主要职责

战略与决策委员会的主要职责如下：

- ①对公司长期发展战略规划进行研究并提出建议；
- ②对规定须经董事会批准的重大投资融资方案进行研究并提出建议；
- ③对规定须经董事会批准的重大资本运作资产经营项目进行研究并提出建议；
- ④对其他影响公司发展的重大事项进行研究并提出建议；
- ⑤对以上事项的实施进行检查；

⑥董事会授权的其他事宜。

2、审计委员会

(1) 人员组成

2019年10月9日，经公司第一届董事会第三次会议审议通过，公司设立董事会审计委员会，由董事张国昀、孙家红、徐锡荣组成委员会委员，由张国昀担任审计委员会主任委员。独立董事张国昀、孙家红、徐锡荣在上述专门委员会的任职自2019年10月24日召开的2019年第二次临时股东大会审议通过选举独立董事的议案后生效。

(2) 主要职责

审计委员会的主要职责如下：

- ①提议聘请或更换外部审计机构，监督及评估外部审计机构工作；
- ②指导、监督内部审计工作；
- ③审阅上市公司的财务报告并对其发表意见，公司上市后还需审核公司财务信息的披露；
- ④评估内部控制的有效性；
- ⑤对重大关联交易进行审计、监督；
- ⑥对公司财务部门、内审部门包括其负责人的工作进行评价；
- ⑦协调管理层、内部审计部门及相关部门与外部审计机构的沟通；
- ⑧公司董事会授权的其他事宜及相关法律法规中涉及的其他事项。

3、薪酬与考核委员会

(1) 人员组成

2019年10月9日，经公司第一届董事会第三次会议审议通过，公司设立董事会薪酬与考核委员会，由董事孙家红、张国昀、王树乾组成委员会委员，由孙家红担任薪酬与考核委员会主任委员。独立董事孙家红、张国昀在上述专门委员

会的任职自 2019 年 10 月 24 日召开的 2019 年第二次临时股东大会审议通过选举独立董事的议案后生效。

(2) 主要职责

薪酬与考核委员会的主要职责如下：

①根据非独立董事及高级管理人员管理岗位的主要范围、职责、重要性以及社会相关岗位的薪酬水平制定薪酬计划或方案；

②薪酬计划方案主要包括但不限于：绩效评价标准、程序及主要评价体系，奖励和惩罚的主要方案和制度等；

③审查公司非独立董事及高级管理人员履行职责的情况并对其进行年度绩效考评；

④负责对公司薪酬制度执行情况进行监督；

⑤董事会授权的其他事宜。

二、发行人最近三年合法合规情况

报告期内，公司及下属子公司依法合规经营，不存在重大违法违规行为。

(一) 发行人下属子公司的行政处罚

1、2019 年金昌电力处罚情况

根据金昌市自然资源局于 2019 年 9 月 6 日出具的《行政处罚决定书》（金自罚字（2019）01 号），金昌电力占用西坡光伏产业园区 15.72 亩（10,480m²）国有未利用地修建升压站及办公楼等配套设施。根据《中华人民共和国土地管理法》第七十六条、《中华人民共和国土地管理法实施条例》第四十二条，决定对金昌电力处以每平方米 5 元的罚款，合计罚款 52,400 元。

根据金昌市自然资源局金川分局出具的《证明》，“该案件属于我局管辖范围，具体由我局调查办理，该事项不属于重大违法违规行为，不属于重大行政处罚。除前述情况以外，2016 年 1 月 1 日至今，未发现金昌清能电力有限公司与自然资源管理有关的违法行为及处罚记录。”

2、2019 年天润新能处罚情况

根据酒泉市统计局于 2019 年 11 月 8 日出具的《行政处罚决定书》（酒统罚字〔2019〕04 号），天润新能误将工业总产值指标按含增值税价格上报 26,489.18 万元，误差 3,047 万元，误差率 13%。根据《中华人民共和国统计法》第七条、《中华人民共和国行政处罚法》第二十三条，决定对天润新能处以警告。

天润新能上述违法行为系因员工的工作失误，误将含税价格上报统计局，误差为增值税率的差异，并非在主观上存在违法的意图，且“警告”处罚性质较轻，因此，天润新能上述行为不属于重大违法违规行为。

（二）收购子公司被收购前的行政处罚

1、2018 年龙游新能源处罚情况

根据龙游县环境保护局于 2018 年 8 月 15 日出具的《行政处罚决定书》（龙环罚〔2018〕38 号），龙游新能源湖镇客路村农光互补光伏发电项目部分光伏发电设施建设在洪畈水库库周集雨范围内，属于饮用水源一级保护区，占地 190.9 亩。根据《中华人民共和国水污染防治法》第九十一条，决定对龙游新能源处罚款 11.00 万元，并报龙游县人民政府责令拆除。2018 年 10 月 11 日，龙游新能源收到《行政处罚案件结案审批表》，确认已完成整改并缴纳罚款。

根据衢州市生态环境局龙游分局出具的《关于环保处罚的说明函》，“……上述环保违法行为发生后，企业积极主动改正相关违法行为，并及时缴纳罚款，未导致严重环境污染事故。”

自该处罚发生至结案，龙游新能源为中机国能电力集团有限公司全资子公司。2018 年 12 月 21 日，清能发展收购龙游新能源，龙游新能源股权结构变更为清能发展持有 90% 股权、中机国能电力集团有限公司持有 10% 股权。2019 年 12 月 30 日，发行人取得清能发展 53.5% 股权，龙游新能源纳入发行人的合并范围。

龙游新能源的上述违法行为发生于发行人收购前且已于收购前执行完毕，龙游新能源的主营业务收入和净利润占发行人整体的比例极小，衢州市生态环境局龙游分局已出具证明确认上述行为未导致严重环境污染事故。因此，根据相关规

定，龙游新能源的上述违法行为原则上不视为发行人存在相关情形，对发行人本次发行上市不构成实质性法律障碍。

2、2018年湖南电力处罚情况

湖南电力因2017年12月1日至2017年12月31日增值税（供电）未按期进行申报，2017年10月1日至2017年12月31日企业所得税（应纳税所得额）未按期进行申报。于2018年1月受到国家税务总局长沙县税务局泉塘税务分局做出的罚款200元行政处罚。湖南电力已缴纳上述罚款。

自该处罚发生至处罚执行完毕，湖南电力为清能发展控股孙公司。2019年12月30日，发行人取得清能发展53.5%股权，湖南电力纳入发行人的合并范围。

湖南电力的上述违法行为发生于发行人收购前且已于收购前执行完毕，湖南电力的主营业务收入和净利润占发行人整体的比例较小，且未造成社会影响恶劣。因此，根据相关规定，湖南电力的上述违法行为原则上不视为发行人存在相关情形，对发行人本次发行上市不构成实质性法律障碍。

3、2019年新疆电力处罚情况

根据精河县消防救援大队于2019年6月28日出具的《行政处罚决定书》（精（消）行罚决字〔2019〕0018号），新疆电力擅自停用消防设施。根据《中华人民共和国消防法》第六十条，决定对新疆电力罚款1.00万元。后经复查，新疆电力前期存在的消防隐患已经整改完毕，复查验收合格。

自该处罚发生至复查验收合格、处罚执行完毕，新疆电力为清能发展控股孙公司。2019年12月30日，发行人取得清能发展53.5%股权，新疆电力纳入发行人的合并范围。

新疆电力的上述违法行为发生于发行人收购前且已于收购前执行完毕，新疆电力的主营业务收入和净利润占发行人整体的比例较小，且未造成社会影响恶劣。因此，根据相关规定，新疆电力的上述违法行为原则上不视为发行人存在相关情形，对发行人本次发行上市不构成实质性法律障碍。

经核查，保荐机构、发行人律师认为，发行人子公司华光潭水电、金昌电力、天润新能以及收购主体龙游新能源、湖南电力和新疆电力被收购前的上述处罚不

属于重大违法违规，不构成发行上市的实质性法律障碍。

三、发行人资金占用和对外担保情况

(一) 资金占用情况

1、控股股东及其控制的其他企业的资金占用

报告期内，公司不存在资金被控股股东及其控制的其他企业占用的情况。

2、其他关联方形成的省筹贷款、代垫款和借款

报告期各期末，公司与其他关联方的资金往来款情况如下：

单位：万元

公司名称	资金往来方	款项性质	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
浙江新能	水电实业	代垫款	4,136.00	4,136.00	4,136.00
	玉溪水利	省筹贷款	-	-	480.00
谢村源水电	大岭坪水电	借款	-	-	146.36

(1) 对水电实业的代垫款

公司对浙江省水电实业公司的资金往来款系因历史上为解决钱江水利上市后的资产置换形成的代垫款，因回收困难，公司已对其全额计提坏账准备。

(2) 对玉溪水利的省筹贷款

公司对玉溪水利的资金往来款系因历史原因形成的省筹贷款。1993年，水投总公司受浙江省计划经济委员会、浙江省水利厅委托，管理基本建设水利水电类省筹贷款，2002年浙江省国资委以水投总公司的全部资产与负债及其他9家公司的国有出资权益出资设立水电集团，省筹贷款相关债权债务由水电集团承继。玉溪水利的省筹贷款已于2019年全部收回。

(3) 对大岭坪水电的借款

谢村源水电对大岭坪水电的资金往来款系大岭坪水电的借款。谢村源水电对大岭坪水电的借款已于2019年全部收回。

3、无关联第三方形成的省筹贷款和代垫款

报告期各期末，公司与无关联方第三方的资金往来款情况如下：

单位：万元

公司名称	资金往来方	款项性质	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
浙江新能	金华市沙畈水库管理处	省筹贷款	2,350.00	2,350.00	2,850.00
		省筹贷款利息	3.10	3.63	4.66
	东阳南江水库管理局	省筹贷款	280.00	280.00	280.00
博州新能源	九州方园新能源股份有限公司	原股东代垫款	-	179.55	未纳入发行人合并范围

(1) 对金华市沙畈水库管理处的省筹贷款

公司对金华市沙畈水库管理处的资金往来款系因历史原因形成的省筹贷款。截至 2020 年 12 月 31 日，金华市沙畈水库管理处尚未偿还省筹贷款的全部本金，但仍按约定偿还利息，公司已按 80% 的比例提取坏账准备。

(2) 对东阳南江水库管理局的省筹贷款

公司对东阳南江水库管理局的资金往来款系因历史原因形成的省筹贷款。截至 2020 年 12 月 31 日，东阳市南江水库管理局的省筹贷款回收困难，公司已全额提取坏账准备。

(3) 对九州方园新能源股份有限公司的代垫款

博州新能源系清能发展全资子公司，2019 年 12 月公司收购清能发展后，博州新能源随之纳入合并范围。九州方园新能源股份有限公司系博州新能源原股东，博州新能源应收的代垫款系由九州方园新能源股份有限公司承担的部分债务尚未全部收回。该款项已于 2020 年 1 月收回。

(二) 对外担保情况

1、为控股股东及其控制的其他企业的对外担保

报告期内，公司不存在为控股股东及其控制的其他企业提供担保的情况。

2、为其他关联方的对外担保

报告期内，公司除为合并范围内子公司提供担保外，为其他关联方提供担保的情况如下：

(1) 为浙江省人民政府就桐柏抽水蓄能的借款提供反担保

①担保事项的背景

2000年，国家财政部与国际复兴开发银行签订《贷款协议（桐柏抽水蓄能项目）》，同时，国家财政部与桐柏抽水蓄能的股东方代表浙江省电力公司签订《财政部和浙江省电力公司关于执行世行贷款浙江桐柏抽水蓄能项目的协议》，由国际复兴开发银行向桐柏抽水蓄能项目提供贷款3.2亿美元，贷款期限自2000年3月15日至2020年3月15日。

2001年，国家财政部、浙江省人民政府、浙江省电力开发公司、天台县水电综合开发有限公司签订《关于实施“浙江桐柏抽水蓄能电站项目”的担保协议》，浙江省人民政府同意为上述主债务进行担保。同时，浙江省电力开发公司向浙江省人民政府出具《反担保函》，以其部分控股子公司的股权作为质押，为浙江省人民政府所提供的担保进行反担保。

浙江省电力开发公司于2009年12月进行了公司制改制，并更名为浙江省电力开发有限公司。2011年6月15日，根据浙江省国资委下发的《关于同意浙江省电力开发有限公司改制上市涉及部分国有产权（资产）、负债无偿划转的批复》（浙国资产权〔2011〕31号），浙江省国资委批准将浙江省电力开发有限公司持有的桐柏抽水蓄能23%的股权无偿划转至水电集团，由水电集团承接浙能电力作为桐柏抽水蓄能股东的全部权利与义务。2012年8月23日，水电集团与浙江省人民政府签订了《关于桐柏抽水蓄能水电站项目世界银行贷款担保的反担保协议》，公司以连带责任保证担保的方式提供反担保。

②主债务的余额

2020年3月15日，桐柏抽水蓄能已将上述贷款偿还完毕，公司上述反担保的情形消除。

③担保事项的审议程序

2012年8月7日,浙能集团作出水电集团2012年第一次股东决定,通过《2012年为所属参控股企业提供担保的议案》,为浙江省人民政府就桐柏抽水蓄能项目贷款向国际复兴开发银行提供的保证担保,向浙江省人民政府提供保证性质的反担保。

(2) 为正泰新能源的借款提供担保

①担保事项的背景

2018年前,永昌光伏、高台光伏、敦煌光伏、民勤光伏、天润新能、中卫光伏、中卫太阳能、瓜州光伏8家项目公司为正泰新能源的全资或控股子公司。上述8家项目公司通过正泰新能源(借款人)向银行获取项目贷款,并以其资产或电费收费权为正泰新能源的项目贷款提供担保。

2018年,公司受让正泰新能源持有的中卫光伏等10家子公司各51%股权,自该10家子公司完成工商变更登记并满足控制并表条件之日起,至2018年12月银行/银团借款债权债务概括转移协议签署生效日期间,该等担保持续有效。在此期间内,项目公司已变更为公司的控股子公司,而借款人仍为正泰新能源,由此构成关联对外担保。债权债务转让协议签订后,借款人变更为本公司,关联对外担保的情形消除。

②担保事项的审议程序

2017年8月18日,浙能集团通过董事会决议,同意公司继承原正泰新能源作为统一借款人向银行的融资,借款主体全额变更至公司,并要求正泰新能源提供全额担保。

2019年12月2日,公司召开2019年度第三次临时股东大会,通过《关于确认公司报告期内关联交易的议案》,同意公司最近三年及一期(2016年度、2017年度、2018年度、2019年1-6月)与关联方发生的关联交易均系正常的业务往来。

(3) 为武强水电的借款提供担保

①担保事项的背景

2010年9月17日，武强水电与中国农业银行股份有限公司淳安县支行签订《固定资产借款合同》，借款金额2,000万元，贷款期限自2010年9月25日至2019年11月20日。2019年6月30日前，公司持有武强水电51%股权，是武强水电的控股股东，因此公司为武强水电提供连带责任保证。

2019年6月末，公司处置武强水电10%股权，丧失对其的控制权，武强水电原小股东淳安千岛湖农业发展集团有限公司取得控制权，公司对武强水电的担保自2019年7月1日始构成关联对外担保。2019年11月20日，武强水电已将上述农业银行的贷款偿还完毕，关联对外担保的情形消除。

②担保事项的审议程序

2011年9月8日，浙能集团下发《关于省水利水电集团为杭州武强水电实业有限公司提供担保的批复》（浙能财〔2011〕595号），同意水电集团为武强水电提供担保。

2019年12月2日，公司召开2019年度第三次临时股东大会，通过《关于确认公司报告期内关联交易的议案》，同意公司最近三年及一期（2016年度、2017年度、2018年度、2019年1-6月）与关联方发生的关联交易均系正常的业务往来。

3、为无关联第三方的对外担保

报告期内，公司不存在为无关联第三方提供担保的情况。

4、《对外担保管理制度》

为了规范公司对外担保管理，有效控制公司对外担保风险，保护公司财务安全和投资者的合法权益，根据《公司法》《合同法》《担保法》等法律、法规、规范性文件和《公司章程》的规定，并参照《关于规范上市公司与关联方资金往来及上市公司对外担保若干问题的通知》及《关于规范上市公司对外担保行为的通知》的相关规定，公司制定了《对外担保管理制度》。

（1）对外提供担保的审批权限

未经公司董事会或股东大会批准，公司不得对外提供担保。

下列对外担保，必须经董事会审议通过后，提交股东大会审议批准：

①单笔担保额超过公司最近一期经审计净资产 10%的担保；

②公司及其控股子公司的对外担保总额，超过公司最近一期经审计净资产 50%以后提供的任何担保；

③公司的对外担保总额，达到或超过最近一期经审计总资产的 30%以后提供的任何担保；

④为资产负债率超过 70%的担保对象提供的担保；

⑤按照担保金额连续十二个月内累计计算原则，超过公司最近一期经审计总资产 30%的担保；

⑥按照担保金额连续十二个月内累计计算原则，超过公司最近一期经审计净资产的 50%，且绝对金额超过 5,000 万元以上；

⑦对股东、实际控制人及其关联人提供的担保；

⑧中国证监会、证券交易所或者公司章程规定的其他担保。

（2）对外提供担保的审批程序

①股东大会审议第十条第一款第（五）项担保事项时，必须经出席会议的股东所持表决权的三分之二以上通过。

股东大会在审议为股东、实际控制人及其关联人提供的担保议案时，该股东或者受该实际控制人支配的股东，不得参与该项表决，该项表决由出席股东大会的其他股东所持表决权的半数以上通过。

②第十条第一款以外的对外担保，由公司董事会审议批准。对于董事会权限范围内的担保事项，除应当经全体董事的过半数通过外，还应当经出席董事会会议的三分之二以上董事同意。

公司董事会或股东大会在就对外担保事项进行表决时，与该担保事项有关联关系的董事或股东应回避表决。

由于关联董事回避表决使得有表决权的董事低于董事会全体成员的三分之

二时，应按照《公司章程》的规定，由全体董事（含关联董事）就将该等对外担保提交公司股东大会审议等程序性问题做出决议，由股东大会对该等对外担保事项做出相关决议。

③公司董事会或股东大会在同一次会议上对两个以上对外担保事项进行表决时，应当针对每一担保事项逐项进行表决。

四、发行人内部控制情况

（一）发行人内部控制制度的自我评估意见

公司管理层对公司的内部控制制度进行了自我评估，并出具了《关于 2020 年 12 月 31 日与财务报表相关的内部控制的评价报告》，对公司截至 2020 年 12 月 31 日的内部控制有效性的评估意见如下：“公司建立了较为完善的法人治理结构，现有内部控制体系较为健全，符合国家有关法律法规规定，在公司经营管理各个环节以及关联交易、对外担保、重大投资、信息披露等方面发挥了较好的管理控制作用，能够对公司各项业务的健康运行及经营风险的控制提供保证，因此，公司的内部控制是有效的。”

（二）注册会计师对公司内部控制制度的鉴证意见

发行人会计师对公司截至 2020 年 12 月 31 日与财务报表相关的内部控制有效性进行了审核，并出具了《内部控制鉴证报告》（致同专字（2021）第 332A001911 号），鉴证意见如下：“浙江新能于 2020 年 12 月 31 日在所有重大方面有效地保持了按照《企业内部控制基本规范》建立的与财务报表相关的内部控制。”

第十节 财务会计信息

本节财务数据和相关分析说明反映了公司报告期内的财务状况、经营成果和现金流量情况。引用的财务数据，非经特别说明，均引自经致同所审计的财务报表及其附注。本公司提醒投资者，若欲对本公司的财务状况、经营成果、现金流量及会计政策进行更详细的了解，应当认真阅读相关的审计报告。

一、财务报表

(一) 资产负债表

1、合并资产负债表

单位：万元

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
流动资产：			
货币资金	104,001.35	129,559.65	263,388.25
以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产	-	-	4.18
应收票据	2,983.93	4,545.49	4,208.36
应收账款	334,025.21	254,282.33	116,825.77
应收款项融资	1,619.59	1,582.86	-
预付款项	1,452.53	683.53	126.57
其他应收款	10,535.88	6,591.71	3,331.78
其中：应收利息	-	5.68	24.50
应收股利	5,029.32	4,770.32	291.58
存货	543.48	374.77	473.27
持有待售资产	-	-	-
其他流动资产	21,991.35	26,640.43	17,972.37
流动资产合计	477,153.31	424,260.78	406,330.55
非流动资产：			
可供出售金融资产	-	-	-
长期股权投资	218,439.96	197,435.17	157,266.35
其他非流动金融资产	3,156.94	2,349.78	-

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
投资性房地产	830.42	970.21	3,600.45
固定资产	1,373,689.79	1,411,315.52	1,089,763.70
在建工程	769,959.35	198,801.32	8,493.23
无形资产	25,554.54	26,098.26	19,404.40
商誉	8,240.46	8,386.97	9,380.20
长期待摊费用	4,229.25	2,121.11	1,133.08
递延所得税资产	6,030.21	4,386.68	3,754.71
其他非流动资产	90,008.21	143,061.13	28,153.40
非流动资产合计	2,500,139.12	1,994,926.13	1,320,949.53
资产总计	2,977,292.44	2,419,186.90	1,727,280.08
流动负债：			
短期借款	215,281.69	140,293.19	67,100.00
应付账款	95,544.89	29,118.62	29,102.70
预收款项	-	276.45	334.79
合同负债	259.94	-	-
应付职工薪酬	4,554.73	4,341.92	4,074.21
应交税费	8,873.90	6,069.25	5,926.09
其他应付款	76,660.92	117,427.68	35,340.53
其中：应付利息	121.39	134.42	1,326.82
应付股利	17,913.96	25,316.75	9,950.80
一年内到期的非流动负债	273,894.26	108,077.74	42,411.54
其他流动负债	20,127.81		
流动负债合计	695,198.14	405,604.84	184,289.86
非流动负债：			
长期借款	1,132,917.36	892,856.99	710,870.18
长期应付款	124,557.08	137,685.50	74,612.66
递延收益	4,476.06	4,198.96	6,147.26
递延所得税负债	7,667.63	8,189.32	4,664.13
非流动负债合计	1,269,618.12	1,042,930.76	796,294.24
负债合计	1,964,816.26	1,448,535.60	980,584.10
股本	187,200.00	187,200.00	78,000.00
资本公积	371,905.27	371,901.85	343,137.44

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
其他综合收益	7.63	7.53	-789.29
专项储备		-	0.65
盈余公积	8,084.09	4,798.91	21,014.35
未分配利润	89,384.42	64,297.56	131,416.93
归属于母公司股东权益合计	656,581.41	628,205.85	572,780.08
少数股东权益	355,894.76	342,445.45	173,915.89
股东权益合计	1,012,476.18	970,651.30	746,695.97
负债和股东权益总计	2,977,292.44	2,419,186.90	1,727,280.08

2、母公司资产负债表

单位：万元

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
流动资产：			
货币资金	32,987.07	18,890.70	166,856.90
以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产	-	-	4.18
应收账款	738.51	5,539.22	5,512.06
预付款项	14.04	16.23	17.10
其他应收款	22,260.55	22,481.94	3,605.08
其中：应收利息	-	-	62.53
应收股利	21,554.92	21,334.92	1,379.98
存货	64.35	62.22	140.06
一年内到期的非流动资产	28,550.00	28,550.00	28,250.00
其他流动资产	44,298.25	34,649.50	28,300.00
流动资产合计	128,912.77	110,189.80	232,685.37
非流动资产：			
可供出售金融资产	-	-	-
长期应收款	203,865.00	232,415.00	260,965.00
长期股权投资	695,619.68	601,351.13	463,597.05
其他非流动金融资产	3,048.82	2,249.78	-
投资性房地产	-	-	-
固定资产	7,181.07	7,817.69	8,377.78
在建工程	13.13	0.33	-

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
无形资产	909.42	991.28	1,142.03
长期待摊费用	83.42	90.18	-
其他非流动资产	121,073.32	25,039.43	28,435.09
非流动资产合计	1,031,793.86	869,954.83	762,516.95
资产总计	1,160,706.63	980,144.63	995,202.33
流动负债：			
短期借款	156,204.16	-	-
应付账款	226.75	236.93	71.89
预收款项	-	-	-
应付职工薪酬	2,278.25	2,078.27	1,978.82
应交税费	1,066.81	952.87	2,286.68
其他应付款	615.06	3,124.04	1,792.80
其中：应付利息	-	-	663.22
一年内到期的非流动负债	126,705.80	28,593.98	28,250.00
流动负债合计	287,096.83	34,986.09	34,380.19
非流动负债：			
长期借款	249,092.21	353,492.89	408,215.00
非流动负债合计	249,092.21	353,492.89	408,215.00
负债合计	536,189.04	388,478.98	442,595.19
股本	187,200.00	187,200.00	78,000.00
资本公积	366,664.48	366,664.48	353,532.63
其他综合收益	7.63	7.53	-789.29
专项储备	-	-	0.65
盈余公积	7,170.08	3,884.90	20,102.23
未分配利润	63,475.39	33,908.74	101,760.91
股东权益合计	624,517.59	591,665.65	552,607.14
负债和股东权益总计	1,160,706.63	980,144.63	995,202.33

（二）利润表

1、合并利润表

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
一、营业收入	234,651.42	210,237.84	125,070.77
减：营业成本	108,153.83	80,488.95	60,091.48
税金及附加	3,074.29	2,926.93	2,332.16
管理费用	14,299.45	15,961.47	13,214.37
研发费用	490.72	-	-
财务费用	57,769.10	41,933.06	34,591.78
其中：利息费用	58,370.24	42,269.19	34,887.10
利息收入	707.59	1,065.30	356.25
加：其他收益	324.57	259.24	417.33
投资收益（损失以“-”号填列）	18,414.75	12,756.83	10,534.10
其中：对联营企业和合营企业的投资收益	13,425.68	12,301.78	10,444.66
公允价值变动收益（损失以“-”号填列）	94.15	-	-0.59
信用减值损失（损失以“-”号填列）	-8,979.43	-2,241.02	-
资产减值损失（损失以“-”号填列）	-186.49	-980.73	-3,535.02
资产处置收益（损失以“-”号填列）	3.78	72.25	-1,831.73
二、营业利润（亏损以“-”号填列）	60,535.36	78,794.00	20,425.08
加：营业外收入	734.32	315.11	3,144.72
减：营业外支出	401.49	159.52	49.15
三、利润总额（亏损总额以“-”号填列）	60,868.20	78,949.59	23,520.65
减：所得税费用	8,382.90	15,582.65	2,551.39
四、净利润（净亏损以“-”号填列）	52,485.30	63,366.94	20,969.27
（一）按经营持续性分类：			
其中：持续经营净利润（净亏损以“-”号填列）	52,485.30	63,366.94	20,969.27
（二）按所有权归属分类：			
其中：归属于母公司股东的净利润（净亏损以“-”号填列）	28,372.03	40,750.90	15,051.50

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
少数股东损益（净亏损以“-”号填列）	24,113.26	22,616.05	5,917.76
五、其他综合收益的税后净额	0.10	796.82	-1,868.91
（一）归属于母公司股东的其他综合收益的税后净额	0.10	796.82	-1,868.91
1、不能重分类进损益的其他综合收益	-	-	-
2、将重分类进损益的其他综合收益	0.10	796.82	-1,868.91
（1）权益法下可转损益的其他综合收益	0.10	796.82	-1,868.91
（2）其他债权投资公允价值变动	不适用	不适用	不适用
（3）金融资产重分类计入其他综合收益的金额	不适用	不适用	不适用
（4）其他债权投资信用减值准备	不适用	不适用	不适用
（二）归属于少数股东的其他综合收益的税后净额	-	-	-
六、综合收益总额	52,485.40	64,163.77	19,100.36
归属于母公司股东的综合收益总额	28,372.14	41,547.72	13,182.60
归属于少数股东的综合收益总额	24,113.26	22,616.05	5,917.76
七、每股收益（元/股）	-		
（一）基本每股收益	0.15	0.22	
（二）稀释每股收益			

2、母公司利润表

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
一、营业收入	10,329.23	5,885.06	3,852.69
减：营业成本	5,923.44	4,744.15	1,561.36
税金及附加	198.00	120.28	455.43
管理费用	5,813.68	8,326.14	6,622.06
财务费用	9,447.19	6,078.77	4,931.26
其中：利息费用	22,484.52	20,805.22	5,366.57
利息收入	13,125.51	14,751.08	505.73
加：其他收益	54.13	37.30	49.32
投资收益（损失以“-”号填列）	43,129.82	51,382.97	29,491.92

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
其中：对联营企业和合营企业的投资收益	13,425.68	12,399.78	10,444.66
公允价值变动收益（损失以“-”号填列）	92.01	-	-0.59
信用减值损失（损失以“-”号填列）	643.03	816.00	-
资产减值损失（损失以“-”号填列）	-	-	792.77
资产处置收益（损失以“-”号填列）	-	21.23	-1,821.94
二、营业利润（亏损以“-”号填列）	32,865.91	38,873.22	18,794.06
加：营业外收入	-	22.15	-
减：营业外支出	14.08	40.01	0.00
三、利润总额（亏损总额以“-”号填列）	32,851.84	38,855.37	18,794.05
减：所得税费用	-	-	-
四、净利润（净亏损以“-”号填列）	32,851.84	38,855.37	18,794.05
（一）持续经营净利润（净亏损以“-”号填列）	32,851.84	38,855.37	18,794.05
（二）终止经营净利润（净亏损以“-”号填列）	-	-	-
五、其他综合收益的税后净额	0.10	796.82	-1,868.91
1、不能重分类进损益的其他综合收益	-	-	-
2、将重分类进损益的其他综合收益	0.10	796.82	-1,868.91
其中：权益法下可转损益的其他综合收益	0.10	796.82	-1,868.91
六、综合收益总额	32,851.94	39,652.19	16,925.14

（三）现金流量表

1、合并现金流量表

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
一、经营活动产生的现金流量：			
销售商品、提供劳务收到的现金	177,400.61	186,661.62	108,980.40
收到的税费返还	39.57	36.54	49.32
收到其他与经营活动有关的现金	2,330.84	2,284.26	760.16
经营活动现金流入小计	179,771.02	188,982.41	109,789.88

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
购买商品、接受劳务支付的现金	17,227.19	12,846.98	10,785.12
支付给职工以及为职工支付的现金	15,651.94	14,913.95	13,494.15
支付的各项税费	17,816.89	35,862.42	17,163.39
支付其他与经营活动有关的现金	7,540.85	5,086.85	3,745.52
经营活动现金流出小计	58,236.88	68,710.20	45,188.17
经营活动产生的现金流量净额	121,534.14	120,272.22	64,601.70
二、投资活动产生的现金流量：			
收回投资收到的现金	-	35.21	140.74
取得投资收益收到的现金	9,347.72	8,103.00	8,802.34
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额	1,168.77	-1,466.49	16.78
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额	-	144.18	-
收到其他与投资活动有关的现金	19,649.46	70,924.50	4,055.91
投资活动现金流入小计	30,165.96	77,740.41	13,015.76
购置固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	472,751.96	310,732.65	53,985.02
投资支付的现金	19,014.86	36,224.79	25,365.88
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	11,805.30	3,316.82	79,893.96
支付其他与投资活动有关的现金	12,391.96	50,938.19	5,385.95
投资活动现金流出小计	515,964.09	401,212.45	164,630.81
投资活动产生的现金流量净额	-485,798.13	-323,472.04	-151,615.05
三、筹资活动产生的现金流量：			
吸收投资收到的现金	1,280.00	39,169.10	214,834.70
其中：子公司吸收少数股东权益性投资收到的现金	1,280.00	39,169.10	2,058.00
取得借款收到的现金	673,576.45	300,015.50	257,150.00
收到其他与筹资活动有关的现金	111,109.73	45,029.82	9,465.17
筹资活动现金流入小计	785,966.18	384,214.42	481,449.87
偿还债务支付的现金	231,295.00	228,569.00	53,184.00
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	81,410.56	45,448.29	61,389.27
其中：子公司支付少数股东的现金股利	17,651.34	2,320.52	8,225.56

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
支付其他与筹资活动有关的现金	130,190.68	45,014.64	61,229.62
筹资活动现金流出小计	442,896.25	319,031.93	175,802.88
筹资活动产生的现金流量净额	343,069.94	65,182.48	305,646.99
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	-		
五、现金及现金等价物净增加额	-21,194.05	-138,017.34	218,633.64
加：期初现金及现金等价物余额	121,496.42	259,513.76	40,880.12
六、期末现金及现金等价物余额	100,302.37	121,496.42	259,513.76

2、母公司现金流量表

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
一、经营活动产生的现金流量：			
销售商品、提供劳务收到的现金	15,796.23	6,154.36	1,781.27
收到的税费返还	39.57	36.54	49.32
收到其他与经营活动有关的现金	355.33	1,471.50	99.23
经营活动现金流入小计	16,191.12	7,662.40	1,929.81
购买商品、接受劳务支付的现金	226.64	175.38	802.10
支付给职工以及为职工支付的现金	6,524.67	5,551.05	4,924.60
支付的各项税费	979.79	401.41	301.10
支付其他与经营活动有关的现金	3,383.37	2,041.58	1,939.73
经营活动现金流出小计	11,114.47	8,169.43	7,967.53
经营活动产生的现金流量净额	5,076.65	-507.03	-6,037.71
二、投资活动产生的现金流量：			
收回投资收到的现金	-	35.21	140.74
取得投资收益收到的现金	33,077.93	13,161.95	26,923.75
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额	-	-1,527.95	-
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额	-	330.34	-
收到其他与投资活动有关的现金	85,956.05	77,184.62	8,220.91
投资活动现金流入小计	119,033.98	89,184.17	35,285.40
购置固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	96.76	116.79	55.51

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
投资支付的现金	91,778.29	118,622.60	59,505.88
取得子公司及其他营业单位支付的 现金净额	-	-	90,664.58
支付其他与投资活动有关的现金	144,840.91	42,488.16	53,630.06
投资活动现金流出小计	236,715.96	161,227.56	203,856.04
投资活动产生的现金流量净额	-117,681.98	-72,043.39	-168,570.64
三、筹资活动产生的现金流量：			
吸收投资收到的现金	-	-	212,776.70
取得借款收到的现金	182,000.00	-	157,250.00
发行债券收到的现金	-	-	-
收到其他与筹资活动有关的现金	-	-	239.19
筹资活动现金流入小计	182,000.00	-	370,265.89
偿还债务支付的现金	32,275.00	54,975.00	16,000.00
分配股利、利润或偿付利息支付的 现金	22,280.49	20,748.58	27,196.80
支付其他与筹资活动有关的现金	179.43	239.19	-
筹资活动现金流出小计	54,734.93	75,962.78	43,196.80
筹资活动产生的现金流量净额	127,265.07	-75,962.78	327,069.09
四、汇率变动对现金及现金等价物 的影响	-		
五、现金及现金等价物净增加额	14,659.74	-148,513.20	152,460.73
加：期初现金及现金等价物余额	17,991.70	166,504.89	14,044.16
六、期末现金及现金等价物余额	32,651.44	17,991.70	166,504.89

(四) 股东权益变动表**1、合并股东权益变动表**

单位：万元

项 目	2020 年度								
	归属于母公司股东权益							少数股东 权益	股东权益 合计
	股本	资本公积	减：库存 股	其他综 合收益	专项储 备	盈余公积	未分配利润		
一、上年年末余额	187,200.00	373,852.89	-	7.53	-	4,779.07	64,135.54	342,445.45	972,420.47
加：会计政策变更	-	-	-	-	-	-	-	-	-
前期差错更正	-	-1,951.04	-	-	-	19.84	162.03	-	-1,769.18
同一控制下企业合并	-	-	-	-	-	-	-	-	-
其他	-	-	-	-	-	-	-	-	-
二、本年年初余额	187,200.00	371,901.85	-	7.53	-	4,798.91	64,297.56	342,445.45	970,651.30
三、本年增减变动金额（减少以“-”号填列）	-	3.43	-	0.10	-	3,285.18	25,086.85	13,449.32	41,824.88
（一）综合收益总额	-	-	-	-	-	-	28,372.03	24,113.26	52,485.30
（二）股东投入和减少资本	-	-	-	-	-	-	-	1,280.00	1,280.00
1、股东投入资本	-	-	-	-	-	-	-	1,280.00	1,280.00
2、股份支付计入股东权益的金额	-	-	-	-	-	-	-	-	-

项 目	2020 年度								
	归属于母公司股东权益							少数股东 权益	股东权益 合计
	股本	资本公积	减：库存 股	其他综 合收益	专项储 备	盈余公积	未分配利润		
3、其他	-	-	-	-	-	-	-	-	-
（三）利润分配	-	-	-	-	-	3,285.18	-3,285.18	-11,943.95	-11,943.95
1、提取盈余公积	-	-	-	-	-	3,285.18	-3,285.18	-	-
2、对股东（或所有者）的分配	-	-	-	-	-	-	-	-11,943.95	-11,943.95
3、其他	-	-	-	-	-	-	-	-	-
（四）股东权益内部结转	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1、资本公积转增股本	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2、盈余公积转增股本	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3、盈余公积弥补亏损	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4、其他综合收益结转留存收益	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5、其他	-	-	-	-	-	-	-	-	-
（五）专项储备	-	-	-	-	-	-	-	-	-
其中：本期提取	-	-	-	-	-	-	-	-	-
（六）其他	-	3.43	-	0.10	-	-	-	-	3.53
四、本年年末余额	187,200.00	371,905.27	-	7.63	-	8,084.09	89,384.42	355,894.76	1,012,476.18

单位：万元

项 目	2019 年度								
	归属于母公司股东权益							少数股东权益	股东权益合计
	股本	资本公积	减：库存股	其他综合收益	专项储备	盈余公积	未分配利润		
一、上年年末余额	78,000.00	343,137.44	-	-789.29	0.65	20,984.96	133,413.90	173,915.89	748,663.55
加：会计政策变更	-	-	-	-	-	0.44	-144.96	152.30	7.78
前期差错更正	-	-	-	-	-	29.39	-1,996.97	-	-1,967.57
同一控制下企业合并	-	-	-	-	-	-	-	-	-
其他	-	-	-	-	-	-	-	-	-
二、本年年初余额	78,000.00	343,137.44	-	-789.29	0.65	21,014.79	131,271.97	174,068.19	746,703.75
三、本年增减变动金额（减少以“-”号填列）	109,200.00	28,764.41	-	796.82	-0.65	-16,215.88	-66,974.41	168,377.26	223,947.54
（一）综合收益总额	-	-	-	-	-	-	40,750.90	22,616.05	63,366.94
（二）股东投入和减少资本	-	-	-	-	-	-	-	149,288.25	149,288.25
1、股东投入资本	-	-	-	-	-	-	-	149,288.25	149,288.25
2、股份支付计入股东权益的金额	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3、其他	-	-	-	-	-	-	-	-	-
（三）利润分配	-	-	-	-	-	3,885.54	-3,885.54	-3,527.04	-3,527.04
1、提取盈余公积	-	-	-	-	-	3,885.54	-3,885.54	-	-
2、对股东（或所有者）的分配	-	-	-	-	-	-	-	-3,527.04	-3,527.04

项 目	2019 年度								
	归属于母公司股东权益							少数股东 权益	股东权益 合计
	股本	资本公积	减：库存 股	其他综 合收益	专项储 备	盈余公积	未分配利润		
3、其他	-	-	-	-	-	-	-	-	-
（四）股东权益内部结转	109,200.00	13,110.64	-	789.29	-	-20,121.20	-102,978.73	-	-
1、资本公积转增股本	-	-353,532.63	-	-	-	-	-	-	-353,532.63
2、盈余公积转增股本	-	-	-	-	-	-20,121.20	-102,978.73	-	-123,099.93
3、盈余公积弥补亏损	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4、其他综合收益结转留存收益	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5、其他	109,200.00	366,643.27	-	789.29	-	-	-	-	476,632.57
（五）专项储备	-	-	-	-	-	-	-	-	-
其中：本期提取	-	-	-	-	-	-	-	-	-
（六）其他	-	15,653.77	-	7.53	-0.65	19.78	-861.04	-	14,819.39
四、本年年末余额	187,200.00	371,901.85	-	7.53	-	4,798.91	64,297.56	342,445.45	970,651.30

单位：万元

项 目	2018 年度								
	归属于母公司股东权益							少数股东权益	所有者权益合计
	实收资本	资本公积	减：库存股	其他综合收益	专项储备	盈余公积	未分配利润		
一、上年年末余额	60,000.00	152,273.01	-	1,079.61	0.03	19,125.05	142,887.29	90,726.33	466,091.33
加：会计政策变更	-	-	-	-	-	-	-	-	-
前期差错更正	-	-	-	-	-	9.89	-2,172.46	-	-2,162.56
同一控制下企业合并	-	-	-	-	-	-	-	-	-
其他	-	-	-	-	-	-	-	-	-
二、本年年初余额	60,000.00	152,273.01	-	1,079.61	0.03	19,134.95	140,714.83	90,726.33	463,928.77
三、本年增减变动金额（减少以“-”号填列）	18,000.00	190,864.43	-	-1,868.91	0.62	1,879.41	-9,297.90	83,189.56	282,767.21
（一）综合收益总额	-	-	-	-	-	-	15,051.50	5,917.76	20,969.27
（二）股东投入和减少资本	18,000.00	194,776.70	-	-	-	-	-	85,497.36	298,274.06
1、股东投入资本	18,000.00	194,776.70	-	-	-	-	-	85,497.36	298,274.06
2、股份支付计入股东权益的金额	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3、其他	-	-	-	-	-	-	-	-	-
（三）利润分配	-	-	-	-	-	1,879.41	-24,349.41	-8,225.56	-30,695.56
1、提取盈余公积	-	-	-	-	-	1,879.41	-1,879.41	-	-
2、对股东（或所有者）的分配	-	-	-	-	-	-	-22,470.00	-8,225.56	-30,695.56

项 目	2018 年度								
	归属于母公司股东权益							少数股东 权益	所有者权益 合计
	实收资本	资本公积	减：库 存股	其他综合收 益	专项储 备	盈余公积	未分配利润		
3、其他	-	-	-	-	-	-	-	-	-
（四）股东权益内部结转	-	-	-	-	-	-	-	-	-
（五）专项储备	-	-	-	-	-	-	-	-	-
（六）其他	-	-3,912.27	-	-1,868.91	0.62	-	-	-	-5,780.56
四、本年年末余额	78,000.00	343,137.44	-	-789.29	0.65	21,014.35	131,416.93	173,915.89	746,695.97

2、母公司股东权益变动表

单位：万元

项 目	2020 年度							
	股本	资本公积	减：库存股	其他综合收益	专项储备	盈余公积	未分配利润	股东权益合计
一、上年年末余额	187,200.00	368,615.52	-	7.53	-	3,865.06	33,746.71	593,434.82
加：会计政策变更	-	-	-	-	-	-	-	-
前期差错更正	-	-1,951.04	-	-	-	19.84	162.03	-1,769.18
其他	-	-	-	-	-	-	-	-
二、本年年初余额	187,200.00	366,664.48	-	7.53	-	3,884.90	33,908.74	591,665.65
三、本年增减变动金额(减少以“-”号填列)	-	-	-	0.10	-	3,285.18	29,566.65	32,851.94
（一）综合收益总额	-	-	-	-	-	-	32,851.84	32,851.84
（二）股东投入和减少资本	-	-	-	-	-	-	-	-
1、股东投入资本	-	-	-	-	-	-	-	-
2、股份支付计入股东权益的金额	-	-	-	-	-	-	-	-
3、其他	-	-	-	-	-	-	-	-
（三）利润分配	-	-	-	-	-	3,285.18	-3,285.18	-
1、提取盈余公积	-	-	-	-	-	3,285.18	-3,285.18	-

项 目	2020 年度							
	股本	资本公积	减：库存股	其他综合收益	专项储备	盈余公积	未分配利润	股东权益合计
2、对股东的分配	-	-	-	-	-	-	-	-
3、其他	-	-	-	-	-	-	-	-
（四）股东权益内部结转	-	-	-	-	-	-	-	-
1、资本公积转增股本	-	-	-	-	-	-	-	-
2、盈余公积转增股本	-	-	-	-	-	-	-	-
3、盈余公积弥补亏损	-	-	-	-	-	-	-	-
4、其他综合收益结转留存收益	-	-	-	-	-	-	-	-
5、其他	-	-	-	-	-	-	-	-
（五）专项储备	-	-	-	-	-	-	-	-
1、本期提取	-	-	-	-	-	-	-	-
2、本期使用	-	-	-	-	-	-	-	-
（六）其他	-	-	-	0.10	-	-	-	0.10
四、本年年末余额	187,200.00	366,664.48	-	7.63	-	7,170.08	63,475.39	624,517.59

单位：万元

项 目	2019 年度							
	股本	资本公积	减：库存股	其他综合收益	专项储备	盈余公积	未分配利润	股东权益合计
一、上年年末余额	78,000.00	353,532.63	-	-789.29	0.65	20,072.84	103,757.88	554,574.71
加：会计政策变更	-	-	-	-	-	0.44	-4.31	-3.87
前期差错更正	-	-	-	-	-	29.39	-1,996.97	-1,967.57
其他	-	-	-	-	-	-	-	-
二、本年年初余额	78,000.00	353,532.63	-	-789.29	0.65	20,102.67	101,756.60	552,603.27
三、本年增减变动金额 (减少以“-”号填列)	109,200.00	13,131.85	-	796.82	-0.65	-16,217.77	-67,847.86	39,062.38
(一) 综合收益总额	-	-	-	-	-	-	38,855.37	38,855.37
(二) 股东投入和减少 资本	-	-	-	-	-	-	-	-
1、股东投入资本	-	-	-	-	-	-	-	-
2、股份支付计入股东 权益的金额	-	-	-	-	-	-	-	-
3、其他	-	-	-	-	-	-	-	-
(三) 利润分配	-	-	-	-	-	3,885.54	-3,885.54	-
1、提取盈余公积	-	-	-	-	-	3,885.54	-3,885.54	-
2、对股东的分配	-	-	-	-	-	-	-	-
3、其他	-	-	-	-	-	-	-	-

项 目	2019 年度							
	股本	资本公积	减：库存股	其他综合收益	专项储备	盈余公积	未分配利润	股东权益合计
(四) 股东权益内部结转	109,200.00	13,110.64	-	789.29	-	-20,121.20	-102,978.73	-
1、资本公积转增股本	-	-	-	-	-	-	-	-
2、盈余公积转增股本	-	-	-	-	-	-20,121.20	-102,978.73	-123,099.93
3、盈余公积弥补亏损	-	-	-	-	-	-	-	-
4、其他综合收益结转留存收益	-	-	-	-	-	-	-	-
5、其他	109,200.00	13,110.64	-	789.29	-	-	-	123,099.93
(五) 专项储备	-	-	-	-	-0.65	-	-	-0.65
1、本期提取	-	-	-	-	-0.65	-	-	-0.65
2、本期使用	-	-	-	-	-	-	-	-
(六) 其他	-	21.21	-	7.53	-	17.89	161.04	207.67
四、本年年末余额	187,200.00	366,664.48	-	7.53	-	3,884.90	33,908.74	591,665.65

单位：万元

项 目	2018 年度							
	实收资本	资本公积	减：库存股	其他综合收益	专项储备	盈余公积	未分配利润	所有者权益合计
一、上年年末余额	60,000.00	162,668.21	-	1,079.61	0.03	18,212.93	109,488.72	351,449.51
加：会计政策变更	-	-	-	-	-	-	-	-
前期差错更正	-	-	-	-	-	9.89	-2,172.46	-2,162.56
其他	-	-	-	-	-	-	-	-
二、本年年初余额	60,000.00	162,668.21	-	1,079.61	0.03	18,222.83	107,316.27	349,286.94
三、本年增减变动金额 (减少以“-”号填列)	18,000.00	190,864.43	-	-1,868.91	0.62	1,879.41	-5,555.35	203,320.20
(一) 综合收益总额	-	-	-	-	-	-	18,794.05	18,794.05
(二) 股东投入和减少 资本	18,000.00	194,776.70	-	-	-	-	-	212,776.70
1、股东投入资本	18,000.00	194,776.70	-	-	-	-	-	212,776.70
2、股份支付计入股东权 益的金额	-	-	-	-	-	-	-	-
3、其他	-	-	-	-	-	-	-	-
(三) 利润分配	-	-	-	-	-	1,879.41	-24,349.41	-22,470.00
1、提取盈余公积	-	-	-	-	-	1,879.41	-1,879.41	-
2、对股东的分配	-	-	-	-	-	-	-22,470.00	-22,470.00
3、其他	-	-	-	-	-	-	-	-

项 目	2018 年度							
	实收资本	资本公积	减：库存股	其他综合收益	专项储备	盈余公积	未分配利润	所有者权益合计
(四) 股东权益内部结转	-	-	-	-	-	-	-	-
(五) 专项储备	-	-	-	-	0.62	-	-	0.62
1、本期提取	-	-	-	-	0.62	-	-	0.62
2、本期使用	-	-	-	-	-	-	-	-
(六) 其他	-	-3,912.27	-	-1,868.91	-	-	-	-5,781.18
四、本年年末余额	78,000.00	353,532.63	-	-789.29	0.65	20,102.23	101,760.91	552,607.14

二、审计意见类型和关键审计事项及其应对措施

（一）审计意见类型

受本公司委托，致同所对本公司 2018 年度、2019 年度和 2020 年度的财务报表进行审计，出具了致同审字（2021）第 332A002612 号《审计报告》，发表了标准无保留的审计意见。

（二）关键审计事项及其应对措施

根据致同会计师出具的《审计报告》（致同审字（2021）第 332A002612 号），致同会计师确定下列事项为本次审计的关键审计事项：（一）收入确认；（二）应收账款减值准备；（三）非同一控制下合并。

1、收入确认

相关会计期间：2018 年度、2019 年度、2020 年度。

（1）事项描述

公司主要从事水能、太阳能和风能等发电业务。2018 年度、2019 年度和 2020 年度公司电力销售收入分别为 123,413.32 万元、205,607.16 万元和 228,231.14 万元。

鉴于电力销售收入占比大，是公司利润的主要来源，影响关键业绩指标，产生错报固有风险较高。因此，发行人会计师将电力销售收入确认为关键审计事项。

（2）审计应对

2018 年度、2019 年度及 2020 年度财务报表审计中，申报会计师针对收入确认主要执行了以下程序：

与评价收入确认相关的审计程序主要包括：

①了解和评价公司销售及收款循环中与收入确认相关的内部控制，并对关键控制的运行有效性进行了测试；

②针对未纳入可再生能源补贴目录确认补贴收入程序：检查光伏发电项目的备案文件和光伏电站竣工验收鉴定书（验收报告）等，核实光伏电价补助的发放主体是否具备相应的资质和权力，补助文件中索引的政策依据是否适用，申请流程是否合法合规，确定其是否符合收入确认的条件，并检查其会计处理是否正确；

③选取样本检查销售合同，识别与商品所有权上风险和报酬转移的相关的合同条款与条件，评价公司的收入确认时点是否符合企业会计准则的要求；

④检查省物价局、发改委或省能源局出具的并网发电项目上网电价的通知，并与实际确认的电价进行核对，以判断公司售电单价和补贴电价计量金额的准确性；

⑤检查上网结算单及结合电量计量仪器倒轧，对上网电量数据进行函证，并选取重要客户进行走访；

⑥对收入和成本执行分析程序，包括：区分产品类别执行分析程序，并与同行业进行比较，评价营业收入及毛利率变动的合理性；

⑦获取审计截止日前后重要的营业收入会计记录，核对上网结算单等支持性文件，以评估销售收入是否在恰当的期间确认。

2、应收账款减值准备

相关会计期间：2018 年度、2019 年度、2020 年度。

（1）事项描述

截至 2018 年 12 月 31 日、2019 年 12 月 31 日、2020 年 12 月 31 日公司合并财务报表附注所示应收账款余额分别为 126,413.29 万元、274,239.12 万元和 363,398.77 万元。

2019 年 1 月 1 日之前，于资产负债表日当存在客观证据表明应收账款存在减值时，管理层根据预计未来现金流量现值低于账面价值的差额计提单项减值准备。对于不存在减值客观证据的应收账款，管理层根据信用风险特征将其分为若干组合进行评估。管理层根据以前年度与之具有类似信用风险特征的应收账款组合的实际损失率及账龄分析为基础，结合现时情况确定应计提的坏账准备。

2019年1月1日之后，于资产负债表日，管理层考虑有关过去事项、当前状况以及对未来经济状况的预测等合理且有依据的信息，编制应收账款账龄与整个存续期预期信用损失率对照表，计算预期信用损失。

由于应收账款及其坏账准备或预期信用损失的金额对公司的重要性，且坏账准备或预期信用损失的计提需要管理层运用重大判断，因此发行人会计师将应收账款的减值准备作为关键审计事项。

（2）审计应对

2018年度、2019年度及2020年度财务报表审计中，申报会计师针对应收账款减值准备的披露执行了以下程序：

2019年1月1日之前

①发行人会计师评价并测试了管理层评估和确定应收账款减值的内部控制，包括识别减值客观证据和计算减值准备的控制；

②发行人会计师选取样本检查了管理层编制的应收账款账龄分析表的准确性，并对账龄分析表进行重新复核；

③发行人会计师选取金额重大或高风险的应收账款，分析其可收回性。发行人会计师在评估应收账款的可回收性时，检查了相关的支持性证据，包括期后收款、客户的信用历史、经营情况和还款能力；

④发行人会计师通过考虑历史上同类应收账款组合的实际坏账发生金额及情况，结合客户信用和市场条件等因素，评估了管理层将应收账款划分为若干组合进行减值评估的方法和计算是否适当；

⑤选取函证项目，并对函证实施过程进行控制，编制应收账款函证结果汇总表，对函证结果进行评价；

⑥检查涉及应收账款的相关财务指标，并与公司以前年度财务指标、同行业同期相关财务指标对比分析，检查是否存在重大异常。

2019年1月1日之后

①发行人会计师评价并测试了管理层评估和确定应收账款减值的内部控制，

包括识别减值客观证据和计算减值准备的控制；

②发行人会计师选取样本检查了管理层编制的应收账款回款期的准确性，并对回款期进行重新复核及分析其合理性；在评估应收账款的可回收性时，检查了相关的支持性证据，包括历史回款期、期后收款、客户的信用历史、经营情况和还款能力；

③检查预期信用损失计提方法是否按照公司金融工具减值政策执行，分析应收账款预期信用损失计提是否充分，重新计算预期信用损失计提金额是否适当；

④检查了大额预期信用损失的转回相关支持性证据，确认其转回的会计处理是否正确；

⑤选取函证项目，并对函证实施过程进行控制，编制应收账款函证结果汇总表，对函证结果进行评价；

⑥检查涉及应收账款的相关财务指标，并与公司以前年度财务指标、同行业同期相关财务指标对比分析，检查是否存在重大异常。

基于所实施的审计程序，发行人会计师发现管理层在评估应收账款的可回收性时作出的判断可以被发行人会计师获取的证据所支持。

3、非同一控制下合并

相关会计期间：2018 年度、2019 年度。

(1) 事项描述

2018 年公司通过收购股权方式分别取得甘宁 11 家光伏公司 51% 的股权并达到控制。

2019 年 12 月公司以持有的甘宁 11 家光伏公司、长兴新能、松阳光伏、衢州光能、永修浙源和杭州浙源的全部股权和现金作为对价，对清能发展进行增资，取得了清能发展 53.50% 的股权并达到控制。

上述两事项均为非同一控制下的企业合并，公司聘请具有相关资质的第三方评估机构先后对收购基准日甘宁 11 家光伏公司和清能发展可辨认资产和负债的公允价值进行了评估。非同一控制下企业合并中对收购日的判断、收购日公允价

值的确定、商誉的计算和分摊、控制权的分析以及对合并事项的会计处理方面涉及管理层的估计和判断。因此，发行人会计师将其确认为关键审计事项。

（2）审计应对

①发行人会计师检查了协议生效条件、合并价款的支付情况、实际控制西北光伏公司和清能发展公司财务和经营决策并享有相应的收益和承担相应的风险的时点等评价收购日的判断，并复核了管理层对股权是否达到控制的判断；

②获取并查看了被收购公司的评估报告及于购买日的财务报表，对被收购公司于购买日的财务报表实施审计程序，检查合并成本在取得各项可辨认资产和负债之间的分配的合理性，对购买日的企业合并会计处理和购买少数股权的会计处理进行复核；

③发行人会计师评价了聘请的第三方评估机构的客观性、独立性、专业胜任能力；复核收购日可辨认资产和负债的公允价值评估所采用的方法、假设和估计的合理性；

④发行人会计师复核了商誉的计算及企业合并会计处理；邀请发行人会计师的内部评估专家对公允价值评估所采用的方法和关键假设进行了复核；

⑤评估相关收购在财务报表中披露的充分性。

三、财务报表的编制基础、合并财务报表范围及变化情况

（一）财务报表的编制基础

本申报财务报表按照财政部颁布的企业会计准则及其应用指南、解释及其他有关规定（统称“企业会计准则”）编制。此外，公司还按照中国证监会《公开发行证券的公司信息披露编报规则第 15 号——财务报告的一般规定》（2014 年修订）披露有关财务信息。

本申报财务报表以持续经营为基础列报。

公司会计核算以权责发生制为基础。除某些金融工具外，本申报财务报表均以历史成本为计量基础。资产如果发生减值，则按照相关规定计提相应的减值准

备。

(二) 合并财务报表的范围

序号	子公司名称	注册地	业务性质	直接/间接持股	持股比例 _± (%)	取得方式
1	北海水电	浙江杭州	水力发电	直接持股	65.00	同一控制下的企业合并
2	华光潭水电	浙江杭州	水力发电	直接持股	90.00	同一控制下的企业合并
3	大洋水电	浙江丽水	水力发电	直接持股	100.00	非同一控制下的企业合并
4	岩樟溪水电	浙江丽水	水力发电	直接持股	68.00	非同一控制下的企业合并
5	谢村源水电	浙江丽水	水力发电	直接持股	66.30	非同一控制下的企业合并
6	安民水电	浙江丽水	水力发电	直接持股	63.00	非同一控制下的企业合并
7	龙川水电	浙江丽水	水力发电	直接持股	51.00	投资设立
8	武强水电	浙江杭州	水力发电	直接持股	51.00	非同一控制下的企业合并
9	长兴新能	浙江湖州	光伏发电	间接持股	53.50	投资设立
10	松阳光伏	浙江丽水	光伏发电	间接持股	32.10	投资设立
11	衢州光能	浙江衢州	光伏发电	间接持股	53.50	非同一控制下的企业合并
12	永修浙源	江西九江	光伏发电	间接持股	53.50	投资设立
13	杭州浙源	浙江杭州	光伏发电	间接持股	32.10	投资设立
14	嘉兴海上风电	浙江嘉兴	风力发电	直接持股	100.00	投资设立
15	松阳浙源	浙江丽水	光伏发电	直接持股	51.00	投资设立
16	江北浙源	浙江宁波	光伏发电	直接持股	100.00	投资设立
17	中卫光伏	宁夏中卫	光伏发电	间接持股	27.29	非同一控制下的企业合并
18	中卫太阳能	宁夏中卫	光伏发电	间接持股	27.29	非同一控制下的企业合并
19	金昌太阳能	甘肃金昌	光伏发电	间接持股	27.29	非同一控制下的企业合并
20	民勤光伏	甘肃武威	光伏发电	间接持股	27.29	非同一控制下的企业合并
21	永昌光伏	甘肃金昌	光伏发电	间接持股	27.29	非同一控制下的企业合并
22	高台光伏	甘肃张掖	光伏发电	间接持股	27.29	非同一控制下的企业合并
23	嘉峪关光伏	甘肃嘉峪关	光伏发电	间接持股	27.29	非同一控制下的企业合并
24	天润新能	甘肃敦煌	光伏发电	间接持股	27.29	非同一控制下的企业合并
25	敦煌光伏	甘肃敦煌	光伏发电	间接持股	27.29	非同一控制下的企业合并
26	瓜州光伏	甘肃酒泉	光伏发电	间接持股	27.29	非同一控制下的企业合并
27	金昌电力	甘肃金昌	光伏发电	间接持股	27.29	非同一控制下的企业合并

序号	子公司名称	注册地	业务性质	直接/间接持股	持股比例 _注 (%)	取得方式
28	松阳新能	浙江丽水	风力发电	直接持股	100.00	投资设立
29	奉化浙源	浙江宁波	光伏及风力发电	直接持股	100.00	投资设立
30	桐乡浙源	浙江嘉兴	光伏发电	直接持股	100.00	投资设立
31	杭州湾浙源	浙江宁波	光伏发电	直接持股	100.00	投资设立
32	舟山浙源	浙江舟山	光伏发电	直接持股	51.00	投资设立
33	鄞州浙源	浙江宁波	光伏及风力发电	直接持股	100.00	投资设立
34	晶鑫新能	新疆塔城	风力发电	直接持股	100.00	投资设立
35	瑞达新能	新疆塔城	风力发电	直接持股	100.00	投资设立
36	江苏双创新能	江苏南通	项目投资	直接持股	51.00	非同一控制下的企业合并
37	东台双创新能	江苏东台	风力发电	间接持股	51.00	非同一控制下的企业合并
38	新能企管	浙江杭州	投资管理	直接持股	100.00	投资设立
39	宁夏新能源	宁夏中卫	风力发电	直接持股	100.00	同一控制下企业合并
40	五家渠新能	新疆五家渠	风力发电	直接持股	100.00	投资设立
41	青海新能源	青海德令哈	投资管理	直接持股	90.00	非同一控制下的企业合并
42	大柴旦新能源	青海大柴旦行政区	风力发电	间接持股	90.00	非同一控制下的企业合并
43	清能发展	浙江杭州	投资管理	直接持股	53.50	非同一控制下的企业合并
44	瑞旭投资	浙江杭州	投资管理	间接持股	53.50	非同一控制下的企业合并
45	新疆电力	新疆博尔塔拉蒙古自治州	光伏发电	间接持股	53.50	非同一控制下的企业合并
46	青海昱辉	青海	光伏发电	间接持股	53.50	非同一控制下的企业合并
47	柯坪电力	新疆阿克苏地区	光伏发电	间接持股	53.50	非同一控制下的企业合并
48	苏州电力	江苏苏州	光伏发电	间接持股	53.50	非同一控制下的企业合并
49	湖南电力	湖南长沙	光伏发电	间接持股	53.50	非同一控制下的企业合并
50	无锡电力	江苏无锡	光伏发电	间接持股	53.50	非同一控制下的企业合并
51	丹阳电力	江苏丹阳	光伏发电	间接持股	53.50	非同一控制下的企业合并
52	宿州新能源	安徽宿州	光伏发电	间接持股	53.50	非同一控制下的企业合并
53	四子王旗能	内蒙古乌	光伏发电	间接持股	53.50	非同一控制下的企业合并

序号	子公司名称	注册地	业务性质	直接/间接持股	持股比例 _注 (%)	取得方式
	源	兰察布				
54	徐州新能源	江苏徐州	光伏发电	间接持股	53.50	非同一控制下的企业合并
55	泰州新能源	江苏泰州	光伏发电	间接持股	53.50	非同一控制下的企业合并
56	赣州新能源	江西赣州	光伏发电	间接持股	53.50	非同一控制下的企业合并
57	济南新能源	山东济南	光伏发电	间接持股	53.50	非同一控制下的企业合并
58	特克斯太阳能	新疆伊犁哈萨克自治州	光伏发电	间接持股	53.50	非同一控制下的企业合并
59	博州新能源	新疆博尔塔拉蒙古自治州	光伏发电	间接持股	53.50	非同一控制下的企业合并
60	伊阳能源	新疆伊犁哈萨克自治州	光伏发电	间接持股	53.50	非同一控制下的企业合并
61	聚阳能源	新疆伊犁哈萨克自治州	光伏发电	间接持股	53.50	非同一控制下的企业合并
62	博乐新能源	新疆博尔塔拉蒙古自治州	光伏发电	间接持股	37.45	非同一控制下的企业合并
63	龙游新能源	浙江衢州	光伏发电	间接持股	48.15	非同一控制下的企业合并
64	聚和新能源	浙江宁波	投资管理	直接持股	100.00	非同一控制下的企业合并
65	聚合光伏	浙江宁波	光伏发电	间接持股	100.00	非同一控制下的企业合并
66	氢能技术	浙江杭州	氢能开发	直接持股	60.00	投资设立
67	五家渠光伏	新疆五家渠	光伏发电	直接持股	100.00	投资设立
68	格尔木光伏	青海格尔木	光伏发电	间接持股	85.50	投资设立
69	如东新能源	江苏如东	光伏发电	间接持股	51.00	投资设立

注：间接持股的公司的持股比例为各级持股比例的乘积，公司对上述合并报表范围内公司的控股比例均在 50% 以上。

（三）合并财务报表范围变化情况

1、报告期新纳入合并财务报表范围的主体

（1）非同一控制下企业合并

①2020 年度

公司名称	股权取得比例 (%)	股权取得方式	购买日	注册资本 (万元)	实收资本 (万元)	主营业务
聚和新能源	100.00	购买	2020.4.29	1,800.00	1,727.00	对外投资

②2019 年度

公司名称	股权取得比例 (%)	股权取得方式	购买日	注册资本 (万元)	实收资本 (万元)	主营业务
江苏双创新能	51	购买	2019.2.1	96,000.00	84,899.98	对外投资
青海新能源	90	购买	2019.12.1	7,500.00	7,500.00	投资管理
清能发展	53.5	购买	2019.12.31	258,039.00	219,836.81	投资管理

③2018 年度

公司名称	股权取得比例 %	股权取得方式	购买日	注册资本 (万元)	实收资本 (万元)	主营业务
中卫光伏	51	购买	2018.4.1	4,124	4,124	光伏发电
中卫太阳能	51	购买	2018.4.1	4,800	4,800	光伏发电
金昌太阳能	51	购买	2018.4.1	7,650	2,600	光伏发电
民勤光伏	51	购买	2018.5.1	10,685	10,685	光伏发电
永昌光伏	51	购买	2018.10.1	36,658	36,658	光伏发电
高台光伏	51	购买	2018.5.1	22,704	22,704	光伏发电
嘉峪关光伏	51	购买	2018.2.1	7,200	7,200	光伏发电
天润新能	51	购买	2018.2.1	4,800	4,800	光伏发电
敦煌光伏	51	购买	2018.2.1	29,153	29,153	光伏发电
瓜州光伏	51	购买	2018.2.1	3,750	3,750	光伏发电
金昌电力	51	购买	2018.2.1	36,100	36,100	光伏发电

(2) 报告期内新设子公司

公司名称	设立时间	注册资本 (万元)	实收资本 (万元)	主营业务
松阳浙源	2018.2.24	4,810	4,810	光伏发电
桐乡浙源	2018.5.17	已注销	/	
杭州湾浙源	2018.4.27	1,030	1,030	光伏发电
舟山浙源	2018.4.28	2,200	1,980	光伏发电
晶鑫新能	2018.12.28	2,000	-	风力发电, 尚未实际开展经营业务
瑞达新能	2018.12.28	2,000	-	风力发电, 尚未实际开展经营业务
新能企管	2019.7.23	1,000.00	1,000.00	投资管理

公司名称	设立时间	注册资本 (万元)	实收资本 (万元)	主营业务
五家渠新能	2019.7.24	15,540.00	13,000.00	风力发电、光伏发电
氢能技术	2020.4.20	1,950.00	1,950.00	氢能开发, 尚未实际开展经营业务
五家渠光伏	2020.7.1	4,000.00	4,000.00	光伏发电
格尔木光伏	2020.7.30	3,600.00	-	光伏发电, 尚未实际开展经营业务
如东新能源	2020.10.23	500.00	-	光伏发电, 尚未实际开展经营业务

(3) 同一控制下企业合并

①2020 年度

2020 年度未发生同一控制下企业合并。

②2019 年度

公司名称	股权取得 比例%	股权取得 方式	购买日	注册资本 (万元)	实收资本 (万元)	主营业务
宁夏新能源	100	购买	2019.12.24	28,000.00	20,800.00	风力发电

③2018 年度

2018 年度未发生同一控制下企业合并。

2、报告期不再纳入合并财务报表范围的主体

(1) 单次处置至丧失控制权而减少的子公司

公司名称	股权处置比例	股权处置方式	丧失控制权的 时点	丧失控制权之日剩余 股权的比例
武强水电	10%	转让	2019.6.27	41%

(2) 因注销或吸收合并减少的子公司

公司名称	不再纳入合并时间	不再纳入原因
桐乡浙源	2018年8月	注销
奉化浙源	2018年8月	注销
鄞州浙源	2018年7月	注销

四、主要会计政策和会计估计

（一）同一控制下和非同一控制下企业合并的会计处理方法

1、同一控制下的企业合并

对于同一控制下的企业合并，合并方在合并中取得的被合并方的资产、负债，除因会计政策不同而进行的调整以外，按合并日被合并方在最终控制方合并财务报表中的账面价值计量。合并对价的账面价值与合并中取得的净资产账面价值的差额调整资本公积（股本溢价/资本溢价），资本公积（股本溢价/资本溢价）不足冲减的，调整留存收益。

通过多次交易分步实现同一控制下的企业合并

在个别财务报表中，以合并日持股比例计算的合并日应享有被合并方净资产在最终控制方合并财务报表中的账面价值的份额作为该项投资的初始投资成本；初始投资成本与合并前持有投资的账面价值加上合并日新支付对价的账面价值之和的差额，调整资本公积（股本溢价/资本溢价），资本公积不足冲减的，调整留存收益。

在合并财务报表中，合并方在合并中取得的被合并方的资产、负债，除因会计政策不同而进行的调整以外，按合并日在最终控制方合并财务报表中的账面价值计量；合并前持有投资的账面价值加上合并日新支付对价的账面价值之和，与合并中取得的净资产账面价值的差额，调整资本公积（股本溢价/资本溢价），资本公积不足冲减的，调整留存收益。合并方在取得被合并方控制权之前持有的长期股权投资，在取得原股权之日与合并方与被合并方同处于同一方最终控制之日孰晚日起至合并日之间已确认有关损益、其他综合收益和其他所有者权益变动，应分别冲减比较报表期间的期初留存收益或当期损益。

2、非同一控制下的企业合并

对于非同一控制下的企业合并，合并成本为购买日为取得对被购买方的控制权而付出的资产、发生或承担的负债以及发行的权益性证券的公允价值。在购买日，取得的被购买方的资产、负债及或有负债按公允价值确认。

对合并成本大于合并中取得的被购买方可辨认净资产公允价值份额的差额，确认为商誉，按成本扣除累计减值准备进行后续计量；对合并成本小于合并中取得的被购买方可辨认净资产公允价值份额的差额，经复核后计入当期损益。

通过多次交易分步实现非同一控制下的企业合并

在个别财务报表中，以购买日之前所持被购买方的股权投资的账面价值与购买日新增投资成本之和，作为该项投资的初始投资成本。购买日之前持有的股权投资因采用权益法核算而确认的其他综合收益，购买日对这部分其他综合收益不作处理，在处置该项投资时采用与被投资单位直接处置相关资产或负债相同的基础进行会计处理；因被投资方除净损益、其他综合收益和利润分配以外的其他所有者权益变动而确认的所有者权益，在处置该项投资时转入处置期间的当期损益。购买日之前持有的股权投资采用公允价值计量的，原计入其他综合收益的累计公允价值变动在改按成本法核算时转入当期损益。

在合并财务报表中，合并成本为购买日支付的对价与购买日之前已经持有的被购买方的股权在购买日的公允价值之和。对于购买日之前已经持有的被购买方的股权，按照该股权在购买日的公允价值进行重新计量，公允价值与其账面价值之间的差额计入当期收益；购买日之前已经持有的被购买方的股权涉及其他综合收益、其他所有者权益变动转为购买日当期收益，由于被投资方重新计量设定收益计划净负债或净资产变动而产生的其他综合收益除外。

3、企业合并中有关交易费用的处理

为进行企业合并发生的审计、法律服务、评估咨询等中介费用以及其他相关管理费用，于发生时计入当期损益。作为合并对价发行的权益性证券或债务性证券的交易费用，计入权益性证券或债务性证券的初始确认金额。

（二）合并财务报表编制方法

1、合并范围

合并财务报表的合并范围以控制为基础予以确定。控制，是指本公司拥有对被投资单位的权力，通过参与被投资单位的相关活动而享有可变回报，并且有能力运用对被投资单位的权力影响其回报金额。子公司，是指被本公司控制的主体

(含企业、被投资单位中可分割的部分、结构化主体等)。

2、合并财务报表的编制方法

合并财务报表以本公司和子公司的财务报表为基础，根据其他有关资料，由本公司编制。在编制合并财务报表时，本公司和子公司的会计政策和会计期间要求保持一致，公司间的重大交易和往来余额予以抵销。

在报告期内因同一控制下企业合并增加的子公司以及业务，视同该子公司以及业务自同受最终控制方控制之日起纳入本公司的合并范围，将其自同受最终控制方控制之日起的经营成果、现金流量分别纳入合并利润表、合并现金流量表中。

在报告期内因非同一控制下企业合并增加的子公司以及业务，将该子公司以及业务自购买日至报告期末的收入、费用、利润纳入合并利润表，将其现金流量纳入合并现金流量表。

子公司的股东权益中不属于本公司所拥有的部分，作为少数股东权益在合并资产负债表中股东权益项下单独列示；子公司当期净损益中属于少数股东权益的份额，在合并利润表中净利润项目下以“少数股东损益”项目列示。少数股东分担的子公司的亏损超过了少数股东在该子公司期初所有者权益中所享有的份额，其余额仍冲减少数股东权益。

3、购买子公司少数股东股权

因购买少数股权新取得的长期股权投资成本与按照新增持股比例计算应享有子公司自购买日或合并日开始持续计算的净资产份额之间的差额，以及在不丧失控制权的情况下因部分处置对子公司的股权投资而取得的处置价款与处置长期股权投资相对应享有子公司自购买日或合并日开始持续计算的净资产份额之间的差额，均调整合并资产负债表中的资本公积（股本溢价/资本溢价），资本公积不足冲减的，调整留存收益。

4、丧失子公司控制权的处理

因处置部分股权投资或其他原因丧失了对原有子公司控制权的，剩余股权按照其在丧失控制权日的公允价值进行重新计量；处置股权取得的对价与剩余股权公允价值之和，减去按原持股比例计算应享有原有子公司自购买日开始持续计算

的净资产账面价值的份额与商誉之和,形成的差额计入丧失控制权当期的投资收益。

与原有子公司的股权投资相关的其他综合收益等,在丧失控制权时转入当期损益,由于被投资方重新计量设定收益计划净负债或净资产变动而产生的其他综合收益除外。

(三) 合营安排的分类及共同经营的会计处理方法

合营安排,是指一项由两个或两个以上的参与方共同控制的安排。本公司合营安排分为共同经营和合营企业。

1、共同经营

共同经营是指本公司享有该安排相关资产且承担该安排相关负债的合营安排。

本公司确认与共同经营中利益份额相关的下列项目,并按照相关企业会计准则的规定进行会计处理:

- (1) 确认单独所持有的资产,以及按其份额确认共同持有的资产;
- (2) 确认单独所承担的负债,以及按其份额确认共同承担的负债;
- (3) 确认出售其享有的共同经营产出份额所产生的收入;
- (4) 按其份额确认共同经营因出售产出所产生的收入;
- (5) 确认单独所发生的费用,以及按其份额确认共同经营发生的费用。

2、合营企业

合营企业是指本公司仅对该安排的净资产享有权利的合营安排。

本公司按照长期股权投资有关权益法核算的规定对合营企业的投资进行会计处理。

(四) 现金及现金等价物的确定标准

现金是指库存现金以及可以随时用于支付的存款。现金等价物,是指本公司

持有的期限短、流动性强、易于转换为已知金额现金、价值变动风险很小的投资。

（五）外币业务和外币报表折算

公司发生外币业务，按交易发生日的即期汇率折算为记账本位币金额。

资产负债表日，对外币货币性项目，采用资产负债表日即期汇率折算。因资产负债表日即期汇率与初始确认时或者前一资产负债表日即期汇率不同而产生的汇兑差额，计入当期损益；对以历史成本计量的外币非货币性项目，仍采用交易发生日的即期汇率折算；对以公允价值计量的外币非货币性项目，采用公允价值确定日的即期汇率折算，折算后的记账本位币金额与原记账本位币金额的差额，计入当期损益。

（六）金融工具

金融工具，是指形成一方的金融资产并形成其他方的金融负债或权益工具的合同。

1、金融工具的确认和终止确认

公司于成为金融工具合同的一方时确认一项金融资产或金融负债。

金融资产满足下列条件之一的，终止确认：

- （1）收取该金融资产现金流量的合同权利终止；
- （2）该金融资产已转移，且符合下述金融资产转移的终止确认条件。

金融负债的现时义务全部或部分已经解除的，终止确认该金融负债或其一部分。公司（债务人）与债权人之间签订协议，以承担新金融负债方式替换现存金融负债，且新金融负债与现存金融负债的合同条款实质上不同的，终止确认现存金融负债，并同时确认新金融负债。

以常规方式买卖金融资产，按交易日进行会计确认和终止确认。

2、金融资产分类和计量

- （1）2019年1月1日以前

公司的金融资产于初始确认时分为以下四类：以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产、持有至到期投资、应收款项、可供出售金融资产。金融资产在初始确认时以公允价值计量。对于以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产，相关交易费用直接计入当期损益，其他类别的金融资产相关交易费用计入其初始确认金额。

以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产

以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产，包括交易性金融资产和初始确认时指定为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产。对于此类金融资产，采用公允价值进行后续计量，公允价值变动形成的利得或损失以及与该等金融资产相关的股利和利息收入计入当期损益。

持有至到期投资

持有至到期投资，是指到期日固定、回收金额固定或可确定，且公司有明确意图和能力持有至到期的非衍生金融资产。持有至到期投资采用实际利率法，按照摊余成本进行后续计量，其终止确认、发生减值或摊销产生的利得或损失，均计入当期损益。

应收款项

应收款项，是指在活跃市场中没有报价、回收金额固定或可确定的非衍生金融资产，包括应收票据、应收账款和其他应收款等（详见本节之“四、（八）应收款项”）。应收款项采用实际利率法，按摊余成本进行后续计量，在终止确认、发生减值或摊销时产生的利得或损失，计入当期损益。

可供出售金融资产

可供出售金融资产，是指初始确认时即指定为可供出售的非衍生金融资产，以及除上述金融资产类别以外的金融资产。可供出售金融资产采用公允价值进行后续计量，其折溢价采用实际利率法摊销并确认为利息收入。除减值损失及外币货币性金融资产的汇兑差额确认为当期损益外，可供出售金融资产的公允价值变动确认为其他综合收益，在该金融资产终止确认时转出，计入当期损益。与可供出售金融资产相关的股利或利息收入，计入当期损益。

对于在活跃市场中没有报价且其公允价值不能可靠计量的权益工具投资，以及与该权益工具挂钩并须通过交付该权益工具结算的衍生金融资产，按成本计量。

（2）2019年1月1日以后

公司在初始确认时根据管理金融资产的业务模式和金融资产的合同现金流量特征，将金融资产分为以下三类：以摊余成本计量的金融资产、以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产、以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产。

①以摊余成本计量的金融资产

公司将同时符合下列条件且未被指定为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产，分类为以摊余成本计量的金融资产：

A、公司管理该金融资产的业务模式是以收取合同现金流量为目标；

B、该金融资产的合同条款规定，在特定日期产生的现金流量，仅为对本金和以未偿付本金金额为基础的利息的支付。

初始确认后，对于该类金融资产采用实际利率法以摊余成本计量。以摊余成本计量且不属于任何套期关系的一部分的金融资产所产生的利得或损失，在终止确认、按照实际利率法摊销或确认减值时，计入当期损益。

②以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产

公司将同时符合下列条件且未被指定为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产，分类为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产：

A、公司管理该金融资产的业务模式既以收取合同现金流量为目标又以出售该金融资产为目标；

B、该金融资产的合同条款规定，在特定日期产生的现金流量，仅为对本金和以未偿付本金金额为基础的利息的支付。

初始确认后，对于该类金融资产以公允价值进行后续计量。采用实际利率法

计算的利息、减值损失或利得及汇兑损益计入当期损益，其他利得或损失计入其他综合收益。终止确认时，将之前计入其他综合收益的累计利得或损失从其他综合收益中转出，计入当期损益。

③以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产

除上述以摊余成本计量和以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产外，公司将其余所有的金融资产分类为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产。在初始确认时，为消除或显著减少会计错配，公司将部分本应以摊余成本计量或以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产不可撤销地指定为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产。

初始确认后，对于该类金融资产以公允价值进行后续计量，产生的利得或损失（包括利息和股利收入）计入当期损益，除非该金融资产属于套期关系的一部分。

但是，对于非交易性权益工具投资，公司在初始确认时将其不可撤销地指定为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产。该指定在单项投资的基础上作出，且相关投资从发行方的角度符合权益工具的定义。

初始确认后，对于该类金融资产以公允价值进行后续计量。满足条件的股利收入计入损益，其他利得或损失及公允价值变动计入其他综合收益。终止确认时，将之前计入其他综合收益的累计利得或损失从其他综合收益中转出，计入留存收益。

管理金融资产的商业模式，是指公司如何管理金融资产以产生现金流量。商业模式决定公司所管理金融资产现金流量的来源是收取合同现金流量、出售金融资产还是两者兼有。公司以客观事实为依据、以关键管理人员决定的对金融资产进行管理的特定业务目标为基础，确定管理金融资产的商业模式。

公司对金融资产的合同现金流量特征进行评估，以确定相关金融资产在特定日期产生的合同现金流量是否仅为对本金和以未偿付本金金额为基础的利息的支付。其中，本金是指金融资产在初始确认时的公允价值；利息包括对货币时间价值、与特定时期未偿付本金金额相关的信用风险、以及其他基本借贷风险、成

本和利润的对价。此外，公司对可能导致金融资产合同现金流量的时间分布或金额发生变更的合同条款进行评估，以确定其是否满足上述合同现金流量特征的要求。

仅在公司改变管理金融资产的业务模式时，所有受影响的相关金融资产在业务模式发生变更后的首个报告期间的第一天进行重分类，否则金融资产在初始确认后不得进行重分类。

金融资产在初始确认时以公允价值计量。对于以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产，相关交易费用直接计入当期损益；对于其他类别的金融资产，相关交易费用计入初始确认金额。因销售产品或提供劳务而产生的、未包含或不考虑重大融资成分的应收账款，公司按照预期有权收取的对价金额作为初始确认金额。

3、金融负债分类和计量

(1) 2019年1月1日以前

公司的金融负债于初始确认时分类为：以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债、其他金融负债。对于未划分为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债的，相关交易费用计入其初始确认金额。

以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债

以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债，包括交易性金融负债和初始确认时指定为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债。对于此类金融负债，按照公允价值进行后续计量，公允价值变动形成的利得或损失以及与该等金融负债相关的股利和利息支出计入当期损益。

其他金融负债

与在活跃市场中没有报价、公允价值不能可靠计量的权益工具挂钩并须通过交付该权益工具结算的衍生金融负债，按照成本进行后续计量。其他金融负债采用实际利率法，按摊余成本进行后续计量，终止确认或摊销产生的利得或损失计入当期损益。

(2) 2019年1月1日以后

公司的金融负债于初始确认时分类为：以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债、以摊余成本计量的金融负债。对于未划分为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债的，相关交易费用计入其初始确认金额。

①以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债

以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债，包括交易性金融负债和初始确认时指定为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债。对于此类金融负债，按照公允价值进行后续计量，公允价值变动形成的利得或损失以及与该等金融负债相关的股利和利息支出计入当期损益。

②以摊余成本计量的金融负债

其他金融负债采用实际利率法，按摊余成本进行后续计量，终止确认或摊销产生的利得或损失计入当期损益。

4、金融负债与权益工具的区分

金融负债，是指符合下列条件之一的负债：

- (1) 向其他方交付现金或其他金融资产的合同义务。
- (2) 在潜在不利条件下，与其他方交换金融资产或金融负债的合同义务。
- (3) 将来须用或可用企业自身权益工具进行结算的非衍生工具合同，且企业根据该合同将交付可变数量的自身权益工具。
- (4) 将来须用或可用企业自身权益工具进行结算的衍生工具合同，但以固定数量的自身权益工具交换固定金额的现金或其他金融资产的衍生工具合同除外。

权益工具，是指能证明拥有某个企业在扣除所有负债后的资产中剩余权益的合同。

如果公司不能无条件地避免以交付现金或其他金融资产来履行一项合同义务，则该合同义务符合金融负债的定义。

如果一项金融工具须用或可用公司自身权益工具进行结算,需要考虑用于结算该工具的公司自身权益工具,是作为现金或其他金融资产的替代品,还是为了使该工具持有方享有在发行方扣除所有负债后的资产中的剩余权益。如果是前者,该工具是公司的金融负债;如果是后者,该工具是公司的权益工具。

5、衍生金融工具及嵌入衍生工具

公司衍生金融工具包括远期外汇合约、货币汇率互换合同、利率互换合同及外汇期权合同等。初始以衍生交易合同签订当日的公允价值进行计量,并以其公允价值进行后续计量。公允价值为正数的衍生金融工具确认为一项资产,公允价值为负数的确认为一项负债。因公允价值变动而产生的任何不符合套期会计规定的利得或损失,直接计入当期损益。

(1) 2019年1月1日以前

对包含嵌入衍生工具的混合工具,如未指定为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产或金融负债,嵌入衍生工具与该主合同在经济特征及风险方面不存在紧密关系,且与嵌入衍生工具条件相同,单独存在的工具符合衍生工具定义的,嵌入衍生工具从混合工具中分拆,作为单独的衍生金融工具处理。如果无法在取得时或后续的资产负债表日对嵌入衍生工具进行单独计量,则将混合工具整体指定为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产或金融负债。

(2) 2019年1月1日以后

对包含嵌入衍生工具的混合工具,如主合同为金融资产的,混合工具作为一个整体适用金融资产分类的相关规定。如主合同并非金融资产,且该混合工具不是以公允价值计量且其变动计入当期损益进行会计处理,嵌入衍生工具与该主合同在经济特征及风险方面不存在紧密关系,且与嵌入衍生工具条件相同,单独存在的工具符合衍生工具定义的,嵌入衍生工具从混合工具中分拆,作为单独的衍生金融工具处理。如果无法在取得时或后续的资产负债表日对嵌入衍生工具进行单独计量,则将混合工具整体指定为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产或金融负债。

6、金融工具的公允价值

金融资产和金融负债的公允价值确定方法详见本节之“四、（七）公允价值计量”。

7、金融资产减值

（1）2019年1月1日以前

除了以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产外，公司于资产负债表日对其他金融资产的账面价值进行检查，有客观证据表明该金融资产发生减值的，计提减值准备。表明金融资产发生减值的客观证据，是指金融资产初始确认后实际发生的、对该金融资产的预计未来现金流量有影响，且企业能够对该影响进行可靠计量的事项。

金融资产发生减值的客观证据，包括下列可观察到的情形：

- ①发行方或债务人发生严重财务困难；
- ②债务人违反了合同条款，如偿付利息或本金发生违约或逾期等；
- ③公司出于经济或法律等方面因素的考虑，对发生财务困难的债务人作出让步；
- ④债务人很可能倒闭或者进行其他财务重组；
- ⑤因发行方发生重大财务困难，导致金融资产无法在活跃市场继续交易；
- ⑥无法辨认一组金融资产中的某项资产的现金流量是否已经减少，但根据公开的数据对其进行总体评价后发现，该组金融资产自初始确认以来的预计未来现金流量确已减少且可计量，包括：
 - A、该组金融资产的债务人支付能力逐步恶化；
 - B、债务人所在国家或地区经济出现了可能导致该组金融资产无法支付的状况；
- ⑦债务人经营所处的技术、市场、经济或法律环境等发生重大不利变化，使权益工具投资人可能无法收回投资成本；

⑧权益工具投资的公允价值发生严重或非暂时性下跌，如权益工具投资于资产负债表日的公允价值低于其初始投资成本超过 50%（含 50%）或低于其初始投资成本持续时间超过 12 个月（含 12 个月）。

低于其初始投资成本持续时间超过 12 个月（含 12 个月）是指，权益工具投资公允价值月度均值连续 12 个月均低于其初始投资成本。

⑨其他表明金融资产发生减值的客观证据。

A、以摊余成本计量的金融资产

如果有客观证据表明该金融资产发生减值，则将该金融资产的账面价值减记至预计未来现金流量（不包括尚未发生的未来信用损失）现值，减记金额计入当期损益。预计未来现金流量现值，按照该金融资产原实际利率折现确定，并考虑相关担保物的价值。

对单项金额重大的金融资产单独进行减值测试，如有客观证据表明其已发生减值，确认减值损失，计入当期损益；对单项金额不重大的金融资产，单独进行减值测试或包括在具有类似信用风险特征的金融资产组合中进行减值测试。

单独测试未发生减值的金融资产（包括单项金额重大和不重大的金融资产），包括在具有类似信用风险特征的金融资产组合中再进行减值测试；已单项确认减值损失的金融资产，不包括在具有类似信用风险特征的金融资产组合中进行减值测试。

公司对以摊余成本计量的金融资产确认减值损失后，如有客观证据表明该金融资产价值已恢复，且客观上与确认该损失后发生的事项有关，原确认的减值损失予以转回，计入当期损益。但是，该转回后的账面价值不超过假定不计提减值准备情况下该金融资产在转回日的摊余成本。

B、可供出售金融资产

如果有客观证据表明该金融资产发生减值，原直接计入其他综合收益的因公允价值下降形成的累计损失，予以转出，计入当期损益。该转出的累计损失，为可供出售金融资产的初始取得成本扣除已收回本金和已摊销金额、当前公允价值和原已计入损益的减值损失后的余额。

对于已确认减值损失的可供出售债务工具，在随后的会计期间公允价值已上升且客观上与确认原减值损失确认后发生的事项有关的，原确认的减值损失予以转回，计入当期损益。可供出售权益工具投资发生的减值损失，不通过损益转回。

C、以成本计量的金融资产

在活跃市场中没有报价且其公允价值不能可靠计量的权益工具投资，或与该权益工具挂钩并须通过交付该权益工具结算的衍生金融资产发生减值时，将该金融资产的账面价值，与按照类似金融资产当时市场收益率对未来现金流量折现确定的现值之间的差额，确认为减值损失，计入当期损益。发生的减值损失一经确认，不得转回。

(2) 2019年1月1日以后

公司以预期信用损失为基础，对下列项目进行减值会计处理并确认损失准备：

以摊余成本计量的金融资产；

以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的应收款项和债权投资；

《企业会计准则第14号——收入》定义的合同资产(2020年1月1日以后)；

租赁应收款；

财务担保合同（以公允价值计量且其变动计入当期损益、金融资产转移不符合终止确认条件或继续涉入被转移金融资产所形成的除外）。

预期信用损失的计量

预期信用损失，是指以发生违约的风险为权重的金融工具信用损失的加权平均值。信用损失，是指公司按照原实际利率折现的、根据合同应收的所有合同现金流量与预期收取的所有现金流量之间的差额，即全部现金短缺的现值。

公司考虑有关过去事项、当前状况以及对未来经济状况的预测等合理且有依据的信息，以发生违约的风险为权重，计算合同应收的现金流量与预期能收到的现金流量之间差额的现值的概率加权金额，确认预期信用损失。

公司对于处于不同阶段的金融工具的预期信用损失分别进行计量。金融工具自初始确认后信用风险未显著增加的，处于第一阶段，公司按照未来 12 个月内的预期信用损失计量损失准备；金融工具自初始确认后信用风险已显著增加但尚未发生信用减值的，处于第二阶段，公司按照该工具整个存续期的预期信用损失计量损失准备；金融工具自初始确认后已经发生信用减值的，处于第三阶段，公司按照该工具整个存续期的预期信用损失计量损失准备。

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

整个存续期预期信用损失，是指因金融工具整个预计存续期内所有可能发生的违约事件而导致的预期信用损失。未来 12 个月内预期信用损失，是指因资产负债表日后 12 个月内（若金融工具的预计存续期少于 12 个月，则为预计存续期）可能发生的金融工具违约事件而导致的预期信用损失，是整个存续期预期信用损失的一部分。

在计量预期信用损失时，公司需考虑的最长期限为企业面临信用风险的最长合同期限（包括考虑续约选择权）。

公司对于处于第一阶段和第二阶段、以及较低信用风险的金融工具，按照其未扣除减值准备的账面余额和实际利率计算利息收入。对于处于第三阶段的金融工具，按照其账面余额减已计提减值准备后的摊余成本和实际利率计算利息收入。

对于应收票据、应收账款和合同资产（2020 年 1 月 1 日以后），无论是否存在重大融资成分，公司始终按照相当于整个存续期内预期信用损失的金额计量其损失准备。

当单项金融资产无法以合理成本评估预期信用损失的信息时，公司依据信用风险特征对应收票据和应收账款划分组合，在组合基础上计算预期信用损失，确定组合的依据如下：

①应收票据

应收票据组合 1：银行承兑汇票

应收票据组合 2：商业承兑汇票

②应收账款

应收账款组合 1：应收水力发电电费及其他发电基础电费

应收账款组合 2：应收已纳入可再生能源目录补贴款

应收账款组合 3：应收未纳入可再生能源目录补贴款

应收账款组合 4：应收其他发电电费和其他款项

对于划分为组合的应收票据，公司参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过违约风险敞口和整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失。

对于划分为组合的应收账款，公司参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，编制应收账款账龄/逾期天数与整个存续期预期信用损失率对照表，计算预期信用损失。

③其他应收款

当单项其他应收款无法以合理成本评估预期信用损失的信息时，公司依据信用风险特征将其他应收款划分为若干组合，在组合基础上计算预期信用损失，确定组合的依据如下：

其他应收款组合 1：应收往来款

其他应收款组合 2：应收押金和保证金

其他应收款组合 3：应收备用金及其他款项

对划分为组合的其他应收款，公司通过违约风险敞口和未来 12 个月内或整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失。

④债权投资、其他债权投资

对于债权投资和其他债权投资，公司按照投资的性质，根据交易对手和风险敞口的各种类型，通过违约风险敞口和未来 12 个月内或整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失。

⑤信用风险显著增加的评估

公司通过比较金融工具在资产负债表日发生违约的风险与在初始确认日发生违约的风险，以确定金融工具预计存续期内发生违约风险的相对变化，以评估金融工具的信用风险自初始确认后是否已显著增加。

在确定信用风险自初始确认后是否显著增加时，公司考虑无须付出不必要的额外成本或努力即可获得的合理且有依据的信息，包括前瞻性信息。公司考虑的信息包括：

债务人未能按合同到期日支付本金和利息的情况；

已发生的或预期的金融工具的外部或内部信用评级（如有）的严重恶化；

已发生的或预期的债务人经营成果的严重恶化；

现存的或预期的技术、市场、经济或法律环境变化，并将对债务人对公司的还款能力产生重大不利影响。

根据金融工具的性质，公司以单项金融工具或金融工具组合为基础评估信用风险是否显著增加。以金融工具组合为基础进行评估时，公司可基于共同信用风险特征对金融工具进行分类，例如逾期信息和信用风险评级。

如果逾期超过 30 日，公司确定金融工具的信用风险已经显著增加。

公司认为金融资产在下列情况发生违约：

借款人不大可能全额支付其对公司的欠款，该评估不考虑公司采取例如变现抵押品（如果持有）等追索行动；

金融资产逾期超过 90 天。

⑥已发生信用减值的金融资产

公司在资产负债表日评估以摊余成本计量的金融资产和以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的债权投资是否已发生信用减值。当对金融资产预期未来现金流量具有不利影响的一项或多项事件发生时，该金融资产成为已发生信用减值的金融资产。金融资产已发生信用减值的证据包括下列可观察信息：

发行方或债务人发生重大财务困难；

债务人违反合同，如偿付利息或本金违约或逾期等；

公司出于与债务人财务困难有关的经济或合同考虑，给予债务人在任何其他情况下都不会做出的让步；

债务人很可能破产或进行其他财务重组；

发行方或债务人财务困难导致该金融资产的活跃市场消失。

⑦预期信用损失准备的列报

为反映金融工具的信用风险自初始确认后的变化，公司在每个资产负债表日重新计量预期信用损失，由此形成的损失准备的增加或转回金额，应当作为减值损失或利得计入当期损益。对于以摊余成本计量的金融资产，损失准备抵减该金融资产在资产负债表中列示的账面价值；对于以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的债权投资，公司在其他综合收益中确认其损失准备，不抵减该金融资产的账面价值。

⑧核销

如果公司不再合理预期金融资产合同现金流量能够全部或部分收回，则直接减记该金融资产的账面余额。这种减记构成相关金融资产的终止确认。这种情况通常发生在公司确定债务人没有资产或收入来源可产生足够的现金流量以偿还将被减记的金额。但是，按照公司收回到期款项的程序，被减记的金融资产仍可能受到执行活动的影响。

已减记的金融资产以后又收回的，作为减值损失的转回计入收回当期的损益。

8、金融资产转移

金融资产转移，是指将金融资产让与或交付给该金融资产发行方以外的另一方（转入方）。

公司已将金融资产所有权上几乎所有的风险和报酬转移给转入方的，终止确认该金融资产；保留了金融资产所有权上几乎所有的风险和报酬的，不终止确认

该金融资产。

公司既没有转移也没有保留金融资产所有权上几乎所有的风险和报酬的，分别下列情况处理：放弃了对该金融资产控制的，终止确认该金融资产并确认产生的资产和负债；未放弃对该金融资产控制的，按照其继续涉入所转移金融资产的程度确认有关金融资产，并相应确认有关负债。

9、金融资产和金融负债的抵销

当公司具有抵销已确认金融资产和金融负债的法定权利，且目前可执行该种法定权利，同时公司计划以净额结算或同时变现该金融资产和清偿该金融负债时，金融资产和金融负债以相互抵销后的金额在资产负债表内列示。除此以外，金融资产和金融负债在资产负债表内分别列示，不予相互抵销。

（七）公允价值计量

公允价值是指市场参与者在计量日发生的有序交易中，出售一项资产所能收到或者转移一项负债所需支付的价格。

公司以公允价值计量相关资产或负债，假定出售资产或者转移负债的有序交易在相关资产或负债的主要市场进行；不存在主要市场的，公司假定该交易在相关资产或负债的最有利市场进行。主要市场（或最有利市场）是公司在计量日能够进入的交易市场。公司采用市场参与者在对该资产或负债定价时为实现其经济利益最大化所使用的假设。

存在活跃市场的金融资产或金融负债，公司采用活跃市场中的报价确定其公允价值。金融工具不存在活跃市场的，公司采用估值技术确定其公允价值。

以公允价值计量非金融资产的，考虑市场参与者将该资产用于最佳用途产生经济利益的能力，或者将该资产出售给能够用于最佳用途的其他市场参与者产生经济利益的能力。

公司采用在当前情况下适用并且有足够可利用数据和其他信息支持的估值技术，优先使用相关可观察输入值，只有在可观察输入值无法取得或取得不切实可行的情况下，才使用不可观察输入值。

在财务报表中以公允价值计量或披露的资产和负债，根据对公允价值计量整体而言具有重要意义的最低层次输入值，确定所属的公允价值层次：第一层次输入值，是在计量日能够取得的相同资产或负债在活跃市场上未经调整的报价；第二层次输入值，是除第一层次输入值外相关资产或负债直接或间接可观察的输入值；第三层次输入值，是相关资产或负债的不可观察输入值。

每个资产负债表日，公司对在财务报表中确认的持续以公允价值计量的资产和负债进行重新评估，以确定是否在公允价值计量层次之间发生转换。

（八）应收款项

应收款项包括应收票据、应收账款、其他应收款等。

1、2019年1月1日以前

（1）单项金额重大并单项计提坏账准备的应收款项

单项金额重大的判断依据或金额标准：期末余额达到 100 万元（含 100 万元）以上的应收款项为单项金额重大的应收款项。

单项金额重大并单项计提坏账准备的计提方法：对于单项金额重大的应收款项单独进行减值测试，有客观证据表明发生了减值，根据其未来现金流量现值低于其账面价值的差额计提坏账准备。

单项金额重大经单独测试未发生减值的应收款项，再按组合计提坏账准备。

（2）单项金额虽不重大但单项计提坏账准备的应收款项

单项计提坏账准备的理由	涉诉款项、客户信用状况恶化的应收款项
坏账准备的计提方法	根据其未来现金流量现值低于其账面价值的差额计提坏账准备

（3）按组合计提坏账准备应收款项

经单独测试后未减值的应收款项（包括单项金额重大和不重大的应收款项）以及未单独测试的单项金额不重大的应收款项，按以下信用风险特征组合计提坏账准备：

组合类型	确定组合的依据	按组合计提坏账准备的计提方法
账龄组合	账龄状态	账龄分析法
应收票据组合	承兑人、背书人、出票人以及其他债务人的信用风险	未逾期的应收票据不计提坏账，逾期的应收票据转入应收账款，根据应收账款的政策计提坏账
其他组合	公司合并范围内应收款项	不计提坏账

①对账龄组合，采用账龄分析法计提坏账准备的比例如下：

账 龄	应收账款计提比例%	其他应收款计提比例%
1 年以内（含 1 年）	0.5	0.5
1-2 年	20.00	20.00
2-3 年	50.00	50.00
3 年以上	80.00	80.00

②对其他组合，采用其他方法计提坏账准备的说明如下：

纳入公司合并财务报表范围内公司之间的应收款项不计提坏账准备。

2、2019 年 1 月 1 日以后

详见本节之“四、（六）7、（2）2019 年 1 月 1 日以后”。

（九）存货

1、存货的分类

公司存货分为原材料和周转材料等。

2、发出存货的计价方法

公司存货取得时按实际成本计价。原材料、周转材料等发出时采用加权平均法计价。

3、存货可变现净值的确定依据及存货跌价准备的计提方法

存货可变现净值是按存货的估计售价减去至完工时估计将要发生的成本、估计的销售费用以及相关税费后的金额。在确定存货的可变现净值时，以取得的确凿证据为基础，同时考虑持有存货的目的以及资产负债表日后事项的影响。

资产负债表日，存货成本高于其可变现净值的，计提存货跌价准备。公司通

常按照单个存货项目计提存货跌价准备，资产负债表日，以前减记存货价值的影响因素已经消失的，存货跌价准备在原已计提的金额内转回。

4、存货的盘存制度

公司存货盘存制度采用永续盘存制。

5、低值易耗品和包装物的摊销方法

公司低值易耗品领用时采用一次转销法摊销。

(十) 长期股权投资

长期股权投资包括对子公司、合营企业和联营企业的权益性投资。本公司能够对被投资单位施加重大影响的，为本公司的联营企业。

1、初始投资成本确定

形成企业合并的长期股权投资：同一控制下企业合并取得的长期股权投资，在合并日按照取得被合并方所有者权益在最终控制方合并财务报表中的账面价值份额作为投资成本；非同一控制下企业合并取得的长期股权投资，按照合并成本作为长期股权投资的投资成本。

对于其他方式取得的长期股权投资：支付现金取得的长期股权投资，按照实际支付的购买价款作为初始投资成本；发行权益性证券取得的长期股权投资，以发行权益性证券的公允价值作为初始投资成本。

2、后续计量及损益确认方法

对子公司的投资，采用成本法核算，除非投资符合持有待售的条件；对联营企业和合营企业的投资，采用权益法核算。

采用成本法核算的长期股权投资，除取得投资时实际支付的价款或对价中包含的已宣告但尚未发放的现金股利或利润外，被投资单位宣告分派的现金股利或利润，确认为投资收益计入当期损益。

采用权益法核算的长期股权投资，初始投资成本大于投资时应享有被投资单位可辨认净资产公允价值份额的，不调整长期股权投资的投资成本；初始投资成

本小于投资时应享有被投资单位可辨认净资产公允价值份额的，对长期股权投资的账面价值进行调整，差额计入投资当期的损益。

采用权益法核算时，按照应享有或应分担的被投资单位实现的净损益和其他综合收益的份额，分别确认投资收益和其他综合收益，同时调整长期股权投资的账面价值；按照被投资单位宣告分派的利润或现金股利计算应享有的部分，相应减少长期股权投资的账面价值；被投资单位除净损益、其他综合收益和利润分配以外所有者权益的其他变动，调整长期股权投资的账面价值并计入资本公积（其他资本公积）。在确认应享有被投资单位净损益的份额时，以取得投资时被投资单位各项可辨认资产等的公允价值为基础，并按照公司的会计政策及会计期间，对被投资单位的净利润进行调整后确认。

因追加投资等原因能够对被投资单位施加重大影响或实施共同控制但不构成控制的，在转换日，按照原股权的公允价值加上新增投资成本之和，作为改按权益法核算的初始投资成本。原股权于转换日的公允价值与账面价值之间的差额，以及原计入其他综合收益的累计公允价值变动转入改按权益法核算的当期损益。

因处置部分股权投资等原因丧失了对被投资单位的共同控制或重大影响的，处置后的剩余股权在丧失共同控制或重大影响之日改按《企业会计准则第 22 号—金融工具确认和计量》进行会计处理，公允价值与账面价值之间的差额计入当期损益。原股权投资因采用权益法核算而确认的其他综合收益，在终止采用权益法核算时采用与被投资单位直接处置相关资产或负债相同的基础进行会计处理；原股权投资相关的其他所有者权益变动转入当期损益。

因处置部分股权投资等原因丧失了对被投资单位的控制的，处置后的剩余股权能够对被投资单位实施共同控制或施加重大影响的，改按权益法核算，并对该剩余股权视同自取得时即采用权益法核算进行调整；处置后的剩余股权不能对被投资单位实施共同控制或施加重大影响的，改按《企业会计准则第 22 号—金融工具确认和计量》的有关规定进行会计处理，其在丧失控制之日的公允价值与账面价值之间的差额计入当期损益。

因其他投资方增资而导致本公司持股比例下降、从而丧失控制权但能对被投

资单位实施共同控制或施加重大影响的，按照新的持股比例确认本公司应享有的被投资单位因增资扩股而增加净资产的份额，与应结转持股比例下降部分所对应的长期股权投资原账面价值之间的差额计入当期损益；然后，按照新的持股比例视同自取得投资时即采用权益法核算进行调整。

公司与联营企业及合营企业之间发生的未实现内部交易损益按照持股比例计算归属于公司的部分，在抵销基础上确认投资损益。但公司与被投资单位发生的未实现内部交易损失，属于所转让资产减值损失的，不予以抵销。

3、确定对被投资单位具有共同控制、重大影响的依据

共同控制，是指按照相关约定对某项安排所共有的控制，并且该安排的相关活动必须经过分享控制权的参与方一致同意后才能决策。在判断是否存在共同控制时，首先判断是否由所有参与方或参与方组合集体控制该安排，其次再判断该安排相关活动的决策是否必须经过这些集体控制该安排的参与方一致同意。如果所有参与方或一组参与方必须一致行动才能决定某项安排的相关活动，则认为所有参与方或一组参与方集体控制该安排；如果存在两个或两个以上的参与方组合能够集体控制某项安排的，不构成共同控制。判断是否存在共同控制时，不考虑享有的保护性权利。

重大影响，是指投资方对被投资单位的财务和经营政策有参与决策的权力，但并不能够控制或者与其他方一起共同控制这些政策的制定。在确定能否对被投资单位施加重大影响时，考虑投资方直接或间接持有被投资单位的表决权股份以及投资方及其他方持有的当期可执行潜在表决权在假定转换为对被投资方单位的股权后产生的影响，包括被投资单位发行的当期可转换的认股权证、股份期权及可转换公司债券等的影响。

当本公司直接或通过子公司间接拥有被投资单位 20%（含 20%）以上但低于 50%的表决权股份时，一般认为对被投资单位具有重大影响，除非有明确证据表明该种情况下不能参与被投资单位的生产经营决策，不形成重大影响；本公司拥有被投资单位 20%（不含）以下的表决权股份时，一般不认为对被投资单位具有重大影响，除非有明确证据表明该种情况下能够参与被投资单位的生产经营决策，形成重大影响。

4、测试方法及减值准备计提方法

对子公司、联营企业及合营企业的投资，计提资产减值的方法详见本节之“四、（十七）资产减值”。

（十一）投资性房地产

投资性房地产是指为赚取租金或资本增值，或两者兼有而持有的房地产。公司投资性房地产包括已出租的土地使用权、持有并准备增值后转让的土地使用权、已出租的建筑物。

公司投资性房地产按照取得时的成本进行初始计量，并按照固定资产或无形资产的有关规定，按期计提折旧或摊销。

采用成本模式进行后续计量的投资性房地产，计提资产减值方法详见本节之“四、（十七）资产减值”。

投资性房地产出售、转让、报废或毁损的处置收入扣除其账面价值和相关税费后的差额计入当期损益。

（十二）固定资产

1、固定资产确认条件

公司固定资产是指为生产商品、提供劳务、出租或经营管理而持有的，使用寿命超过一个会计年度的有形资产。

与该固定资产有关的经济利益很可能流入企业，并且该固定资产的成本能够可靠地计量时，固定资产才能予以确认。

公司固定资产按照取得时的实际成本进行初始计量。

2、各类固定资产的折旧方法

公司采用年限平均法计提折旧。固定资产自达到预定可使用状态时开始计提折旧，终止确认时或划分为持有待售非流动资产时停止计提折旧。在不考虑减值准备的情况下，按固定资产类别、预计使用寿命和预计残值，公司确定各类固定资产的年折旧率如下：

类别	使用年限(年)	残值率%	年折旧率%
房屋及建筑物	20-45	0-3	2.16-5.00
机器设备	5-30	0-5	3.17-20.00
运输设备	6	-	16.67
电子设备及其他	4-10	-	10.00-25.00

其中，已计提减值准备的固定资产，还应扣除已计提的固定资产减值准备累计金额计算确定折旧率。

3、固定资产

固定资产的减值测试方法、减值准备计提方法详见本节之“四、(十七) 资产减值”。

4、融资租入固定资产的认定依据、计价方法和折旧方法

当公司租入的固定资产符合下列一项或数项标准时，确认为融资租入固定资产：

(1) 在租赁期届满时，租赁资产的所有权转移给公司。

(2) 公司有购买租赁资产的选择权，所订立的购买价款预计将远低于行使选择权时租赁资产的公允价值，因而在租赁开始日就可以合理确定公司将行使这种选择权。

(3) 即使资产的所有权不转移，但租赁期占租赁资产使用寿命的大部分。

(4) 公司在租赁开始日的最低租赁付款额现值，几乎相当于租赁开始日租赁资产公允价值。

(5) 租赁资产性质特殊，如果不作较大改造，只有公司才能使用。

融资租赁租入的固定资产，按租赁开始日租赁资产公允价值与最低租赁付款额的现值两者中较低者，作为入账价值。最低租赁付款额作为长期应付款的入账价值，其差额作为未确认融资费用。在租赁谈判和签订租赁合同过程中发生的，可归属于租赁项目的手续费、律师费、差旅费、印花税等初始直接费用，计入租入资产价值。未确认融资费用在租赁期内各个期间采用实际利率法进行分摊。

融资租入的固定资产采用与自有固定资产一致的政策计提租赁资产折旧。能够合理确定租赁期届满时将会取得租赁资产所有权的，在租赁资产尚可使用年限内计提折旧；无法合理确定租赁期届满时能够取得租赁资产所有权的，在租赁期与租赁资产尚可使用年限两者中较短的期间内计提折旧。

5、每年年度终了，公司对固定资产的使用寿命、预计净残值和折旧方法进行复核。

使用寿命预计数与原先估计数有差异的，调整固定资产使用寿命；预计净残值预计数与原先估计数有差异的，调整预计净残值。

6、大修理费用

公司对固定资产进行定期检查发生的大修理费用，有确凿证据表明符合固定资产确认条件的部分，计入固定资产成本，不符合固定资产确认条件的计入当期损益。固定资产在定期大修理间隔期间，照提折旧。

（十三）在建工程

公司在建工程成本按实际工程支出确定，包括在建期间发生的各项必要工程支出、工程达到预定可使用状态前的应予资本化的借款费用以及其他相关费用等。

在建工程在达到预定可使用状态时转入固定资产。一般来说，试运行是电站达到预定可使用状态前的必经环节。公司水电站、风电站具体的转固标准和时点为电站已通过电网公司的并网验收，并进行了带电调试和试运行，试运行完成后相应结转入固定资产，并于次月开始计提折旧；光伏电站由于试运行时间较短（一般为 20 天左右），因此其转固标准和时点为电站通过电网公司的并网验收后，当月结转固定资产，并于次月开始计提折旧。本公司在建工程转固的标准和时点符合《企业会计准则》的规定。

公司水电、风电以及光伏电站的试运行小时数/时间，试运行期间发电量收入和成本的会计处理如下：

电站类型	试运行小时数/时间的技术性规范要求	收入和成本的会计处理
水电站	72 ^{注1}	试运行期间发电收入和成本（主要为试

电站类型	试运行小时数/时间的技术性规范要求	收入和成本的会计处理
风电站	240 ^{注2}	运行产生的相关税费)的净额冲减在建工程
光伏电站	总辐射量累计达 60kW h/m ² 时 ^{注3}	试运行期间的收入和成本(主要为固定资产折旧)按照收入准则处理,即确认为主营业务收入和主营业务成本

注 1: 根据《中华人民共和国能源行业标准—水电工程验收规程》(BN/T 35048-2015)

注 2: 根据《中华人民共和国国家标准—风力发电机组验收规范》(GB/T 20319-2017)

注 3: 根据《中华人民共和国国家标准—光伏发电工程验收规范》(GB/T 50796-2012)

在建工程计提资产减值方法详见本节之“四、(十七) 资产减值”。

(十四) 借款费用

1、借款费用资本化的确认原则

公司发生的借款费用,可直接归属于符合资本化条件的资产的购建或者生产的,予以资本化,计入相关资产成本;其他借款费用,在发生时根据其发生额确认为费用,计入当期损益。借款费用同时满足下列条件的,开始资本化:

(1) 资产支出已经发生,资产支出包括为购建或者生产符合资本化条件的资产而以支付现金、转移非现金资产或者承担带息债务形式发生的支出;

(2) 借款费用已经发生;

(3) 为使资产达到预定可使用或者可销售状态所必要的购建或者生产活动已经开始。

2、借款费用资本化期间

公司购建或者生产符合资本化条件的资产达到预定可使用或者可销售状态时,借款费用停止资本化。在符合资本化条件的资产达到预定可使用或者可销售状态之后所发生的借款费用,在发生时根据其发生额确认为费用,计入当期损益。

符合资本化条件的资产在购建或者生产过程中发生非正常中断、且中断时间连续超过 3 个月的,暂停借款费用的资本化;正常中断期间的借款费用继续资本化。

3、借款费用资本化率以及资本化金额的计算方法

专门借款当期实际发生的利息费用，减去尚未动用的借款资金存入银行取得的利息收入或进行暂时性投资取得的投资收益后的金额予以资本化；一般借款根据累计资产支出超过专门借款部分的资产支出加权平均数乘以所占用一般借款的资本化率，确定资本化金额。资本化率根据一般借款的加权平均利率计算确定。

资本化期间内，外币专门借款的汇兑差额全部予以资本化；外币一般借款的汇兑差额计入当期损益。

（十五）无形资产

公司无形资产包括土地使用权、海域使用权、软件等。

无形资产按照成本进行初始计量，并于取得无形资产时分析判断其使用寿命。使用寿命为有限的，自无形资产可供使用时起，采用能反映与该资产有关的经济利益的预期实现方式的摊销方法，在预计使用年限内摊销；无法可靠确定预期实现方式的，采用直线法摊销；使用寿命不确定的无形资产，不作摊销。

使用寿命有限的无形资产摊销方法如下：

类别	使用寿命	摊销方法
土地使用权	25-50年	直线法
海域使用权	28年	直线法
软件	5年	直线法
其他	5年	直线法

公司于每年年度终了，对使用寿命有限的无形资产的使用寿命及摊销方法进行复核，与以前估计不同的，调整原先估计数，并按会计估计变更处理。

资产负债表日预计某项无形资产已经不能给企业带来未来经济利益的，将该项无形资产的账面价值全部转入当期损益。

无形资产计提资产减值方法详见本节之“四、（十七）资产减值”。

（十六）研究开发支出

公司将内部研究开发项目的支出，区分为研究阶段支出和开发阶段支出。

研究阶段的支出，于发生时计入当期损益。

开发阶段的支出，同时满足下列条件的，才能予以资本化，即：完成该无形资产以使其能够使用或出售在技术上具有可行性；具有完成该无形资产并使用或出售的意图；无形资产产生经济利益的方式，包括能够证明运用该无形资产生产的产品存在市场或无形资产自身存在市场，无形资产将在内部使用的，能够证明其有用性；有足够的技术、财务资源和其他资源支持，以完成该无形资产的开发，并有能力使用或出售该无形资产；归属于该无形资产开发阶段的支出能够可靠地计量。不满足上述条件的开发支出计入当期损益。

公司研究开发项目在满足上述条件，通过技术可行性及经济可行性研究，形成项目立项后，进入开发阶段。

已资本化的开发阶段的支出在资产负债表上列示为开发支出，自该项目达到预定用途之日转为无形资产。

（十七）资产减值

对子公司、联营企业和合营企业的长期股权投资、采用成本模式进行后续计量的投资性房地产、固定资产、无形资产和商誉等（存货、递延所得税资产、金融资产除外）的资产减值，按以下方法确定：

于资产负债表日判断资产是否存在可能发生减值的迹象，存在减值迹象的，公司将估计其可收回金额，进行减值测试。对因企业合并所形成的商誉、使用寿命不确定的无形资产和尚未达到可使用状态的无形资产无论是否存在减值迹象，每年都进行减值测试。

可收回金额根据资产的公允价值减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者确定。公司以单项资产为基础估计其可收回金额；难以对单项资产的可收回金额进行估计的，以该资产所属的资产组为基础确定资产组的可收回金额。资产组的认定，以资产组产生的主要现金流入是否独立于其他资产或者资产组的现金流入为依据。

当资产或资产组的可收回金额低于其账面价值时，公司将其账面价值减记至可收回金额，减记的金额计入当期损益，同时计提相应的资产减值准备。

就商誉的减值测试而言，对于因企业合并形成的商誉的账面价值，自购买日起按照合理的方法分摊至相关的资产组；难以分摊至相关的资产组的，将其分摊至相关的资产组组合。相关的资产组或资产组组合，是能够从企业合并的协同效应中受益的资产组或者资产组组合，且不大于公司确定的报告分部。

减值测试时，如与商誉相关的资产组或者资产组组合存在减值迹象的，首先对不包含商誉的资产组或者资产组组合进行减值测试，计算可收回金额，确认相应的减值损失。然后对包含商誉的资产组或者资产组组合进行减值测试，比较其账面价值与可收回金额，如可收回金额低于账面价值的，确认商誉的减值损失。

资产减值损失一经确认，在以后会计期间不再转回。

（十八）长期待摊费用

公司发生的长期待摊费用按实际成本计价，并按预计受益期限平均摊销。对不能使以后会计期间受益的长期待摊费用项目，其摊余价值全部计入当期损益。

（十九）职工薪酬

1、职工薪酬的范围

职工薪酬，是指企业为获得职工提供的服务或解除劳动关系而给予的各种形式的报酬或补偿。职工薪酬包括短期薪酬、离职后福利、辞退福利和其他长期职工福利。企业提供给职工配偶、子女、受赡养人、已故员工遗属及其他受益人等的福利，也属于职工薪酬。

根据流动性，职工薪酬分别列示于资产负债表的“应付职工薪酬”项目和“长期应付职工薪酬”项目。

2、短期薪酬

公司在职工提供服务的会计期间，将实际发生的职工工资、奖金、按规定的基准和比例为职工缴纳的医疗保险费、工伤保险费和生育保险费等社会保险费和住房公积金，确认为负债，并计入当期损益或相关资产成本。如果该负债预期在职工提供相关服务的年度报告期结束后十二个月内不能完全支付，且财务影响重大的，则该负债将以折现后的金额计量。

3、离职后福利

离职后福利计划包括设定提存计划和设定受益计划。其中，设定提存计划，是指向独立的基金缴存固定费用后，企业不再承担进一步支付义务的离职后福利计划；设定受益计划，是指除设定提存计划以外的离职后福利计划。

设定提存计划

设定提存计划包括基本养老保险、失业保险以及企业年金计划等。

除了基本养老保险之外，公司依据国家企业年金制度的相关政策建立企业年金计划（“年金计划”），员工可以自愿参加该年金计划。除此之外，公司并无其他重大职工社会保障承诺。

在职工提供服务的会计期间，根据设定提存计划计算的应缴存金额确认为负债，并计入当期损益或相关资产成本。

4、辞退福利

公司向职工提供辞退福利的，在下列两者孰早日确认辞退福利产生的职工薪酬负债，并计入当期损益：公司不能单方面撤回因解除劳动关系计划或裁减建议所提供的辞退福利时；公司确认与涉及支付辞退福利的重组相关的成本或费用时。

实行职工内部退休计划的，在正式退休日之前的经济补偿，属于辞退福利，自职工停止提供服务日至正常退休日期间，拟支付的内退职工工资和缴纳的社会保险费等一次性计入当期损益。正式退休日期之后的经济补偿（如正常养老退休金），按照离职后福利处理。

5、其他长期福利

公司向职工提供的其他长期职工福利，符合设定提存计划条件的，按照上述关于设定提存计划的有关规定进行处理。符合设定受益计划的，按照上述关于设定受益计划的有关规定进行处理，但相关职工薪酬成本中“重新计量设定受益计划净负债或净资产所产生的变动”部分计入当期损益或相关资产成本。

（二十）预计负债

如果与或有事项相关的义务同时符合以下条件，公司将其确认为预计负债：

- 1、该义务是公司承担的现时义务；
- 2、该义务的履行很可能导致经济利益流出公司；
- 3、该义务的金额能够可靠地计量。

预计负债按照履行相关现时义务所需支出的最佳估计数进行初始计量，并综合考虑与或有事项有关的风险、不确定性和货币时间价值等因素。货币时间价值影响重大的，通过对相关未来现金流出进行折现后确定最佳估计数。公司于资产负债表日对预计负债的账面价值进行复核，并对账面价值进行调整以反映当前最佳估计数。

如果清偿已确认预计负债所需支出全部或部分预期由第三方或其他方补偿，则补偿金额只能在基本确定能收到时，作为资产单独确认。确认的补偿金额不超过所确认负债的账面价值。

（二十一）收入

1、2020年1月1日以前

（1）一般原则

①销售商品

在已将商品所有权上的主要风险和报酬转移给购货方，既没有保留通常与所有权相联系的继续管理权，也没有对已售商品实施有效控制，收入的金额能够可靠地计量，相关的经济利益很可能流入企业，相关的已发生或将发生的成本能够可靠地计量时，确认商品销售收入的实现。

②提供劳务

对在提供劳务交易的结果能够可靠估计的情况下，公司于资产负债表日按完工百分比法确认收入。

劳务交易的完工进度按已经发生的劳务成本占估计总成本的比例确定。

提供劳务交易的结果能够可靠估计是指同时满足：**A**、收入的金额能够可靠地计量；**B**、相关的经济利益很可能流入企业；**C**、交易的完工程度能够可靠地确定；**D**、交易中已发生和将发生的成本能够可靠地计量。

如果提供劳务交易的结果不能够可靠估计，则按已经发生并预计能够得到补偿的劳务成本金额确认提供的劳务收入，并将已发生的劳务成本作为当期费用。已经发生的劳务成本如预计不能得到补偿的，则不确认收入。

③让渡资产使用权

与资产使用权让渡相关的经济利益能够流入及收入的金额能够可靠地计量时，公司确认收入。

(2) 具体方法

①向电力公司的电力销售：根据经电力公司确认的月度实际上网电量按合同上网电价确认电费收入。

②向用户的电力销售：根据公司、用户签订的协议，根据各方确认的月度实际用电量按合同电价确认收入。

2、2020年1月1日以后

(1) 一般原则

公司在履行了合同中的履约义务，即在客户取得相关商品或服务的控制权时确认收入。

合同中包含两项或多项履约义务的，公司在合同开始日，按照各单项履约义务所承诺商品或服务的单独售价的相对比例，将交易价格分摊至各单项履约义务，按照分摊至各单项履约义务的交易价格计量收入。

满足下列条件之一时，公司属于在某一时段内履行履约义务；否则，属于在某一时点履行履约义务：

①客户在公司履约的同时即取得并消耗公司履约所带来的经济利益；

②客户能够控制公司履约过程中在建的商品；

③公司履约过程中所产出的商品具有不可替代用途，且公司在整个合同期间内有权就累计至今已完成的履约部分收取款项。

对于在某一时段内履行的履约义务，公司在该段时间内按照履约进度确认收入。履约进度不能合理确定时，公司已经发生的成本预计能够得到补偿的，按照已经发生的成本金额确认收入，直到履约进度能够合理确定为止。

对于在某一时点履行的履约义务，公司在客户取得相关商品或服务控制权时点确认收入。在判断客户是否已取得商品或服务控制权时，公司会考虑下列迹象：

①公司就该商品或服务享有现时收款权利，即客户就该商品负有现时付款义务；

②公司已将该商品的法定所有权转移给客户，即客户已拥有该商品的法定所有权；

③公司已将该商品的实物转移给客户，即客户已实物占有该商品；

④公司已将该商品所有权上的主要风险和报酬转移给客户，即客户已取得该商品所有权上的主要风险和报酬；

⑤客户已接受该商品或服务；

⑥其他表明客户已取得商品控制权的迹象。

公司已向客户转让商品或服务而有权收取对价的权利（且该权利取决于时间流逝之外的其他因素）作为合同资产，合同资产以预期信用损失为基础计提减值（详见本节之“四、（六）6、金融工具的公允价值”）。公司拥有的、无条件（仅取决于时间流逝）向客户收取对价的权利作为应收款项列示。公司已收或应收客户对价而应向客户转让商品或服务的义务作为合同负债。

同一合同下的合同资产和合同负债以净额列示，净额为借方余额的，根据其流动性在“合同资产”或“其他非流动资产”项目中列示；净额为贷方余额的，根据其流动性在“合同负债”或“其他非流动负债”项目中列示。

（2）具体方法

公司电力销售在客户取得上网电量的控制权时确认收入，具体如下：

①向电力公司的电力销售：根据经电力公司确认的月度实际上网电量按合同上网电价确认电费收入；

②向用户的电力销售：根据公司、用户签订的协议，根据各方确认的月度实际用电量按合同电价确认收入。

公司设备销售和安装服务收入确认具体方法如下：

①设备销售按照合同约定交付产品，并经客户签收后确认收入；

②安装调试服务按照合同约定提供安装调试服务后获取调试报告后确认收入。

(二十二) 政府补助

政府补助在满足政府补助所附条件并能够收到时确认。

对于货币性资产的政府补助，按照收到或应收的金额计量。对于非货币性资产的政府补助，按照公允价值计量；公允价值不能够可靠取得的，按照名义金额1元计量。

与资产相关的政府补助，是指公司取得的、用于购建或以其他方式形成长期资产的政府补助；除此之外，作为与收益相关的政府补助。

对于政府文件未明确规定补助对象的，能够形成长期资产的，与资产价值相对应的政府补助部分作为与资产相关的政府补助，其余部分作为与收益相关的政府补助；难以区分的，将政府补助整体作为与收益相关的政府补助。

与资产相关的政府补助，确认为递延收益在相关资产使用期限内按照合理、系统的方法分期计入损益。与收益相关的政府补助，用于补偿已发生的相关成本费用或损失的，计入当期损益；用于补偿以后期间的相关成本费用或损失的，则计入递延收益，于相关成本费用或损失确认期间计入当期损益。按照名义金额计量的政府补助，直接计入当期损益。公司对相同或类似的政府补助业务，采用一致的方法处理。

与日常活动相关的政府补助，按照经济业务实质，计入其他收益。与日常活动无关的政府补助，计入营业外收入。

已确认的政府补助需要返还时，初始确认时冲减相关资产账面价值的，调整资产账面价值；存在相关递延收益余额的，冲减相关递延收益账面余额，超出部分计入当期损益；属于其他情况的，直接计入当期损益。

（二十三）递延所得税资产及递延所得税负债

所得税包括当期所得税和递延所得税。除由于企业合并产生的调整商誉，或与直接计入所有者权益的交易或者事项相关的递延所得税计入所有者权益外，均作为所得税费用计入当期损益。

公司根据资产、负债于资产负债表日的账面价值与计税基础之间的暂时性差异，采用资产负债表债务法确认递延所得税。

各项应纳税暂时性差异均确认相关的递延所得税负债，除非该应纳税暂时性差异是在以下交易中产生的：

1、商誉的初始确认，或者具有以下特征的交易中产生的资产或负债的初始确认：该交易不是企业合并，并且交易发生时既不影响会计利润也不影响应纳税所得额；

2、对于与子公司、合营企业及联营企业投资相关的应纳税暂时性差异，该暂时性差异转回的时间能够控制并且该暂时性差异在可预见的未来很可能不会转回。

对于可抵扣暂时性差异、能够结转以后年度的可抵扣亏损和税款抵减，公司以很可能取得用来抵扣可抵扣暂时性差异、可抵扣亏损和税款抵减的未来应纳税所得额为限，确认由此产生的递延所得税资产，除非该可抵扣暂时性差异是在以下交易中产生的：

1、该交易不是企业合并，并且交易发生时既不影响会计利润也不影响应纳税所得额；

2、对于与子公司、合营企业及联营企业投资相关的可抵扣暂时性差异，同

时满足下列条件的，确认相应的递延所得税资产：暂时性差异在可预见的未来很可能转回，且未来很可能获得用来抵扣可抵扣暂时性差异的应纳税所得额。

于资产负债表日，公司对递延所得税资产和递延所得税负债，按照预期收回该资产或清偿该负债期间的适用税率计量，并反映资产负债表日预期收回资产或清偿负债方式的所得税影响。

于资产负债表日，公司对递延所得税资产的账面价值进行复核。如果未来期间很可能无法获得足够的应纳税所得额用以抵扣递延所得税资产的利益，减记递延所得税资产的账面价值。在很可能获得足够的应纳税所得额时，减记的金额予以转回。

（二十四）经营租赁与融资租赁

公司将实质上转移了与资产所有权有关的全部风险和报酬的租赁确认为融资租赁，除融资租赁之外的其他租赁确认为经营租赁。

1、公司作为出租人

融资租赁中，在租赁期开始日公司按最低租赁收款额与初始直接费用之和作为应收融资租赁款的入账价值，同时记录未担保余值；将最低租赁收款额、初始直接费用及未担保余值之和与其现值之和的差额确认为未实现融资收益。未实现融资收益在租赁期内各个期间采用实际利率法计算确认当期的融资收入。

经营租赁中的租金，公司在租赁期内各个期间按照直线法确认当期损益。发生的初始直接费用，计入当期损益。

2、公司作为承租人

融资租赁中，在租赁期开始日公司将租赁资产公允价值与最低租赁付款额现值两者中较低者作为租入资产的入账价值，将最低租赁付款额作为长期应付款的入账价值，其差额作为未确认融资费用。初始直接费用计入租入资产价值。未确认融资费用在租赁期内各个期间采用实际利率法计算确认当期的融资费用。公司采用与自有固定资产相一致的折旧政策计提租赁资产折旧。

经营租赁中的租金，公司在租赁期内各个期间按照直线法计入相关资产成本

或当期损益；发生的初始直接费用，计入当期损益。

（二十五）重大会计判断和估计

公司根据历史经验和其它因素，包括对未来事项的合理预期，对所采用的重要会计估计和关键假设进行持续的评价。

很可能导致下一会计年度资产和负债的账面价值出现重大调整风险的重要会计估计和关键假设列示如下：

1、金融资产的分类（2019年1月1日之后）

公司在确定金融资产的分类时涉及的重大判断包括业务模式及合同现金流量特征的分析等。

公司在金融资产组合的层次上确定管理金融资产的商业模式，考虑的因素包括评价和向关键管理人员报告金融资产业绩的方式、影响金融资产业绩的风险及其管理方式、以及相关业务管理人员获得报酬的方式等。

公司在评估金融资产的合同现金流量是否与基本借贷安排相一致时，存在以下主要判断：本金是否可能因提前还款等原因导致在存续期内的时间分布或者金额发生变动；利息是否仅包括货币时间价值、信用风险、其他基本借贷风险以及与成本和利润的对价。例如，提前偿付的金额是否仅反映了尚未支付的本金及以未偿付本金为基础的利息，以及因提前终止合同而支付的合理补偿。

2、应收账款预期信用损失的计量（2019年1月1日之后）

公司通过应收账款违约风险敞口和预期信用损失率计算应收账款预期信用损失，并基于违约概率和违约损失率确定预期信用损失率。在确定预期信用损失率时，公司使用内部历史信用损失经验等数据，并结合当前状况和前瞻性信息对历史数据进行调整。在考虑前瞻性信息时，公司使用的指标包括经济下滑的风险、外部市场环境、技术环境和客户情况的变化等。公司定期监控并复核与预期信用损失计算相关的假设。

3、商誉减值

公司至少每年评估商誉是否发生减值。这要求对分配了商誉的资产组的使用

价值进行估计。估计使用价值时，公司需要估计未来来自资产组的现金流量，同时选择恰当的折现率计算未来现金流量的现值。

4、递延所得税资产

在很有可能有足够的应纳税利润来抵扣亏损的限度内，应就所有未利用的税务亏损确认递延所得税资产。这需要管理层运用大量的判断来估计未来应纳税利润发生的时间和金额，结合纳税筹划策略，以决定应确认的递延所得税资产的金额。

(二十六) 重要会计政策、会计估计的变更

1、重要会计政策变更

(1) 2018 年度会计政策变更

①根据财政部《关于修订印发 2018 年度一般企业财务报表格式的通知》(财会〔2018〕15 号)，公司对财务报表格式进行了以下修订：

A、资产负债表

将原“应收票据”及“应收账款”行项目整合为“应收票据及应收账款”；将原“应收利息”及“应收股利”行项目归并至“其他应收款”；将原“固定资产清理”行项目归并至“固定资产”；将原“工程物资”行项目归并至“在建工程”；将原“应付票据”及“应付账款”行项目整合为“应付票据及应付账款”项目；将原“应付利息”及“应付股利”行项目归并至“其他应付款”；将原“专项应付款”行项目归并至“长期应付款”。

B、利润表

从原“管理费用”中分拆出“研发费用”；在“财务费用”行项目下分别列示“利息费用”和“利息收入”明细项目；

公司对可比期间的比较数据按照财会〔2018〕15 号文进行调整。

该会计政策变更由公司于 2019 年 5 月 21 日召开的第二次临时董事会会议批准。

财务报表格式的修订对公司财务状况和经营成果无重大影响。

②根据财政部《关于 2018 年度一般企业财务报表格式有关问题的解读》，公司作为个人所得税的扣缴义务人，根据《中华人民共和国个人所得税法》收到的扣缴税款手续费在“其他收益”中列报。

公司实际收到的政府补助，无论是与资产相关还是与收益相关，在编制现金流量表时均作为经营活动产生的现金流量列报。

③财政部于 2017 年颁布了《企业会计准则解释第 9 号——关于权益法下有关投资净损失的会计处理》（财会〔2017〕16 号）、《企业会计准则解释第 10 号——关于以使用固定资产产生的收入为基础的折旧方法》（财会〔2017〕17 号）、《企业会计准则解释第 11 号——关于以使用无形资产产生的收入为基础的摊销方法》（财会〔2017〕18 号）和《企业会计准则解释第 12 号——关于关键管理人员服务的提供方与接受方是否为关联方》（财会〔2017〕19 号）（统称解释 9-12 号），自 2018 年 1 月 1 日起施行。

解释第 9-12 号对公司财务状况和经营成果无重大影响。

（3）2019 年度会计政策变更

①财务报表格式

财政部于 2019 年 4 月发布了《财政部关于修订印发 2019 年度一般企业财务报表格式的通知》（财会〔2019〕6 号），2018 年 6 月发布的《财政部关于修订印发 2018 年度一般企业财务报表格式的通知》（财会〔2018〕15 号）同时废止；财政部于 2019 年 9 月发布了《财政部关于修订印发合并财务报表格式（2019 版）的通知》（财会〔2019〕16 号），《财政部关于修订印发 2018 年度合并财务报表格式的通知》（财会〔2018〕1 号）同时废止。根据财会〔2019〕6 号和财会〔2019〕16 号，公司对财务报表格式进行了以下修订：

资产负债表，将“应收票据及应收账款”行项目拆分为“应收票据”及“应收账款”；将“应付票据及应付账款”行项目拆分为“应付票据”及“应付账款”。

公司对可比期间的比较数据按照财会〔2019〕6 号文进行调整。

财务报表格式的修订对公司的资产总额、负债总额、净利润、其他综合收益等无影响。

②新金融工具准则

财政部于2017年颁布了《企业会计准则第22号——金融工具确认和计量(修订)》《企业会计准则第23号——金融资产转移(修订)》《企业会计准则第24号——套期会计(修订)》及《企业会计准则第37号——金融工具列报(修订)》(统称“新金融工具准则”),公司于2019年5月21日召开的第二次临时董事会会议,批准自2019年1月1日起执行新金融工具准则,对会计政策相关内容进行了调整。变更后的会计政策详见本节之“四、(六)金融工具”。

新金融工具准则要求根据管理金融资产的业务模式和金融资产的合同现金流量特征,将金融资产划分为以下三类:(1)以摊余成本计量的金融资产;(2)以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产;(3)以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产。混合合同包含的主合同属于金融资产的,不应从该混合合同中分拆嵌入衍生工具,而应当将该混合合同作为一个整体适用金融资产分类的相关规定。

新金融工具准则以“预期信用损失法”替代了原金融工具准则规定的、根据实际已发生减值损失确认减值准备的方法。“预期信用损失法”模型要求持续评估金融资产的信用风险,因此在新金融工具准则下,公司信用损失的确认时点早于原金融工具准则。

公司以预期信用损失为基础,对下列项目进行减值会计处理并确认损失准备:

以摊余成本计量的金融资产;

以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的应收款项和债权投资;

《企业会计准则第14号——收入》定义的合同资产(2020年1月1日以后);

租赁应收款;

财务担保合同(以公允价值计量且其变动计入当期损益、金融资产转移不符合终止确认条件或继续涉入被转移金融资产所形成的除外)。

公司按照新金融工具准则的规定,除某些特定情形外,对金融工具的分类和

计量（含减值）进行追溯调整，将金融工具原账面价值和在新金融工具准则施行日（即 2019 年 1 月 1 日）的新账面价值之间的差额计入 2019 年年初留存收益或其他综合收益。同时，公司未对比较财务报表数据进行调整。

③新非货币性资产交换准则

财政部于 2019 年 5 月 16 日发布了《企业会计准则第 7 号——非货币性资产交换》，明确了货币性资产和非货币性资产的概念和准则的适用范围，明确了非货币性资产交换的确认时点，明确了不同条件下非货币交换的价值计量基础和核算方法及同时完善了相关信息披露要求。公司对 2019 年 1 月 1 日以后新发生的非货币性资产交换交易采用未来适用法处理，对 2019 年 1 月 1 日以前发生的非货币性资产交换交易不进行追溯调整。

（4）2020 年度会计政策变更

新收入准则

财政部于 2017 年颁布了《企业会计准则第 14 号——收入（修订）》（以下简称“新收入准则”），公司经第一届董事会第五次会议决议自 2020 年 1 月 1 日起执行该准则，对会计政策相关内容进行了调整。

公司在履行了合同中的履约义务，即在客户取得相关商品或服务的控制权时，确认收入。在满足一定条件时，公司属于在某一时段内履行履约义务，否则，属于在某一时点履行履约义务。合同中包含两项或多项履约义务的，公司在合同开始日，按照各单项履约义务所承诺商品或服务的单独售价的相对比例，将交易价格分摊至各单项履约义务，按照分摊至各单项履约义务的交易价格计量收入。

公司依据新收入准则有关特定事项或交易的具体规定调整了相关会计政策。

公司已向客户转让商品而有权收取对价的权利，且该权利取决于时间流逝之外的其他因素作为合同资产列示。公司已收或应收客户对价而应向客户转让商品的义务作为合同负债列示。

公司根据首次执行新收入准则的累积影响数，调整公司 2020 年年初留存收益及财务报表其他相关项目金额，未对比较财务报表数据进行调整。公司仅对在 2020 年 1 月 1 日尚未完成的合同的累积影响数调整公司 2020 年年初留存收益及

财务报表其他相关项目金额。

单位：万元

会计政策变更的内容和原因	受影响的报表项目	影响金额 (2020年1月1日)
因执行新收入准则，本集团将与销售商品及提供劳务相关、不满足无条件收款权的收取对价的权利计入合同资产；将与销售商品及与提供劳务相关的预收款项重分类至合同负债	合同负债	276.45
	预收款项	-276.45

与原收入准则相比，执行新收入准则对 2020 年度财务报表相关项目的影响如下：

单位：万元

受影响的资产负债表项目	影响金额 (2020年12月31日)
合同负债	259.94
预收款项	-259.94

此次会计政策变更除上述影响外，对公司财务报表无影响，无需调整期初留存收益。

2、重要会计估计变更

报告期内，公司不存在调整固定资产折旧年限、残值率的情况。

公司严格按照《企业会计准则》的相关规定，结合自身的实际情况，审慎确定了在建工程结转固定资产的具体标准和时点、固定资产的折旧政策，与同行业公司不存在重大差异；报告期内，公司不存在滥用或随意变更会计政策调节折旧进而调节利润的情形。

(二十七) 前期重大差错更正

经公司重新分析，洞头风电分公司固定资产在 2016 年 12 月 31 日存在减值迹象，并经评估其可回收金额为 4,620.00 万元，按此计算，固定资产在 2016 年 12 月 31 日应计提减值准备 2,360.44 万元。

由于更正上述前期重大差错，调整了报告各期财务数据，具体情况如下（调增+，调减-）：

单位：万元

项 目	2020年1月1日/ 2020年度	2019年1月1日/ 2019年度	2018年1月1日/ 2018年度
期初留存收益	-1,769.18	-1,967.57	-2,162.56
期中：盈余公积	19.84	29.39	9.89
未分配利润	162.03	-1,996.97	-2,172.46
资本公积	-1,951.04	-	-
固定资产	-1,769.18	-1,967.57	-2,162.56
营业成本	-	-198.40	-194.99
利润总额	-	198.40	194.99
净利润	-	198.40	194.99

注：调整 2020 年 1 月 1 日资本公积的原因系 2019 年公司股改所致。

五、公司适用的各种税项及享受的税收优惠政策

（一）主要税种及税率

税 种	计税依据	法定税率（%）
增值税	应税收入	3、5、6、9、10、11、13、16、17
城市维护建设税	实缴流转税额	7、5、1
教育费附加	实缴流转税额	3
地方教育附加	实缴流转税额	2
企业所得税	应纳税所得额	15、20、25

注 1：财政部、国税总局发布《关于调整增值税税率的通知》（财税〔2018〕23 号）文件：纳税人发生增值税应税销售行为或者进口货物，原适用 17% 和 11% 税率的，税率分别调整为 16%、10%，自 2018 年 5 月 1 日起执行。

注 2：财政部、税务总局、海关总署公告 2019 年第 39 号《关于深化增值税改革有关政策的公告》，自 2019 年 4 月 1 日起，增值税一般纳税人发生增值税应税销售行为或者进口货物，原适用 16% 和 10% 税率的，税率调整为 13%、9%。

注 3：中卫光伏、中卫太阳能、金昌太阳能、民勤光伏、永昌光伏、高台光伏、嘉峪关光伏、天润新能、敦煌光伏、瓜州光伏、金昌电力、博州新能源、博乐新能源、特克斯太阳能、伊阳能源、四子王旗能源、聚阳能源、柯坪电力、新疆电力、青海昱辉、大柴旦新能源、宁夏新能源企业所得税率为 15%，徐州新能源、泰州新能源、济南新能源、赣州新能源、新能企管、丹阳电力、聚合光伏企业所得税率为 20%，原因详见本节之“五、（二）1、企业所得税”。

（二）税收优惠

1、企业所得税

（1）根据《财政部、海关总署、国家税务总局关于深入实施西部大开发战略有关税收政策问题的通知》（财税〔2011〕58号）第二条、《国家税务总局关于深入实施西部大开发战略有关企业所得税问题的公告》（国家税务总局公告2012年第12号）、《国家税务总局关于执行<西部地区鼓励类产业目录>有关企业所得税问题的公告》等规定，自2011年1月1日至2020年12月31日，对设在西部地区以《西部地区鼓励类产业目录》中规定的产业项目为主营业务，且其当年度主营业务收入占企业收入总额70%以上的企业，经企业申请，主管税务机关审核确认后，可按15%税率缴纳企业所得税。2020年4月23日，财政部、税务总局、国家发展改革委联合发布的《关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（财政部公告2020年第23号）对上述期间进行了展期，展期后为2011年1月1日至2030年12月31日，并将主营业务收入占企业收入总额的70%以上变更为60%以上。

中卫光伏、中卫太阳能、金昌太阳能、民勤光伏、永昌光伏、高台光伏、嘉峪关光伏、天润新能、敦煌光伏、瓜州光伏、金昌电力、博州新能源、博乐新能源、特克斯太阳能、伊阳能源、四子王旗能源、聚阳能源、柯坪电力、新疆电力、青海昱辉、大柴旦新能源、宁夏新能源依据上述政策，按15%税率缴纳企业所得税。

（2）根据《财政部税务总局关于实施小微企业普惠性税收减免政策的通知》（财税〔2019〕13号）、《国家税务总局关于实施小型微利企业普惠性所得税减免政策有关问题的公告》（国家税务总局公告2019年第2号）规定自2019年1月1日至2021年12月31日，对小型微利企业年应纳税所得额不超过100万元的部分，减按25%计入应纳税所得额，按20%的税率缴纳企业所得税；对年应纳税所得额超过100万元但不超过300万元的部分，减按50%计入应纳税所得额，按20%的税率缴纳企业所得税。

徐州新能源、泰州新能源、济南新能源、赣州新能源、新能企管、丹阳电力、聚合光伏依据上述政策，按20%税率缴纳企业所得税。

(3) 根据《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》(国税发〔2009〕80号)、《财政部、国家税务总局关于执行公共基础设施项目企业所得税优惠目录有关问题的通知》(财税[2008]46号)、《中华人民共和国企业所得税法》第27条、《中华人民共和国企业所得税法实施条例》第87、89条规定和《财政部、国家税务总局关于公共基础设施项目和环境保护节能节水项目企业所得税优惠政策问题的通知》(财税〔2012〕10号)、《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》(财税[2008]116号)、《财政部、国家税务总局关于公共基础设施项目享受企业所得税优惠政策问题的补充通知》(财税[2014]55号)、《国家税务总局关于电网企业电网新建项目享受所得税优惠政策问题的公告》(国家税务总局公告2013年第26号)等规定,以下子公司从事太阳能发电新建项目的所得,自该项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起,第一年至第三年免征企业所得税,第四年至第六年减半征收企业所得税,各子公司优惠期如下:

纳税主体名称	三年免税期	三年减半期
中卫光伏	2014.1.1-2016.12.31	2017.1.1-2019.12.31
中卫太阳能	2015.1.1-2017.12.31	2018.1.1-2020.12.31
金昌太阳能	2015.1.1-2017.12.31	2018.1.1-2020.12.31
民勤光伏	2013.1.1-2015.12.31	2016.1.1-2018.12.31
永昌光伏	2013.1.1-2015.12.31	2016.1.1-2018.12.31
高台光伏	2013.1.1-2015.12.31	2016.1.1-2018.12.31
嘉峪关光伏	2017.1.1-2019.12.31	2020.1.1-2022.12.31
天润新能	2015.1.1-2017.12.31	2018.1.1-2020.12.31
敦煌光伏二期项目	2015.1.1-2017.12.31	2018.1.1-2020.12.31
瓜州光伏	2016.1.1-2018.12.31	2019.1.1-2021.12.31
金昌电力	2015.1.1-2017.12.31	2018.1.1-2020.12.31
长兴新能	2017.1.1-2019.12.31	2020.1.1-2022.12.31
松阳光伏	2016.1.1-2018.12.31	2019.1.1-2021.12.31
衢州光能	2016.1.1-2018.12.31	2019.1.1-2021.12.31
永修浙源	2018.1.1-2020.12.31	2021.1.1-2023.12.31
杭州浙源	2018.1.1-2020.12.31	2021.1.1-2023.12.31
松阳浙源	2018.1.1-2020.12.31	2021.1.1-2023.12.31
江北浙源	2018.1.1-2020.12.31	2021.1.1-2023.12.31

纳税主体名称	三年免税期	三年减半期
杭州湾浙源	2019.1.1-2021.12.31	2022.1.1-2024.12.31
舟山浙源	2019.1.1-2021.12.31	2022.1.1-2024.12.31
龙游新能源	2017.1.1-2019.12.31	2020.1.1-2022.12.31
博乐新能源五期项目	2015.1.1-2017.12.31	2018.1.1-2020.12.31
博乐新能源六期项目	2016.1.1-2018.12.31	2019.1.1-2021.12.31
特克斯太阳能	2015.1.1-2017.12.31	2018.1.1-2020.12.31
伊阳能源	2016.1.1-2018.12.31	2019.1.1-2021.12.31
丹阳电力	2017.1.1-2019.12.31	2020.1.1-2022.12.31
泰州新能源	2015.1.1-2017.12.31	2018.1.1-2020.12.31
四子王旗能源	2015.1.1-2017.12.31	2018.1.1-2020.12.31
宿州新能源	2016.1.1-2018.12.31	2019.1.1-2021.12.31
聚阳能源一期项目	2015.1.1-2017.12.31	2018.1.1-2020.12.31
聚阳能源二期项目	2016.1.1-2018.12.31	2019.1.1-2021.12.31
无锡电力	2018.1.1-2020.12.31	2021.1.1-2023.12.31
济南新能源	2015.1.1-2017.12.31	2018.1.1-2020.12.31
赣州新能源	2015.1.1-2017.12.31	2018.1.1-2020.12.31
新疆电力三、四期项目	2016.1.1-2018.12.31	2019.1.1-2021.12.31
湖南电力	2018.1.1-2020.12.31	2021.1.1-2023.12.31
苏州电力	2018.1.1-2020.12.31	2021.1.1-2023.12.31
聚合光伏	2020.1.1-2022.12.31	2023.1.1-2025.12.31
宁夏新能源	2020.1.1-2022.12.31	2023.1.1-2025.12.31
大柴旦新能源	2020.1.1-2022.12.31	2023.1.1-2025.12.31
东台双创新能	2020.1.1-2022.12.31	2023.1.1-2025.12.31

2、增值税

(1) 根据 2016 年 7 月《财政部、国家税务总局关于继续执行光伏发电增值税政策的通知》(财税〔2016〕81 号) 文件：自 2016 年 1 月 1 日至 2018 年 12 月 31 日，对纳税人销售自产的太阳能电力产品，实行增值税即征即退 50% 的政策。文到之日前，已征的按照通知规定予以退还的增值税，可递减纳税人以后月份应缴纳的增值税或予以退还。

(2) 根据《财政部税务总局关于实施小微企业普惠性税收减免政策的通知》

(财税[2019]13号)对月销售额10万以下的增值税小规模纳税人,免征增值税。新能企管享受此优惠。

(3)根据2015年6月《财政部、国家税务总局关于风力发电增值税政策的通知》(财税〔2015〕74号)文件:自2015年7月1日起,对纳税人销售自产的利用风力生产的电力产品,实行增值税即征即退50%的政策。

(4)根据《财政部、税务总局关于支持新型冠状病毒感染的肺炎疫情防控有关税收政策的公告》(财政部、税务总局公告2020年第8号)文件自2020年1月1日起,对纳税人提供公共交通运输服务、生活服务,以及为居民提供必需生活物资快递收派服务取得的收入,免征增值税。

3、房产税和城镇土地使用税

(1)根据《宁夏回族自治区地方税务局关于贯彻执行自治区加快发展非公有制经济有关税收政策的通知》(宁地税发〔2013〕52号),对新办小微企业可实行房产税、城镇土地使用税“三免三减半”政策,中卫太阳能的房产税和城镇土地使用税于2015年度至2017年度为免征期,2018年度为减半期。

(2)根据《敦煌市地方税务局征收服务局税务事项通知书》(敦地税征收税通〔2018〕328号)文件,敦煌光伏城镇土地使用税减征幅度为40%,减征期限为2017年1月1日至2017年12月31日。敦煌光伏2017年已经全额缴纳土地使用税,故2017年应减免的土地使用税917,649.72元在2018年度抵减。

(3)根据《温州市洞头地方税务局税务事项通知书》(洞地税通〔2018〕5295号)文件,洞头风电分公司城镇土地使用税减征额度为8,639.10元,减征期限为2017年1月1日至2017年12月31日。

(4)根据国家税务总局杭州市临安区税务局印发的杭临税通[2019]15849号《税务事项通知书》文件,华光潭水电2019年城镇土地使用税减征额度48,567.20元,减征期限为2019年1月1日至2019年12月31日。

(5)根据国家税务总局杭州市临安区税务局印发的杭临税通[2019]15844号《税务事项通知书》文件,华光潭水电2019年房产税减征额度298,569.96元,减征期限为2019年1月1日至2019年12月31日。

4、水资源费

根据 2020 年 7 月 7 日《浙江省水利厅关于助力市场主体纾困落实水资源费减免政策的通知》（浙水财[2020]5 号），2020 年 7 月 1 日至 2020 年 12 月 31 日期间，浙江省范围内利用取水工程或者设施直接从江河、湖泊或者地下取用水资源的单位和个人所缴纳的水资源费，一律按规定标准的 80% 征收。

六、经注册会计师核验的非经常性损益明细表

（一）经注册会计师核验的非经常性损益明细表

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
非流动性资产处置损益	-56.24	365.87	-1,831.73
计入当期损益的政府补助（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）	304.09	227.14	373.32
计入当期损益的对非金融企业收取的资金占用费	99.22	142.13	183.30
取得子公司、联营企业及合营企业的投资成本小于取得投资时应享有被投资单位可辨认净资产公允价值产生的收益	-	69.23	3,118.01
债务重组收益	4,139.22	-	-
除同公司正常经营业务相关的有效套期保值业务外，持有以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产、金融负债产生的公允价值变动损益	94.15	-	-0.59
处置以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产、金融负债和可供出售金融资产取得的投资收益	-	19.29	89.45
单独进行减值测试的应收款项、合同资产减值准备转回	640.00	921.09	-
受托经营取得的托管费收入	405.48	-	-
除上述各项之外的其他营业外收入和支出	333.67	81.92	-26.88
其他符合非经常性损益定义的损益项目	1,054.74	425.81	908.55
非经常性损益总额	7,014.33	2,252.49	2,813.43
减：非经常性损益的所得税影响数	748.92	64.08	151.79
非经常性损益净额	6,265.41	2,188.40	2,661.64

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
减：归属于少数股东的非经常性损益净影响数（税后）	2,204.78	125.24	75.58
归属于公司普通股股东的非经常性损益	4,060.62	2,063.16	2,586.05

2019 年度，单独进行减值测试的应收款项减值准备转回项目合计 921.09 万元，主要系金华市沙畈水库管理处和玉溪水利归还省筹贷款 784.00 万元以及大岭坪水电归还借款 117.09 万元等。

2018 年度，其他符合非经常性损益定义的损益项目主要为被投资企业非经常性损益情况对公司的影响。

2019 年度，其他符合非经常性损益定义的损益项目主要包含融资租赁增值税率调整影响-686.02 万元、被投资企业非经常性损益情况对公司的影响 913.44 万元。

2020 年度，其他符合非经常性损益定义的损益项目主要包含融资租赁增值税率调整影响 469.49 万元、被投资企业非经常性损益情况对公司的影响 350.32 万元。

2019 年度、2020 年度的融资租赁增值税率调整影响具体情况为：根据《关于深化增值税改革有关政策的公告》（财政部、税务总局、海关总署公告 2019 年第 39 号），融资租入资产税率由原 16% 调整 13%。因 2019 年公司与融资租赁出租方就上述税率调整导致融资成本的变化尚未达成一致意见，公司基于谨慎性原则将税率变化可能导致融资成本的增加一次性确认当期损失。2020 年度，公司与融资租赁出租方最终达成一致意见，部分资产因税率调整导致融资成本的变化由出租方承担，因此公司相应的将原已确认损失部分予以调整。

2020 年度债务重组收益情况详见本招股意向书第七节之“四、（二）7、与关联方债务重组”。

2020 年度受托经营取得的托管费收入主要包括向浙晶发展下属五个光伏发电项目收取的受托经营费 310.24 万元、向浙能电力下属五个光伏发电项目及长广集团下属一个光伏发电项目收取的受托经营费 95.24 万元。

（二）非经常性损益影响分析

单位：万元

项 目	2020年度	2019年度	2018年度
归属于母公司股东的净利润	28,372.03	40,750.90	15,051.50
归属于母公司股东的非经常性损益净额	4,060.62	2,063.16	2,586.05
扣除非经常性损益后归属于母公司股东的净利润	24,311.41	38,687.74	12,465.45
非经常性损益净额占净利润的比例	14.31%	5.06%	17.18%

七、最近一期收购的企业收购前一年利润表情况

为了扩充光伏发电业务,发行人于2020年4月收购了聚和新能源100%股权,具体情况详见本招股意向书第五节之“三、(二)7、2020年4月,发行人收购聚和新能源100%股权”。

聚和新能源2019年利润表主要情况如下:

单位：元

项 目	2019年度
营业收入	-
营业利润	30.76
利润总额	30.76
净利润	30.76

注：上述财务数据未经审计。

八、最近一期末主要资产情况

截至2020年12月31日,公司资产总额为2,977,292.44万元,主要为固定资产、应收账款、货币资金、长期股权投资、在建工程等。

（一）固定资产

截至2020年12月31日,公司固定资产类别、折旧年限、原值、净值情况如下:

单位：万元

类别	折旧年限(年)	账面原值	账面价值
房屋建筑物	20-45	720,089.73	468,136.57

类别	折旧年限（年）	账面原值	账面价值
机器设备	5-30	1,095,031.01	902,095.87
运输设备	6	4,552.85	832.60
电子设备及其他	4-10	9,148.76	2,624.76
合计		1,828,822.35	1,373,689.79

（二）应收账款

截至 2020 年 12 月 31 日，公司应收账款按预期信用损失分类情况如下：

单位：万元

类别	账面金额	比例	坏账准备	计提比例	账面价值
组合 1	4,803.11	1.32%	24.02	0.50%	4,779.09
组合 2	326,115.71	89.74%	26,495.79	8.12%	299,619.91
组合 3	30,708.31	8.45%	2,844.88	9.26%	27,863.42
组合 4	1,771.64	0.49	8.86	0.50%	1,762.79
合计	363,398.77	100.00%	29,373.55	8.08%	334,025.21

（三）货币资金

截至 2020 年 12 月 31 日，公司货币资金情况如下：

单位：万元

项目	金额
库存现金	0.03
银行存款	103,665.70
其中：财务公司存款	96,219.96
其他货币资金	335.63
合计	104,001.35

（四）长期股权投资

截至 2020 年 12 月 31 日，公司长期股权投资系对合营公司和联营公司的股权投资，长期股权投资情况如下：

单位：万元

被投资单位	持股比例	期末投资额
嵊泗海上风电	50.00%	28,133.24
青山殿水电	35.50%	3,899.75

被投资单位	持股比例	期末投资额
沙岙电站	35.00%	820.56
仙居水电	30.00%	1,823.71
玉溪水利	32.47%	5,081.83
石塘水电	26.60%	2,308.39
桐柏抽水蓄能	23.00%	23,306.36
钱江水利	25.44%	81,016.74
惠宁电力	44.44%	1,185.15
高湖水电	17.43%	120.56
珊溪水电	15.36%	25,264.10
大岭坪水电	15.07%	75.22
天荒坪抽水蓄能	11.11%	19,671.57
舟山智慧能源	20.00%	2,938.41
衢江抽水蓄能	15.00%	3,413.00
武强水电	41.00%	1,278.18
阳高风电	35.00%	4,625.09
广灵风电	35.00%	13,478.09
合 计		218,439.96

（五）在建工程

截至 2020 年 12 月 31 日，公司在建工程明细如下：

单位：万元

项 目	账面余额	减值准备	账面净值
江苏竹根沙 300MW 海上风电场项目	363,285.61	-	363,285.61
浙能嘉兴 1 号海上风电项目	242,657.06	-	242,657.06
浙能宁夏中卫香山风电项目	68,667.16	-	68,667.16
五家渠北塔山牧场风电项目	64,939.87	-	64,939.87
五家渠浙能新能源六师北塔山牧场 20MWp 光伏发电项目	6,468.77	-	6,468.77
五家渠浙新能六师北塔山牧场 50MWp 光伏发电项目	17,088.86	-	17,088.86
风、光、水集中监控平台	2,251.56	-	2,251.56
浙能杭州湾金田新材料分布式光伏发电项目	2,046.16	-	2,046.16
其他	2,554.29	-	2,554.29

项 目	账面余额	减值准备	账面净值
合 计	769,959.35	-	769,959.35

九、最近一期末主要债项情况

截至 2020 年 12 月 31 日，公司负债总额为 1,964,816.26 万元，主要为长期借款、长期应付款、短期借款等。

（一）长期借款

截至 2020 年 12 月 31 日，公司长期借款构成情况如下：

单位：万元

项 目	金额
质押借款	800,591.90
保证、抵押和质押借款	285,143.05
信用借款	156,900.00
保证和质押借款	81,519.33
抵押和质押借款	2,600.00
小 计	1,326,754.28
减：一年内到期的长期借款	195,405.20
加：长期借款应计利息	1,568.28
合 计	1,132,917.36

（二）长期应付款

截至 2020 年 12 月 31 日，公司长期应付款构成情况如下：

单位：万元

项 目	金额
应付融资租赁款	198,346.10
往来借款	4,391.21
小 计	202,737.31
减：一年内到期长期应付款	78,180.23
合 计	124,557.08

（三）短期借款

截至 2020 年 12 月 31 日，公司短期借款余额为 215,281.69 万元，其中短期借款应计利息为 281.69 万元，短期借款均为信用借款。

十、股东权益变动情况

报告期各期末，公司股东权益情况如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
股本	187,200.00	187,200.00	78,000.00
资本公积	371,905.27	371,901.85	343,137.44
其他综合收益	7.63	7.53	-789.29
专项储备	-	-	0.65
盈余公积	8,084.09	4,798.91	21,014.35
未分配利润	89,384.42	64,297.56	131,416.93
归属于母公司股东权益合计	656,581.41	628,205.85	572,780.08
少数股东权益	355,894.76	342,445.45	173,915.89
合 计	1,012,476.18	970,651.30	746,695.97

十一、现金流量情况

报告期内，公司现金流量情况如下：

单位：万元

项 目	2020 年年度	2019 年度	2018 年度
一、经营活动产生的现金流量净额	121,534.14	120,272.22	64,601.70
经营活动现金流入小计	179,771.02	188,982.41	109,789.88
经营活动现金流出小计	58,236.88	68,710.20	45,188.17
二、投资活动产生的现金流量净额	-485,798.13	-323,472.04	-151,615.05
投资活动现金流入小计	30,165.96	77,740.41	13,015.76
投资活动现金流出小计	515,964.09	401,212.45	164,630.81
三、筹资活动产生的现金流量净额	343,069.94	65,182.48	305,646.99
筹资活动现金流入小计	785,966.18	384,214.42	481,449.87
筹资活动现金流出小计	442,896.25	319,031.93	175,802.88
四、汇率变动对现金及现金等价物	-	-	-

项 目	2020 年年度	2019 年度	2018 年度
的影响			
五、现金及现金等价物净增加额	-21,194.05	-138,017.34	218,633.64
加：期初现金及现金等价物余额	121,496.42	259,513.76	40,880.12
六、期末现金及现金等价物余额	100,302.37	121,496.42	259,513.76

十二、资产负债表日后事项、或有事项及其他重要事项

（一）或有事项

截至 2020 年 12 月 31 日，公司不存在应披露的或有事项。

（二）资产负债表日后事项

截至审计报告出具日，公司不存在其他应披露的资产负债表日后事项。

十三、政府补助

报告期各期，采用总额法计入当期损益的政府补助情况如下：

单位：万元

2020 年度					
序号	补助项目	补助主体	金额	发文单位	文件号
1	龙游新能源省可再生资源发展专项资金补助	龙游新能源	20.00	龙游县湖镇镇人民政府	湖政[2017]25号
2	增值税即征即退		39.69		
3	嘉峪关市 2018 年度非公有制经济奖励扶持资金	嘉峪关光伏	10.00	中共嘉峪关市委办公室	嘉发[2018]37号
4	分布式光伏发电杭州市补助	杭州浙源	37.48	杭州市余杭区经济和信息化局、杭州市余杭区发展和改革局	
5	大洋水电人员安置补偿费	大洋水电	14.64	景宁畲族自治县水利局	
6	第四师“升规纳限”奖励资金	伊阳能源	10.00	第四师可克达拉市办公室	
7	其他		39.07		
8	递延收益结转		172.90		

合 计			343.78		
2019 年度					
序号	补助项目	补助主体	金额	发文单位	文件号
1	增值税即征即退		36.54		
2	分布式光伏发电 杭州市补助	杭州浙源	13.70	杭州市余杭区经济和 信息化局、杭州市余 杭区发展和改革局	
3	其他		16.76		
4	递延收益结转		196.68		
合 计			263.68		
2018 年度					
序号	补助项目	补助主体	金额	发文单位	文件号
1	江北区节能减排 扶持资金	宁波浙源	100.00	江北区经济和信息化 局、江北区财政局	北 区 经 信 [2016]32 号
2	增值税即征即退		48.45		
3	2018 年省对口协 作方向资金	松阳光伏	20.00	松阳县人民政府经济 合作交流办公室、松 阳县财政局	松经合[2017]8 号
4	敦煌市工业和信 息化局小升规企 业奖励资金	敦煌天润	20.00		
5	其他		12.86		
6	递延收益结转		220.46		
合 计			421.77		

其中，计入递延收益的政府补助情况如下：

单位：万元

补助项目	补助主体	发文单位	文件号	本期计入损益金额		
				2020 年度	2019 年度	2018 年度
滩坑水电站的防洪 库容建设补助	北海水电	浙江省人民	[2002]6 号	111.11	111.11	111.11
淳安武强溪防洪工 程（木瓜水库）建 设专项补助资金	武强水电			-	23.78	47.56
2014 年水库加固补 助资金	谢村源水 电	浙江省水利 厅、浙江省 财政厅	浙 水 计 [2014]13 号	45.40	45.40	45.40
2011 农田水利省补 助资金	谢村源水 电	浙江省财政 厅	浙 财 农 [2011]426	10.06	10.06	10.06

补助项目	补助主体	发文单位	文件号	本期记入损益金额		
				2020 年度	2019 年度	2018 年度
			号			
2012 小水库改造省 补助资金	谢村源水 电			6.33	6.33	6.33
合 计				172.90	196.68	220.46

十四、主要财务指标

(一) 主要财务指标

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
流动比率（倍）	0.69	1.05	2.20
速动比率（倍）	0.69	1.05	2.20
资产负债率（合并）（%）	65.99	59.88	56.77
资产负债率（母公司）（%）	46.20	39.63	44.47
无形资产（扣除土地使用权、海域 使用权）占净资产的比例（%）	0.07	0.09	0.15
归属于发行人股东的每股净资产 （元/股）	3.51	3.36	7.34
项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
应收账款周转率（次/年）	0.80	1.13	1.97
存货周转率（次/年）	235.57	189.82	145.49
息税折旧摊销前利润（万元）	201,009.63	179,617.90	104,989.57
利息保障倍数（倍）	1.56	2.68	1.66
每股经营活动产生的现金流量净额 （元/股）	0.65	0.64	0.83
每股净现金流量（元/股）	-0.11	-0.74	2.80

注：上述财务指标的计算方法如下：

流动比率=流动资产/流动负债；

速动比率=（流动资产-存货）/流动负债；

资产负债率（合并）=负债总额/资产总额；

资产负债率（母公司）=母公司负债总额/母公司资产总额；

无形资产（扣除土地使用权、海域使用权）占净资产的比例=无形资产（不含土地使
用权、海域使用权）/净资产；

归属于发行人股东的每股净资产=归属于发行人股东的期末净资产/期末股本总额；

应收账款周转率=营业收入/应收账款期初期末平均账面价值；

存货周转率=营业成本/存货期初期末平均账面价值；

息税折旧摊销前利润=利润总额+利息支出+折旧+摊销；

利息保障倍数=(利润总额+利息费用)/(利息费用+资本化利息支出);
 每股经营活动产生的现金流量净额=经营活动产生的现金流量净额/期末股本总额;
 每股净现金流量=现金流量净额/期末股本总额。

(二) 净资产收益率和每股收益

根据中国证监会《公开发行证券公司信息编报规则第9号——净资产收益率和每股收益的计算及披露》(2010年修订)的规定,本公司报告期净资产收益率和每股收益如下:

1、净资产收益率

报告期利润	加权平均净资产收益率(%)		
	2020年度	2019年度	2018年度
归属于公司普通股股东的净利润	4.42	6.87	3.95
扣除非经常性损益后归属于公司普通股股东的净利润	3.78	6.52	3.27

2、每股收益

报告期利润	2020年度		2019年度	
	基本每股收益 (元/股)	稀释每股收益 (元/股)	基本每股收益 (元/股)	稀释每股收益 (元/股)
归属于公司普通股股东的净利润	0.1516		0.2177	
扣除非经常性损益后归属于公司普通股股东的净利润	0.1299		0.2067	

注:净资产收益率和每股收益的计算公式如下:

(1) 加权平均净资产收益率

$$\text{加权平均净资产收益率} = P_0 / (E_0 + NP \div 2 + E_i \times M_i \div M_0 - E_j \times M_j \div M_0 \pm E_k \times M_k \div M_0)$$

其中: P_0 分别对应于归属于公司普通股股东的净利润、扣除非经常性损益后归属于公司普通股股东的净利润; NP 为归属于公司普通股股东的净利润; E_0 为归属于公司普通股股东的期初净资产; E_i 为报告期发行新股或债转股等新增的、归属于公司普通股股东的净资产; E_j 为报告期回购或现金分红等减少的、归属于公司普通股股东的净资产; M_0 为报告期月份数; M_i 为新增净资产次月起至报告期期末的累计月数; M_j 为减少净资产次月起至报告期期末的累计月数; E_k 为因其他交易或事项引起的、归属于公司普通股股东的净资产增减变动; M_k 为发生其他净资产增减变动次月起至报告期期末的累计月数。

(2) 基本每股收益= $P_0 \div S$

$$S = S_0 + S_1 + S_i \times M_i \div M_0 - S_j \times M_j \div M_0 - S_k$$

其中: P_0 为归属于公司普通股股东的净利润或扣除非经常性损益后归属于普通股股东的净利润; S 为发行在外的普通股加权平均数; S_0 为期初股份总数; S_1 为报告期因公积金转增股本或股票股利分配等增加股份数; S_i 为报告期因发行新股或债转股等增加股份数; S_j 为报告期因回购等减少股份数; S_k 为报告期缩股数; M_0 为报告期月份数; M_i 为增加股

份次月起至报告期期末的累计月数；Mj 为减少股份次月起至报告期期末的累计月数。

(3) 稀释每股收益= $P1 / (S0 + S1 + Si \times Mi \div M0 - Sj \times Mj \div M0 - Sk + \text{认股权证、股份期权、可转换债券等增加的普通股加权平均数})$

其中，P1 为归属于公司普通股股东的净利润或扣除非经常性损益后归属于公司普通股股东的净利润，并考虑稀释性潜在普通股对其影响，按《企业会计准则》及有关规定进行调整。

(4) 2018 年度公司为有限公司，不计算每股收益。

十五、资产评估情况

(一) 2018 年 12 月，新能发展对公司增资时的资产评估

2018 年 4 月 26 日，万邦资产评估有限公司出具《资产评估报告》（万邦评报〔2018〕68 号），以 2017 年 12 月 31 日为评估基准日，采用市场法和收益法对股东权益进行评估，最终采用收益法的评估结果。根据该评估报告，截至基准日公司的全部股东权益评估价值为 752,390.00 万元，与账面价值相比评估增值 395,828.81 万元，增值率为 111.01%。本次评估系为新能发展对公司增资提供参考，公司未依据评估结果进行账务处理。

(二) 2019 年 6 月，公司整体变更时的资产评估

2019 年 5 月 21 日，坤元资产评估有限公司出具《资产评估报告》（坤元评报〔2019〕122 号），以 2019 年 1 月 31 日为评估基准日，采用资产基础法对公司资产净额（相关资产减负债）进行评估。根据该评估报告，截至基准日公司的资产净额评估价值为 935,411.31 万元，与账面价值相比评估增值 555,825.00 万元，增值率为 68.29%。本次评估系为公司股改提供参考，公司未依据评估结果进行账务处理。

十六、历次验资情况

序号	验资事项	验资机构名称	验资报告	验资报告 出具日期	出资是 否到位
1	水电集团成立（注册资本 60,000 万元）	浙江中瑞会计师事务所	浙瑞审（验）字（2002）089 号	2002.7.30	是
2	水电集团增资至 78,000 万元	致同会计师事务所 （特殊普通合伙）	致同验字（2019）第 330ZC0037 号	2019.3.25	是
3	水电集团整体变更为股	致同会计师事务所	致同验字（2019）第	2019.6.26	是

序号	验资事项	验资机构名称	验资报告	验资报告 出具日期	出资是 否到位
	份有限公司	(特殊普通合伙)	330ZC0096 号		

第十一节 管理层讨论与分析

本公司董事会提请投资者注意以下讨论与分析应结合本公司业经审计的财务报表及报表附注和本招股意向书揭示的其他财务信息一并阅读。非经特别说明，均以合并数反映。

一、财务状况分析

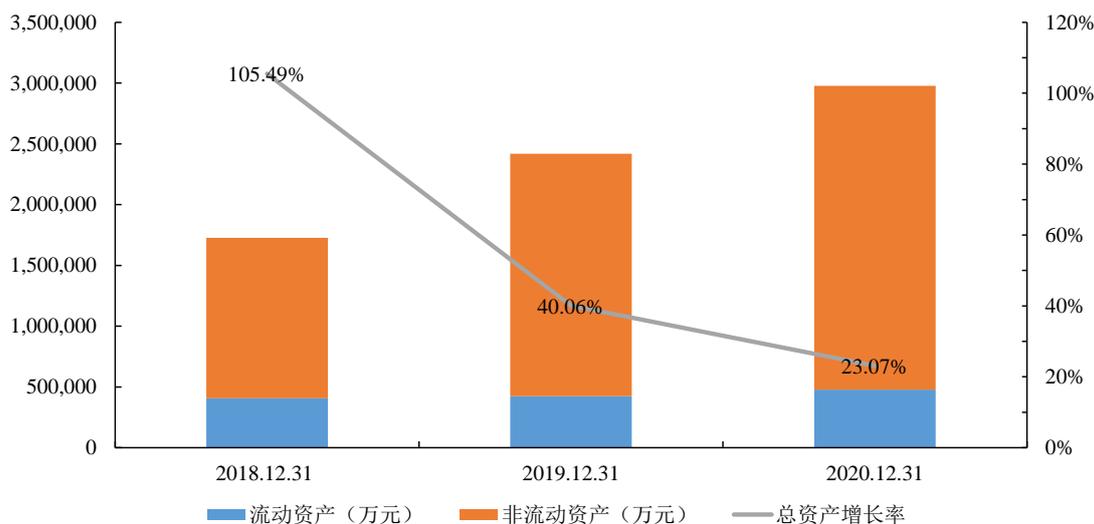
(一) 资产状况分析

报告期内，公司的资产规模、资产结构发生了较大变化。公司流动资产、非流动资产及占资产总额的比例情况如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31		2019.12.31		2018.12.31	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
流动资产	477,153.31	16.03%	424,260.78	17.54%	406,330.55	23.52%
非流动资产	2,500,139.12	83.97%	1,994,926.13	82.46%	1,320,949.53	76.48%
资产合计	2,977,292.44	100.00%	2,419,186.90	100.00%	1,727,280.08	100.00%

流动资产和非流动资产变动情况



从资产规模看，2020年末公司总资产较2019年末增加558,105.53万元，增长幅度23.07%，主要原因系：1、公司2020年度光伏发电业务可再生能源补贴款有较大额增加，导致应收账款账面价值增加79,742.89万元；2、随着公司在建

项目的陆续推进，在建工程余额大幅增加 571,158.04 万元。

2019 年末公司总资产较 2018 年末增加 691,906.83 万元，增长幅度 40.06%，主要原因包括：1、公司于 2019 年末合并了清能发展（详见本招股意向书第五节之“三、（二）6、2019 年 12 月，发行人以增资与收购方式取得清能发展 53.5% 股权”），其资产总额达 659,822.34 万元（未经合并抵消）；2、公司 2019 年度经营情况良好，实现净利润 63,366.94 万元。

从资产结构看，公司属于重资产行业，非流动资产占比较高，报告期各期末非流动资产占比分别为 76.48%、82.46% 和 83.97%，2019 年末和 2020 年末流动资产占比较 2018 年末提高，主要系光伏业务收入增长以及收购清能发展导致的应收账款占比增加。

1、流动资产分析

报告期各期末，公司各流动资产项目金额及占流动资产的比例情况如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31		2019.12.31		2018.12.31	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
货币资金	104,001.35	21.80%	129,559.65	30.54%	263,388.25	64.82%
以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产	-	-	-	-	4.18	0.00%
应收票据	2,983.93	0.63%	4,545.49	1.07%	4,208.36	1.04%
应收账款	334,025.21	70.00%	254,282.33	59.94%	116,825.77	28.75%
应收款项融资	1,619.59	0.34%	1,582.86	0.37%	-	-
预付款项	1,452.53	0.30%	683.53	0.16%	126.57	0.03%
其他应收款	10,535.88	2.21%	6,591.71	1.55%	3,331.78	0.82%
存货	543.48	0.11%	374.77	0.09%	473.27	0.12%
其他流动资产	21,991.35	4.61%	26,640.43	6.28%	17,972.37	4.42%
合 计	477,153.31	100.00%	424,260.78	100.00%	406,330.55	100.00%

报告期各期末，公司流动资产主要由货币资金、应收账款和其他流动资产构成。

（1）货币资金

报告期各期末，公司货币资金构成情况如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31		2019.12.31		2018.12.31	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
库存现金	0.03	0.00%	0.07	0.00%	0.03	0.00%
银行存款	103,665.70	99.68%	129,215.67	99.73%	262,982.94	99.85%
其他货币资金	335.63	0.32%	343.91	0.27%	405.27	0.15%
合 计	104,001.35	100.00%	129,559.65	100.00%	263,388.25	100.00%

公司货币资金主要为银行存款。其他货币资金主要系公司存放于浙江省省直单位住房基金管理中心的住房资金款。

2019 年末，银行存款余额较上年末减少 133,767.26 万元，主要系公司股权投资、购建长期资产支出增加所致；2020 年末，银行存款较上年末减少 25,549.98 万元，主要系购建长期资产支出增加。

(2) 应收票据

报告期各期末，公司应收票据构成情况如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31		2019.12.31		2018.12.31	
	金额	坏账准备	金额	坏账准备	金额	坏账准备
银行承兑汇票	2,983.93	-	4,545.49	-	4,208.36	-
合 计	2,983.93	-	4,545.49	-	4,208.36	-

报告期各期末，公司应收票据余额较小，全部为银行承兑汇票。公司的票据全部来源于各地国家电网公司。报告期内，公司票据全部到期解付或背书转让至他方，不存在票据贴现情形。

2018 年末，公司存在两笔银行承兑票据因出票人宁夏宝塔能源化工有限公司债务危机到期无法承兑（承兑人宝塔石化集团财务有限公司），而将其转为应收账款并全额计提坏账准备的情形，票面金额合计 20.00 万元；2019 年 6 月，国网宁夏电力有限公司将该票据收回并以其他等价银行承兑汇票替换。该事项金额较小，对公司不造成重大影响。

公司对承兑人的信用等级进行了划分，分为信用等级较高的 6 家大型商业银

行和 9 家上市股份制商业银行（以下简称“信用等级较高银行”）以及信用等级一般的其他商业银行（以下简称“信用等级一般银行”）。6 家大型商业银行分别为中国银行、中国农业银行、中国建设银行、中国工商银行、中国邮政储蓄银行、交通银行，9 家上市股份制商业银行分别为招商银行、浦发银行、中信银行、中国光大银行、华夏银行、中国民生银行、平安银行、兴业银行、浙商银行。上述银行信用良好，拥有国资背景或为上市银行，资金实力雄厚，经营情况良好。因此，对于由信用等级较高银行承兑的银行承兑汇票在背书时终止确认，由信用等级一般银行承兑的银行承兑汇票在背书时继续确认应收票据，待到期解付后终止确认。报告期各期末，上述已背书未终止确认的银行承兑汇票余额分别为 1,661.00 万元、2,656.49 万元和 1,626.14 万元。

（3）应收账款

①应收账款分类情况

A、组合划分情况

a.各个应收账款组合划分的依据和准确性

2019 年 1 月 1 日，因执行新金融工具准则，发行人主要根据客户类型、资金来源和回款周期确定信用风险特征并将应收账款划分为不同的组合，具体情况如下：

组合名称	主要核算内容	客户对象及资金来源	回款周期
组合 1：应收水力发电电费及其他发电基础电费	应收电网公司基础电费	国家电网公司	1-2 个月
组合 2：应收已纳入可再生能源目录补贴款	已纳入补贴清单项目应收补贴	可再生能源专项基金及各级财政资金	18-28 个月
组合 3：应收未纳入可再生能源目录补贴款	未纳入补贴清单项目应收补贴		纳入补贴清单后 0-24 个月
组合 4：应收其他发电电费和其他款项	应收屋顶业主电费以及其他业务收入款项	屋顶业主等社会主体	1 年以内

应收可再生能源补贴款根据是否纳入补贴清单以及回款周期不同拆分成组合 2 应收已纳入可再生能源目录补贴款和组合 3 应收未纳入可再生能源目录补贴款。组合 1 至组合 4 分别根据客户对象、资金来源及回款周期划分，将具有类似信用风险特征划分相应组合，组合划分准确。

b.应收账款组合划分的依据符合企业会计准则的要求

根据《企业会计准则第 22 号——金融工具确认和计量》应用指南(2018)“十一、(二) 1、(5) 以组合为基础的评估”：“为在组合基础上进行信用风险变化评估，企业可以共同风险特征为依据，将金融工具分为不同组别，从而使有关评估更为合理并能及时识别信用风险的显著增加。”

当单项金融资产无法以合理成本评估预期信用损失的信息时，公司依据信用风险特征对应收账款划分组合，在组合基础上计算预期信用损失。公司根据客户类型、资金来源和回款周期确定信用风险特征并将应收账款划分为不同的组合，能够比较好的识别和评估信用风险，故公司应收账款组合划分的依据符合企业会计准则的要求。

c.应收账款组合划分的依据与同行业可比公司不存在较大的差异

华能水电、长江电力、甘肃电投以水电为主，太阳能、京运通、晶科科技以光伏发电为主，发行人与上述同行业上市公司 2019 年 1 月 1 日新金融工具准则执行后应收账款组合划分比较如下：

I.水力发电业务与同行业比较情况

公司名称	组 合
长江电力	发电业务款项
华能水电	信用风险组合（应收售电款项）
甘肃电投	一般组合（应收电费）
发行人	应收水力发电电费

公司与同行业均将应收水力发电电费单独作为一个组合，与同行业比较，应收水力发电电费组合不存在差异。

II.光伏发电业务及其他业务与同行业比较情况

公司名称	组合	确认组合的依据
太阳能	账龄组合	依据近期五个完整年度期末应收款项余额和账龄,采用矩阵法并考虑公司实际情况及前瞻性信息,计算出期末应收款项在整个存续期内各账龄年度预期信用损失。
	个别认定法	应收电网公司电费、关联方往来、备用金、保证金、押金、职工借款,根据客户信用状况及近年的信用损失情

公司名称	组合	确认组合的依据
		况判定其信用风险较低，一般不计提坏账准备
甘肃电投	关联方组合	甘肃省电力投资集团有限责任公司及其控制的企业、其他关联方的应收款项，信用风险较低
	低风险组合	可再生能源补贴基金等，该款项由中央财政提供资金，有政府信用为其背书保证，信用风险较低。
	一般组合	除上述组合之外的应收账款，主要是应收电费。
京运通	关联方组合	公司合并范围内的关联方
	账龄信用风险特征组合	以应收款项的账龄为信用风险特征划分组合
	个别认定法组合	新能源发电销售收入形成的应收电网公司电费
晶科科技	光伏电站运营业务（非电网公司）组合款	除光伏电站运营业务（电网公司）组合外的应收光伏电站运营业务的款项，主要为应收分布式业主的电费款等
	光伏电站 EPC 业务组合款	应收光伏电站 EPC 业主的款项
	光伏电站运营业务（电网公司）组合款项	应收光伏电站运营业务的电网公司款项，主要由应收电网公司基础电费，以及由电网公司转付的应收国家补贴电费、省级补贴电费组成
	关联方组合款项	应收实际控制人控制的其他企业关联方款项
发行人	应收水力发电电费及其他发电基础电费	国网公司信誉度高，信用期短
	应收已纳入可再生能源目录补贴款	已纳入可再生能源发电项目应收补贴款
	应收未纳入可再生能源目录补贴款	未纳入可再生能源发电项目应收补贴款
	应收其他发电电费和其他款项	除以上组合以外的应收款项

太阳能、甘肃电投、京运通及晶科科技组合主要根据客户类型划分不同组合。太阳能、京运通及晶科科技均将应收电网公司款项作为一个组合；甘肃电投在客户类型基础上细化成低风险组合和一般组合，即将应收可再生能源补贴款单独划分作为一个组合；而发行人首先根据客户类型划分出应收水力发电电费及其他发电基础电费、应收可再生能源补贴款、应收其他发电电费和其他款项三类组合，其次根据是否纳入可再生能源补贴清单和回款周期不同将应收可再生能源补贴款细化为应收已纳入可再生能源目录补贴款和应收未纳入可再生能源目录补贴款两个组合。

综上所述，发行人与同行业太阳能、甘肃电投、京运通及晶科科技应收账款

组合均主要根据客户类型划分，不存在较大的差异。

B、组合分布情况

报告期各期末，公司应收账款分类情况如下：

单位：万元

类别	2020.12.31				
	账面金额	比例	坏账准备	计提比例	账面价值
按单项计提坏账准备	-	-	-	-	-
按组合计提坏账准备	363,398.77	100.00%	29,373.55	8.08%	334,025.21
其中：组合 1	4,803.11	1.32%	24.02	0.50%	4,779.09
组合 2	326,115.71	89.74%	26,495.79	8.12%	299,619.91
组合 3	30,708.31	8.45%	2,844.88	9.26%	27,863.42
组合 4	1,771.64	0.49%	8.86	0.50%	1,762.79
合计	363,398.77	100.00%	29,373.55	8.08%	334,025.21
类别	2019.12.31				
	账面金额	比例	坏账准备	计提比例	账面价值
按单项计提坏账准备	-	-	-	-	-
按组合计提坏账准备	274,239.12	100.00%	19,956.79	7.28%	254,282.33
其中：组合 1	3,741.32	1.36%	18.71	0.50%	3,722.61
组合 2	229,157.55	83.57%	15,783.40	6.89%	213,374.15
组合 3	40,372.32	14.72%	4,149.84	10.28%	36,222.48
组合 4	967.92	0.35%	4.84	0.50%	963.09
合计	274,239.12	100.00%	19,956.79	7.28%	254,282.33
类别	2019.1.1				
	账面金额	比例	坏账准备	计提比例	账面价值
按单项计提坏账准备	20.00	0.02%	20.00	100.00%	-
按组合计提坏账准备	126,393.29	99.98%	9,494.62	7.51%	116,898.67
其中：组合 1	4,972.13	3.93%	24.86	0.50%	4,947.27
组合 2	100,395.12	79.42%	7,329.30	7.30%	93,065.82
组合 3	20,737.03	16.40%	2,139.01	10.31%	18,598.02
组合 4	289.01	0.23%	1.45	0.50%	287.56
合计	126,413.29	100.00%	9,514.62	7.53%	116,898.67
类别	2018.12.31				

	账面金额	比例	坏账准备	计提比例	账面价值
单项金额重大并单项计提坏账准备的应收账款	-	-	-	-	-
按组合计提坏账准备的应收账款	126,393.29	99.98%	9,567.52	7.57%	116,825.77
其中：账龄组合	126,393.29	99.98%	9,567.52	7.57%	116,825.77
单项金额虽不重大但单项计提坏账准备的应收账款	20.00	0.02%	20.00	100.00%	-
合 计	126,413.29	100.00%	9,587.52	7.58%	116,825.77

报告期各期末，公司应收账款组合 2、组合 3 占比较高，主要系光伏发电业务产生的应收可再生能源补贴所致。公司 2018 年通过并购、自建等方式新增多个光伏电站。由于光伏发电的电价包括基础电价和可再生能源补贴，基础电价由电网公司每月支付，结算及时。但是电价补贴部分则需要上报国家财政部，由国家财政部根据国家能源局发布的补贴企业目录，从可再生能源基金中拨付。新能源发电项目从投产至进入可再生能源电价附加资金补助目录（补贴目录）间隔时间较长，进入目录后仍需要等待补贴分批次发放，且财政部签发补贴时间不固定，导致了期末应收可再生能源补贴的组合占比较高。

2019 年末较 2018 年末应收账款金额增加 147,825.83 万元，增长 116.94%，一方面是由于 2019 年 12 月收购清能发展，年底清能发展应收账款纳入合并报表导致应收账款大幅增加，另一方面是公司光伏业务应收补贴款继续增长。

2020 年末较 2019 年末应收账款金额增加 89,159.64 万元，增幅 32.51%，主要系 2020 年可再生能源补贴款进一步增加。

C、应收账款坏账准备计提的充分性

a.2019 年 1 月 1 日以前

公司名称	计提方法	计提比例					
		1 年以内（含 1 年）	1-2 年	2-3 年	3-4 年	4-5 年	5 年以上
华能水电	账龄分析法	0.3%	10%	30%	50%	80%	100%
		1 年以内（含 1 年）	1-2 年	2-3 年	3-4 年	4-5 年	5 年以上
长江电力	账龄分析法	0.3%	5%	20%	50%	80%	100%
		1 年以内（含 1 年）	1-2 年	2-3 年	3-4 年	4-5 年	5 年以上
甘肃电投	账龄分析法	6 个月以内	7-12 个月	1-2 年	2-3 年	3 年以上	

公司名称	计提方法		计提比例					
			不计提	10%	30%	50%	100%	
太阳能	个别认定法		不计提					
京运通	个别认定法		不计提					
晶科科技	账龄分析法	光伏电站运营业务（非电网公司）组合款	1年以内（含1年）	1-2年	2-3年	3-4年	4-5年	5年以上
			5%	10%	30%	50%	80%	100%
	余额百分比法	光伏电站运营业务（电网公司）组合款项	1%					
发行人	账龄分析法		1年以内（含1年）	1-2年	2-3年	3年以上		
			0.5%	20%	50%	80%		

公司应收账款坏账准备计提比例与同行业公司相比不存在重大差异。华能水电、长江电力和甘肃电投以水电为主，水力发电电费账期较短，华能水电和长江电力1年以内（含1年）的应收账款坏账准备计提比例均为0.3%，甘肃电投6个月以内的应收账款不计提坏账准备，而发行人1年以内的应收账款坏账准备计提比例为0.5%。

太阳能、京运通和晶科科技以光伏发电为主，根据行业特性，光伏发电电费中基础电费（电网公司）账期较短，但可再生能源补贴款回款周期较长，但是太阳能和京运通对电网公司电费均不计提坏账准备，晶科科技的计提比例则为期末余额的1%（不区分账龄），而发行人1年以内的计提比例为0.5%，1年以上的按账龄递增，最低为20%。

b.2019年1月1日以后

公司名称	组合	计提方法	计提比例
华能水电	应收售电款项组合	预期信用损失法	未披露具体如何计算，根据2019年报，2019年末平均计提比例为0.83%
长江电力	发电业务款项组合	预期信用损失法	不计提
甘肃电投	低风险组合（可再生能源补贴基金）	预期信用损失法	不计提
	一般组合（除可再生能源补贴基金外的电费）	预期信用损失法	未披露具体如何计算，根据2019年报，2019年末平均计提比例为0.04%
太阳能	个别认定法组合	个别认定法	不计提
京运通	个别认定法组合	个别认定法	不计提

公司名称	组合	计提方法	计提比例					
			1年以内	1-2年	2-3年	3-4年	4-5年	5年以上
晶科科技	光伏电站运营业务（非电网公司）组合款	账龄分析法	5%	10%	30%	50%	80%	100%
	光伏电站运营业务（电网公司）组合款项	余额百分比法	1%					
发行人	组合 1: 应收其他发电基础电费	余额百分比法	0.50%					
	组合 2: 应收已纳入可再生能源目录补贴款	预期信用损失法	0.5年回款	1年回款	2年回款	3年回款	4年回款	5年回款
			2.27%	4.53%	8.86%	13.00%	16.94%	20.71%
	组合 3: 应收未纳入可再生能源目录补贴款	预期信用损失法	0.75年回款	1.5年回款	2.5年回款	3.5年回款	4.5年回款	5.5年回款
			3.40%	6.70%	10.93%	14.97%	18.82%	22.51%
组合 4: 应收其他发电电费和其他款项	余额百分比法	0.50%						

注：组合 2 实际坏账准备按 0.5 年回款、1 年回款、2 年回款和 3 年回款比例计提，组合 3 实际坏账准备按照 1.5 年回款、2.5 年回款和 3.5 年回款比例计提。

2019 年 1 月 1 日以后，发行人应收可再生能源补贴款根据预期信用损失率（主要考虑货币的时间价值因素）计提减值，实际计提比例最低为 2.27%、最高为 14.97%，其他电费（水电电费、光伏发电基础电费、光伏发电屋顶业主电费等）因回款周期短、金额占比小，按期末余额的 0.50% 计提（不区分账龄），与同行业公司相比不存在重大差异。长江电力、太阳能、京运通对应收电网公司的电费均不计提坏账准备，华能水电和甘肃电投实际计提比例远低于发行人，晶科科技电网公司电费（含基础电费和可再生能源补贴款）按期末余额的 1% 计提（不区分账龄），电费整体计提比例（截至 2020 年 6 月 30 日为 1.93%）低于发行人（截至 2020 年 6 月 30 日为 7.76%，截至 2020 年 12 月 31 日为 8.08%）。

综上，发行人应收账款坏账准备计提是合理、充分、谨慎的。

D、账龄分布情况

报告期各期末，公司应收账款账龄情况如下表所示：

单位：万元

账龄	2020.12.31		2019.12.31		2018.12.31	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
1年以内	144,519.18	39.77%	146,469.27	53.41%	83,219.80	65.83%

账龄	2020.12.31		2019.12.31		2018.12.31	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
1至2年	136,249.39	37.49%	115,543.25	42.13%	41,471.06	32.81%
2至3年	76,241.93	20.98%	10,720.02	3.91%	1,722.42	1.36%
3至4年	6,387.20	1.76%	1,506.57	0.55%	-	-
4至5年	1.06	0.00%	-	-	-	-
合计	363,398.77	100.00%	274,239.12	100.00%	126,413.29	100.00%

公司应收账款主要系应收国网公司基础电费及补贴电费，应收国网公司基础电费账龄较短，一般为次月回款，应收补贴电费账龄则较长，回款期一般在 18-28 个月之间。

报告期各期末，公司 1 年以内应收账款占比逐年下降，主要原因系自 2018 年开始，公司光伏发电业务收入大幅上升，光伏发电业务应收补贴款金额较大、账龄较长。

公司 2 年以上应收账款主要系未纳入可再生能源补贴清单的光伏项目所产生的应收补贴电费。报告期各期末，公司 2 年以上应收账款占比逐年上升，主要原因是光伏项目纳入可再生能源补贴清单周期较长，公司自建和收购的未纳入可再生能源补贴清单项目数量及补贴电费增加。

报告期各期末，公司应收账款账龄主要集中在 3 年以内，与公司自身的经营情况以及可再生能源行业补贴款回款周期情况相符。

②报告期各期末应收账款余额前五名情况

单位：万元

序号	主体名称	与公司关系	金额	组合/账龄	占应收账款总额比例
2020.12.31					
1	国网甘肃省电力公司	非关联方	167,896.91	组合 1、组合 2、组合 3	46.20%
2	国网新疆电力有限公司	非关联方	106,419.26	组合 1、组合 2、组合 3	29.28%
3	国网浙江省电力有限公司	非关联方	43,645.11	组合 1、组合 2、组合 3	12.01%
4	国网青海省电力公司	非关联方	12,345.43	组合 1、组合 2	3.40%
5	国网宁夏电力有限公司	非关联方	10,539.24	组合 1、组合 2	2.90%

序号	主体名称	与公司关系	金额	组合/账龄	占应收账款总额比例
合计			340,845.96		93.79%
2019.12.31					
1	国网甘肃省电力公司	非关联方	129,360.85	组合 1、组合 2、组合 3	47.17%
2	国网新疆电力有限公司	非关联方	72,454.01	组合 1、组合 2、组合 3	26.42%
3	国网浙江省电力有限公司	非关联方	35,332.54	组合 1、组合 2、组合 3	12.88%
4	国网青海省电力公司	非关联方	10,511.92	组合 1、组合 2	3.84%
5	国网宁夏电力有限公司	非关联方	8,389.81	组合 1、组合 2	3.06%
合计			256,049.14		93.37%
2018.12.31					
1	国网甘肃省电力公司	非关联方	95,074.60	1 年以内、1-2 年、2-3 年	75.21%
2	国网浙江省电力有限公司	非关联方	22,171.45	1 年以内、1-2 年、2-3 年	17.54%
3	国网宁夏电力有限公司	非关联方	7,966.60	1 年以内、1-2 年	6.30%
4	国网江西省电力有限公司永修县供电分公司	非关联方	525.30	1 年以内	0.42%
5	国网浙江松阳县供电有限公司	非关联方	279.45	1 年以内	0.22%
合计			126,017.40		99.69%

报告期各期末，公司应收账款余额前五大单位均为公司售电客户。上述客户信用良好，与公司合作稳定，发生坏账的风险较小。

报告期各期末，公司应收账款中无应收持有公司 5% 以上表决权股份的股东的款项。

③公司应收账款占营业收入比例情况

单位：万元

项 目	2020.12.31/ 2020 年度	2019.12.31/ 2019 年度	2018.12.31/ 2018 年度
营业收入	234,651.42	210,237.84	125,070.77
应收账款余额	363,398.77	170,646.97 ^注	126,413.29
应收账款余额占营业收入的比例	154.87%	81.17%	101.07%

注：公司 2019 年 12 月收购清能发展，为提高数据可比性，在计算 2019 年 12 月 31 日 /2019 年度上述应收账款余额占营业收入的比例时对清能发展进行剔除。

2020 年末应收账款余额占当期营业收入的比例大幅提升的原因主要有：2019 年 12 月收购清能发展，光伏发电收入增长，但光伏发电收入中补贴收入账期较长，应收账款增加。

④应收可再生能源补贴款情况

A、各项目应收补贴款账龄以及已经收到的补贴款涵盖的发电期间

a.应收补贴款账龄

截至 2020 年 12 月 31 日，各项目应收补贴款账龄情况如下：

单位：万元

序号	公司名称	对方单位全称	应收补贴 余额	1 年以内	1-2 年	2-3 年	3-4 年	4-5 年
1	金昌太阳能	国网甘肃省电力公司	5,631.97	2,555.10	2,263.81	813.06	-	-
2	民勤光伏	国网甘肃省电力公司	13,983.29	6,081.87	5,823.77	2,077.65	-	-
3	高台光伏	国网甘肃省电力公司	26,616.83	11,554.34	11,363.56	3,698.93	-	-
4	嘉峪关光伏	国网甘肃省电力公司	9,380.34	2,988.65	2,812.84	2,638.71	939.09	1.06
5	天润新能	国网甘肃省电力公司	6,682.16	1,483.48	2,796.21	2,402.47	-	-
6	敦煌光伏	国网甘肃省电力公司	26,196.11	11,644.72	10,948.65	3,602.73	-	-
7	瓜州光伏	国网甘肃省电力公司	4,912.10	1,335.81	2,021.15	1,555.14	-	-
8	金昌电力	国网甘肃省电力公司	22,017.03	9,733.86	9,139.81	3,143.35	-	-
9	永昌光伏	国网甘肃省电力公司	51,059.33	22,348.62	21,496.41	7,214.30	-	-
10	中卫光伏	国网宁夏电力有限公司	4,407.82	2,071.31	2,092.06	244.45	-	-
11	中卫太阳能	国网宁夏电力有限公司	5,914.15	2,766.94	2,757.44	389.78	-	-
12	新疆电力	国网新疆电力公司博尔塔拉供电公司	25,172.80	9,155.91	8,488.98	7,527.91	-	-
13	柯坪电力	国网新疆电力公司阿克苏供电公司	5,245.50	1,724.52	2,015.27	1,505.72	-	-
14	博州新能源	国网新疆电力公司博尔塔拉供电公司	29,453.49	10,575.46	10,199.64	8,678.38	-	-
15	博乐新能源	国网新疆电力公司博尔塔拉供电公司	22,786.88	7,857.25	8,025.48	6,904.15	-	-
16	特克斯太阳能	国网新疆电力公司伊犁供电公司	5,619.12	2,014.96	2,003.94	1,600.21	-	-
17	聚阳能源	国网新疆电力公司奇台县	17,977.70	6,545.55	6,344.18	5,087.97	-	-

序号	公司名称	对方单位全称	应收补贴余额	1年以内	1-2年	2-3年	3-4年	4-5年
		供电公司						
18	伊阳能源	新疆生产建设兵团第四师电力有限责任公司	6,712.22	3,148.11	2,843.46	720.66	-	-
19	青海昱辉	国网青海省电力公司	11,772.50	4,937.72	4,985.01	1,849.77	-	-
20	四子王旗能源	内蒙古电力(集团)有限责任公司	3,557.94	1,761.69	1,796.25	-	-	-
21	长兴新能	国网浙江省电力公司湖州供电公司	17,810.69	5,119.38	5,445.95	5,324.45	1,920.91	-
22	衢州光能	国网浙江省电力有限公司衢州供电公司	5,217.61	1,396.58	1,442.02	2,379.02	-	-
23	松阳光伏	国网浙江省电力有限公司丽水供电公司	11,696.48	3,063.78	3,103.09	3,308.62	2,220.98	-
24	松阳浙源	国网浙江松阳县供电有限公司	2,963.60	1,356.62	1,327.54	279.45	-	-
25	龙游新能源	国网浙江省电力有限公司衢州供电公司	7,043.00	2,050.45	1,928.70	1,945.93	1,117.93	-
26	永修浙源	国网江西省电力有限公司永修县供电分公司	1,919.97	685.02	723.85	511.10	-	-
27	宿州新能源	国网安徽省电力公司宿州供电公司	3,132.90	1,279.76	1,375.12	478.01	-	-
28	其他项目	其他	1,940.46	809.95	582.20	360.02	188.29	-

b.已经收到的补贴款涵盖的发电期间

发行人的光伏电站分布在甘肃、宁夏、新疆等 11 个省份，其中已经收到补贴款的项目主要分布在甘肃、宁夏、新疆、青海、内蒙古、安徽，由于补贴款由各省财政统一安排发放，因此同一省份内项目的补贴款发放进度基本一致，已收到补贴款主要省份涵盖的发电期间具体情况如下：

区域	2020 年度	2019 年度	2018 年度
甘肃	2018.2 至 2018.8	2017.6 至 2018.1	2016.12 至 2017.5
宁夏	2018.2 至 2018.8	2017.5 至 2018.1	2016.12 至 2017.4
新疆（不含建设兵团）	2018.1 至 2018.3	2017.5 至 2018.1	2016.12 至 2017.4
新疆建设兵团 ^注	2018.1 至 2018.9	2017.1 至 2018.1	2015.11 至 2017.1
青海	2018.2 至 2018.8	2017.5 至 2018.1	2016.12 至 2017.4
内蒙古	2019.1 至 2019.2	2015.7 至 2016.3 2018.7 至 2018.12	2018.1 至 2018.6
安徽	2018.3 至 2018.8	2017.4 至 2018.2	2016.3 至 2017.3

注：伊阳能源的 73 团一期 30MWp 光伏发电项目补贴款由新疆生产建设兵团第四师电力有限责任公司发放，与新疆其他项目有差异。

甘肃、宁夏、新疆、青海和安徽各年度收取的发电补贴款一般为往年 5-8 个月发电期间的补贴款。其中新疆收款偏慢，收款至 2018 年 3 月份及以前期间产生的发电款；内蒙古的发电补贴款收取进度较快，已收款至 2019 年 2 月及以前期间产生的发电款；甘肃、宁夏、青海和安徽已收款至 2018 年 8 月份及以前期间产生的发电款。

B、可再生能源目录的补贴款回款周期与同行业公司对比情况

同行业上市公司与公司可再生能源补贴回款周期情况如下表所示：

公司名称	可再生能源补贴回款周期
晶科科技	实际收到补贴款的平均周期 1.61-3.22 年
三峡新能源	已经纳入补贴目录的发电项目，通常 1-3 年方能收回补贴，未纳入补贴目录的项目补贴回款周期则可能更长
中闽能源	补贴部分一般收款周期为 1 至 2 年，少量补贴款存在 2 至 3 年收回的情况
西昌电力	据估算，可再生能源发放周期在 17-22 个月左右
发行人	已纳入可再生能源补贴目录项目回款周期在 18-28 个月之间

根据上表可知，公司已纳入可再生能源补贴目录项目回款周期与同行业上市公司较为接近，发行人上述补贴款长期未回收存在合理性，符合行业特点。

C、发行人坏账计提政策合理性

2019 年 1 月 1 日以后，发行人根据信用风险特征将应收账款划分为 4 个组合。组合 1 和组合 4 回款周期短（一般次月回款），坏账风险小，按照 0.50% 的固定比例计提坏账准备。组合 2 和组合 3 均系可再生能源补贴款，资金来源于各级财政，回收信用风险小，因此预期信用损失率主要考虑货币的时间价值因素，即在报告期各期末，公司根据补贴的历史回款情况预估其回款时间，期末根据贷款利率、剩余回款时间计算的折现率，对组合 2 和组合 3 的计提坏账准备，即某一应收账款随着时间的推移离回款时间越近，坏账准备计提比例越低。

新能源发电同行业上市公司如甘肃电投、太阳能、京运通对补贴款均不计提坏账准备，晶科科技按照固定百分比 1% 计提坏账准备，公司与同行业上市公司在具体计提比例确定原则上存在差异，但公司实际的计提比例更为谨慎。

⑤未收补贴款的情况

A、未收补贴款分布及其相关业务收入情况

报告期各期末，公司未收补贴款的期限分布情况如下：

单位：万元

年 份	未收补贴款	1 年以内	1-2 年	2-3 年	3-4 年	4-5 年
2020.12.31	356,824.01	138,047.42	136,146.40	76,241.93	6,387.20	1.06
2019.12.31	269,529.88	141,780.03	115,523.25	10,720.02	1,506.57	-
2018.12.31	121,132.15	77,982.35	41,427.38	1,722.42	-	-

报告期内，随着公司大力发展光伏发电业务，甘宁 11 家光伏公司、清能发展原下属光伏公司陆续纳入合并范围，公司未收补贴款逐年大幅上升。由于公司未收补贴款账龄一般在 18-28 个月之间，因此公司未收补贴款主要分布在 3 年以内，报告期各期末，3 年以内未收补贴款金额占未收补贴款总额的比例分别为 100.00%、99.44%、98.21%。

报告期各期，光伏发电未收补贴款及营业收入情况如下表所示：

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
未收补贴款 (A)	356,422.98	269,144.84	120,926.85
未收补贴款增加额 (B)	87,278.13	148,217.99	112,759.09
收购因素对未收补贴款增加额的影响 (C) 注	-	102,772.63	58,086.63
未收补贴款实际增加额 (D=B-C)	87,278.13	45,445.36	54,672.46
补贴收入 (E)	124,570.59	75,306.04	47,110.78
未收补贴款实际增加额占补贴收入的比例 (F=D/E)	70.06%	60.35%	116.05%
光伏发电总收入 (G)	161,347.30	99,552.88	63,016.10
未收补贴款实际增加额占光伏发电总收入的比例 (H=D/G)	54.09%	45.65%	86.76%

注：收购因素对未收补贴款增加额的影响系购买日之前产生的未收补贴款截至报表日未收补贴款余额，如购买日之后有收回购买日前的补贴款则以净额列示。

2018 年，未收补贴款实际增加额占补贴收入的比例为 116.05%（应收补贴款含税），原因系前期项目尚未纳入新能源补贴清单，该年无补贴款收回（收购项目有回收收购前的补贴款，但该因素已经剔除）。2019 年度开始，补贴回款情况

较好，主要原因系 2018 年和 2019 年收购的项目多数已纳入新能源补贴清单，该类项目每年都能根据补贴发放计划较为稳定地收到补贴款。

报告期各期，风力发电未收补贴款及营业收入情况如下表所示：

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
未收补贴款 (A)	401.04	385.03	205.3
未收补贴款增加额 (B)	16.00	179.73	175.59
补贴收入 (C)	179.56	171.27	176.45
未收补贴款增加额占补贴收入的比例 (D=B/C)	8.91%	104.94%	99.51%
风力发电总收入 (E)	723.98	690.53	711.4
未收补贴款增加额占风力发电总收入的比例 (F=B/E)	2.21%	26.03%	24.68%

2018 年和 2019 年公司风力发电业务补贴款回款较慢，2020 年度补贴款回款进度有所加快。

B、未收补贴款对公司经营现金流的影响

补贴款的滞后发放占用了公司的营运资金，因此会影响公司的经营活动现金流，但公司可以通过借款等方式补充经营活动的现金流，其代价是增加公司的财务费用，对公司实际经营效益产生不利影响。但是，由于可再生能源补贴系由国家财政支付，并有国家信用背书，不可回收可能性较小，因此其减值风险较小。此外，与同行业上市公司相比，公司已更谨慎的计提了应收账款坏账准备。

(4) 应收款项融资

报告期各期末，公司应收款项融资构成情况如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
应收票据	1,619.59	1,582.86	-
应收账款	-	-	-
减：其他综合收益-公允价值变动	-	-	-
合 计	1,619.59	1,582.86	-

公司存在将应收票据进行背书的情形，即持有票据具有收取现金流量和“出

售”的双重目的。对于由信用等级较高银行进行承兑的期末应收票据，计入“应收款项融资”科目，并以公允价值计量。

(5) 预付款项

报告期各期末，公司预付款项分别为 126.57 万元、683.53 万元和 1,452.53 万元，占流动资产的比例分别为 0.03%、0.16%和 0.30%，金额和占比均较小，主要系预付的费用款等。

(6) 其他应收款

①其他应收款的构成

报告期各期末，公司其他应收款账面价值构成情况如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
应收利息	-	5.68	24.50
应收股利	5,029.32	4,770.32	291.58
其他应收款项	5,506.56	1,815.71	3,015.69
合 计	10,535.88	6,591.71	3,331.78

报告期各期末，公司其他应收款账面价值分别为 3,331.78 万元、6,591.71 万元和 10,535.88 万元，占流动资产的比例分别为 0.82%、1.55%和 2.21%。2019 年末其他应收款较 2018 年末有较大增长，主要系应收股利增加所致；2020 年末其他应收款较 2019 年末有较大增长，主要系其他应收款项增加。

②应收利息分析

公司应收利息为应收定期存款的利息，报告期各期末金额较小。

③应收股利分析

报告期各期末，公司应收股利为应收参股公司仙居水电、广灵风电、阳高风电和石塘水电的股利。

④其他应收款项分析

A、其他应收款项按性质分类

单位：万元

报告期末	项 目	账面余额	坏账准备	账面价值
2020.12.31	资金往来款	9,899.49	5,853.28	4,046.21
	保证金和押金	959.08	47.89	911.19
	备用金和其他	577.49	28.33	549.16
	合 计	11,436.06	5,929.50	5,506.56
2019.12.31	资金往来款	7,127.56	6,314.08	813.49
	保证金和押金	869.86	43.49	826.36
	备用金和其他	185.12	9.26	175.86
	合 计	8,182.54	6,366.83	1,815.71
2018.12.31	资金往来款	9,006.41	7,260.51	1,745.89
	保证金和押金	1,279.97	81.69	1,198.29
	备用金和其他	77.80	6.29	71.51
	合 计	10,364.19	7,348.49	3,015.69

公司其他应收款项主要为资金往来款，资金往来款中主要包含较大额因历史原因形成的省筹贷款和代垫款项，具体情况见“C、其他应收款项前五名情况”。

B、其他应收款项按账龄分类

单位：万元

账 龄	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
1年以内	4,623.97	1,265.74	2,223.49
1至2年	737.15	14.31	8.75
2至3年	12.87	31.60	177.45
3年以上	6,062.07	6,870.89	7,954.50
小 计	11,436.06	8,182.54	10,364.19
减：坏账准备	5,929.50	6,366.83	7,348.49
合 计	5,506.56	1,815.71	3,015.69

报告期内，公司存在较大额账龄在3年以上的其他应收款项，为因历史原因形成的省筹贷款和代垫款项。

C、其他应收款项前五名情况

单位：万元

报告期末	单位名称	形成原因	期末余额	账龄	占其他应收款项期末余额的比例	坏账准备
2020.12.31	浙江省水电实业公司	代垫款项	4,136.00	3年以上	36.17%	4,136.00
	苏州中康电力开发有限公司	债务重组利得等	3,922.67	1年以内	34.30%	196.13
	金华市沙畈水库管理处	省筹贷款	1,552.55	1年以内、3年以上	13.58%	1,240.13
	上海璞能融资租赁有限公司	保证金	730.00	1至2年	6.38%	36.50
	中国太平洋财产保险股份有限公司	保险赔偿款	547.43	1年以内	4.79%	27.37
	合计		10,888.65		95.21%	5,636.13
2019.12.31	浙江省水电实业公司	代垫款项	4,136.00	3年以上	50.55%	4,136.00
	金华市沙畈水库管理处	省筹贷款	2,353.63	1年以内、3年以上	28.76%	1,880.18
	上海璞能融资租赁有限公司	保证金	730.00	1年以内	8.92%	36.50
	东阳南江水库	省筹贷款	280.00	3年以上	3.42%	280.00
	九州方园新能源股份有限公司	资金往来款	179.55	1年以内	2.19%	8.98
	合计		7,679.19		93.85%	6,341.66
2018.12.31	浙江省水电实业公司	代垫款项	4,136.00	3年以上	39.91%	4,136.00
	金华市沙畈水库管理处	省筹贷款	2,854.66	1年以内、3年以上	27.54%	2,280.02
	平湖市海洋与渔业局	保证金	1,000.00	1年以内	9.65%	5.00
	浙江浙能国电投嵊泗海上风力发电有限公司	项目前期建设支出	880.25	1年以内	8.49%	4.40
	丽水玉溪水利枢纽有限责任公司	省筹贷款	480.00	3年以上	4.63%	384.00
	合计		9,350.90		90.22%	6,809.42

公司对丽水玉溪水利枢纽有限责任公司、金华市沙畈水库管理处和东阳市南江水库管理局的其他应收款，系因历史原因形成的省筹贷款。1993年水投总公

司受浙江省计划经济委员会、浙江省水利厅委托，管理基本建设水利水电类省筹贷款，2002年浙江省国资委以水投总公司的全部资产与负债及其他9家公司的国有出资权益出资设立水电集团，省筹贷款相关债权债务由水电集团承继。由于历史原因，对部分单位的省筹贷款回收存在困难。丽水玉溪水利枢纽有限责任公司的省筹贷款已于2019年全部收回；因东阳市南江水库管理局的省筹贷款回收困难，公司已全额提取坏账准备；截至2020年末，金华市沙畈水库管理处尚未全部清偿本金但仍按约定偿还利息。

公司对浙江省水电实业公司的其他应收往来款系因历史上为解决钱江水利上市后的资产置换形成的代垫款项，因回收困难，公司已对其全额计提坏账准备。

2019年末和2020年末，公司对上海璞能融资租赁有限公司的其他应收款系融资租赁业务的保证金；2019年末，公司对九州方圆新能源股份有限公司（系博州新能源原股东）的其他应收款，系博州新能源应收其原股东承担的部分债务尚未全部收回（该款项已于2020年1月收回）。

2020年末，公司对苏州中康电力开发有限公司的其他应收款主要系债务重组中的总预计应收利息抵减已收回部分后的余额。

⑤其他应收款坏账准备计提充分性

A、2019年1月1日以前，发行人与同行业可比公司其他应收款按账龄计提坏账政策如下：

账龄	发行人	华能水电	长江电力	甘肃电投	太阳能	京运通	晶科科技
0-6个月	0.50%	0.30%	0.30%	-	-	5.00%	5.00%
7-12个月	0.50%	0.30%	0.30%	10.00%	5.00%	5.00%	5.00%
1-2年	20.00%	10.00%	5.00%	30.00%	10.00%	15.00%	10.00%
2-3年	50.00%	30.00%	20.00%	50.00%	30.00%	30.00%	30.00%
3-4年	80.00%	50.00%	50.00%	100.00%	50.00%	50.00%	50.00%
4-5年	80.00%	80.00%	80.00%	100.00%	80.00%	80.00%	80.00%
5年以上	80.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

发行人其他应收款5年以内坏账计提比例与同行业上市公司不存在重大差异；虽然发行人账龄5年以上计提比例低于同行业，但对上述款项的计提坏账准备充分合理，发行人账龄5年以上（截至2018年12月31日）的主要其他应收

款及坏账准备计提情况如下：

单位：万元

序号	单位名称	2018.12.31 余额	坏账准备	账面价值
1	浙江省水电实业公司	4,136.00	4,136.00	-
2	东阳南江水库	280.00	280.00	-
3	金华市沙畈水库管理处	2,850.00	2,280.00	570.00
4	丽水玉溪水利枢纽有限责任公司	480.00	384.00	96.00
5	松阳大岭坪水电开发有限责任公司	140.19	112.15	28.04

浙江省水电实业公司和东阳市南江水库管理局的款项因预计回收困难，已按照单项全额计提坏账准备；其他3家公司的款项按账龄分析法80%比例计提坏账准备，其中丽水玉溪水利枢纽有限责任公司和松阳大岭坪水电开发有限责任公司的款项在2019年已经全额收回，金华市沙畈水库管理处的款项一直正常支付利息并由第三方担保，截至2020年末本金余额为1,550.00万元。

综上所述，与同行业上市公司相比，发行人其他应收款坏账准备计提充分合理。

B、2019年1月1日以后，发行人与同行业可比公司其他应收款坏账计提政策如下：

公司名称	组合	计提方法						
华能水电	“三阶段”模型计量损失准备	预期信用损失法						
长江电力	其他应收款	通过违约风险敞口和未来12个月内或整个存续期预期信用损失率						
	应收股利	通过违约风险敞口和未来12个月内或整个存续期预期信用损失率						
甘肃电投	代垫款项、保证金、押金	通过违约风险敞口和未来12个月内或整个存续期预期信用损失率						
	关联方款项	不计提						
太阳能	账龄组合	6个月以内	7-12个月	1-2年	2-3年	3-4年	4-5年	5年以上
		-	5%	10%	30%	50%	80%	100%
	个别认定计提坏账准备的组合（含应收电网公司电费、关联方往来、备用金、	不计提						

公司名称	组合	计提方法					
	保证金、押金、职工借款)						
京运通	关联方组合	不计提					
	账龄信用风险特征组合	1年以内	1-2年	2-3年	3-4年	4-5年	5年以上
		5%	15%	30%	50%	80%	100%
个别认定法组合	单项认定						
晶科科技	除下述组合外的其他款项组合，主要包括往来款组合、押金保证金组合、股权转让款组合、其他款项组合	1年以内	1-2年	2-3年	3-4年	4-5年	5年以上
		5%	10%	30%	50%	80%	100%
	区补电费补贴组合	余额百分比法：期末余额的1%					
	关联方款项组合	余额百分比法：期末余额的1%					
发行人	应收往来款	除单项计提外，5%					
	应收押金和保证金	5%					
	应收备用金及其他款项	5%					

发行人其他应收款主要包括往来款、保证金、押金、备用金及其他，组合划分与同行业上市公司不存在重大差异。

2019年末及2020年末发行人处于第三阶段的其他应收款主要为往来款，其账面余额分别为6,766.00万元、5,966.00万元，相应的坏账准备金额分别为6,296.00万元、5,656.00万元，计提的预期信用损失合理充分。除上述处于第三阶段的其他应收款外，其余均处于第一阶段，主要系保证金和押金、备用金和其他，处于该阶段的其他应收款按照未来12个月内的预期信用损失计量损失准备，按5%的比例计提坏账准备，该计提比例充分合理。

(7) 存货

报告期各期末，公司存货价值分别为473.27万元、374.77万元和543.48万元。由于电力行业的特点，存货主要是生产经营所用的备品备件，金额较小。

(8) 其他流动资产

报告期各期末，公司其他流动资产明细情况如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
待抵扣进项税额	21,747.53	23,320.26	17,015.39
预缴所得税	30.76	3,296.60	926.51
其他	213.06	23.57	30.48
合 计	21,991.35	26,640.43	17,972.37

公司其他流动资产主要是待抵扣进项税额，金额较大，主要系公司 2018 年收购了甘宁 11 家光伏公司、2019 年末收购了清能发展，这些光伏电站建成时间较短，而初始投资额较大，因此有较多的待抵扣增值税进项税额；同时，公司近几年亦有新发电项目开工建设，投资金额较大，亦增加了待抵扣增值税进项税额。

2、非流动资产分析

报告期各期末，公司非流动资产构成情况如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31		2019.12.31		2018.12.31	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
长期股权投资	218,439.96	8.74%	197,435.17	9.90%	157,266.35	11.91%
其他非流动金融资产	3,156.94	0.13%	2,349.78	0.12%	-	-
投资性房地产	830.42	0.03%	970.21	0.05%	3,600.45	0.27%
固定资产	1,373,689.79	54.94%	1,411,315.52	70.75%	1,089,763.70	82.50%
在建工程	769,959.35	30.80%	198,801.32	9.97%	8,493.23	0.64%
无形资产	25,554.54	1.02%	26,098.26	1.31%	19,404.40	1.47%
商誉	8,240.46	0.33%	8,386.97	0.42%	9,380.20	0.71%
长期待摊费用	4,229.25	0.17%	2,121.11	0.11%	1,133.08	0.09%
递延所得税资产	6,030.21	0.24%	4,386.68	0.22%	3,754.71	0.28%
其他非流动资产	90,008.21	3.60%	143,061.13	7.17%	28,153.40	2.13%
合 计	2,500,139.12	100.00%	1,994,926.13	100.00%	1,320,949.53	100.00%

报告期各期末，公司非流动资产以固定资产、在建工程、长期股权投资和其他非流动资产为主。

(1) 长期股权投资

公司的长期股权投资主要是对联营企业和合营企业的投资，具体情况如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
合营企业：			
嵊泗海上风电	28,133.24	15,000.00	-
联营企业：			
青山殿水电	3,899.75	3,920.97	3,674.42
沙岙电站	820.56	828.62	665.81
仙居水电	1,823.71	2,030.32	1,925.22
玉溪水利	5,081.83	5,318.08	4,747.73
石塘水电	2,308.39	2,384.01	1,765.68
桐柏抽水蓄能	23,306.36	23,319.63	22,429.17
钱江水利	81,016.74	77,612.39	76,405.84
惠宁电力	1,185.15	1,368.99	1,306.50
高湖水电	120.56	116.06	117.36
珊溪水电	25,264.10	25,462.18	24,105.34
大岭坪水电	75.22	65.64	18.64
天荒坪抽水蓄能	19,671.57	17,698.22	18,524.63
舟山智慧能源	2,938.41	1,080.00	80.00
衢江抽水蓄能	3,413.00	1,968.00	1,500.00
武强水电	1,278.18	1,361.80	-
阳高风电	4,625.09	4,679.91	-
广灵风电	13,478.09	13,220.37	-
小 计	218,439.96	197,435.17	157,266.35
减：减值准备		-	-
合 计	218,439.96	197,435.17	157,266.35

除钱江水利（主营自来水的生产和供应）外，公司的对外投资全部为与公司主营业务相同的水力、风力或光伏（渔光互补）发电企业。各合营企业及联营企业的基本情况见本招股意向书第五节之“五、（三）参股子公司情况”。

公司对部分参股公司持股比例虽低于 20%，但基于《企业会计准则第 2 号——长期股权投资（2014 修订）》“重大影响”之认定，认为对该些被投资单位存在可施加重大影响的情形，因此采取权益法核算该类长期股权投资。

①长期股权投资变动情况

A、2020 年度

单位：万元

被投资单位	2020.1.1	本期增减变动						2020.12.31
		追加投资	权益法下确认的投资损益	其他综合收益调整	其他权益变动	宣告发放现金股利或利润	其他	
嵊泗海上风电	15,000.00	15,000.00	-	-	-	-	-1,866.76	28,133.24
青山殿水电	3,920.97	-	778.36	-	-	799.58	-	3,899.75
沙岙电站	828.62	-	53.55	-	-	61.60	-	820.56
仙居水电	2,030.32	-	63.39	-	-	270.00	-	1,823.71
玉溪水利	5,318.08	-	431.75	-	-	668.00	-	5,081.83
石塘水电	2,384.01	-	10.60	-	-	86.22	-	2,308.39
桐柏抽水蓄能	23,319.63	-	2,263.73	-	-	2,277.00	-	23,306.36
钱江水利	77,612.39	-	3,404.25	0.10	-	-	-	81,016.74
景宁电力	1,368.99	-	74.41	-	-	258.25	-	1,185.15
高湖水电	116.06	-	14.26	-	-	9.76	-	120.56
珊溪水电	25,462.18	-	712.28	-	-	910.35	-	25,264.10
大岭坪水电	65.64	-	9.58	-	-	-	-	75.22
天荒坪抽水蓄能	17,698.22	-	5,406.69	-	-	3,433.33	-	19,671.57
舟山智慧能源	1,080.00	1,856.86	1.55	-	-	-	-	2,938.41
衢江抽水蓄能	1,968.00	1,445.00	-	-	-	-	-	3,413.00
武强水电	1,361.80	-	-1.62	-	-	82.00	-	1,278.18
阳高风电	4,679.91	-	-54.82	-	-	-	-	4,625.09
广灵风电	13,220.37	-	257.72	-	-	-	-	13,478.09
合计	197,435.17	18,301.86	13,425.68	0.10	-	8,856.09	-1,866.76	218,439.96

B、2019 年度

单位：万元

被投资单位	2019.1.1	本期增减变动						2019.12.31
		追加投资	权益法下确认的投资损益	其他综合收益调整	其他权益变动	宣告发放现金股利或利润	其他	
嵊泗海上风电	-	15,000.00	-	-	-	-	-	15,000.00
青山殿水电	3,674.42	-	895.74	-	-	649.20	-	3,920.97
沙岙电站	665.81	-	162.81	-	-	-	-	828.62
仙居水电	1,925.22	-	300.10	-	-	195.00	-	2,030.32
玉溪水利	4,747.73	-	737.35	-	-	167.00	-	5,318.08
石塘水电	1,765.68	-	618.33	-	-	-	-	2,384.01
桐柏抽水蓄能	22,429.17	-	2,523.46	-	-	1,633.00	-	23,319.63
钱江水利	76,405.84	-	1,177.81	7.53	21.21	-	-	77,612.39
惠宁电力	1,306.50	-	289.81	-	-	227.32	-	1,368.99
高湖水电	117.36	-	16.13	-	-	17.43	-	116.06
珊溪水电	24,105.34	-	1,721.63	-	-0.65	364.14	-	25,462.18
大岭坪水电	18.64	-	47.00	-	-	-	-	65.64
天荒坪抽水蓄能	18,524.63	-	3,806.91	-	-	4,633.33	-	17,698.22
舟山智慧能源	80.00	1,000.00	-	-	-	-	-	1,080.00
衢江抽水蓄能	1,500.00	468.00	-	-	-	-	-	1,968.00
武强水电	-	-	281.64	-	-	-	1,080.16	1,361.80
阳高风电	-	4,679.91	-	-	-	-	-	4,679.91
广灵风电	-	13,220.37	-	-	-	-	-	13,220.37
合计	157,266.35	34,368.28	12,578.72	7.53	20.55	7,886.42	1,080.16	197,435.17

C、2018 年度

单位：万元

被投资单位	2018.1.1	本期增减变动						2018.12.31
		追加投资	权益法下确认的投资损益	其他综合收益调整	其他权益变动	宣告发放现金股利或利润	其他	
青山殿水电	3,573.75	-	721.33	-	-	620.66	-	3,674.42
沙畈电站	649.72	-	77.68	-	-	61.60	-	665.81
仙居水电	2,027.68	-	197.53	-	-	300.00	-	1,925.22
玉溪水利	4,931.27	-	-16.54	-	-	167.00	-	4,747.73
石塘水电	2,579.79	-	-522.53	-	-	291.58	-	1,765.68
桐柏抽水蓄能	22,624.97	-	1,828.20	-	-	2,024.00	-	22,429.17
钱江水利	53,395.61	23,732.37	1,152.79	-1,868.91	-6.02	-	-	76,405.84
惠宁电力	1,259.04	-	274.32	-	-	226.86	-	1,306.50
高湖水电	99.76	-	17.59	-	-	-	-	117.36
珊溪水电	23,378.29	-	1,566.57	-	0.62	840.14	-	24,105.34
大岭坪水电	44.66	-	-7.93	-	-	18.08	-	18.64
天荒坪抽水蓄能	17,913.00	-	5,155.63	-	-	4,544.00	-	18,524.63
舟山智慧能源	-	80.00	-	-	-	-	-	80.00
衢江抽水蓄能	-	1,500.00	-	-	-	-	-	1,500.00
合计	132,477.55	25,312.37	10,444.66	-1,868.91	-5.40	9,093.92	-	157,266.35

②减值情况

报告期内，参股公司钱江水利、石塘水电、玉溪水利在 2018 年度出现亏损，武强水电和阳高风电在 2020 年度出现亏损，其他参股公司在报告期内均实现盈利，行业及市场均未发生重大不利影响，未出现减值迹象，未计提减值准备。玉溪水利、武强水电和阳高风电亏损额较小，且未连续亏损；石塘水电虽有较大亏损，但其他年度均实现了较为良好的盈利。参股公司 2018 年或 2020 年出现亏损，主要系当年度降雨量或风资源偏少，发电量减少导致收入减少，非因经营不善或出现其他不利市场环境因素导致的亏损，不存在影响持续经营能力情形，未计提

长期股权投资减值准备。

钱江水利系上市公司，其自身主营业务发展状况良好，生产经营未出现重大异常变动，其净利润或其他综合收益为负主要系钱江水利投资的天堂硅谷资产管理集团有限公司实现的净利润或其他综合收益大幅变动，因此未对其计提长期股权投资减值准备。

(2) 其他非流动金融资产

单位：万元

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
债务工具投资	3,156.94	2,349.78	-

公司的其他非流动金融资产系对浙晶光伏的出资。浙晶光伏的具体情况详见本招股意向书第五节之“五、（四）1、（4）浙晶光伏、浙晶发展的历史沿革概况和共同投资背景”。

(3) 投资性房地产

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
一、账面原值			
1.期初金额	1,497.33	5,265.57	11,096.11
2.本期增加金额	-	-	-
其中：固定资产转入	-	-	-
3.本期减少金额	230.77	3,768.24	5,830.54
其中：其他转出	230.77	3,768.24	5,830.54
4.期末金额	1,266.57	1,497.33	5,265.57
二、累计折旧和累计摊销			
1.期初金额	527.13	1,665.12	2,896.88
2.本期增加金额	49.65	58.91	320.39
（1）计提	49.65	58.91	320.39
3.本期减少金额	140.63	1,196.90	1,552.16
其他转出	140.63	1,196.90	1,552.16
4.期末金额	436.15	527.13	1,665.12
三、减值准备			
1.期初金额	-	-	-

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
2.本期增加金额	-	-	-
3.本期减少金额	-	-	-
4.期末金额	-	-	-
四、账面价值			
1.期末账面价值	830.42	970.21	3,600.45
2.期初账面价值	970.21	3,600.45	8,199.22

2018 年投资性房地产减少主要系公司将与主营业务无关的部分非经营性资产剥离，情况如下：公司江韵园 1 幢 9-14 层非住宅、江韵园 2 幢、3 幢共计 60 套住宅、萧山区临浦镇新港村的 2,999.15 平方米土地及地上房产、富阳区横凉亭路 17 号建筑面积 117.78 平方米的不动产等一直用于出租，与公司主营业务无关。2018 年 11 月，经浙能集团批准同意，公司将相关资产无偿划转至浙江国信集团和浙能资产经营，公司账面减少相关资产并冲减资本公积。

2019 年投资性房地产减少主要系北海水电将部分出租房屋转为自用。

截至 2020 年末，公司投资性房地产主要为子公司北海水电持有的商品房，整体金额较小，占非流动资产的比重为仅为 0.03%。

(4) 固定资产

①固定资产及累计折旧构成情况

公司的固定资产主要是生产经营所需的房屋建筑物和机器设备，报告期各期末，公司各类固定资产明细如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31	变动幅度	2019.12.31	变动幅度	2018.12.31
固定资产原值	1,828,822.35	2.35%	1,786,833.93	26.77%	1,409,470.98
其中：房屋及建筑物	720,089.73	-0.09%	720,724.98	0.06%	720,301.50
机器设备	1,095,031.01	4.04%	1,052,518.23	55.63%	676,292.34
运输设备	4,552.85	-0.27%	4,565.28	-9.79%	5,060.74
电子设备和其他设备	9,148.76	1.37%	9,025.43	15.47%	7,816.40
累计折旧	452,772.11	21.34%	373,157.97	17.59%	317,346.83

项 目	2020.12.31	变动幅度	2019.12.31	变动幅度	2018.12.31
其中：房屋及建筑物	251,566.90	8.59%	231,660.98	9.63%	211,302.14
机器设备	190,966.89	45.44%	131,298.39	37.13%	95,749.26
运输设备	3,714.68	0.93%	3,680.45	-15.58%	4,359.80
电子设备和其他设备	6,523.64	0.08%	6,518.15	9.81%	5,935.63
减值准备	2,360.44	-	2,360.44	-	2,360.44
其中：房屋及建筑物	386.26	-	386.26	-	386.26
机器设备	1,968.25	-	1,968.25	-	1,968.25
运输设备	5.56	-	5.56	-	5.56
电子设备和其他设备	0.37	-	0.37	-	0.37
固定资产账面价值	1,373,689.79	-2.67%	1,411,315.52	29.51%	1,089,763.70
其中：房屋及建筑物	468,136.57	-4.20%	488,677.74	-3.92%	508,613.10
机器设备	902,095.87	-1.87%	919,251.59	58.88%	578,574.83
运输设备	832.60	-5.31%	879.27	26.45%	695.37
电子设备和其他设备	2,624.76	4.70%	2,506.91	33.32%	1,880.41
综合成新率	75.11%		78.98%		77.32%

2019年末固定资产账面原值较2018年末增加377,362.95万元，增幅26.77%，主要系公司2019年12月收购清能发展，增加固定资产账面价值362,254.93万元。

2020年末固定资产账面原值较2019年末增加41,988.42万元，增幅2.35%，变动较小，主要系子公司聚合光伏和大柴旦新能源项目结转固定资产增加。

②固定资产折旧政策情况及与可比上市公司的比较

A、公司固定资产折旧政策

公司根据固定资产的实际使用情况，结合发电行业的特征，并参考同行可比上市公司折旧政策情况，审慎确定了本公司固定资产的折旧政策，具体见本招股意向书第十节之“四、（十二）固定资产”。

B、折旧政策与可比上市公司的比较

公司主要收入来源于水力发电和光伏发电，风力发电业务规模较小。基于公司业务实际情况，选取的可比上市公司为：华能水电（600025.SH）、长江电力（600900.SH）、甘肃电投（000791.SZ）、太阳能（000591.SZ）和京运通（601908.SH）。

本公司与可比上市公司折旧政策和年折旧率对比如下：

公司/资产类别	房屋建筑物		机器设备		运输设备		电子设备和其他	
	折旧年限(年)	年折旧率(%)	折旧年限(年)	年折旧率(%)	折旧年限(年)	年折旧率(%)	折旧年限(年)	年折旧率(%)
华能水电	6-45	2.22-16.67	4-26	3.85-25.00	6-10	9.70-16.17	4、6	16.67、25
长江电力	8-60	1.67-12.50	5-32	3.03-20.00	3-10	9.70-33.33	3-12	8.08-33.33
甘肃电投	8-50	2.00-12.50	8-30	3.23-12.50	5	20.00	8-10	9.70-12.12
太阳能	40-45	2.11-2.38	16-35	2.71-5.94	10	9.50	5-22	4.32-19.00
京运通	20-40	2.38-4.75	20	4.75	5-10	9.50-19.00	5	19.00
本公司	20-45	2.16-5.00	5-30	3.17-20.00	6	16.67	4-10	10.00-25.00

注1：上述数据来源于各上市公司2019年年报。

注2：长江电力单独区分了挡水建筑物一类，本公司将挡水建筑物在房屋建筑物类别中核算，上表中将长江电力的挡水建筑物已合并到房屋建筑物类别中；太阳能将发电设备单独区分为一个固定资产类别，该类别与本公司及其他可比上市公司的机器设备类别接近，因此选取太阳能的发电设备类别作为机器设备类别进行比较；京运通将新能源电站单独区分为一个固定资产类别，该类别与本公司及其他可比上市公司的机器设备类别接近，因此选取京运通的新能源电站类别作为机器设备进行比较。

由上表可见，与同行业上市公司相比，本公司的固定资产折旧政策适中，不存在重大差异。

③折旧及摊销（含收购成本）占固定资产原值的比例分析

报告期内，公司折旧及摊销（含收购成本）占固定资产原值的比例如下：

单位：万元

期间	固定资产折旧增加 A	无形资产摊销增加 B	收购成本摊销增加 C	期初期末平均固定资产 D	综合折旧摊销率 E= (A+B+C) / D
2018年度	45,437.57	891.19	461.54	1,148,727.03	4.07%
2019年度	57,377.87	1,096.80	463.29	1,598,152.45	3.69%
2020年度	81,131.02	1,112.45	470.59	1,807,828.14	4.58%

注：收购成本摊销指模拟将收购产生的商誉计入资产价值并进行摊销。

报告期内，发行人无形资产和商誉价值较小，相应产生的无形资产摊销增加和收购成本摊销增加较少，对综合折旧摊销率影响较小，主要由固定资产折旧增加构成。

2019 年末，由于清能发展相关资产已纳入公司合并报表范围，但当年度的折旧计提额并未纳入，且清能发展资产规模较大，因此导致 2019 年度的综合折旧摊销率较 2018 年度有所下降。若剔除清能发展相关资产影响数，2019 年度的综合折旧摊销率为 4.17%，较 2018 年度小幅上升，主要是由于收购的甘宁 11 家光伏公司系在 2018 年陆续收购，并未全年计提折旧，而在 2019 年则全年计提了折旧。

2020 年度，公司综合折旧摊销率为 4.58%，较 2018 年度和 2019 年度上升，主要是由于 2019 年末收购清能发展后，折旧年限相对较短的光伏业务资产占比持续增加。

④综合折旧率与同行业的对比情况

报告期内，公司固定资产综合折旧率与同行业公司比较情况如下：

公司名称	2020 年度	2019 年度	2018 年度
华能水电	未披露	3.36%	3.46%
长江电力	未披露	3.61%	3.66%
甘肃电投	未披露	3.45%	3.46%
太阳能	未披露	3.97%	3.93%
京运通	未披露	4.78%	5.14%
平均值	-	3.83%	3.93%
本公司	4.49%	4.06%	3.96%

注：本公司 2019 年度的固定资产综合折旧率已剔除清能发展的影响。

由上表可见，发行人固定资产综合折旧率与同行业上市公司不存在重大差异。

(5) 在建工程

报告期各期末，公司在建工程账面价值分别为 8,493.23 万元、198,801.32 万元和 769,959.35 万元，占非流动资产的比重分别为 0.64%、9.96% 和 30.80%。2020

年末在建工程余额大幅增长，主要为在建的海上风电项目江苏竹根沙 300MW 海上风电场项目和浙能嘉兴 1 号海上风电项目，其投资金额大。

①在建工程具体情况

报告期各期末，在建工程具体项目情况如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
江苏竹根沙 300MW 海上风电场项目	363,285.61	163,181.48	-
浙能嘉兴 1 号海上风电	242,657.06	31,943.54	7,828.63
浙能宁夏中卫香山风电项目	68,667.16	1,479.24	-
五家渠北塔山牧场风电项目	64,939.87	133.42	-
五家渠浙新能六师北塔山牧场 50MWp 光伏发电项目	17,088.86	-	-
六师北塔山牧场 20MWp 光伏发电项目	6,468.77	-	-
风、光、水集中监控平台	2,251.56	654.62	-
浙能杭州湾金田新材料分布式光伏发电项目	2,046.16	144.49	-
其他	2,554.29	1,264.52	664.60
合 计	769,959.35	198,801.32	8,493.23
其中本期利息资本化金额	17,925.77	3,010.79	334.31

截至 2020 年末，公司在建工程主要为两个海上风电项目和两个陆上风电项目，其中两个陆上风电项目已并网但仍处于试运行阶段，上述四个项目总投资预算约 120 亿元。

②光伏和风力发电资产单位建造与同行业上市公司比较的差异情况及其合理性

A、单位建造成本比较情况

选取发行人报告期内重要自建光伏电站和风电站，与同行业上市公司的单位建造成本对比情况如下：

a.光伏电站

实施主体	建设期间	电站名称	造价（不含税、元/W）
长兴新能	2016-2017 年	84MW 光伏电站	5.76
江苏新能	2017 年度	新能东台 10MW 屋顶分布	5.03

实施主体	建设期间	电站名称	造价（不含税、元/W）
(603693.SH)		式光伏发电项目	
隆基股份 (601012.SH)	2017 年度	中宁县 200MW 光伏发电项目	6.46
永修浙源	2017-2018 年	18MW 光伏电站	5.41
晶科科技 (601778.SH)	2017-2018 年	山东济宁 100MW 地面电站项目	7.36
隆基股份 (601012.SH)	2018 年度	肇州县 80MW 单晶光伏发电项目	6.13
江北浙源	2018 年初及之后	金田铜业一、二期 29.98MW 分布式光伏电站	5.81
松阳浙源	2018 年度	松阳光伏小康 23.50MW 光伏电站	5.91
舟山浙源	2018-2019 年	中远海运重工 19.90MW 屋顶分布式光伏电站	4.08
露笑科技 (002617.SZ)	2019 年及之后	宁津旭良 3.50MW 分布式光伏项目	3.64
五家渠光伏	2020 年度	五家渠浙新能六师北塔山牧场 50MWp 光伏发电项目	4.20

注：同行业公司数据来自于定期报告固定资产入账价值（均为不含税），江北浙源和五家渠光伏尚未完工，因此以含税的工程造价剔除 10%的综合增值税后进行比较。

b.风电站

公司名称	风电站名称	类型	造价（含税、元/W）
本公司子公司	浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目	海上风电站	17.74
	江苏竹根沙（H2#）300MW 海上风电场项目	海上风电站	16.74
	海西华汇大柴旦 50MW 风电建设项目	陆上风电站	7.61
	浙能宁夏中卫香山 120MW 风电项目	陆上风电站	7.11
	五家渠浙能新能源六师北塔山牧场 100MW 风电项目	陆上风电站	7.77
三峡新能源 (IPO)	阳西沙扒 300MW 海上风电场项目	海上风电站	17.92
三峡新能源 (IPO)	昌邑市海洋牧场与三峡 300MW 海上风电融合试验示范项目	海上风电站	17.08
嘉泽新能 (601619.SH)	焦家畔 100MW 风电项目和苏家梁 100MW 风电项目	陆上风电站	7.00
九洲电气 (300040.SZ)	大庆大岗风电场项目（48MW）和大庆平桥风电场项目（48MW）	陆上风电站	8.36
运达股份 (300772.SZ)	昔阳县皋落一期（50MW）风电项目	陆上风电站	8.20

注：上表均为近期在建项目，不存在因建设年份相差较远而显著影响造价的情况。所取造价数据均为预算数。

由上述表格可见，在建设期间相近的情况下，公司光伏电站和风电站单位建造成本总体上与外部其他公司接近。这主要是由于光伏电站和风电站建设属于竞争比较充分的成熟市场，主要发电设备光伏组件、风电机组等的价格也较为透明，且公司所有的重大电站全部采用招投标方式确定合作方和价格，因此在所有条件相类似的情形下，公司新建光伏电站和风电站的平均造价与同行业其他公司不存在较大差异。

（6）无形资产

报告期各期末，公司无形资产账面价值情况如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
土地使用权	9,855.84	9,649.84	7,934.71
海域使用权	15,008.93	15,593.20	10,340.40
软件	689.77	855.22	1,115.45
其他	-	-	13.84
合 计	25,554.54	26,098.26	19,404.40

2019年子公司东台双创新能购买了海域使用权，以及2019年12月收购清能发展，导致2019年末无形资产较2018年末有较大增长。

公司土地使用权和海域使用权以权证规定的出让年限确定摊销年限，软件和其他按照预计可使用年限5年摊销。

截至报告期末，公司未发现无形资产存在减值迹象，故未计提减值准备。

（7）商誉

①商誉构成

报告期各期末，公司商誉账面价值分别为9,380.20万元、8,386.97万元和8,240.46万元，占非流动资产的比例分别为0.71%、0.42%和0.33%，金额和占比较小。商誉的具体构成如下：

单位：万元

报告期末	被投资公司	账面原值	商誉减值准备	账面价值
2020.12.31	大洋水电	271.27	271.27	-
	岩樟溪水电	960.46	-	960.46
	松阳安民公司	1,127.25	-	1,127.25
	金昌帷盛公司	608.39	407.81	200.58
	民勤正泰公司	499.01	-	499.01
	敦煌正泰公司	5,336.52	381.29	4,955.23
	瓜州光源公司	493.61	-	493.61
	江苏双创公司	4.31	-	4.31
	合计	9,300.83	1,060.38	8,240.46
2019.12.31	大洋水电	338.13	338.13	-
	岩樟溪水电	960.46	-	960.46
	松阳安民公司	1,127.25	-	1,127.25
	金昌帷盛公司	608.39	374.02	234.37
	民勤正泰公司	499.01	-	499.01
	敦煌正泰公司	5,336.52	268.57	5,067.95
	瓜州光源公司	493.61	-	493.61
	江苏双创公司	4.31	-	4.31
	合计	9,367.70	980.73	8,386.97
2018.12.31	大洋水电	338.13	-	338.13
	岩樟溪水电	960.46	-	960.46
	松阳安民公司	1,127.25	-	1,127.25
	武强公司	16.82	-	16.82
	金昌帷盛公司	608.39	-	608.39
	民勤正泰公司	499.01	-	499.01
	敦煌正泰公司	5,336.52	-	5,336.52
	瓜州光源公司	493.61	-	493.61
	合计	9,380.20	-	9,380.20

公司于购买日根据收购对价与取得的可辨认净资产公允价值的份额之间的差额确认为非同一控制下企业合并形成的商誉。2018 年度，公司因收购金昌太阳能、民勤光伏、敦煌光伏和瓜州光伏产生商誉；2019 年 2 月，因收购江苏双创新能产生商誉；2019 年 6 月，因处置武强水电部分股权丧失控制权而减少商

誉。2020年6月末，由于大洋水电的金坑洋水电站将予以处置，相应资产组的商誉减少66.86万元。

②商誉的会计处理和模拟摊销

《企业会计准则第20号——企业合并》第十三条规定：非同一控制企业合并，购买方对合并成本大于合并中取得的被购买方可辨认净资产公允价值份额的差额，应当确认为商誉。

同行业公司收购发电资产合并成本大于可辨认净资产公允价值确认商誉的情况如下：

单位：万元

同行业公司	收购标的资产	收购标的所属行业	截至2019年12月31日商誉余额	商誉产生的原因
东旭蓝天 (000040.SZ)	会理弘吉新能源科技有限公司	光伏发电	7,549.38	溢价收购，非同一控制下企业合并形成
	宁夏盛唐太阳能科技有限公司	光伏发电	4,113.74	溢价收购，非同一控制下企业合并形成
	张北弘吉新能源科技有限公司	光伏发电	1,941.14	溢价收购，非同一控制下企业合并形成
	张北熠彩新能源科技有限公司	光伏发电	10,671.60	溢价收购，非同一控制下企业合并形成
	承德晟烨光伏发电有限公司	光伏发电	2,458.34	溢价收购，非同一控制下企业合并形成
	吉林华众昊晟新能源科技有限公司	光伏及风力发电	3,414.16	溢价收购，非同一控制下企业合并形成
露笑科技 (002617.SZ)	江苏鼎阳绿能电力有限公司	光伏发电	36,991.75	溢价收购，非同一控制下企业合并形成
新天绿色能源 (00956.HK)	张北建投华实风能有限公司	风力发电	237.20	溢价收购，非同一控制下企业合并形成
协鑫能科 (002015.SZ)	雷山县天雷风电有限公司	风力发电	242.98	溢价收购，非同一控制下企业合并形成

综上所述，公司收购发电资产确认商誉符合会计准则的规定，与东旭蓝天、露笑科技、新天绿色能源、协鑫能科等境内外同行业上市公司处理一致，具有合理性。

假设公司收购发电资产合并成本大于可辨认净资产公允价值部分不确认为商誉，而是计入发电资产的成本，并按照发电资产剩余预计可使用年限按年摊销，

报告期内摊销金额分别为 461.54 万元、463.29 万元和 470.59 万元（计提累计摊销数据均剔除商誉减值部分），占各报告期利润总额比例分别为 1.98%、0.59% 和 0.77%，影响较小。

③商誉的减值测试

公司于各报告期期末对商誉进行减值测试，并出具《资产评估报告》。根据评估结果，相应的在各会计期间确认了大洋水电、金昌太阳能和敦煌光伏的商誉减值准备。

④《关于〈关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见〉有关事项的补充通知》对收购项目的影

A、光伏项目

序号	单位	评估方法	资源区 (类别)	规定的全生命周期合理 利用小时数 A	可利用小时 数的预测数 B <small>注</small>	A-B
1	中卫光伏	收益法	I 类	32,000.00	28,488.29	3,511.71
2	中卫太阳能	收益法	I 类	32,000.00	28,587.29	3,412.71
3	金昌太阳能	收益法	I 类	32,000.00	28,520.00	3,480.00
4	民勤光伏	收益法	I 类	32,000.00	26,863.35	5,136.65
5	永昌光伏	收益法	I 类	32,000.00	25,561.56	6,438.44
6	高台光伏	收益法	I 类	32,000.00	26,237.14	5,762.86
7	嘉峪关光伏	收益法	I 类	32,000.00	27,522.55	4,477.45
8	天润新能	收益法	I 类	32,000.00	29,260.99	2,739.01
9	敦煌光伏	收益法	I 类	32,000.00	27,349.05	4,650.95
10	瓜州光伏	收益法	I 类	32,000.00	30,022.86	1,977.14
11	金昌电力	收益法	I 类	32,000.00	26,827.96	5,172.04
12	衢州光能	收益法	III 类	22,000.00	18,424.51	3,575.49
13	新疆电力	收益法	II 类	26,000.00	23,054.77	2,945.23
14	青海昱辉	收益法	I 类	32,000.00	30,412.63	1,587.37
15	柯坪电力	收益法	II 类	26,000.00	25,058.05	941.95
16	特克斯太阳能	收益法	II 类	26,000.00	25,268.14	731.86
17	博州新能源	收益法	II 类	26,000.00	24,701.00	1,299.00
18	伊阳能源	收益法	II 类	26,000.00	22,467.19	3,532.81

序号	单位	评估方法	资源区 (类别)	规定的全生命周期合理利用小时数 A	可利用小时数的预测数 B 注	A-B
19	聚阳能源	收益法	II类	26,000.00	24,980.58	1,019.42
20	博乐新能源	收益法	II类	26,000.00	26,059.90	-59.90
21	龙游新能源	收益法	III类	22,000.00	20,026.14	1,973.86
22	宿州新能源	收益法	III类	22,000.00	21,511.82	488.18
23	四子王旗能源	收益法	I类	32,000.00	30,179.92	1,820.08
24	苏州电力	收益法	III类	22,000.00	17,952.61	4,047.39
25	湖南电力	收益法	III类	22,000.00	15,474.52	6,525.48
26	无锡电力	收益法	III类	22,000.00	18,024.87	3,975.13
27	丹阳电力	收益法	III类	22,000.00	16,995.72	5,004.28
28	徐州新能源	收益法	III类	22,000.00	17,692.87	4,307.13
29	泰州新能源	收益法	III类	22,000.00	17,909.60	4,090.40
30	赣州新能源	收益法	III类	22,000.00	17,151.61	4,848.39
31	济南新能源	收益法	III类	22,000.00	16,485.64	5,514.36
32	聚和新能源	资产基础法				

注：可利用小时数的预测数 A=实际发生的小时数+2021 年起至并网之日满 20 年预测的可利用小时数（来源于评估报告）。

聚和新能源收购时为资产基础法评估，对收购时的预测不产生影响；除博乐新能源光伏项目外，其他收购的光伏项目（采用收益法的）可利用小时数的预测数均小于《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》规定的全生命周期合理利用小时数，其可再生能源补贴在核定的额度范围内，可再生能源补贴能全部收回。博乐新能源收购时的评估可利用小时数的预测数略高于文件对于项目全生命周期合理利用小时数，其影响情况如下：

单位	预测数超文件规定小时数 A-B	装机容量（万千瓦）	多预计发电量（万千瓦时）	含税补贴单价（元/千瓦时）	多预测的不含税收入（万元）
博乐新能源	59.90	8	479.18	0.700	296.84

由上表可见，《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》对收购时的预测影响较小。

B、风力发电

发行人收购的风电项目为江苏双创新能、青海新能源和宁夏新能源，且收购

时项目均处于基建期。收购风力发电项目的评估方法均为资产基础法，文件对于项目全生命周期补贴电量的规定对收购以上风电项目时的预测不产生影响。

综上，《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》对发行人收购博乐新能源时所做的预测影响较小，对收购的其余光伏和风电项目时所做的预测无影响，不会导致发行人应对收购产生的商誉及长期资产计提减值准备。

（8）长期待摊费用

报告期各期末，公司长期待摊费用分别为 1,133.08 万元、2,121.11 万元和 4,229.25 万元，占非流动资产的比例分别为 0.09%、0.11%和 0.17%。

公司长期待摊费用主要为一些小额的输变电路技改工程和土地、房屋的预付租赁费摊销。

（9）递延所得税资产

报告期各期末，公司递延所得税资产余额分别为 3,754.71 万元、4,386.68 万元和 6,030.21 万元，占非流动资产的比例分别为 0.28%、0.22%和 0.24%。报告期各期末，公司递延所得税资产构成如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31		2019.12.31		2018.12.31	
	可抵扣/应纳税暂时性差异	递延所得税资产	可抵扣/应纳税暂时性差异	递延所得税资产	可抵扣/应纳税暂时性差异	递延所得税资产
资产减值准备	29,056.86	4,685.50	19,075.80	2,770.75	9,346.72	1,374.06
可抵扣亏损	710.10	106.52	2,420.87	363.13	6,853.17	1,038.26
递延收益引起的暂时性差异	687.17	171.79	448.96	112.24	510.74	127.69
非同一控制企业合并资产评估减值	6,932.90	1,066.40	7,502.38	1,140.55	7,989.48	1,214.70
合 计	37,387.02	6,030.21	29,448.00	4,386.68	24,700.11	3,754.71

公司递延所得税资产主要包括资产减值准备、非同一控制企业合并资产评估减值、可抵扣亏损以及递延收益引起的可抵扣暂时性差异等。2019 年末及 2020 年末增加主要系应收账款预期信用损失增加。

（10）其他非流动资产

报告期各期末，公司其他非流动资产构成情况如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
预付工程款	4,395.23	95,421.56	197.30
待抵扣进项税	82,887.95	43,635.43	21,521.01
项目前期费用	2,725.03	4,004.14	6,435.09
合 计	90,008.21	143,061.13	28,153.40

2019年末其他非流动资产较2018年末大幅增加主要系公司五个在建风电项目的预付工程设备款，相关设备有较长的建造期，需要先预付大额款项在供应商处进行生产建造；同时，供应商对部分预付款项已经开具增值税专用发票，由此导致待抵扣进项税也大幅增加；2020年末其他非流动资产较2019年末减少主要系部分工程设备已符合“在建工程”核算列支条件，相应从“其他非流动资产”转列至“在建工程”。

①预付工程款

截至2020年末，公司其他非流动资产中的预付工程款项主要工程项目情况如下：

单位：万元

序号	工程项目名称	金额
1	风、光、水集中监控平台	2,577.79
2	浙能宁夏中卫香山风电项目	1,170.87
3	江苏竹根沙300MW海上风电场项目	646.57
合 计		4,395.23

②项目前期费

项目前期费用是指项目公司成立前发生的相关费用，主要包括：社会稳定风险评估、勘察设计试验（海洋水文和海洋环评勘测）、可行性研究及相关专题论证（预可研评审），相关报告的编制、咨询、审查（评审）、报批及调研费等。项目前期工作主要节点包括：投资机会研究、项目立项、可行性研究、项目（备案）核准、投资决策阶段。

报告期内，项目前期费用主要系嵊泗海上风电项目、杭州湾风电项目以及台州海上风电项目，其中嵊泗海上风电项目包含嵊泗1/2/3/4号海上风电项目，杭

州湾风电项目包括慈溪 1 号海上风电场项目及慈溪陆上风电场二期工程。报告期内各项目增减变动情况如下：

单位：万元

项目名称	2017.12.31	增加	减少	2018.12.31	增加	减少	2019.12.31
嵊泗 2 号海上风电项目	2,356.63	497.96	880.25	1,974.34	646.47	2,620.81	-
嵊泗 1/3/4 号海上风电项目	680.55	659.10	-	1,339.65	97.10	-	1,436.75
慈溪陆上风电场二期工程	445.78	-	-	445.78	-	-	445.78
慈溪 1 号海上风电场项目	1,026.68	-	-	1,026.68	68.44	657.76	437.36
台州海上风电项目	663.51	666.78	-	1,330.29	35.62	-	1,365.91
合计	5,173.15	1,823.84	880.25	6,116.74	847.63	3,278.57	3,685.80
占比				95.05%			92.05%

续上表

项目名称	2019.12.31	增加	减少	2020.12.31
嵊泗 1/3/4 号海上风电项目	1,436.75	-	1,436.75	-
慈溪陆上风电场二期工程	445.78	-	-	445.78
慈溪 1 号海上风电场项目	437.36	-	0.48	436.88
台州海上风电项目	1,365.91	0.36	-	1,366.27
合计	3,685.80	0.36	1,437.23	2,248.93
占比	92.05%			82.53%

注：占比指上述项目小计占各期末项目前期费合计比例

截至 2020 年末，项目前期费用账龄情况如下：

单位：万元

项目名称	2020.12.31				
	期末余额	1 年以内	1-2 年	2-3 年	3 年以上
慈溪陆上风电场二期工程	445.78	-	-	-	445.78
慈溪 1 号海上风电场项目	436.88	-	68.44	-	368.44
台州海上风电项目	1,366.27	0.36	697.75	385.14	283.02
合计	2,248.93	0.36	766.19	385.14	1,097.24

上述项目待浙江风电政策出台后仍将继续推进，且未来推进仍需采用前期基础工作成果，项目前期费用不存在减值迹象，无需计提减值准备。

3、资产减值损失和预期信用减值损失提取情况

报告期内，公司资产减值和预期信用减值损失提取情况如下：

单位：万元

项 目	2020年度	2019年度	2018年度
应收款项坏账损失及信用减值损失	-8,979.43	-2,241.02	-3,535.02
商誉减值损失	-146.51	-980.73	-
持有待售资产减值准备	-39.98	-	-
合 计	-9,165.92	-3,221.75	-3,535.02

注：负数表示计提，正数表示转回。

公司应收账款坏账损失、商誉减值损失分别详见本节之“一、（一）1、（3）应收账款”和“一、（一）2、（7）商誉”。

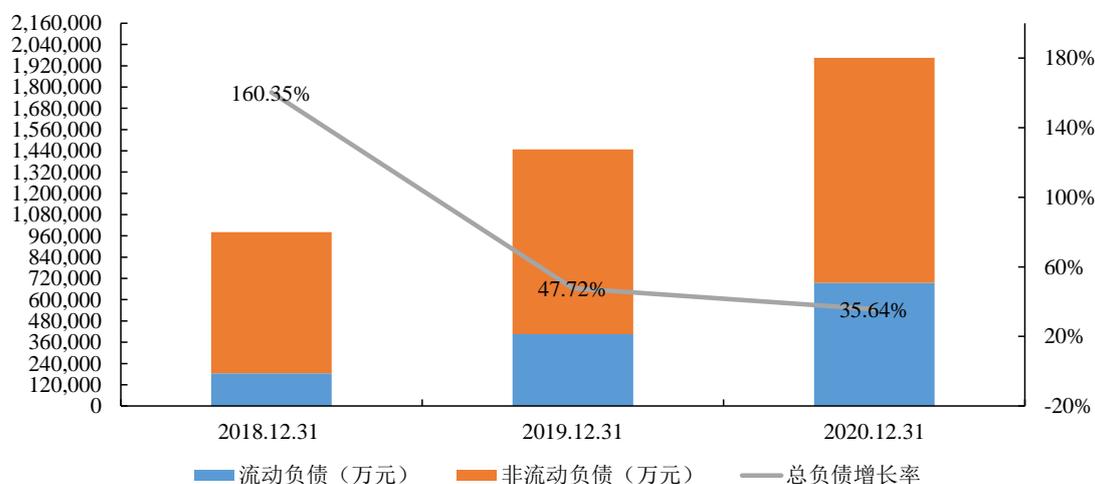
（二）负债状况分析

报告期内，公司的负债规模、负债结构发生了较大变化。公司流动负债、非流动负债及占负债总额的比例情况如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31		2019.12.31		2018.12.31	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
流动负债	695,198.14	35.38%	405,604.84	28.00%	184,289.86	18.79%
非流动负债	1,269,618.12	64.62%	1,042,930.76	72.00%	796,294.24	81.21%
负债合计	1,964,816.26	100.00%	1,448,535.60	100.00%	980,584.10	100.00%

流动负债和非流动负债变动情况



从负债规模看，2019年末公司负债总额较2018年末增加467,951.50万元，增长47.72%。主要原因包括：1、2019年12月收购清能发展，其负债总额达到387,181.44万元（未经合并抵消）；2、随着东台双创新能海上风电、嘉兴海上风电、大柴旦新能源陆上风电等在建项目的推进，借款增加。

2020年末负债总额较2019年末增加了516,280.66万元，增长35.64%，主要原因为公司在建风电项目投资规模大，随着项目的持续推进，借款增加。

从负债结构看，公司负债主要由非流动负债构成，占比较高。这主要是由于公司现阶段投资项目和新建项目较多，投资额大，导致长期借款和融资租赁款项金额较大。

1、流动负债分析

报告期各期末，公司各流动负债项目金额及占流动负债的比例如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31		2019.12.31		2018.12.31	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
短期借款	215,281.69	30.97%	140,293.19	34.59%	67,100.00	36.41%
应付账款	95,544.89	13.74%	29,118.62	7.18%	29,102.70	15.79%
预收款项	-	-	276.45	0.07%	334.79	0.18%
合同负债	259.94	0.04%	-	-	-	-
应付职工薪酬	4,554.73	0.66%	4,341.92	1.07%	4,074.21	2.21%
应交税费	8,873.90	1.28%	6,069.25	1.50%	5,926.09	3.22%
其他应付款	76,660.92	11.03%	117,427.68	28.95%	35,340.53	19.18%
一年内到期的非流动负债	273,894.26	39.40%	108,077.74	26.65%	42,411.54	23.01%
其他流动负债	20,127.81	2.90%	-	-	-	-
合 计	695,198.14	100.00%	405,604.84	100.00%	184,289.86	100.00%

(1) 短期借款

报告期各期末，公司短期借款构成情况如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
信用借款	215,000.00	140,100.00	67,100.00

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
加：短期借款应计利息	281.69	193.19	-
合 计	215,281.69	140,293.19	67,100.00

报告期各期末，公司短期借款余额分别为 67,100.00 万元、140,293.19 万元和 215,281.69 万元。2019 年末较 2018 年末增加 73,193.19 万元，主要系合并清洁能源发展增加 62,086.66 万元。2020 年末较 2019 年末增加 74,988.50 万元，主要系部分子公司日常经营和工程项目投入需要，短期借款有所增加。

报告期内，公司短期借款（按借款合同口径）具体情况如下表所示：

单位：万元

序号	主体	借款类别	期限	利率（%）	合同金额	用途	对应项目
1	浙江新能	信用借款	2017.4.1-2018.3.30	4.35	6,000.00	资金周转	-
2	浙江新能	信用借款	2020.1.10-2021.1.10	LPR 加 20 基点	20,000.00	资金周转	-
3	浙江新能	信用借款	2020.1.17-2021.1.17	LPR 加 20 基点	20,000.00	资金周转	-
4	浙江新能	信用借款	2020.3.27-2021.3.26	LPR 加 8 基点	2,000.00	资金周转	-
5	浙江新能 _注	信用借款	2020.6.12-2023.6.9	4.35	250,000.00	资金周转	-
6	浙江新能	信用借款	2020.7.29-2021.7.28	4.35	10,000.00	资金周转	-
7	浙江新能	信用借款	2020.11.10-2021.11.10	3.85	10,000.00	资金周转	-
8	浙江新能	信用借款	2020.12.3-2021.12.3	3.85	10,000.00	资金周转	-
9	北海水电	信用借款	2018.3.28-2019.3.27	5.20	15,000.00	资金周转	-
10	北海水电	信用借款	2018.1.11-2019.1.10	4.35	20,000.00	资金周转	-
11	北海水电	信用借款	2019.1.23-2019.12.19	4.80	18,000.00	资金周转	-
12	北海水电	信用借款	2019.8.16-2020.8.14	4.35	17,000.00	资金周转	-
13	北海水电	信用借款	2019.10.16-2020.10.15	4.35	15,000.00	资金周转	-
14	北海水电	信用借款	2019.12.20-2020.12.18	4.35	18,000.00	资金周转	-
15	北海水电	信用借款	2020.7.27-2021.7.26	4.35	30,000.00	资金周转	-
16	北海水电	信用借款	2020.10.13-2021.10.12	4.35	10,000.00	资金周转	-
17	北海水电	信用借款	2020.12.17-2021.12.16	4.35	9,000.00	资金周转	-
18	华光潭水电	信用借款	2017.1.6-2018.1.5	4.35	2,200.00	资金周转	-
19	华光潭水电	信用借款	2017.1.20-2018.1.19	4.35	2,000.00	资金周转	-
20	华光潭水电	信用借款	2017.4.28-2018.4.23	4.35	5,000.00	资金周转	-

序号	主体	借款类别	期限	利率 (%)	合同金额	用途	对应项目
21	华光潭水电	信用借款	2017.10.23-2018.10.23	4.35	4,000.00	资金周转	-
22	华光潭水电	信用借款	2017.3.13-2018.3.13	4.35	1,200.00	资金周转	-
23	华光潭水电	信用借款	2017.3.20-2018.3.20	4.35	2,000.00	资金周转	-
24	华光潭水电	信用借款	2017.7.26-2018.7.26	4.35	1,000.00	资金周转	-
25	华光潭水电	信用借款	2017.8.16-2018.8.16	4.35	3,500.00	资金周转	-
26	华光潭水电	信用借款	2017.12.19-2018.12.19	4.35	4,200.00	资金周转	-
27	华光潭水电	信用借款	2018.1.22-2019.1.21	4.35	1,000.00	资金周转	-
28	华光潭水电	信用借款	2018.3.16-2019.3.15	5.30	1,200.00	资金周转	-
29	华光潭水电	信用借款	2018.4.25-2019.4.24	5.20	2,400.00	资金周转	-
30	华光潭水电	信用借款	2018.7.27-2019.7.15	5.20	1,000.00	资金周转	-
31	华光潭水电	信用借款	2018.1.10-2019.1.9	4.35	2,200.00	资金周转	-
32	华光潭水电	信用借款	2018.3.21-2019.3.20	5.00	2,000.00	资金周转	-
33	华光潭水电	信用借款	2018.4.17-2019.4.16	5.20	2,600.00	资金周转	-
34	华光潭水电	信用借款	2018.2.1-2019.1.16	5.50	5,000.00	资金周转	-
35	华光潭水电	信用借款	2018.8.17-2019.8.16	4.35	3,500.00	资金周转	-
36	华光潭水电	信用借款	2018.10.18-2019.8.12	4.35	2,000.00	资金周转	-
37	华光潭水电	信用借款	2018.10.24-2019.10.23	4.35	2,000.00	资金周转	-
38	华光潭水电	信用借款	2018.12.11-2019.12.10	4.80	2,000.00	资金周转	-
39	华光潭水电	信用借款	2018.12.20-2019.12.19	4.80	2,200.00	资金周转	-
40	华光潭水电	信用借款	2019.1.10-2020.1.9	4.80	2,200.00	资金周转	-
41	华光潭水电	信用借款	2019.1.15-2020.1.14	4.80	2,500.00	资金周转	-
42	华光潭水电	信用借款	2019.1.17-2020.1.16	4.80	2,500.00	资金周转	-
43	华光潭水电	信用借款	2019.1.22-2020.1.21	4.80	1,000.00	资金周转	-
44	华光潭水电	信用借款	2019.3.18-2020.3.17	4.80	1,200.00	资金周转	-
45	华光潭水电	信用借款	2019.3.21-2020.3.20	4.80	2,000.00	资金周转	-
46	华光潭水电	信用借款	2019.4.17-2020.4.16	4.80	2,600.00	资金周转	-
47	华光潭水电	信用借款	2019.4.25-2020.4.24	4.80	2,400.00	资金周转	-
48	华光潭水电	信用借款	2019.8.19-2020.8.18	4.35	3,500.00	资金周转	-
49	华光潭水电	信用借款	2019.12.11-2020.12.10	4.60	2,000.00	资金周转	-
50	华光潭水电	信用借款	2019.12.20-2020.12.18	4.35	2,200.00	资金周转	-
51	华光潭水电	信用借款	2020.1.10-2021.1.8	4.35	2,200.00	资金周转	-
52	华光潭水电	信用借款	2020.1.13-2021.1.12	4.35	600.00	资金周转	-

序号	主体	借款类别	期限	利率 (%)	合同金额	用途	对应项目
53	华光潭水电	信用借款	2020.1.14-2021.1.13	4.60	1,000.00	资金周转	-
54	华光潭水电	信用借款	2020.1.15-2020.6.3	4.35	2,500.00	资金周转	-
55	华光潭水电	信用借款	2020.1.17-2021.1.15	4.35	2,500.00	资金周转	-
56	华光潭水电	信用借款	2020.3.12-2021.3.11	4.35	2,000.00	资金周转	-
57	华光潭水电	信用借款	2020.3.18-2021.3.17	4.35	1,200.00	资金周转	-
58	华光潭水电	信用借款	2020.3.23-2021.3.22	4.60	2,000.00	资金周转	-
59	岩樟溪水电	信用借款	2020.11.27-2021.11.26	4.35	600.00	资金周转	-
60	永修浙源	信用借款	2017.12.28-2018.12.25	5.50	1,000.00	专项贷款	江西京九18MWp光伏项目
61	永修浙源	信用借款	2018.6.5-2019.6.4	5.20	1,000.00	专项贷款	江西京九18MWp光伏项目
62	永修浙源	信用借款	2018.12.24-2019.12.23	4.80	1,000.00	资金周转	
63	永修浙源	信用借款	2018.12.27-2019.12.26	4.80	1,000.00	资金周转	
64	永修浙源	信用借款	2019.6.3-2019.12.13	4.60	1,100.00	资金周转	-
65	永修浙源	信用借款	2019.12.12-2020.12.11	4.60	4,000.00	资金周转	-
66	永修浙源	信用借款	2020.3.19-2021.3.18	4.60	500.00	资金周转	-
67	永修浙源	信用借款	2020.3.23-2021.3.22	4.60	500.00	资金周转	-
68	宁夏新能源	信用借款	2019.10.28-2019.12.27	5.50	6,000.00	专项贷款	浙能宁夏中卫香山风电项目110kV送出输电工程
69	宁夏新能源	信用借款	2019.11.26-2019.12.27	4.60	12,000.00	专项贷款	浙能宁夏中卫香山风电项目110kV送出输电工程
70	博乐新能源	信用借款	2019.12.17-2020.12.16	4.60	600.00	资金周转	-
71	特克斯太阳能	信用借款	2019.10.17-2020.10.16	4.80	600.00	资金周转	-
72	特克斯太阳能	信用借款	2019.12.16-2020.12.15	4.60	200.00	资金周转	-
73	特克斯太阳能	信用借款	2019.3.18-2020.3.17	4.80	200.00	资金周转	-
74	特克斯太阳能	信用借款	2019.4.18-2020.4.17	4.80	500.00	资金周转	-
75	特克斯太阳能	信用借款	2019.6.25-2020.6.24	4.80	200.00	资金周转	-

序号	主体	借款类别	期限	利率 (%)	合同金额	用途	对应项目
76	伊阳能源	信用借款	2019.9.29-2020.9.28	4.60	1,900.00	资金周转	-
77	伊阳能源	信用借款	2019.12.30-2020.12.29	4.60	250.00	资金周转	-
78	徐州新能源	信用借款	2019.6.17-2020.6.16	4.80	750.00	资金周转	-
79	徐州新能源	信用借款	2019.9.20-2020.9.18	4.80	300.00	资金周转	-
80	丹阳电力	信用借款	2019.3.13-2020.3.12	4.80	100.00	资金周转	-
81	丹阳电力	信用借款	2019.4.26-2020.4.24	4.80	350.00	资金周转	-
82	丹阳电力	信用借款	2019.6.25-2020.6.24	4.80	150.00	资金周转	-
83	泰州新能源	信用借款	2019.3.18-2020.3.17	4.80	1,300.00	资金周转	-
84	聚阳能源	信用借款	2019.3.18-2020.3.17	4.80	450.00	资金周转	-
85	聚阳能源	信用借款	2019.4.18-2020.4.17	4.80	700.00	资金周转	-
86	聚阳能源	信用借款	2019.5.16-2020.5.15	4.80	700.00	资金周转	-
87	聚阳能源	信用借款	2019.6.17-2020.6.16	4.80	1,350.00	资金周转	-
88	聚阳能源	信用借款	2019.9.20-2020.9.18	4.60	300.00	资金周转	-
89	聚阳能源	信用借款	2019.10.17-2020.10.16	4.60	1,000.00	资金周转	-
90	聚阳能源	信用借款	2019.11.14-2020.11.13	4.60	1,200.00	资金周转	-
91	聚阳能源	信用借款	2019.12.17-2020.12.16	4.60	350.00	资金周转	-
92	无锡电力	信用借款	2019.6.17-2020.6.16	4.80	200.00	资金周转	-
93	济南新能源	信用借款	2019.3.28-2020.3.27	4.80	1,850.00	资金周转	-
94	赣州新能源	信用借款	2019.9.20-2020.9.19	4.60	1,400.00	资金周转	-
95	新疆电力	信用借款	2019.3.18-2020.3.17	4.80	700.00	资金周转	-
96	新疆电力	信用借款	2019.4.18-2020.4.17	4.80	1,800.00	资金周转	-
97	新疆电力	信用借款	2019.5.16-2020.5.15	4.80	500.00	资金周转	-
98	新疆电力	信用借款	2019.6.17-2020.6.16	4.80	1,900.00	资金周转	-
99	新疆电力	信用借款	2019.9.20-2020.9.18	4.80	300.00	资金周转	-
100	新疆电力	信用借款	2019.10.17-2020.10.16	4.80	1,800.00	资金周转	-
101	新疆电力	信用借款	2019.11.15-2020.11.13	4.80	500.00	资金周转	-
102	新疆电力	信用借款	2019.12.19-2020.12.18	4.60	28,900.00	资金周转	-
103	柯坪电力	信用借款	2019.5.16-2020.5.15	4.80	500.00	资金周转	-
104	柯坪电力	信用借款	2019.11.15-2020.11.13	4.80	500.00	资金周转	-
105	柯坪电力	信用借款	2019.3.18-2020.3.17	4.80	200.00	资金周转	-
106	柯坪电力	信用借款	2019.6.17-2020.6.16	4.80	200.00	资金周转	-
107	柯坪电力	信用借款	2019.12.17-2020.12.16	4.60	1,750.00	资金周转	-

序号	主体	借款类别	期限	利率 (%)	合同金额	用途	对应项目
108	青海昱辉	信用借款	2019.6.27-2020.6.26	4.80	350.00	资金周转	-
109	青海昱辉	信用借款	2019.11.15-2020.11.13	4.80	1,200.00	资金周转	-
110	青海昱辉	信用借款	2019.12.17-2020.12.16	4.80	400.00	资金周转	-
111	青海昱辉	信用借款	2019.3.18-2020.3.17	4.80	650.00	资金周转	-
112	青海昱辉	信用借款	2019.5.16-2020.5.15	4.80	1,800.00	资金周转	-
113	青海昱辉	信用借款	2019.6.17-2020.6.16	4.80	1,150.00	资金周转	-
114	大柴旦新能源	信用借款	2020.2.25-2021.2.24	5.50	10,000.00	资金周转	-
115	大柴旦新能源	信用借款	2020.12.23-2021.12.22	4.72	11,000.00	资金周转	-

注：本合同下借款本金分次发放，每笔借款期限为 12 个月。

(2) 应付账款

报告期各期末，公司应付账款按款项性质分类构成如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
工程款	62,789.14	15,509.73	14,866.64
土地成本	5,770.73	5,770.73	5,770.73
货款	556.27	875.03	656.82
设备款	18,952.00	2,204.42	4,513.16
委托运行维护费	1,631.07	2,550.91	2,098.30
修理费	4,019.16	1,156.86	557.46
其他	1,826.53	1,050.94	639.59
合 计	95,544.89	29,118.62	29,102.70

报告期各期末，应付账款余额分别为 29,102.70 万元、29,118.62 万元和 95,544.89 万元，占流动负债的比例分别为 15.79%、7.18%和 13.74%。公司应付账款主要为应付工程款、设备款、土地成本和委托运行维护费，其中应付工程款、设备款主要包括应付报告期内新增光伏项目、风电项目的工程和设备暂估款和尾工款、应付已建成水电项目的工程尾工款，2020 年末有较大幅度的增加，主要系在建风电项目投资额较大，随着工程项目的推进应付工程款和设备款增加；应付土地成本为北海水电应付景宁畲族自治县人民政府的征地管理费及耕地开垦费；应付委托运行维护费为部分电站委托外部单位运维的相关费用。

(3) 应付职工薪酬

报告期内，公司应付职工薪酬增减变动及其余额情况具体如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
期初金额	4,341.92	4,074.21	3,961.62
本期增加金额	19,695.76	17,209.09	13,550.32
本期减少金额	19,482.96	16,941.37	13,437.73
期末金额	4,554.73	4,341.92	4,074.21

报告期内公司应付职工薪酬发生总额及报告期末应付职工薪酬余额均小幅稳步上升。

(4) 应交税费

报告期各期末，公司应交税费情况如下：

单位：万元

税 项	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
企业所得税	3,461.02	1,686.25	786.68
水资源费和库区基金	1,705.20	1,651.69	1,721.54
增值税	1,369.87	725.54	2,093.75
土地使用税	848.78	747.98	698.03
耕地占用税	707.20	707.20	-
城市维护建设税	38.30	47.36	139.05
教育费附加	19.39	21.08	62.80
地方教育附加	78.14	13.65	41.70
其他	646.00	468.50	382.56
合 计	8,873.90	6,069.25	5,926.09

报告期各期末，公司应交税费主要为应交的企业所得税、水资源费和库区基金、增值税。水资源费与库区基金均按照 0.008 元/千瓦时征收，其中，根据 2020 年 7 月 7 日《浙江省水利厅关于助力市场主体纾困落实水资源费减免政策的通知》（浙水财[2020]5 号），2020 年 7 月 1 日至 2020 年 12 月 31 日期间，水资源费一律按规定标准的 80% 征收。2020 年末应交税费较 2019 年末增加，主要系应付企业所得税增加。

(5) 其他应付款

①其他应付款的构成

报告期各期末，公司其他应付款账面价值构成情况如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
应付利息	121.39	134.42	1,326.82
应付股利	17,913.96	25,316.75	9,950.80
其他应付款项	58,625.57	91,976.51	24,062.92
合 计	76,660.92	117,427.68	35,340.53

报告期各期末，公司其他应付款账面价值分别为 35,340.53 万元、117,427.68 万元和 76,660.92 万元，占流动负债的比例分别为 19.18%、28.95%和 11.03%，2019 年末较 2018 年末增加 82,087.14 万元，主要系其他应付款项和应付股利的增加，2020 年末较 2019 年末减少 40,766.76 万元，主要系其他应付款减少。

②应付利息分析

公司应付利息为应付借款及融资租赁的应付利息，2019 年开始根据新金融工具准则的要求，银行借款保留利息列示在相应借款科目下，2019 年末和 2020 年末的应付利息为融资租赁利息。

③应付股利分析

公司应付股利余额在 2019 年末大幅增加，主要原因为：2019 年末在公司收购清能发展前，该些被转让的光伏子公司已经作出分红决议并进行了较大额的利润分配；同时，这些被收购公司、公司自有的控股光伏子公司亦在和 2019 年度进行了利润分配，但因可再生能源补贴相应的资金流尚未全部流入，因此相应的股利未完全结清，由此导致 2019 年末应付股利余额大幅增加。

④其他应付款项分析

报告期各期末，其他应付款项按性质分类如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
往来款	36,362.11	89,825.81	22,811.04

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
质保金和保证金	21,511.26	1,271.00	231.63
住房资金	327.89	340.00	352.19
代扣代缴社保和公积金	229.60	175.53	139.90
其他	194.71	364.16	528.16
合 计	58,625.57	91,976.51	24,062.92

公司其他应付款项主要由应付往来款项、质保金和保证金构成，2019 年末其他应付款项余额较 2018 年末增加 67,913.59 万元，其中应付往来款增加 67,014.77 万元，主要为公司 2019 年末收购清能发展，清能发展及其下属光伏公司因未支付的股权转让款、未清偿的资金拆借款及其利息、未支付的代垫款项等原因，对中康电力的期末其他应付款余额达到 57,251.09 万元，对中机国能电力集团有限公司的期末应付款 3,583.55 万元；同时，对正泰新能源因资金拆入等原因形成的其他应付款余额也较 2018 年末有所增长。随着公司陆续按照约定偿还往来款，2020 年末其他应付款余额较 2019 年末减少 33,350.94 万元，其中 2020 年末质保金和保证金增加 20,240.26 万元，主要系因收购项目子公司和债务重组等事宜，接受了中康电力 21,166.00 万元的保证金。

应付住房资金为公司向员工提供的住房补贴；质保金和保证金主要为工程、设备采购项目的质保金或保证金。

⑤其他应付款流动性风险分析

截至 2020 年末，公司大额重要其他应付款的余额、款项性质、具体内容和支付期限、期后支付（指 2021 年 1 月 1 日至 2021 年 1 月 31 日）情况如下：

单位：万元

对方单位	款项性质	余额	具体内容	支付期限	期后支付
中康电力	其他应付款-保证金	21,166.00	其中 15,470.60 万元保证金系清能发展向中康电力收购宿州新能源、特克斯太阳能，股权交易约定上述两家公司涉及的管理房、设备间有关土地、房产证办证手续尚未解决，2020 年初发行人要求中康电力新增的履约保证金； 其中 4,000.00 万元保证金是因清能发展和中康电力进行债务重组而形成的保证金； 除上述外，另外金昌太阳能亦提供了 1,695.40 万元作	土地、房产证手续办理完成并已收到全部应收未收国补	-

对方单位	款项性质	余额	具体内容	支付期限	期后支付
			为上述 2 个事项的保证金。		
	其他应付款-往来款	176.95	2019 年 12 月 31 日非同一控制合并清能发展纳入合并范围而增加，款项主要为光伏电站建设时期的原股东垫款，以及日常运营过程中因流动资金缺口形成的资金拆借	按合同约定支付	-
	应付股利	2,528.92	2019 年 12 月 31 日非同一控制合并清能发展纳入合并范围而增加，款项为收购前形成的应付股利		61.69
正泰新能源	其他应付款-往来款	33,467.08	2018 年非同一控制合并甘宁 11 家光伏公司（除金昌电力外）纳入合并范围而增加；款项主要为光伏电站建设时期的原股东垫款，以及日常运营过程中因流动资金缺口形成的资金拆借	未约定期限，按照日常销售回款结余资金随借随还	-
	应付股利	12,393.68	2018 年非同一控制合并甘宁 11 光伏公司（除金昌电力外）纳入合并范围而增加，款项为收购前和收购后形成的应付股利	未约定期限，按照日常销售回款结余资金安排支付	-
中机国能电力集团有限公司	其他应付款-股权款	500.00	2019 年 12 月 31 日非同一控制合并清能发展纳入合并范围而增加，款项为清能发展向中机国能电力集团有限公司收购龙游新能源形成的股权转让尾款	按合同约定支付	-
	其他应付款-往来款	1,488.55	2019 年 12 月 31 日非同一控制合并清能发展纳入合并范围而增加；款项主要为光伏电站建设时期的原股东垫款，以及日常运营过程中因流动资金缺口形成的资金拆借	未约定期限，按照收到可再生能源补贴款后陆续支付	-
	应付股利	849.24	2019 年 12 月 31 日非同一控制合并清能发展纳入合并范围而增加，款项为收购前形成的应付股利	未约定期限，按照收到可再生能源补贴款后陆续支付	-
合计		72,570.42			61.69

截至 2020 年 12 月 31 日，公司其他应付中康电力款项合计 23,871.87 万元；主要为保证金，尚未达到约定的付款条件，不存在应支付未支付的情形，相关款项支付不存在风险。

截至 2020 年 12 月 31 日，公司其他应付正泰新能源的款项合计 45,860.76 万元，该部分应付款未约定期限，视经营性应收账款回款的结余资金情况支付股利或偿还拆借款，不存在应支付未支付的情形，相关款项支付不存在风险。

截至 2020 年 12 月 31 日，其他应付中机国能电力集团有限公司的款项合计 2,837.79 万元，部分系尚未达到约定的付款条件，部分应付款未约定期限，按照收到国补后陆续支付，不存在应支付未支付的情形，相关款项支付不存在风险。

对于上述其他应付款中的往来款和股利款，主要通过未来光伏子公司经营性应收款项的回款安排资金进行偿还；对于保证金和股权款，主要通过自有留存资金及收到参控股子公司的现金分红等安排资金进行偿还。

重要光伏子公司本身盈利状况较好，受限于整个行业可再生能源补贴回款慢的特点，资金存在流动性压力，需要股东或其他金融机构提供资金支持；但发行人整体的资金流入（含尚未使用的授信额度）可以覆盖资金支出（详见本招股意向书第十一节之“一、（三）3、流动性风险”），重要子公司的持续经营和流动性风险较小。

综上，前述新增大额其他应付款项支付风险较小，相关重要子公司的持续经营和流动性风险较小。

（6）一年内到期的非流动负债

报告期各期末，一年内到期的非流动负债构成如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
一年内到期的长期借款	195,405.20	67,488.20	35,107.97
一年内到期的长期借款应计利息	308.83	84.92	-
一年内到期的长期应付款	78,180.23	40,504.62	7,303.57
合 计	273,894.26	108,077.74	42,411.54

一年内到期的长期应付款系应付融资租赁款。

（7）其他流动负债

报告期各期末，公司其他流动负债分别为 0、0 和 20,127.81 万元，为金昌电力期限 12 个月的短期融资租赁应付款。

2、非流动负债分析

报告期各期末，公司非流动负债构成情况如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31		2019.12.31		2018.12.31	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
长期借款	1,132,917.36	89.23%	892,856.99	85.61%	710,870.18	89.27%

项 目	2020.12.31		2019.12.31		2018.12.31	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
长期应付款	124,557.08	9.81%	137,685.50	13.20%	74,612.66	9.37%
递延收益	4,476.06	0.35%	4,198.96	0.40%	6,147.26	0.77%
递延所得税负债	7,667.63	0.60%	8,189.32	0.79%	4,664.13	0.59%
合 计	1,269,618.12	100.00%	1,042,930.76	100.00%	796,294.24	100.00%

(1) 长期借款

报告期各期末，公司长期借款构成情况如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
质押借款	800,591.90	420,997.33	253,100.06
保证借款	-	-	250.00
信用借款	156,900.00	121,307.00	197,250.00
保证、抵押和质押借款	285,143.05	321,003.47	203,109.87
保证和质押借款	81,519.33	91,005.22	85,588.24
抵押和质押借款	2,600.00	4,640.00	6,680.00
小 计	1,326,754.28	958,953.02	745,978.16
减：一年内到期的长期借款	195,405.20	67,488.20	35,107.97
加：长期借款应计利息	1,568.28	1,392.16	-
合 计	1,132,917.36	892,856.99	710,870.18

公司长期借款余额 2019 年末较 2018 年末增加 181,986.80 万元，主要系：2019 年末收购清能发展，期末增加长期借款余额 135,641.91 万元，2019 年东台双创新能项目建设进一步推进，期末增加长期借款余额 127,671.88 万元。

2020 年末较 2019 年末增加 240,060.37 万元，主要系风电在建项目推进导致长期借款余额增加，其中，东台双创新能项目增加约 15 亿元，嘉兴海上风电项目增加约 14 亿元。

报告期内，公司长期借款（按借款合同口径）具体情况如下表所示：

单位：万元

序号	主体	借款类别	利率	期限	合同金额	用途	对应项目
1	浙江新能	质押借款	基准利率	2015.3.27-2030.3.26	18,000.00	固定资产贷款	天润新能源甘肃敦煌 30 兆瓦并网光伏

序号	主体	借款类别	利率	期限	合同金额	用途	对应项目
							发电站项目
2	浙江新能	质押、保证借款	基准利率上浮 5%	2016.2.2-2031.2.1	12,000.00	固定资产贷款	瓜州柳园 20 兆瓦并网光伏发电项目
3	浙江新能	质押、保证借款	基准利率上浮 5%	2015.8.28-2030.8.27	13,000.00	固定资产贷款	正泰银星能源中卫镇罗镇 20MWp 光伏电站项目
4	浙江新能	质押、保证借款	基准利率上浮 5%	2015.8.28-2030.8.27	6,500.00	固定资产贷款	正泰银星能源中卫东园镇 10MWp 光伏电站项目
5	浙江新能	质押、保证借款	基准利率上浮 5%	2015.5.5-2028.5.4	60,000.00	固定资产贷款	正泰甘肃永昌县河清滩二期 100MWp 并网光伏电站项目
6	浙江新能	质押、抵押、保证借款	基准利率	2014.3.3-2029.3.2	15,700.00	固定资产贷款	正泰宁夏中卫迎水桥 20MWp 并网光伏电站项目
7	浙江新能	质押、抵押、保证借款	基准利率	2013.4.17-2031.4.16	62,500.00	固定资产贷款	甘肃敦煌正泰 50MWp 并网光伏电站项目
8	浙江新能	质押、抵押、保证借款	基准利率上浮 3%	2013.10.30-2025.10.28	85,000.00	固定资产贷款	正泰甘肃高台县高崖子滩 100MWp 并网光伏电站项目
9	浙江新能	质押、抵押、保证借款	基准利率	2013.11.20-2027.11.19	41,800.00	固定资产贷款	甘肃民勤红沙岗 50MW 太阳能光伏电站项目
10	浙江新能	质押、抵押、保证借款	基准利率上浮 5%	2014.6.20-2029.6.18	85,000.00	固定资产贷款	正泰甘肃永昌县河清滩二期 100MWp 并网光伏电站项目
11	浙江新能	信用借款	5.5%	2018.2.1-2021.1.31	120,000.00	资金周转	-
12	浙江新能	信用借款	基准利率	2018.6.29-2023.6.29	51,054.11	股权并购	收购西北光伏子公司
13	浙江新能	信用借款	LPR	2020.10.30-2026.1.17	26,000.00	股权并购	并购江苏双创新能
14	北海水电	质押借款	基准利率下浮 10%	2005.4.7-2024.8.10	300,000.00	固定资产贷款	滩坑水电站工程
15	北海水电	信用借款	基准利率下浮 10%	2015.11.9-2019.12.10	65,000.00	资金周转	-
16	华光潭水电	质押借款	5.94%	2009.9.1-2018.8.28	8,000.00	固定资产贷款	华光潭梯级水电站工程项目
17	华光潭水电	信用借款	4.35%	2020.4.26-2023.4.25	2,400.00	资金周转	-

序号	主体	借款类别	利率	期限	合同金额	用途	对应项目
18	华光潭水电	信用借款	4.35%	2020.6.4-2023.6.2	4,000.00	资金周转	-
19	华光潭水电	信用借款	4.35%	2020.6.10-2023.6.9	2,400.00	资金周转	-
20	华光潭水电	信用借款	4.35%	2020.8.14-2023.8.11	2,000.00	资金周转	-
21	华光潭水电	信用借款	4.35%	2020.8.19-2023.8.18	1,500.00	资金周转	-
22	华光潭水电	信用借款	4.35%	2020.12.21-2023.12.20	2,200.00	资金周转	-
23	华光潭水电	信用借款	4.35%	2020.12.17-2023.12.15	2,000.00	资金周转	-
24	岩樟溪水电	抵押、质押借款	基准利率下浮 10%	2004.4.2-2021.4.1	12,450.00	固定资产贷款	岩樟河流域梯级电站项目
25	安民水电	抵押、质押借款	基准利率上浮 15%	2015.10.9-2024.5.10	200.00	固定资产贷款	松阳县安民水电站、二级水电站项目
26	安民水电	抵押、质押借款	基准利率上浮 15%	2015.7.27-2023.1.10	3,700.00	固定资产贷款	松阳县安民水电站、二级水电站项目
27	安民水电	抵押、质押借款	基准利率上浮 15%	2016.3.17-2025.5.10	300.00	固定资产贷款	松阳县安民水电站、二级水电站项目
28	龙川水电	保证、抵押、质押借款	基准利率	2009.3.20-2018.6.30	15,000.00	固定资产贷款	应村水电站项目
29	龙川水电	保证、抵押、质押借款	基准利率上浮 5%	2018.12.19-2027.12.19	5,500.00	资金周转	-
30	武强水电	保证借款	基准利率	2010.10.29-2019.11.20	2,000.00	固定资产贷款	淳安县木瓜水库工程
31	长兴新能	质押借款	基准利率下浮 10%	2017.7.24-2032.7.23	48,000.00	固定资产贷款	浙能长兴地面光伏电站项目建设
32	松阳光伏	质押借款	基准利率上浮 10%	2016.12.12-2028.9.11	15,300.00	固定资产贷款	浙能松阳地面光伏电站工程项目
33	嘉兴海上风电	质押借款	基准利率下浮 10%	2018.12.24-2033.12.24	50,000.00	固定资产贷款	浙能嘉兴 1#海上风电场工程
34	嘉兴海上风电	质押借款	基准利率下浮 10%	2019.5.27-2034.4.26	190,000.00	固定资产贷款	浙能嘉兴 1#海上风电场工程
35	嘉兴海上风电	质押借款	基准利率下浮 10%	2019.7.8-2037.7.7	90,000.00	固定资产贷款	浙能嘉兴 1#海上风电场工程
36	嘉兴海上风电	质押借款	LPR 减 34 基点	2020.4.17-2033.12.22	50,000.00	固定资产贷款	浙能嘉兴 1#海上风电
37	嘉兴海上风电	质押借款	LPR 减 39 基点	2020.4.22-2038.4.20	150,000.00	固定资产贷款	浙能嘉兴 1#海上风电

序号	主体	借款类别	利率	期限	合同金额	用途	对应项目
38	嘉兴海上风电	质押借款	LPR 减 44 基点	2020.9.4-2035.9.22	100,000.00	固定资产贷款	浙能嘉兴 1 号 300W 海上风电场项目
39	松阳浙源	质押借款	基准利率下浮 10%	2018.6.28-2019.5.6	7,000.00	固定资产贷款	松阳光伏小康电站工程
40	松阳浙源	质押借款	基准利率下浮 10%	2019.4.28-2029.5.27	9,000.00	固定资产贷款	松阳光伏小康电站工程
41	江北浙源	质押借款	基准利率下浮 10%	2018.6.25-2035.6.18	15,700.00	固定资产贷款	浙能宁波金田铜业（一期、二期）分布式光伏发电项目
42	嘉峪关光伏	保证、质押借款	基准利率	2016.10.27-2031.10.26	14,200.00	固定资产贷款	嘉峪关 3 万千瓦并网光伏发电项目
43	敦煌光伏	质押借款	基准利率上浮 5%	2014.6.25-2018.6.25	2,100.00	固定资产贷款	敦煌 5 万千瓦并网光伏发电项目
44	敦煌光伏	质押借款	基准利率上浮 5%	2014.6.25-2019.6.25	2,100.00	固定资产贷款	敦煌 5 万千瓦并网光伏发电项目
45	敦煌光伏	质押借款	基准利率上浮 5%	2014.6.25-2020.6.25	2,100.00	固定资产贷款	敦煌 5 万千瓦并网光伏发电项目
46	敦煌光伏	质押借款	基准利率上浮 5%	2014.6.25-2021.6.25	2,100.00	固定资产贷款	敦煌 5 万千瓦并网光伏发电项目
47	敦煌光伏	质押借款	基准利率上浮 5%	2014.6.25-2022.6.25	2,100.00	固定资产贷款	敦煌 5 万千瓦并网光伏发电项目
48	敦煌光伏	质押借款	基准利率上浮 5%	2014.6.25-2023.6.25	2,100.00	固定资产贷款	敦煌 5 万千瓦并网光伏发电项目
49	敦煌光伏	质押借款	基准利率上浮 5%	2014.6.25-2024.6.25	2,100.00	固定资产贷款	敦煌 5 万千瓦并网光伏发电项目
50	敦煌光伏	质押借款	基准利率上浮 5%	2014.6.25-2025.6.25	2,100.00	固定资产贷款	敦煌 5 万千瓦并网光伏发电项目
51	敦煌光伏	质押借款	基准利率上浮 5%	2014.6.25-2026.6.25	2,100.00	固定资产贷款	敦煌 5 万千瓦并网光伏发电项目
52	敦煌光伏	质押借款	基准利率上浮 5%	2014.6.25-2027.6.25	2,100.00	固定资产贷款	敦煌 5 万千瓦并网光伏发电项目
53	敦煌光伏	质押借款	基准利率上浮 5%	2014.6.25-2028.6.25	2,100.00	固定资产贷款	敦煌 5 万千瓦并网光伏发电项目
54	敦煌光伏	质押借款	基准利率上浮 5%	2014.6.25-2029.6.25	2,100.00	固定资产贷款	敦煌 5 万千瓦并网光伏发电项目
55	杭州湾浙源	质押借款	基准利率	2019.1.18-2034.1.17	3,750.00	固定资产贷款	浙能杭州湾金田新材料分布式光伏项目
56	舟山浙源	质押借款	基准利率	2018.12.26-2033.12.19	7,500.00	固定资产贷款	舟山浙源新能源有限公司舟山中远分布式项目
57	东台双创	质押借款	基准利率	2019.4.26-2035.12.18	50,000.00	固定资	江苏竹根沙（H2#）

序号	主体	借款类别	利率	期限	合同金额	用途	对应项目
	新能		下浮 10%			产贷款	300MW 海上风电场项目
58	东台双创新能	质押借款	基准利率 下浮 10%	2019.7.29-2034.7.28	160,000.00	固定 资产 贷款	江苏竹根沙 (H2#) 300MW 海上风电场 项目
59	东台双创新能	质押借款	基准利率 下浮 10%	2019.11.26-2034.11.25	100,000.00	固定 资产 贷款	江苏竹根沙 (H2#) 300MW 海上风电场 项目
60	东台双创新能	质押借款	LPR 减 44 基点	2020.5.20-2034.11.20	160,000.00	固定 资产 贷款	江苏竹根沙 (H2#) 300MW 海上风电场 项目
61	东台双创新能	质押借款	LPR 减 44 基点	2020.5.15-2034.8.11	160,000.00	固定 资产 贷款	江苏竹根沙 (H2#) 300MW 海上风电场 项目
62	东台双创新能	质押借款	LPR 减 44 基点	2020.12.18-2037.12.17	10,000.00	固定 资产 贷款	江苏竹根沙 (H2#) 300MW 海上风电场 项目
63	宁夏新能源	信用借款	LPR 减 39 基点	2020.4.21-2035.4.20	57,000.00	固定 资产 贷款	浙能宁夏中卫香山 风电项目
64	五家渠新能	质押借款	LPR 减 34 基点	2020.2.27-2034.2.26	60,000.00	固定 资产 贷款	五家渠浙能新能源 六师北塔山牧场 100MW 风电项目
65	五家渠新能源	质押借款	LPR 减 24 基点	2020/9/28-2035/9/27	7,425.22	固定 资产 贷款	五家渠浙能新能源 六师北塔山牧场 20MW 光伏项目
66	五家渠新能源	质押借款	LPR 减 44 基点	180 个月	36,500.00	固定 资产 贷款	五家渠浙能新能源 六师北塔山牧场 100MW 风电项目
67	博州新能源	保证、抵押 和质押借 款	基准利率 上浮 10%	2016.9.28-2026.9.21	69,000.00	固定 资产 贷款	博乐市 100MW 光 伏发电项目
68	特克斯太阳能	保证、抵押 和质押借 款	基准利率 上浮 5%	2015.3.27-2025.3.26	11,000.00	固定 资产 贷款	爱康伊犁特克斯昱 辉 20 兆瓦并网发电 项目
69	聚阳能源	保证、抵押 和质押借 款	基准利率 上浮 5%	2015.4.10-2025.4.9	15,000.00	固定 资产 贷款	爱康奇台农场一期 30 兆瓦光伏发电项 目
70	聚阳能源	保证、抵押 和质押借 款	基准利率 上浮 10%	2015.11.24-2025.11.23	14,000.00	固定 资产 贷款	爱康奇台农场二期 30 兆瓦光伏发电项 目
71	赣州新能源	信用借款	基准利率	2017.11.7-2020.5.13	1,795.20	固定 资产 贷款	资金周转

序号	主体	借款类别	利率	期限	合同金额	用途	对应项目
72	瑞旭投资	保证和质押借款	基准利率上浮 5%	2012.7.27-2027.7.26	22,000.00	固定资产贷款	青海乌兰 20 兆瓦并网光伏发电项目
73	瑞旭投资	保证、抵押和质押借款	基准利率上浮 10%	2013.3.19-2028.3.18	16,000.00	固定资产贷款	青海乌兰 20 兆瓦并网光伏发电项目
74	瑞旭投资	保证、抵押和质押借款	基准利率上浮 10%	2013.3.19-2028.3.18	16,000.00	固定资产贷款	青海乌兰 20 兆瓦并网光伏发电项目
75	新疆电力	保证、抵押和质押借款	基准利率	2013.4.25-2023.4.24	10,000.00	固定资产贷款	建设爱康博州精河一期 20MW 光伏电站项目
76	新疆电力	保证、抵押和质押借款	基准利率	2014.4.17-2022.4.16	10,000.00	固定资产贷款	建设爱康博州精河二期 20MW 光伏电站项目
77	新疆电力	保证、抵押和质押借款	基准利率上浮 10%	2015.9.24-2025.9.23	15,000.00	固定资产贷款	建设爱康博州精河三期 30MW 光伏电站项目
78	新疆电力	保证、抵押和质押借款	基准利率上浮 10%	2015.10.29-2025.10.28	11,000.00	固定资产贷款	建设爱康博州精河四期 20MW 光伏电站项目
79	聚合光伏	质押借款	LPR 减 24 基点	2020.5.20-2035.5.20	6,900.00	固定资产贷款	宁海成塘 22Mwp 渔光互补发电项目建设
80	五家渠光伏	质押借款	4.41%	2020/9/28-2035/10/19	18,495.00	固定资产贷款	六师北塔山牧场 50 兆瓦光伏发电项目

(2) 长期应付款

①长期应付款基本情况

报告期各期末，公司长期应付款构成如下：

单位：万元

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
应付融资租赁款	198,346.10	173,543.52	79,206.64
往来借款	4,391.21	4,646.60	2,709.58
小 计	202,737.31	178,190.12	81,916.23
减：一年内到期长期应付款	78,180.23	40,504.62	7,303.57
合 计	124,557.08	137,685.50	74,612.66

公司长期应付款主要为应付融资租赁款，为满足持续增长的主营业务资金需

求，公司通过借款、融资租赁等方式不断进行融资，同时，由于合并范围增加，导致长期应付款规模有所增长。报告期内，公司的融资租赁情况详见本招股意向书第七节之“四、（一）6、融资租赁”。

报告期各期末，长期应付款-往来借款为松阳浙源应付其股东的长期资金拆入款。

②2019年最新租赁会计准则的适用情况

根据财政部2018年12月7日发布的《关于修订印发<企业会计准则第21号—租赁>的通知》（财会〔2018〕35号）（以下简称“新租赁准则”）有关规定：“在境内外同时上市的企业以及在境外上市并采用国际财务报告准则或企业会计准则编制财务报表的企业，自2019年1月1日起施行；其他执行企业会计准则的企业自2021年1月1日起施行。”根据新租赁准则的实施规定，公司于2021年1月1日起采用新租赁准则进行财务核算。

（3）递延收益

报告期各期末，公司递延收益分别为6,147.26万元、4,198.96万元和4,476.06万元，为公司收到的政府补助按照相关资产的摊销年限尚未转入当期损益的部分。2019年末较2018年末大幅减少，主要系处置子公司武强水电所致。

（4）递延所得税负债

报告期各期末，公司递延所得税负债情况如下：

单位：万元

项目	2020.12.31		2019.12.31		2018.12.31	
	可抵扣/应纳税暂时性差异	递延所得税负债	可抵扣/应纳税暂时性差异	递延所得税负债	可抵扣/应纳税暂时性差异	递延所得税负债
非同一控制企业合并资产评估增值	44,254.42	7,667.63	47,627.44	8,189.32	27,110.69	4,664.13
合计	44,254.42	7,667.63	47,627.44	8,189.32	27,110.69	4,664.13

公司递延所得税负债2019年末大幅增加，主要系2018年收购的甘宁11家光伏公司，部分存在评估增值，导致产生较大额的递延所得税负债；2019年末收购清能发展，而清能发展下属的光伏电站全部系收购取得，原本即存在递延所

得税负债，2019 年末因合并导致递延所得税负债余额增加。

（三）偿债能力分析

1、公司报告期内偿债能力指标

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
流动比率（倍）	0.69	1.05	2.20
速动比率（倍）	0.69	1.05	2.20
资产负债率（合并口径）（%）	65.99	59.88	56.77
资产负债率（母公司）（%）	46.20	39.63	44.47
项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
息税折旧摊销前利润（万元）	201,009.63	179,617.90	104,989.57
利息保障倍数（倍）	1.56	2.68	1.66

公司 2018 年末流动比率处于较高水平，主要原因有：第一，公司在 2018 年度陆续收购和新建了大量光伏项目，虽然光伏项目亦属重资产业务，但由于应收光伏补贴电价款周期长、余额大的行业特性，导致应收账款大幅增加；第二，2018 年 12 月新能发展对本公司增资导致公司货币资金余额大幅增加。

2019 年末公司流动比率大幅下降，主要原因有：第一，2019 年末合并清能发展增加 62,086.66 万元短期借款和 17,767.41 万元一年内到期的非流动负债，以及 69,359.00 万元其他应付款；第二，2019 年因股权收购、购建长期资产以及偿还借款等原因，期末货币资金大幅减少。

2020 年末流动比率较 2019 年末继续下降，主要系一年内到期的长期借款大幅增加，以及随着在建风电项目的持续推进，因购建长期资产等原因导致 2020 年末货币资金持续减少，应付工程款大幅增加。

由于公司存货较少，主要为备品备件，因此速动比率基本与流动比率一致。

报告期各期末，公司合并口径资产负债率分别为 56.77%、59.88%和 65.99%，持续上升，主要系公司报告期内在建 5 个风电项目投资总额大，投资预算合计约 123.87 亿元，随着项目的不断推进，固定资产长期借款和应付工程款等增加；同时，公司规模不断扩大，子公司数量持续增加，日常流动资金借款亦有所增加；再次，公司于 2019 年末收购了清能发展，清能发展资产负债率较高，亦导致合

并口径资产负债率上升。

报告期内，公司的息税折旧摊销前利润分别为 104,989.57 万元、179,617.90 万元和 201,009.63 万元；利息保障倍数分别为 1.66 倍、2.68 倍和 1.56 倍。公司经营产生的利润能够满足利息支付的要求。2018 年由于收购了甘宁 11 家光伏公司，导致利息支出大幅增加，但 2018 年公司业绩相对较低，息税前利润未有明显增加，从而导致 2018 年度的利息保障倍数出现了较大幅度的下降。2020 年由于新建项目较多且建设投资金额较大，利息支出较多，因此利息保障倍数下降。

2、公司与可比上市公司的比较情况

报告期各期末，公司与可比上市公司偿债能力指标如下：

项 目	公司名称	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
流动比率（倍）	华能水电	未披露	0.27	0.20
	长江电力	未披露	0.20	0.17
	甘肃电投	未披露	1.09	1.19
	太阳能	未披露	1.24	1.10
	京运通	未披露	0.92	0.90
	平均值	-	0.74	0.71
	本公司	0.69	1.05	2.20
速动比率（倍）	华能水电	未披露	0.27	0.20
	长江电力	未披露	0.19	0.16
	甘肃电投	未披露	1.09	1.18
	太阳能	未披露	1.22	1.09
	京运通	未披露	0.77	0.73
	平均值	-	0.71	0.67
	本公司	0.69	1.05	2.20
资产负债率（合并口径）（%）	华能水电	未披露	66.11	72.81
	长江电力	未披露	49.40	51.71
	甘肃电投	未披露	62.41	67.62
	太阳能	未披露	64.04	62.38
	京运通	未披露	56.94	54.32
	平均值	-	59.78	61.77
	本公司	65.99	59.88	56.77

注：可比上市公司数据来自于 Wind 资讯，下同。

2018 年末、2019 年末公司流动比率和速动比率高于可比上市公司平均水平，2018 年末资产负债率低于可比上市公司平均水平、2019 年末资产负债率与可比上市公司平均水平相近。总体来说，公司偿债能力较强。

3、流动性风险

截至 2020 年末，发行人未来 1 年内的资金支出主要包括偿还到期的金融负债（包括长短期借款、融资租赁款、其他应付款和应付账款等）、在建项目的工程投资性支出；未来 1 年内的资金流入主要包括经营性销售回款、新增借款（通过尚未使用的授信额度）。以 2020 年末为基准日，未来一年内，公司经营性销售回款和一般贷款授信额度足以覆盖金融负债的偿付和实缴注册资本的需要，固定资产专项贷款的授信额度亦足以覆盖大额资本性支出，主要资金支出、流入金额和期限是匹配的。

4、利息保障倍数变化与同行业情况等

报告期内，公司利息保障倍数变化情况详见本小节“1、公司报告期内偿债能力指标”。

公司利息保障倍数与同行业对比情况如下：

公司名称	2020 年度	2019 年度	2018 年度
华能水电	未披露	2.39	2.66
长江电力	未披露	6.12	5.56
甘肃电投	未披露	2.06	2.00
太阳能	未披露	2.11	2.22
京运通	未披露	1.61	2.82
平均值	-	2.86	3.05
不考虑长江电力平均值	-	2.04	2.43
本公司 ^注	2.04	2.87	1.67

注：由于同行业公司均未披露资本化利息金额，因此，以（利润总额+利息费用）/利息费用计算利息保障倍数。为增加可比性，本公司按照上述公式予以调整利息保障倍数。

由上表可见，长江电力由于其实力较为雄厚，资产负债率相对较低，利息保障倍数较高；除长江电力外，公司利息保障倍数总体与其他可比上市公司接近。

公司经营产生的利润能够满足利息支付的要求，利息保障倍数与同行业平均水平（除长江电力外）接近，整体流动性风险较小。

（四）资产周转能力分析

1、应收账款周转率

报告期内，公司应收账款周转率分别为 1.97、1.53 和 0.80。公司不同业务应收账款周转率及与同行业对比情况如下表所示：

项目	主要业务	公司名称	2020 年度	2019 年度	2018 年度
应收账款 周转率 (次/年)	水电	华能水电	未披露	9.38	7.06
	水电	长江电力	未披露	17.91	17.54
	水电、风电	甘肃电投	未披露	2.63	3.85
	平均值		-	9.97	9.48
	本公司水电业务		84.14	52.08	25.35
	光伏发电	太阳能	未披露	0.77	0.96
	光伏发电	京运通	未披露	1.34	1.62
	平均值		-	-	1.29
	本公司光伏发电业务		0.61	0.68	0.96
	风电	嘉泽新能	未披露	0.86	1.06
	风电	节能风电	未披露	1.13	1.51
	平均值		-	-	1.29
	本公司风电业务		0.53	1.87	3.71

注：公司 2019 年 12 月收购清能发展（相关损益并未合并入 2019 年合并利润表中），为提高数据可比性，本部分 2019 年度关于资产周转能力的分析，在计算上述应收账款周转率和存货周转率时，已对清能发展进行剔除。

报告期内，公司水力发电业务的应收账款周转率波动较大，主要原因系受水电站来水量的影响，报告期各期及期末当月的收入分布不均且波动较大，但报告期各期末水力发电业务应收账款余额分别为 3,181.22 万元、865.32 万元和 707.28 万元，剔除增值税影响后，与报告期各期末当月收入（不含税）2,799.36 万元、783.38 万元和 669.61 万元基本相符，与公司水力发电业务的账期一致。

公司水力发电业务应收账款周转率远高于同行业公司主要原因系：

- （1）各省国网公司之间相互独立，因各省经济情况和电力市场情况不同，

信用期有所差异。公司水力发电业务客户一般为当月抄表，次月回款，信用期较短、回款较快。根据华能水电披露，其电网客户信用期原则上不超过3个月，其他客户信用期采取一户一议原则确定，信用期限原则上不超过6个月，特殊情况不超过12个月，相对信用期较长。

(2) 公司水电站均位于浙江省内，受气候条件影响，一般四季度收入规模偏小，导致每年末应收账款余额较小。

报告期内，公司光伏发电业务应收账款周转率逐年下降主要原因系随着公司光伏发电业务规模不断扩大，公司应收可再生能源补贴金额逐年上升。公司光伏发电业务应收账款周转率与同行业公司太阳能较为接近，但低于京运通，主要系京运通除了发电售电业务外，传统设备产品的销售占比较大（太阳能也有该类业务但销售占比相对较小，且太阳能光伏发电业务收入规模远大于京运通），该部分销售回款周期短于光伏发电的可再生能源补贴回款周期。

报告期内，公司风力发电业务应收账款周转率逐年下降主要原因系报告期各期末，公司风力发电业务应收补贴款金额逐年上升。公司风力发电业务应收账款周转率高于同行业，主要系公司洞头风电项目已纳入可再生能源补贴目录，同行业上市公司报告期内均存在部分未纳入上述目录的发电项目，导致其回款周期较长。

2、存货周转率

项目	公司名称	2020 年度	2019 年度	2018 年度
存货周转率 (次)	华能水电	未披露	367.34	269.27
	长江电力	未披露	84.61	79.82
	甘肃电投	未披露	178.30	273.79
	太阳能	未披露	22.01	23.52
	京运通	未披露	1.94	2.03
	平均值	-	130.84	129.69
	本公司		235.57	189.82

报告期内，公司存货周转率分别为 145.49、189.82 和 235.57，保持较高水平，与同行业平均水平相对较为接近。由于电力行业的特点，存货主要是生产经营所用的备品备件，金额较小，存货周转率较高。报告期内，由于公司新建、收购项

目持续增加，经营规模不断扩大，营业成本持续增加导致存货周转率持续提高。太阳能和京运通的存货周转率偏低，主要是由于该两家公司除了发电售电业务外，还有相当规模的光伏、半导体等设备产品的销售业务。

（五）股东权益分析

单位：万元

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
股本	187,200.00	187,200.00	78,000.00
资本公积	371,905.27	371,901.85	343,137.44
其他综合收益	7.63	7.53	-789.29
专项储备	-	-	0.65
盈余公积	8,084.09	4,798.91	21,014.35
未分配利润	89,384.42	64,297.56	131,416.93
归属于母公司股东权益合计	656,581.41	628,205.85	572,780.08
少数股东权益	355,894.76	342,445.45	173,915.89
合 计	1,012,476.18	970,651.30	746,695.97

1、股本

单位：万元

股东名称	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
浙能集团	144,000.00	144,000.00	60,000.00
新能发展	43,200.00	43,200.00	18,000.00
合 计	187,200.00	187,200.00	78,000.00

2018年12月，新能发展以212,776.70万元对公司增资，认缴注册资本18,000.00万元，其中18,000.00万元增加实收资本，其余计入资本公积，因此实收资本增加至78,000.00万元。2019年6月，水电集团改制为股份有限公司，经审计净资产折股后公司的股本总额为187,200.00万元，各股东出资比例保持不变。

2、资本公积

（1）2018年度资本公积变动情况

单位：万元

项 目	2017.12.31	本期增加额	本期减少额	2018.12.31
资本/股本溢价	-	194,776.70	-	194,776.70
其他资本公积	152,273.01	-	3,912.27	148,360.74
合 计	152,273.01	194,776.70	3,912.27	343,137.44

2018年12月，新能发展以212,776.70万元对公司增资，增加注册资本18,000.00万元，增加资本溢价194,776.70万元；其他资本公积减少主要系公司按照浙能集团相关批复将部分非经营性资产以无偿划拨方式剥离，相应冲减资本公积。

(2) 2019年度资本公积变动情况

单位：万元

项 目	2018.12.31	本期增加额	本期减少额	2019.12.31
资本/股本溢价	194,776.70	366,643.27	205,171.89	356,248.08
其他资本公积	148,360.74	15,653.77	148,360.74	15,653.77
合 计	343,137.44	382,297.04	353,532.63	371,901.85

公司以2019年1月31日为基准日，以净资产折股的方式完成股份制改造，导致2019年度资本溢价和其他资本公积冲减为0，分别减少194,776.70万元和148,360.74万元后，同时净资产折股增加股本溢价366,643.27万元；同时，对报告期前完成的华光潭水电和北海水电的同一控制下企业合并，按照《企业会计准则》的相关要求，被合并方在合并前实现的留存收益中归属于合并方的部分自“资本公积”转入“盈余公积”和“未分配利润”，前期合并报表层面已冲减其他资本公积10,395.20万元，本次股改后其他资本公积为0，因此2019年12月31日合并层面冲减股本溢价10,395.20万元。同时，公司在2019年末以持有的甘宁11家光伏公司、长兴新能等原16家控股子公司的股权对清能发展增资并实现控制（详见本招股意向书第五节之“三、（二）6、2019年12月，发行人以增资与收购方式取得清能发展53.5%股权”），在合并报表中对处置价款与自购买日开始持续计算的净资产份额之间的差额相应增加其他资本公积15,632.56万元；因联营企业钱江水利资本公积变动相应增加本公司其他资本公积21.21万元。

(3) 2020年度资本公积变动情况

单位：万元

项 目	2019.12.31	本期增加额	本期减少额	2020.12.31
资本/股本溢价	356,248.08	-	-	356,248.08
其他资本公积	15,653.77	3.43	-	15,657.20
合 计	371,901.85	3.43	-	371,905.27

2020 年度其他资本公积增加 3.43 万元系大洋水电经营的金坑洋水电站整体资产被景宁畲族自治县水利局非市场化征收所致。

3、其他综合收益

其他综合收益的变动由以权益法核算的参股子公司归属于母公司股东的其他综合收益的税后净额引起。报告期各期末余额分别为-789.29 万元、7.53 万元和 7.63 万元。

4、盈余公积

(1) 2018 年度盈余公积变动情况

单位：万元

项 目	2017.12.31	本期增加额	本期减少额	2018.12.31
法定盈余公积	19,134.95	1,879.41	-	21,014.35
合 计	19,125.05	1,879.41	-	21,014.35

2018 年度，公司盈余公积增加系根据母公司当年度实现净利润的 10% 提取。

(2) 2019 年期初盈余公积变动情况

单位：万元

项 目	2018.12.31	本期增加额	本期减少额	2019.1.1
法定盈余公积	21,014.35	0.44	-	21,014.79
合 计	21,014.35	0.44	-	21,014.79

2019 年 1 月 1 日盈余公积增加系会计政策变更，即首次执行新金融工具准则调整 2019 年 1 月 1 日盈余公积 0.44 万元。

(3) 2019 年度盈余公积变动情况

单位：万元

项 目	2019.1.1	本期增加额	本期减少额	2019.12.31
法定盈余公积	21,014.79	3,907.79	20,123.68	4,798.91

项 目	2019.1.1	本期增加额	本期减少额	2019.12.31
合 计	21,014.79	3,907.79	20,123.68	4,798.91

2019年度盈余公积主要系按照当年度实现净利润的10%提取法定盈余公积；减少主要系公司整体变更为股份有限公司，净资产折股所致。

(4) 2020年度盈余公积变动情况

单位：万元

项 目	2019.12.31	本期增加额	本期减少额	2020.12.31
法定盈余公积	4,798.91	3,285.18	-	8,084.09
合 计	4,798.91	3,285.18	-	8,084.09

2020年度盈余公积增加主要系按照当年度实现净利润的10%提取法定盈余公积。

5、未分配利润

单位：万元

项 目	2020.12.31	2019.12.31	2018.12.31
调整前上年年末未分配利润	64,135.54	133,413.90	142,887.29
调整年初未分配利润合计数(调增+, 调减-)	162.03	-2,141.92	-2,172.46
调整后年初未分配利润	64,297.56	131,271.97	140,714.83
加：本年归属于母公司所有者的净利润	28,372.03	40,750.90	15,051.50
减：提取法定盈余公积	3,285.18	3,885.54	1,879.41
应付普通股股利	-	-	22,470.00
净资产折股	-	102,978.73	-
其他	-	861.04	-
年末未分配利润	89,384.42	64,297.56	131,416.93
其中：子公司当年提取的盈余公积归 属于母公司的金额	1,641.30	3,188.76	2,532.85

由于更正前期重大会计差错（详见本招股意向书第十节之“四、（二十七）前期重大差错更正”），分别影响报告期期初未分配利润-2,172.46万元、-1,996.97万元和162.03万元；同时由于会计政策变更，即首次执行新金融工具准则调减2019年1月1日未分配利润144.96万元。

其他减少 861.04 万元系：1、处置武强水电 10% 股权并丧失控制权后，调减未分配利润 22.26 万元；2、公司在 2019 年末以持有的甘宁 11 家光伏公司、长兴新能等原 16 家控股子公司的股权对清能发展增资并实现控制，根据《企业会计准则》要求处理，调减未分配利润 838.78 万元。

应付普通股股利情况详见本招股意向书第十四节之“二、历年股利分配情况”。

二、盈利能力分析

（一）营业收入分析

1、营业收入构成分析

报告期内，公司营业收入构成情况如下：

单位：万元

项 目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
主营业务收入	228,231.14	97.26%	205,607.16	97.80%	123,413.32	98.67%
其他业务收入	6,420.27	2.74%	4,630.68	2.20%	1,657.45	1.33%
合 计	234,651.42	100.00%	210,237.84	100.00%	125,070.77	100.00%

报告期内，主营业务收入占营业收入的比例均在 97% 以上，主营业务突出。其他业务收入主要为招待所收入、原水供应收入、前期项目服务收入、氢能设备销售 and 安装服务等，占比较小，对公司经营业绩影响较小。

2、主营业务收入分析

报告期内，公司主要产品为电力，其构成情况如下：

（1）按业务类型分析

报告期内，公司主营业务收入业务类型的结构如下：

单位：万元

项 目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
水力发电	66,159.87	28.99%	105,363.74	51.25%	59,685.82	48.36%

项 目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
光伏发电	161,347.30	70.69%	99,552.88	48.42%	63,016.10	51.06%
风力发电	723.98	0.32%	690.53	0.34%	711.40	0.58%
合 计	228,231.14	100.00%	205,607.16	100.00%	123,413.32	100.00%

公司业务主要是水力发电、光伏发电，报告期内，上述业务收入占主营业务收入的比例均超过 99%。

报告期内，公司水力发电装机容量基本稳定，但水力发电收入大幅波动，主要原因是水电站所在地降水波动导致发电量及上网电量大幅波动。报告期内，公司光伏发电收入逐年大幅增长，主要原因则是公司通过自建和并购方式导致控股装机容量大幅增长。

2019 年度由于水电站来水较丰，因此 2019 年度水力发电收入较 2018 年度大幅增长。2020 年度，公司水力发电收入较上年同期减少 39,203.87 万元，降幅为 37.21%，主要原因系受水电站所在地降雨影响，水电站来水量大幅减少，导致发电量随之减少。

2019 年度，光伏发电收入大幅增长，主要原因是 2018 年陆续收购的甘宁 11 家光伏公司发电期间涵盖全年，以及部分自建电站陆续并网发电。2020 年度，光伏发电收入进一步大幅增长，主要原因系公司于 2019 年 12 月以增资与收购相结合的方式取得清能发展 53.5% 股权，增资方式为公司持有的 16 家光伏发电项目公司的股权。清能发展控股装机容量合计 53.403 万千瓦，权益装机容量（各项目装机容量*持股比例）为 50.703 万千瓦。公司用于向清能发展增资的 16 家光伏发电项目公司控股装机容量合计 86.314 万千瓦，权益装机容量为 50.323 万千瓦。

（2）按区域分析

报告期内，公司主营业务收入均来自于国内，其分区域的结构如下：

单位：万元

省 份	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
浙江	89,078.94	39.03%	124,420.83	60.51%	75,630.46	61.28%

省 份	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
甘肃	76,083.70	33.34%	74,169.80	36.07%	42,595.56	34.51%
宁夏	5,452.70	2.39%	5,643.91	2.74%	4,244.20	3.44%
江西	1,584.95	0.69%	1,372.62	0.67%	943.09	0.76%
新疆	45,696.28	20.02%	-	-	-	-
青海	5,010.24	2.20%	-	-	-	-
内蒙古	2,146.80	0.94%	-	-	-	-
安徽	1,833.78	0.80%	-	-	-	-
江苏	858.34	0.38%	-	-	-	-
山东	358.64	0.16%	-	-	-	-
湖南	126.77	0.06%	-	-	-	-
合 计	228,231.14	100.00%	205,607.16	100.00%	123,413.32	100.00%

报告期内，公司不同业务类型分地区收入情况如下表所示：

单位：万元

项目	省份	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
		金额	占比	金额	占比	金额	占比
水力发电	浙江	66,159.87	100.00%	105,363.74	100.00%	59,685.82	100.00%
	小计	66,159.87	100.00%	105,363.74	100.00%	59,685.82	100.00%
光伏发电	甘肃	76,083.70	47.16%	74,169.80	74.50%	42,595.56	67.59%
	浙江	22,195.09	13.76%	18,366.56	18.45%	15,233.25	24.17%
	宁夏	5,452.70	3.38%	5,643.91	5.67%	4,244.20	6.74%
	江西	1,584.95	0.98%	1,372.62	1.38%	943.09	1.50%
	新疆	45,696.28	28.32%				
	青海	5,010.24	3.11%				
	内蒙古	2,146.80	1.33%				
	安徽	1,833.78	1.14%				
	江苏	858.34	0.53%				
	山东	358.64	0.22%				
	湖南	126.77	0.08%				
	小计	161,347.30	100.00%	99,552.88	100.00%	63,016.10	100.00%
风力发电	浙江	723.98	100.00%	690.53	100.00%	711.40	100.00%
	小计	723.98	100.00%	690.53	100.00%	711.40	100.00%

报告期内，公司水电和风电收入均来自浙江省内，公司 2018 年陆续收购的甘宁 11 家光伏公司位于甘肃和宁夏，导致公司上述地区的光伏收入及其占比较高。2019 年末，清能发展原下属光伏子公司纳入合并范围，公司光伏发电业务拓展至新疆、青海等地。

(3) 主营业务收入季节性分析

报告期内，公司主营业务收入季节性分布情况如下：

①水力发电

单位：万元

季 度	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
一季度	8,772.35	13.26%	27,511.78	26.11%	7,669.83	12.85%
二季度	25,032.81	37.84%	38,523.52	36.56%	22,390.56	37.51%
三季度	19,553.39	29.55%	38,107.34	36.17%	20,322.91	34.05%
四季度	12,801.33	19.35%	1,221.10	1.16%	9,302.52	15.59%
合 计	66,159.87	100.00%	105,363.74	100.00%	59,685.82	100.00%

公司水力发电均分布于浙江省，一般而言 4 月中旬至 10 月中旬为浙江省的丰水期，发电收入相对较高。因此，公司水力发电收入呈现出二三季度较多，一四季度较少的季节性。

受 2019 年四季度及 2020 年一季度降水量较小的影响，北海水电的滩坑水电站 2020 年一季度来水量较 2019 年同期大幅下降。因此，2020 年一季度公司水力发电销售收入较上年同期大幅下降。

2020 年四季度，由于北海水电的滩坑水电站入库水量较去年同期大幅上升，公司水力发电销售收入与上年同期相比大幅上升。

②光伏发电

单位：万元

季 度	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
一季度	37,560.46	23.28%	22,119.18	22.22%	8,032.81	12.75%
二季度	46,511.81	28.83%	26,185.43	26.30%	15,478.41	24.56%

季 度	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
三季度	44,361.90	27.49%	27,497.55	27.62%	18,192.63	28.87%
四季度	32,913.12	20.40%	23,750.73	23.86%	21,312.24	33.82%
合 计	161,347.30	100.00%	99,552.88	100.00%	63,016.10	100.00%

公司光伏发电主要分布于我国西北地区，受光照强度影响，我国光能资源存在一定季节性。一般来说，冬季太阳辐射较弱，光能资源较少，夏季太阳辐射较强，光能资源较为丰富。因此，公司光伏发电收入也呈现出一四季度略少、二三季度略多的季节性。但就公司整体光伏发电收入而言，由于公司报告期内光伏项目大幅扩张，因此具体光伏项目并网时间以及收购光伏项目纳入合并范围时间不同，会影响公司光伏发电收入整体的季节性分布。

2018 年光伏发电收入逐季增长，除光照的季节性影响外，亦受公司陆续收购甘宁 11 家光伏公司影响，该 11 家公司陆续于 2018 年 2 月（5 家）、4 月（3 家）、5 月（2 家）、10 月（1 家）纳入合并范围，另外，公司自建的松阳浙源、江北浙源于 2018 年 6 月并网，杭州湾浙源和舟山浙源于 2018 年 12 月并网。

2020 年光伏发电收入较上年同期大幅增长，主要系公司于 2019 年底收购清能发展原下属光伏子公司所致。

③风力发电

单位：万元

季 度	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
一季度	166.11	22.94%	219.05	31.72%	214.26	30.12%
二季度	170.42	23.54%	109.84	15.91%	120.74	16.97%
三季度	148.59	20.52%	138.57	20.07%	146.99	20.66%
四季度	238.85	32.99%	223.07	32.30%	229.41	32.25%
合 计	723.98	100.00%	690.53	100.00%	711.40	100.00%

报告期内，公司风力发电收入均来自浙江省。浙江的风能资源具有明显的季节差异，一般夏半年的风速较小，冬半年风速较大。因此，公司风力发电收入呈现出一四季度收入较多、二三季度收入较少的季节性。

3、主营业务收入变动原因分析

公司采用销售电量计算相关收入、成本数据，销售电量与总发电量区别主要为：总发电量系公司电站发电侧电表监测数据，销售电量系公司与国网、屋顶业主结算电量。总发电量和销售电量存在偏差的原因主要系线路损耗、厂用电等。分析销售单价、销售成本、毛利率时采用销售电量计算更具合理性。

报告期内，公司总发电量及销售电量情况如下表所示：

单位：万千瓦时

项 目		2020 年度	2019 年度	2018 年度
水力发电	总发电量	122,728.86	191,448.69	108,869.43
	销售电量	121,171.03	191,345.26	107,545.35
	差异	1,557.83	103.43	1,324.08
	差异率	1.29%	0.05%	1.23%
光伏发电	总发电量	218,501.13	136,720.80	86,407.45
	销售电量	214,310.90	134,653.11	85,047.72
	差异	4,190.23	2,067.69	1,359.73
	差异率	1.96%	1.54%	1.60%
风力发电	总发电量	1,113.74	1,071.53	1,119.49
	销售电量	1,042.16	1,002.95	1,054.44
	差异	71.59	68.57	65.06
	差异率	6.87%	6.84%	6.17%

注：2019 年度水力发电销售电量与总发电量差异率较小，原因系 2019 年浙江电力现货市场启动模拟试运行（9 月 20 日-26 日），公司下属的滩坑水电站（北海水电）参与了本次试运行，根据模拟运行结算结果，北海水电实际销售电量高于自身发电量。

（1）水力发电

报告期内，公司水力发电收入、上网电量、平均销售单价、期末装机总量情况如下：

项 目	2020 年度	增长率	2019 年度	增长率	2018 年度
销售收入 (万元)	66,159.87	-37.21%	105,363.74	76.53%	59,685.82
销售电量 (万千瓦时)	121,171.03	-36.67%	191,345.26	77.92%	107,545.35
平均销售单价 (元/千瓦时)	0.5460	-0.84%	0.5506	-0.78%	0.5550

项目	2020年度	增长率	2019年度	增长率	2018年度
期末装机容量 (万千瓦)	79.42	-0.13%	79.52	-0.62%	80.02

注：2019年销售电量包含北海水电现货市场结算试运行销售电量。

从影响因素看，报告期内，公司水电业务装机容量和销售电价基本稳定，水电业务收入变动系销售电量变化所致。

单位：万元

项目	2020年度		2019年度		2018年度	
	金额	变动	金额	变动	金额	变动
销售收入	66,159.87	-39,203.87	105,363.74	45,677.92	59,685.82	-23,113.65
其中：北海水电收入	44,827.85	-33,674.89	78,502.74	36,719.59	41,783.15	-21,592.77
北海水电占比	67.76%	85.90%	74.51%	80.39%	70.01%	93.42%

从影响主体看，北海水电装机容量 60.40 万千瓦，占水电总装机的 76.05%，是公司水电业务收入的主要来源，2018 年-2020 年，北海水电收入变动占水电收入变动总额的比例分别为 93.42%、80.39% 和 85.90%，水电业务收入变动主要受北海水电影响。

水电上网电量受水电站来水量影响，来水量直接受水电站所在地降水量影响。北海水电 2010 年-2020 年发电量、来水量和所在地降水量如下：

2010年-2020年北海水电发电量、来水量和所在地降雨量



由上图可见，北海水电发电量与来水量、所在地降水量变动趋势基本一致。根据《浙江省瓯江滩坑水电站可行性研究报告》，北海水电设计多年平均发电量

为 10.23 亿 kWh，2010 年-2020 年实际平均发电量为 11.48 亿 kWh，大多数年份实际发电量均高于设计年发电量。北海水电历年实际发电量围绕设计年均发电量上下波动，属于合理范围内正常调整。且北海水电资产状况良好，发电运行情况正常，发电量将主要受降水量影响。

综上，报告期内公司水电业务收入大幅波动的主要原因系公司水电站所在地降水量大幅波动。同时，由于北海水电、华光潭水电需承担调峰、调库功能，上级部门根据汛期情况、库区水位情况、用电需求情况下达的库位调节指令也会对公司上网电量产生一定影响。

（2）光伏发电

①收入变动情况

报告期内，公司光伏发电收入、销售电量、平均销售单价、期末装机总量情况如下：

项 目	2020 年度	增长率	2019 年度	增长率	2018 年度
销售收入（万元）	161,347.30	62.07%	99,552.88	57.98%	63,016.10
销售电量 （万千瓦时）	214,310.90	59.16%	134,653.11	58.33%	85,047.72
平均销售单价 （元/千瓦时）	0.7529	1.83%	0.7393	-0.22%	0.7409
期末装机容量 （万千瓦）	157.36	6.21%	148.16	56.36%	94.75
有效装机容量（万 千瓦）	149.62	57.91%	94.75	60.86%	58.90

注 1：销售电量包含上网电量及直接销售给屋顶业主的电量。

注 2：报告期内公司光伏装机规模变化较大且月度间不均匀，有效装机规模为按照增加次月开始计算的月加权平均装机容量。

2019 年末装机容量比 2018 年增加 53.40 万千瓦，系 2019 年 12 月收购清能发展，因并表时间为 2019 年 12 月 31 日，因此其收入等利润表数据自 2020 年 1 月 1 日起纳入合并范围。2020 年末装机容量比 2019 年末增加 9.20 万千瓦，系 2020 年 4 月收购聚和新能源以及 2020 年 12 月五家渠光伏及五家渠新能光伏发电项目并网所致。

A、销售单价

报告期内，发行人光伏发电业务平均销售价格如下：

项 目	2020 年	2019 年	2018 年
销售收入（万元）	161,347.30	99,552.88	63,016.10
平均销售单价（元/千瓦时，不含税）	0.7529	0.7393	0.7409
其中：非市场化交易部分平均销售单价 （元/千瓦时，不含税）	0.7938	0.8068	0.8450
市场化交易部分平均销售单价（元/ 千瓦时，不含税）	0.7224	0.6860	0.6430

报告期内，光伏发电收入逐年增长，销售平均电价基本稳定，因此销售收入增长系销售电量上升所致。

公司位于甘肃、宁夏、新疆（除伊阳能源）、青海、内蒙古的集中式光伏电站部分电量参与了市场化交易，一般情况下，市场化交易电价低于光伏标杆上网电价。

2019 年非市场化交易部分平均销售单价（相当于光伏标杆上网平均电价）比 2018 年下降，主要原因是 2018 年公司收购的甘宁 11 家光伏公司均位于 I 类资源区（甘肃、宁夏），I 类资源区光照资源丰富，电力供应充足，光伏发电标杆上网电价较低，而此前公司下属光伏发电子公司均位于 III 类资源区（浙江、江西），且部分电站享受当地政府发电补贴（省补、市补），而甘宁 11 家光伏公司在 2018 年陆续收购，2019 年销售涵盖期间大于 2018 年。

就标杆上网电价而言，由于光伏发电技术的进步、成本下降以及电力平价上网，光伏发电的价格及补贴会有退坡，但是国家发改委等政府部门调整电价及补贴仅针对新政策实施之后的项目，对于存量项目，原则上不受新政策调整的影响。根据《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426 号），存量光伏发电项目补贴在项目全生命周期补贴电量内保持不变，因此在项目全生命周期补贴电量内，价格及补贴退坡机制不会导致公司存量项目价格的下降。

就市场化交易电价而言，虽然发行人 2018 年-2020 年市场化交易的平均电价低于非市场化交易的平均电价，但市场化交易的平均电价逐年上升，由此可见，市场化交易短期内会导致电价下降，但市场化电量的放大与市场化价格机制的完

善将会持续推动,从中长期的角度来看,电力市场化交易将还原电力的商品属性,销售价格并不必然会持续下降。

未来,发行人将会综合考虑政策支持力度和自身实力来确定光伏发电项目的发展计划及规模。随着光伏发电行业技术进步、成本下降,新建项目可以承受更低的销售电价,且光伏发电行业经过多年快速发展,项目投资、建设、运营和相关政策均已趋于成熟和完善,行业盈利水平趋于正常,有序发展和竞争将成为行业发展趋势,销售价格持续及大幅下降的可能性较小。

B、装机容量

由于特定区域光伏电站光照资源多年间波动不大,且光伏电站设计建成后发电效率基本稳定(一般光伏组件衰减率每年不超过 0.8%),因此,报告期内公司光伏发电业务收入增长主要是装机规模增长。

2019 年度,光伏发电收入增长 57.98%,有效装机容量增长 60.86%,两者增长率基本一致。2019 年新增有效装机容量小,电站资源区分布未发生重大变化,因此当年收入增长主要是 2018 年陆续收购的项目在 2019 年度涵盖全年发电时间,发电时间增加导致上网电量增加。

2020 年年度光伏发电收入大幅增长,则是因为 2019 年 12 月底收购的光伏项目在 2020 年形成有效新增装机,在 2020 年产生发电效益。

②各地区可利用小时数情况

A、发行人情况

单位:小时

地 区	2020 年度	2019 年度	2018 年度
甘肃	1,665.94	1,585.39	1,662.12
浙江	997.40	978.34	1,007.33
宁夏	1,423.43	1,429.90	1,619.26
江西	877.46	941.47	668.61
新疆	1,424.77	-	-
青海	1,456.72	-	-
内蒙古	1,464.82	-	-

地 区	2020 年度	2019 年度	2018 年度
安徽	1,039.44	-	-
江苏	720.78	-	-
山东	889.26	-	-
湖南	451.15	-	-

注 1：光伏发电各地区可利用小时数=各地区销售电量/各地区按新增月份加权平均的加权装机容量。

注 2：甘肃、宁夏的光伏电站系 2018 年收购，新疆、青海、内蒙古、安徽、江苏、湖南的光伏电站系 2019 年底收购，未计算收购前的发电利用小时数。

2018 年度，公司宁夏地区可利用小时数较高主要原因系公司宁夏光伏发电项目均系 2018 年 4 月纳入合并范围，西北地区光伏发电业务存在季节性，一季度太阳辐射较弱，光能资源较少。2018 年度，公司江西省利用小时数较低主要原因系永修浙源并网初期发电量较少，导致 2018 年度销售电量低于 2019 年度。

B、与同行业上市公司对比情况

公司光伏发电主要集中在甘肃、新疆、浙江、宁夏四省，报告期内，上述四省合计加权装机容量占公司加权装机容量的比例分别为 96.94%、98.10%、91.84%。

上述地区同行业上市公司平均发电小时数情况如下表所示：

单位：小时

地区	公司名称	2019 年度	2018 年度
甘肃	航天机电	1,619.36	1,442.08
	凌云 B 股	1,468.50	1,499.50
	发行人	1,585.39	1,662.12
宁夏	京运通	1,518.41	1,508.68
	嘉泽新能	1,519.74	1,572.77
	发行人	1,429.90	1,619.26
浙江	京运通	982.29	1,018.00
	芯能科技	818.58	789.82
	发行人	978.34	1,007.33
新疆	特变电工	1,687.63	-
	航天机电	1,257.81	-

由上表可知，上述四省公司光伏发电业务平均发电小时数与同行业上市公司较为接近。2018 年度，公司宁夏地区可利用小时数较高主要原因系公司宁夏光伏发电项目均系 2018 年 4 月纳入合并范围，西北地区光伏发电业务存在季节性，冬季太阳辐射较弱，光能资源较少。

(3) 风力发电

①收入变动情况

报告期内，公司风力发电收入、销售电量、平均销售单价、期末装机总量情况如下：

项 目	2020 年度	增长率	2019 年度	增长率	2018 年度
销售收入（万元）	723.98	4.84%	690.53	-2.93%	711.40
销售电量 （万千瓦时）	1,042.16	3.91%	1,002.95	-4.88%	1,054.44
平均销售单价 （元/千瓦时）	0.6951	0.96%	0.6885	2.05%	0.6747
期末装机容量 （万千瓦）	1.35	-	1.35	0.00%	1.35

报告期内，公司风力发电装机容量未发生变化，上网电价和上网电量均较为稳定，因此风电收入波动不大。

②各地区可利用小时数情况

单位：小时

发电小时数	2020 年度	2019 年度	2018 年度
浙江	771.97	742.93	781.06

注：可利用小时数=销售电量/装机容量。

报告期内，公司风力发电收入来自浙江省内的洞头风电分公司，浙江省属于风力第 IV 类资源区，风能资源相对匮乏，根据国家能源局数据，2012 年华东地区风电利用小时数为 2,292 小时。洞头风电分公司部分风电机组附近有居民居住，考虑到机组噪音对居民的影响，部分机组开机时间受限，因此，公司风力发电浙江省内平均发电小时数较低，且低于华东地区风力发电平均利用小时数。

4、公司补贴收入确认政策

(1) 收入确认条件的依据及时点

报告期内，公司已纳入补贴清单的项目、未纳入补贴清单但符合纳入条件的项目以及不符合纳入补贴清单条件的项目的补贴收入确认条件、依据及时点情况如下：

项目类型	补贴收入确认条件				补贴收入确认时点
	风险和报酬、所有权已转移	收入及成本能够可靠计量	享有现时收款权利	相关经济利益很可能流入	
已纳入补贴清单的项目	电力已经电网公司或用户确认消纳	1、补贴收入为销售电量乘以补贴单价，补贴单价根据政策文件确认，电量经电网公司或用户确认； 2、发电成本能可靠准确计量。	根据售电合同及补贴政策，有权获得补贴收入	已纳入补贴清单，根据国家专项资金计划收取相关经济利益	补贴电费与基础电费同时确认收入
未纳入补贴清单但符合纳入条件的项目				符合纳入补贴清单条件，待纳入补贴清单后，可根据国家专项资金计划收取相关经济利益	
不符合纳入补贴清单条件的项目			实现收款权	收取补贴时确认，其经济利益已经流入	

针对已纳入补贴清单的项目、未纳入补贴清单但符合纳入条件的项目，公司在电量上网时即确认补贴收入满足风险和报酬、所有权已转移、收入及成本能够可靠计量、享有现时收款权利及相关经济利益很可能流入四个条件，补贴收入的确认方法符合企业会计准则的规定。

（2）收入确认时点和同行业一致

嘉泽新能（光伏发电、风电）、露笑科技（光伏发电）和晶科科技（光伏发电）等同行业上市公司的收入确认时点如下：

公司名称	新能源电力业务	收入确认时点
嘉泽新能 (601619.SH)	光伏发电、 风力发电	公司所建设光伏发电项目投入运营、开始并网发电时，已经符合补贴的申请条件，具有收取可再生能源电价附加资金补助的权利，与该收入相关的经济利益很可能流入企业，符合收入确认原则，因此公司补贴电费收入与公司标准电费收入同时确认。
露笑科技 (002617.SZ)	光伏发电	电价补贴收入与标杆电价部分同时确认收入。
晶科科技 (601778.SH)	光伏发电 及光伏电	公司按照国家、各省级政府的相关规定，享有电价补贴，补贴资金实际由财政资金拨付，并通过电网公司发放。依据公

公司名称	新能源电力业务	收入确认时点
	站 EPC 等	公司与电网公司签署的购售电合同以及国家及各省级政府的有关政策，相关文件中对基础电价、国家补贴电价及省级补贴电价的计算方法进行了明确约定，电价补贴款的金额能够可靠地计量。因此公司补贴电费收入与公司标准电费收入同时确认。

由上表可见，公司与相关同行业上市公司电费补贴收入确认方法一致，电费补贴收入与基础电费收入同时确认。

(3) 报告期内补贴金额

报告期内，公司补贴收入确认金额及占比情况如下：

单位：万元

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	补贴收入	占比	补贴收入	占比	补贴收入	占比
已进入补贴清单	115,334.18	92.45%	66,349.42	87.91%	39,734.59	84.26%
未进入补贴清单	9,415.97	7.55%	9,125.75	12.09%	7,420.78	15.74%
合计	124,750.15	100.00%	75,475.17	100.00%	47,155.37	100.00%

注 1：由于江北浙源不满足进入补贴清单条件，故上述表格中不包括江北浙源的省补收入。

注 2：长兴新能和永修浙源运营的发电项目于 2021 年纳入补贴清单，故上述表格中已进入补贴清单的补贴收入未包括前述两个项目的补贴收入。

报告期内，发行人 2020 年 1 月 20 日后并网的项目有聚合光伏、大柴旦新能源、宁夏新能源、五家渠新能和五家渠光伏五家公司运营的发电项目，其中，仅五家渠新能和五家渠光伏运营的光伏项目于 2020 年 1 月 20 日后备案，属于新增项目，其他项目均属于存量项目。

报告期内，发行人 2020 年 1 月 20 日后并网的项目中仅聚合光伏产生了收入，具体情况如下：

单位：万元

项目	2020 年	
	主营业务收入	净利润
聚合光伏	679.13	270.89
发行人	228,231.14	52,485.30
占比	0.30%	0.52%

报告期内，聚合光伏主营业务收入和净利润占总收入和净利润的比例非常小，对发行人的收入和净利润的影响也较小。

5、2020年可再生能源补贴新政对尚未纳入补贴清单项目收入确认的影响

(1) 未进入补贴清单项目的具体情况

截至本招股意向书签署之日，公司尚未纳入补贴清单但符合纳入条件的项目如下：

序号	项目公司	运营电站	核准/备案时间	并网时间
1	嘉峪关光伏	嘉峪关正泰光伏电站	2014.08	2016.06
2	赣州新能源	南康爱康光伏项目	2017.07	2017.12
3	松阳浙源	松阳光伏小康电站 ^{注1}	2017.12	2018.06
4	杭州浙源	余杭梦想小镇屋顶分布式光伏电站	2017.12	2017.12
5	苏州电力	苏州美盈森新能源一期500KW分布式光伏发电项目	2017.08	2017.12
6	湖南电力	长沙中民筑友屋顶分布式光伏项目	2017.10	2018.03
7	无锡电力	无锡普洛菲斯650千瓦光伏项目	2017.12	2018.03
8	聚合光伏	宁海成塘22MWp渔光互补发电项目	2018.12	2020.06
9	大柴旦新能源	海西华汇大柴旦50MW风电建设项目	2017.11（首次核准） 2018.11（变更项目建设内容）	2020.10
10	宁夏新能源	浙能宁夏中卫香山120MW风电项目	2018.12	2020.12
11	五家渠新能	五家渠浙能新能源六师北塔山牧场100MW风电项目	2017.01（首次核准） 2018.12（核准延期） 2019.08（变更项目名称和投资主体）	2020.12
12	五家渠光伏	五家渠浙新能六师北塔山牧场50MWp光伏发电项目	2015.12（首次备案） 2016.12（备案延期） 2017.12（备案延期） 2018.12（备案延期） 2019.12（备案延期） 2020.07（变更项目名称和投资主体）	2020.12
13	五家渠新能	五家渠浙能新能源六师北塔山牧场20MWp光伏	2015.12（首次备案） 2016.12（备案延期）	2020.12

序号	项目公司	运营电站	核准/备案时间	并网时间
		发电项目	2017.12（备案延期） 2018.12（备案延期） 2020.06（变更项目名称和投资主体）	

注 1：松阳光伏小康电站包括 4 个子站，其中 2 个子站已纳入补贴清单，另外 2 个子站尚在审核中。

上述项目均已完成申报正在审核中或等待审核。

（2）补贴确认依据

根据《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5 号），除江北浙源、杭州湾浙源和舟山浙源 3 家公司外，发行人未纳入补贴清单项目均满足纳入补贴清单条件，具体如下：

文件要求的条件	公司的具体情况	是否满足
新增项目需纳入当年可再生能源发电补贴总额范围内；存量项目需符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内。	应按照规模管理的发电项目均已进入所在省的建设规模管理范围内。	是
按照规定已完成审批、核准或备案。	项目均取得发改委的核准或备案。	是
符合国家可再生能源价格政策，上网电价已经价格主管部门审核批复。	项目上网电价和补贴标准均根据国家发改委及地方发改委可再生能源价格政策确定。	是
全部机组并网时间符合补助要求。	项目均通过电网公司并网验收，出具了并网验收单、并网验收报告或电网公司和项目公司出具的并网时间说明等。	是
相关审批、核准、备案和并网要件经国家可再生能源信息管理平台审核通过。	项目相关审批、核准、备案和并网要件均真实、完整、有效，审核程序不存在实质性障碍。	是

（3）进入补贴清单审核流程

根据财政部办公厅《关于加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕70 号），国家电网和国家可再生能源信息中心仅对申报项目资料的完整性、支持性文件的有效性和项目情况的真实性进行审核，在项目符合补贴申请条件后，申请电价补贴款无需履行其他实质性审批程序。

（4）补贴收入可收回性的依据

①公司发电项目已实质性满足申请进入补贴清单的条件

根据《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5号），除江北浙源、杭州湾浙源和舟山浙源3家公司运营的发电项目外，发行人未纳入补贴清单的项目均满足进入补贴清单条件。

②尚未进入补贴清单的发电项目正在申请进入补贴清单

《关于加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕70号）要求：按照项目全容量并网时间先后顺序，成熟一批，公布一批，尽快完成补贴清单的公布。

截至本招股意向书签署之日，公司未纳入补贴清单但满足进入条件项目13个，均已完成申报正在审核中或等待审核。

③应收补贴电费款项实际来源于各级财政资金，不可回收风险低

公司应收补贴电费包括国补、省补和市补，其发放具有政策法规依据，取得的确性强、不可回收风险低。

（5）未进入补贴清单项目补贴金额可以合理预计

公司未进入补贴清单项目补贴金额由销售电量和补贴单价决定，其中，销售电量根据电网公司出具的电费结算单确定，补贴单价根据项目全容量并网时间确定。公司部分未进入补贴清单项目的全容量并网时间正在与地方能源监管部门或电网企业核实，该部分项目对报告期内的收入影响较小。

（二）营业成本分析

1、营业成本构成

报告期内，公司营业成本构成具体情况如下：

单位：万元

项 目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
主营业务成本	102,310.90	94.60%	76,128.08	94.58%	59,189.53	98.50%
其他业务成本	5,842.93	5.40%	4,360.87	5.42%	901.95	1.50%

项 目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
合 计	108,153.83	100.00%	80,488.95	100.00%	60,091.48	100.00%

报告期内，公司营业成本构成与营业收入构成一致，2019 年度和 2020 年度其他业务成本增加主要系前期项目服务收入、氢能设备销售 and 安装服务等其他业务收入增加导致。

2、主营业务成本构成

单位：万元

项 目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
水力发电	30,392.02	29.71%	33,184.22	43.59%	30,995.04	52.37%
光伏发电	71,305.44	69.69%	42,379.60	55.67%	27,627.70	46.68%
风力发电	613.44	0.60%	564.25	0.74%	566.79	0.96%
合 计	102,310.90	100.00%	76,128.08	100.00%	59,189.53	100.00%

公司主营业务成本主要以折旧摊销等固定成本为主，与公司收入变动关联性较低。公司光伏发电成本报告期内上升较快，主要系公司报告期内陆续投资、收购了多家光伏企业。

3、主营业务成本要素分析

(1) 主营业务成本的总体构成

报告期内，公司主营业务成本构成具体情况如下：

单位：万元

项 目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
人员薪酬	5,098.51	4.98%	5,292.01	6.95%	4,434.47	7.49%
折旧摊销	80,022.77	78.22%	56,268.60	73.91%	44,274.53	74.80%
委托运维费	9,488.82	9.27%	3,551.23	4.66%	2,386.24	4.03%
维修费	2,261.65	2.21%	4,724.72	6.21%	3,451.96	5.83%
其他费用	5,439.15	5.32%	6,291.53	8.26%	4,642.33	7.84%
合 计	102,310.90	100.00%	76,128.08	100.00%	59,189.53	100.00%

报告期内，公司主营业务成本由折旧摊销、人员薪酬、维修费、委托运维费、

其他费用构成。其中折旧摊销占主营业务成本的比例最大，主要为房屋建筑物、机器设备、其他设备等计提的折旧；其他费用主要包括水资源费、库区基金、保险费、技术服务费等。

(2) 不同业务主营业务成本构成

①水力发电

报告期内，公司水力发电成本构成具体情况如下：

单位：万元

项 目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
人员薪酬	4,655.41	15.32%	4,875.71	14.69%	4,137.70	13.35%
折旧摊销	19,854.85	65.33%	20,134.77	60.68%	20,819.53	67.17%
维修费	1,830.78	6.02%	3,116.23	9.39%	2,160.27	6.97%
水资源费	840.23	2.76%	1,515.88	4.57%	860.21	2.78%
库区基金	800.45	2.63%	1,283.72	3.87%	718.27	2.32%
委托运维	819.73	2.70%	910.24	2.74%	765.58	2.47%
技术服务费	720.19	2.37%	578.66	1.74%	645.90	2.08%
购入电力费	310.28	1.02%	301.05	0.91%	341.52	1.10%
财产保险费	203.55	0.67%	206.10	0.62%	322.72	1.04%
其他成本	356.55	1.17%	261.86	0.79%	223.34	0.72%
合 计	30,392.02	100.00%	33,184.22	100.00%	30,995.04	100.00%

公司水力发电成本以折旧摊销、人员薪酬为主，其中折旧摊销占比最高。由于公司水力发电成本以折旧摊销等固定成本为主，且报告期内水力发电装机容量基本稳定，因此报告期内水力发电成本较为稳定。

2020 年度维修费减少原因系公司根据设备实际运行情况设备维修减少所致。水资源费与库区基金的征收标准为 0.008 元/千瓦时，2020 年度水资源费与库区基金减少系当期上网电量减少以及 2020 年下半年水资源费享受减免政策（按规定标准的 80%征收）所致。

②光伏发电

报告期内，公司光伏发电成本构成具体情况如下：

单位：万元

项 目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
人员薪酬	443.10	0.62%	416.30	0.98%	296.77	1.07%
折旧摊销	59,794.78	83.86%	35,767.74	84.40%	23,091.36	83.58%
委托运维	8,614.38	12.08%	3,760.94	8.87%	2,631.66	9.53%
维修费	288.86	0.41%	346.89	0.82%	144.66	0.52%
其他	2,164.30	3.04%	2,087.74	4.93%	1,463.24	5.30%
合 计	71,305.44	100.00%	42,379.60	100.00%	27,627.70	100.00%

公司光伏发电成本以折旧摊销、委托运维为主，其中折旧摊销占比最高。报告期内，公司光伏发电业务折旧摊销大幅上升，主要系 2018 年公司陆续收购甘宁 11 家光伏公司以及 2019 年底收购清能发展原下属光伏公司，导致光伏发电资产大幅增加所致。

由于公司收购的光伏电站主要采用委托第三方运营的方式，随着委托运维的光伏项目增加，报告期内委托运维成本逐步增加，其中 2020 年度增幅较大，主要系 2019 年底收购清能发展原下属光伏公司相应的委托运维成本增加。

③风力发电

报告期内，公司风力发电成本构成具体情况如下：

单位：万元

项 目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
折旧摊销	373.14	60.83%	366.08	64.88%	363.63	64.16%
维修费	142.00	23.15%	88.11	15.61%	81.30	14.34%
委托运维	54.72	8.92%	53.54	9.49%	54.72	9.65%
其他	43.59	7.11%	56.52	10.02%	67.14	11.85%
合 计	613.44	100.00%	564.25	100.00%	566.79	100.00%

公司风力发电成本以折旧摊销、维修费为主。由于公司风力发电成本以折旧摊销等固定成本为主，且报告期内风力发电装机容量稳定，因此报告期内风力发电成本较为稳定。报告期内，公司风力发电成本总体金额较小，对公司主营业务成本影响较小。

(3) 发行人委托运维情况

① 发行人委托第三方运维水电、光伏和风电站的合理性

A、水电业务

截至 2020 年 12 月 31 日，发行人拥有水电公司 7 家，其中北海水电、大洋水电和岩樟溪水电 3 家公司存在少量委外运维业务，且上述相关委外业务均非水电站核心业务环节。

B、光伏业务

截至 2020 年 12 月 31 日，发行人已产生营业收入的光伏发电公司合计 41 家，分布在甘肃、宁夏、新疆、青海、内蒙古、浙江、江苏、江西、安徽、山东、湖南等 11 省，地域分布广，且主要系收购取得，发行人出于电站平稳交接、降低成本等因素考虑，外部收购的电站以及自建的分布式光伏电站（规模小、地方远）采用委托第三方运维的方式，但是自建的长兴新能、松阳光伏、松阳浙源等集中式光伏电站均由发行人自己负责运维。发行人光伏电站委托第三方运维的具体原因有：

a.就收购来的项目而言，在收购前受托方即负责收购电站的运维服务，因此继续由原受托方提供运维服务，其对项目更为熟悉，因此有利于电站生产经营的平稳交接；

b.电站运维的部分工作具有偶发性、辅助性，但对电站的安全运行不可或缺，由于公司电站分布较广，特别是部分电站规模较小，由公司组建完整的运维团队驻站管理成本高，因此将电站运维服务外包能降低公司成本；

c.光伏电站运维服务市场成熟，公司可以较为便利地选择合格的运维服务商。

C、风电业务

报告期内，公司已产生营业收入的风力发电项目为洞头风电分公司，该项目装机容量较小，地理位置相对较远，公司出于降低人员成本考虑，将洞头风电分公司风电站运行维护项目委托给当地公司乐清市瓯越能源服务有限公司提供。

风力发电站由第三方运维系行业内较为普遍的做法，公司委托第三方运维风力发电站的情况存在合理性且符合行业情况。

②第三方运维机构的情况

报告期内，为公司提供电站运维服务的机构主要有三类，具体情况如下：

A、因收购光伏电站引入的运维机构

因收购光伏电站引入的运维机构包括：霍尔果斯正泰科技服务有限公司、苏州中康电力运维有限公司、中机国能（浙江）新能源技术有限公司，上述公司均系公司收购项目原股东的关联方，在收购前即负责收购电站的运维服务，基于平稳交接和降低成本考虑，收购后公司委托上述公司继续提供运维服务。上述公司系正泰集团、爱康科技、中机国能等知名新能源企业子公司，具备运维经验和运维能力。由于公司仅收购了相关电站的控股权，原股东目前为收购电站的小股东，因此上述运维机构为公司的关联方。

B、自建分布式光伏电站的运维机构

自建分布式光伏电站的运维机构包括：杭州纳鑫电力工程有限公司、浙江辛博瑞能源科技发展有限公司、浙江鸿能电务有限公司，上述公司为永修浙源、杭州浙源、江北浙源、杭州湾浙源、舟山浙源等分布式光伏项目提供运维服务。由于上述分布式光伏项目规模小或地理位置较远，公司出于节约成本考虑，委托专业的第三方提供运维服务。上述公司均系专业从事电站运维的企业，具备运维经验和运维能力。上述公司通过招标方式取得业务，与发行人之间不存在关联关系。

C、其他运维机构

其他运维供应商主要包括：浙江梅苑酒店管理有限公司、庆元县大岩坑变电设施管理有限公司、龙泉市水电总站等。

浙江梅苑酒店管理有限公司为北海水电提供日常巡查维护、安全保障、物业管理等服务，该公司原系浙能集团下属子公司，为公司关联方，系专业的酒店管理、物业服务公司，具备提供相关服务的经验和能力。

庆元县大岩坑变电设施管理有限公司为大洋水电提供输出线路及升压站的

维护服务，原因系大洋水电通过庆元县大岩坑变电设施管理有限公司的升压站输电至国网浙江丽水公司，由其提供相关服务更为便捷，该公司具备提供相关服务的经验和能力，与发行人之间不存在关联关系。

龙泉市水电总站系岩樟溪水电小股东，为公司关联方，为岩樟溪水电提供：水工设备、机电设备的运行、监测、维护、管理、小修，电站运行管理、设备管理、安全管理、办公设施及管理用房保养维护，防汛工作等服务。公司收购岩樟溪水电之前，该电站一直由龙泉市水电总站提供运维，收购后，基于方便管理和稳定运维等考虑，公司继续委托龙泉市水电总站提供电站运维服务。龙泉市水电总站具备提供相关服务的经验和能力。

③运维费定价原则及合理性

报告期内，公司光伏发电主要项目运维服务收费标准制定依据如下：

公司名称	运维提供方	定价方式	运维费组成	价格制定依据
甘宁11家光伏发电公司（不包含金昌电力）	霍尔果斯正泰科技服务有限公司	协商定价（参考市场价、结合项目实际，按成本加合理利润的方式确定）	费用分为日常运行维护费（固定金额）及考核费用	<p>日常运行维护成本包含检修预试等生产性费用、人工成本和现场管理经费。</p> <p>1、生产性费用按生产项目实际发生情况和市场价格确定，项目工程量按实结算；</p> <p>2、人工成本按运维方人员实发的薪酬总额结算；</p> <p>3、现场管理经费采用包干制，考虑每座电站规模和管理难度等因素，一般每座电站按30-50万元标准确定。</p> <p>计划利润一般按7%确定，税费按实承担。</p> <p>考核费用包括安全生产考核、单项考核、超发电奖励。其中，1、安全生产考核系根据双方协商制定的《光伏电站运维安全文明生产管理协议》进行考核；</p> <p>2、单项考核主要系根据运维费已列明项目是否实施或是否实施完整进行考核；</p> <p>3、超发电奖励系根据实际发电量及考核利用小时数基数进行测算。</p>
金昌电力	苏州中康电力运维有限公司	协商定价（参考市场价、结合项目实际，按成本加合理利润的方式确定）	费用分为日常运行维护费（固定金额）及考核费用	<p>日常运行维护费主要根据生产费用、人工成本等项目确定。其中，生产费用系通过主要运维项目逐项核算；人工成本系按应使用人数核算。</p> <p>考核费用包括安全生产考核、单项考核、</p>

公司名称	运维提供方	定价方式	运维费组成	价格制定依据
清能发展原下属光伏子公司 (不包含龙游新能源)		定)		超发电奖励。其中, 安全生产考核系根据双方协商制定的《光伏电站运维安全文明生产管理协议》或安全生产责任书进行考核; 单项考核主要系根据运维费已列明项目是否实施或是否实施完整进行考核; 超发电奖励系根据实际发电量及考核利用小时数基数进行测算。
龙游新能源	中机国能(浙江)新能源技术有限公司	协商定价(参考市场价、结合项目实际, 按成本加合理利润的方式确定)	固定运维费及基于电量考核的奖励费用	固定运维费主要包括: 日常运维、安全保卫、人员薪酬、厂区管理、安全生产检查等项目确定; 奖励费用根据整年发电量与双方约定的考核值计算
永修浙源	杭州纳鑫电力工程有限公司	招标定价	固定价格	根据人工费、材料费、管理费、利润等项目约定固定价格
	霍尔果斯正泰科技服务有限公司 (2020年开始)	招标定价	费用分为基础运维费(固定)及奖惩运维费	基础运维费主要根据日常运维费、人工费、材料费、合理利润等项目确定; 奖惩运维费根据发电量考核及安全生产考核确定
杭州浙源	浙江鸿能电务有限公司	招标定价	固定价格	根据人工费、管理费、工器具费等项目约定固定价格
江北浙源	杭州纳鑫电力工程有限公司	招标定价	固定价格	根据人工费、材料费、管理费、利润等项目约定固定价格
	霍尔果斯正泰科技服务有限公司 (2020年开始)	招标定价	费用分为基础运维费(固定)及奖惩运维费	基础运维费主要根据日常运维费、人工费、材料费、合理利润等项目确定; 奖惩运维费根据发电量考核及安全生产考核确定
杭州湾浙源	浙江辛博瑞能源科技发展有限公司	招标定价	固定价格	根据人工费、消耗材料费、保险费等项目约定固定价格
	霍尔果斯正泰科技服务有限公司 (2020年开始)	招标定价	费用分为基础运维费(固定)及奖惩运维费	基础运维费主要根据日常运维费、人工费、材料费、合理利润等项目确定; 奖惩运维费根据发电量考核及安全生产考核确定
舟山浙源	杭州纳鑫电力工程有限公司	招标定价	固定价格	根据人工费、材料费、管理费、利润等项目约定固定价格
	霍尔果斯正泰科技服务有限公司 (2020年开始)	招标定价	费用分为基础运维费(固定)及奖惩运维费	基础运维费主要根据日常运维费、人工费、材料费、合理利润等项目确定; 奖惩运维费根据发电量考核及安全生产考核确定

甘宁 11 家光伏发电公司、清能发展原下属光伏子公司、岩樟溪水电等收购

取得的项目公司为稳定交接而根据市场价协商确定价格，大洋水电因使用运维提供方设施亦根据市场价协商定价，其他项目公司则主要采用招标方式定价，且根据运维服务的具体内容及运维目标确定运维费的组成，发行人委托运维定价合理。

④发行人独立运营能力

电站运营包含项目开发、投资决策、项目建设以及投产后的经营，即使从投产后电站运营来看，运营内容包括人事、财务、采购、销售、融资、生产等多方面的整体性工作，运维是生产的部分环节，运维主要包括设备运行及维护、常规检修、事故抢修、物业管理以及其他辅助类工作，发行人委托运维属于部分生产环节的劳务外包。

发行人对所有电站均自主运营，对电站具有绝对的管控能力，另外出于收购电站平稳接管以及降低成本等因素考虑，部分电站的运维委托给第三方负责，但是发行人亦自主运维长兴新能、衢州光能、松阳光伏、松阳浙源等浙江省内的光伏电站，因此公司亦有独立运维电站的能力。

委托第三方运维在光伏、风电行业较为普遍，本质上是劳务外包，目前运维市场成熟，竞争充分，有利于发行人降低运维成本，发行人有较充分的择优选择余地。发行人以合同形式与第三方约定运维事项，在第三方达不到合同要求时发行人亦完全有能力进行自主运维。

针对委托第三方运维的电站，电站的日常经营发行人已设立管理机构进行全面管控，包括但不限于资金的融通、划拨和支付等财务管控，电力营销、设备技改、计划合同、物资采购、生产技术、安全生产管理、人事薪酬管理和各类风险管控等。同时，发行人能控制利润分配、资产处置等重大经营事项。

经过几年的生产经营，发行人培养了一批光伏电站一线运维人员和生产管理人员，各电站生产运营正常有序。其中松阳浙源的红连光伏电站和石板弄光伏电站在中电联科技开发服务中心组织的 2019 年度电力行业光伏发电运行指标对标评比中，通过对电量指标、能耗指标、设备运行水平指标进行综合评价，在 1,374 家光伏电站中得分进入前 20%，获得 AAA 评级。针对风力发电业务，公司在建

项目嘉兴海上风电项目将于 2021 年并网，目前正在组建运维团队。

同时，公司拥有一支专业齐全的技术队伍，配备了符合生产运营需要的各类设备，形成了一套完整的生产管理体系。公司的水电站基本全部自主运维，各电站生产情况平稳有序，尤其是滩坑水电站作为浙江省统调电站，取得了多年无非计划停运的优异成绩。光伏发电站、风力发电站相比于水电站而言，升压、配电设备与水电站完全相同，水电站生产技术人员完全能够胜任光伏发电站、风力发电站的生产工作。

综上所述，公司具备独立运营光伏发电站、风力发电站的能力。

⑤委托运维项目数量及收入情况

A、报告期各期，公司委托运维项目数量、装机规模如下表所示：

单位：万千瓦

类别	2020 年度/ 2020 年 12 月 31 日		2019 年度/ 2019 年 12 月 31 日		2018 年度/ 2018 年 12 月 31 日	
	项目数量	装机规模	项目数量	装机规模	项目数量	装机规模
光伏发电	41	150.36	22	148.16	18	94.75
其中：委托运营项目	37	134.11	18	78.50	14	75.41
风力发电	1	1.35	1	1.35	1	1.35
其中：委托运营项目	1	1.35	1	1.35	1	1.35

注：不包含未产生营业收入的发电项目。

B、报告期各期，公司委托运营项目销售收入及占该类项目比例情况如下表所示：

单位：万元

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	收入	占比	收入	占比	收入	占比
光伏发电	145,288.64	90.05%	83,032.38	83.41%	48,371.64	76.76%
风力发电	723.98	100.00%	690.53	100.00%	711.40	100.00%

（三）主营业务毛利及毛利率分析

1、主营业务毛利分析

报告期内，公司主营业务毛利构成情况如下：

单位：万元

项 目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
水力发电	35,767.85	28.41%	72,179.52	55.75%	28,690.78	44.67%
光伏发电	90,041.86	71.51%	57,173.28	44.16%	35,388.40	55.10%
风力发电	110.54	0.09%	126.29	0.10%	144.61	0.23%
合计	125,920.25	100.00%	129,479.08	100.00%	64,223.79	100.00%

从毛利结构看，报告期内，公司主营业务毛利主要来源于水力发电和光伏发电，上述两大类业务毛利合计占公司主营业务毛利的比重分别为 99.77%、99.90% 和 99.91%。

从主营业务毛利变动看，2019 年度，随着水力发电收入以及光伏发电收入的持续增长，公司主营业务毛利同比大幅上升 101.61%。2020 年度，由于公司水力发电收入减少及光伏发电装机规模上升，光伏发电毛利占比大幅上升。

2、公司主营业务毛利率变动分析

报告期内，公司主营业务毛利率的构成及具体情况如下表所示：

项 目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	毛利率	收入占比	毛利率	收入占比	毛利率	收入占比
水力发电	54.06%	28.99%	68.51%	51.25%	48.07%	48.36%
光伏发电	55.81%	70.69%	57.43%	48.42%	56.16%	51.06%
风力发电	15.27%	0.32%	18.29%	0.34%	20.33%	0.58%
合 计	55.17%	100.00%	62.97%	100.00%	52.04%	100.00%

报告期内，公司主营业务毛利率分别为 52.04%、62.97% 和 55.17%。2019 年度，主营业务毛利率上升，主要原因系水力发电量大幅上升导致单位成本下降。2020 年度，主营业务毛利率下降，主要原因是公司水力发电量下降导致单位成本上升。

报告期内，公司水力发电、光伏发电、风力发电毛利率变动分析如下：

(1) 水力发电

报告期内，公司水力发电单位成本构成及单位价格情况如下：

单位：元/千瓦时

项 目		2020 年度	2019 年度	2018 年度
单位成本	人员薪酬	0.04	0.03	0.04
	折旧摊销	0.16	0.11	0.19
	维修费	0.02	0.02	0.02
	委托运维费	0.01	0.00	0.01
	其他费用	0.03	0.02	0.03
	合 计	0.25	0.17	0.29
单位价格		0.55	0.55	0.55
水力发电毛利率		54.06%	68.51%	48.07%

报告期内，公司水力发电毛利率分别为 48.07%、68.51% 和 54.06%，水力发电单位价格基本无变化，毛利率的波动主要与单位成本相关。

2019 年度，由于公司水力发电量大幅上升，单位人员薪酬和单位折旧摊销分别下降至 0.03 元/千瓦时、0.11 元/千瓦时，在该主要因素的影响下，毛利率从 48.07% 上升至 68.51%。

2020 年度，水力发电毛利率下降主要原因系公司水力发电量下降，而水力发电折旧摊销相对较为固定，导致单位折旧摊销从 0.11 元/千瓦时上升至 0.16 元/千瓦时。

(2) 光伏发电

报告期内，公司光伏发电单位成本构成及单位价格情况如下：

单位：元/千瓦时

项 目		2020 年度	2019 年度	2018 年度
单位成本	人员薪酬	0.00	0.00	0.00
	折旧摊销	0.28	0.27	0.27
	维修费	0.00	0.00	0.00
	委托运维费	0.04	0.03	0.03

项 目		2020 年度	2019 年度	2018 年度
	其他费用	0.01	0.02	0.02
	合 计	0.33	0.31	0.32
单位价格		0.75	0.74	0.74
光伏发电毛利率		55.81%	57.43%	56.16%

报告期内，公司光伏发电毛利率分别为 56.16%、57.43% 和 55.81%，报告期内，光伏发电毛利率总体较为稳定。

(3) 风力发电

报告期内，公司风力发电单位成本构成及单位价格情况如下：

单位：元/千瓦时

项 目		2020 年度	2019 年度	2018 年度
单位成本	折旧摊销	0.36	0.37	0.34
	维修费	0.14	0.09	0.08
	委托运维费	0.05	0.05	0.05
	其他费用	0.04	0.06	0.06
	合 计	0.59	0.56	0.54
单位价格		0.69	0.69	0.67
风力发电毛利率		15.27%	18.29%	20.33%

2019 年风力发电毛利率比 2018 年度小幅下降，主要原因系 2019 年度销售电量减少导致单位成本上升所致。2020 年度，公司风力发电毛利率下降主要系洞头风电分公司进行了风机叶片检查维修导致单位维修费升高所致。

3、与可比上市公司的比较情况

(1) 水力发电

单位：元/千瓦时，小时

华能水电	2020 年度	2019 年度	2018 年度
单位价格	未披露	0.20	0.19
单位成本	未披露	0.09	0.09
其中：单位折旧	未披露	0.06	0.06
毛利率	未披露	56.09%	50.89%
发电小时数	未披露	4,503.40	3,783.43

长江电力	2020 年度	2019 年度	2018 年度
单位价格	未披露	0.24	0.24
单位成本	未披露	0.09	0.09
其中：单位折旧	未披露	0.06	0.06
毛利率	未披露	62.52%	62.89%
发电小时数	未披露	4,626.07	4,708.73
甘肃电投	2020 年度	2019 年度	2018 年度
单位价格	未披露	0.25	0.26
单位成本	未披露	0.14	0.14
其中：单位折旧	未披露	0.08	0.09
毛利率	未披露	45.84%	48.24%
发电小时数	未披露	3,379.57	3,253.14
本公司	2020 年度	2019 年度	2018 年度
单位价格	0.55	0.55	0.55
单位成本	0.25	0.17	0.29
其中：单位折旧	0.16	0.10	0.19
毛利率	54.06%	68.51%	48.07%
发电小时数	1,543.37	2,382.88	1,343.98

注 1：华能水电：收入、成本均为主营业务收入、成本。2018 年度、2019 年度折旧金额按其招股说明书披露报告期内折旧占主营业务成本平均比例计算；

注 2：长江电力：折旧为固定资产折旧总额减管理费用中的固定资产折旧；

注 3：甘肃电投：收入、成本均为主营业务收入、成本；

注 4：本公司电量采用销售电量计算。

公司所属水电行业所需主要原材料为天然来水，不需对外采购，因此主营业务成本以折旧、摊销等固定成本为主。因此，一般来说发电小时数越多，单位折旧越低、毛利率越高。报告期内，公司水力发电毛利率的波动情况主要系发电小时数变化所致。公司水力发电毛利率变化趋势与发电小时数变化趋势相符。

①销售价格差异分析

公司水电站均位于浙江省，水电上网电价有两种形成机制，其中滩坑水电站（北海水电）因建设时移民安置难度大，导致工程造价较高，经浙江省物价局同意，其上网电价按 30 年经营期核定，其余水电站执行省内标杆电价，即浙江省发改委在统筹考虑本省电力市场供求变化趋势和水电开发成本等因素制定。公司

水电上网电价均经浙江省发改委/物价局核定，且与浙江省水电上网电价整体相符。由于区域及电站差异，公司水电上网电价显著高于华能水电、长江电力、甘肃电投等同行上市公司。

②销售成本差异分析

水力发电的成本主要为折旧摊销。一般而言，单位折旧主要受水电站造价及可利用小时数影响：可利用小时数越高，水电站发电量越多，单位折旧越低。

水力发电行业单位折旧主要受水电站建设成本影响，而水电站建设成本主要由枢纽工程、建设征地及移民安置补偿费用、独立费用（主要包括建设管理费、勘测设计费等）等构成。项目建设成本主要受所在区域、建造时间、装机规模等因素的影响。具体情况如下：

所在区域：水电站所处区域地质环境的不同导致枢纽工程中建筑工程的结构设计、建筑材料选择变化较大；不同水电站之间，由于征地范围、移民数量的不同，建设征地及移民安置补偿费用差异显著；不同水电站之间，环境保护、水土保持、生物多样性等方面的要求差异显著，上述因素均会影响建造成本。

建造时间：一般而言，建造时间越晚的水电站的建造成本越高，原因主要有：第一，材料成本上涨、人力成本提高等生产要素的价格因素影响；第二，水电站资源具有稀缺性，基于经济效益的考虑，开发难度小、成本低、效益好的电站会较早被开发。

装机规模：一般而言，电站部分设施和设备的建造成本与装机容量不存在线性关系，因此装机规模越大，单位装机成本越低。

公司与同行业上市公司主要水电站具体情况如下表所示：

公司名称	水电站名称	装机规模 (万 kw)	所属流域	流域面积 (万 km ²)	最后一台 机组并网 时间	总投资 (亿元)	单位装 机造价 (元/kw)
华能水电	糯扎渡水电站	585.00	澜沧江流域	81.10	2014 年	450.06	7,693
华能水电	小湾水电站	420.00	澜沧江流域	81.10	2010 年	333.21	7,934
华能水电	龙开口水电站	180.00	金沙江流域	50.20	2014 年	174.12	9,673
华能水电	景洪水电站	175.00	澜沧江流域	81.10	2009 年	101.87	5,821
华能水电	苗尾水电站	140.00	澜沧江流域	81.10	2018 年	177.94	12,710

公司名称	水电站名称	装机规模 (万 kw)	所属流域	流域面积 (万 km ²)	最后一台 机组并网 时间	总投资 (亿元)	单位装 机造价 (元/kw)
华能水电	徐村水电站	8.58	漾濞江流域	1.20	1999 年	5.98	6,970
长江电力	三峡水电站	2,240.00	长江流域	100.00	2012 年	2,485.37	11,095
长江电力	向家坝水电站	775.00	金沙江流域	45.88	2014 年	542.00	6,994
长江电力	溪洛渡水电站	1,260.00	金沙江流域	47.32	2015 年	792.34	6,288
甘肃电投	石门坪水电站	1.5	白龙江流域	3.18	2006 年	1.10	7,333
本公司	滩坑水电站	60.40	瓯江小溪流 域	0.17	2011 年	65.86	10,904
本公司	华光潭一、二级 水电站	8.50	昌化溪流域	0.14	2005 年	6.90	8,114

数据来源：上市公司定期报告、网络公开信息。

长江电力、华能水电上述电站由于流域面积较广（集雨面积较大）、装机规模较大等原因，总体而言，其单位装机建造成本低于公司水电站。

一般而言，在单位装机建造成本相同的情况下，可利用小时数越高，单位销售成本越低。2016-2019 年度，本公司、华能水电、长江电力、甘肃电投的平均可利用小时数分别为 1,882.85 小时、4,086.33 小时、4,647.80 小时、3,119.70 小时，主要原因有：第一，公司的水电站主要用于调峰发电，而同行业上市公司的水电站则主要用于基荷发电；第二，长江电力、华能水电下属的主要水电站处于同一流域，可以实现库间联调，梯级分布，更好的利用水资源；第三，同行业上市公司主要电站所在流域集雨面积较大，电站来水量大于公司水力发电站。

综上，与同行业上市公司相比，由于公司水电站单位装机建造成本总体较高，且可利用小时数较低，因此销售成本中单位折旧高于同行业上市公司。

（2）光伏发电

单位：元/千瓦时，小时

太阳能	2020 年度	2019 年度	2018 年度
单位价格	未披露	0.79	0.82
单位成本	未披露	0.29	0.30
其中：单位折旧	未披露	0.23	0.24
毛利率	未披露	63.68%	63.86%
发电小时数	未披露	948.09	860.00

京运通	2020 年度	2019 年度	2018 年度
单位价格	未披露	0.74	0.74
单位成本	未披露	0.31	0.29
其中：单位折旧	未披露	未披露	未披露
毛利率	未披露	58.49%	60.64%
发电小时数	未披露	1,336.89	1,285.64
本公司	2020 年度	2019 年度	2018 年度
单位价格	0.75	0.74	0.74
单位成本	0.33	0.31	0.32
其中：单位折旧	0.28	0.27	0.27
毛利率	55.81%	57.43%	56.16%
发电小时数	1,446.48	1,421.14	1,443.89

注 1：由于公司报告期内陆续收购较多光伏项目，为更合理计算发电小时数，年装机容量按新增月份加权平均；

注 2：本公司电量采用销售电量计算。

报告期内，公司光伏发电业务毛利率与同行业上市公司相比不存在较大差异，特别是与京运通基本一致，主要原因有：

①光伏发电行业较为成熟，建设投入（主要是光伏组件）、运营模式等主要成本项差异较小，因此报告期内公司光伏发电业务单位成本与同行业上市公司基本一致；

②光伏发电上网价格按不同太阳能资源区以及项目备案和并网时间根据政策核定，随着报告期内公司持续收购光伏项目、分布区域增加、装机规模增加，电价影响因素逐渐被摊平，电价逐渐趋于同行业水平。

光伏发电项目的备案和并网时间、所在区域、市场化交易程度对光伏发电电价的具体影响如下：

①备案和并网时间

集中式光伏电站和“全额上网”分布式光伏发电项目根据备案和并网时间的不同，执行当期国家政策规定的标杆上网电价；“自发自用、余量上网”分布式光伏电站实行按照全电量补贴的政策，根据并网时间不同执行当期国家政策规定的补贴标准。一般而言，备案和并网时间越早，适用的标杆上网电价和补贴越高。

因此光伏项目备案和并网时间直接影响光伏项目上网电价。

②所在区域

2013年起，国家发改委根据各地太阳能资源条件和建设成本，将全国分为三类太阳能资源区，设定相应的标杆上网电价，太阳能资源丰富地区的标杆上网电价相对较低。另外，“自发自用、余量上网”分布式光伏项目业主部分电价一般参照当地工商业电价确定，余量上网部分为当地脱硫燃煤电价，某一区域的工商业电价和脱硫燃煤电价受当地经济情况、电力市场供需情况影响。此外，在电力供需关系较紧张的地区，当地政府为鼓励发展可再生能源发电产业，通常会给予一定的补贴。因此，不同区域的光伏项目执行的上网电价会有所差异。

③市场化交易程度

随着电力体制改革的不断深化，部分地区的光伏项目参与了市场化交易。一般而言，市场化交易电价普遍低于标杆上网电价。因此，参与电力市场化交易的光伏项目单位售价低于未参与市场化交易的同类型光伏项目。

(3) 风力发电

单位：元/千瓦时，小时

嘉泽新能	2020年度	2019年度	2018年度
单位价格	未披露	0.47	0.47
单位成本	未披露	0.20	0.20
其中：单位折旧	未披露	0.17	0.16
毛利率	未披露	57.21%	58.26%
发电小时数	未披露	2,121.47	2,014.06
节能风电	2020年度	2019年度	2018年度
单位价格	未披露	0.42	0.41
单位成本	未披露	0.20	0.19
其中：单位折旧	未披露	0.15	0.15
毛利率	未披露	52.46%	53.37%
发电小时数	未披露	2,086.56	2,204.78
本公司	2020年度	2019年度	2018年度
单位价格	0.69	0.69	0.67
单位成本	0.59	0.56	0.54

其中：单位折旧	0.35	0.37	0.34
毛利率	15.27%	18.29%	20.33%
发电小时数	771.97	742.93	781.06

注：本公司电量采用销售电量计算。

报告期内，公司风力发电单位价格高于同行业上市公司。公司风力发电收入均来自洞头风电场项目，该项目属于招投标建设项目，上网电价按中标价格执行，即 0.785 元/kWh（含税）。因此，公司风力发电毛利率低于同行业上市公司主要系公司风力发电机组发电小时数较低，单位折旧显著高于同行业上市公司。

（四）2020 年度经营业绩下滑情况分析

1、经营业绩下滑情况及原因

公司 2020 年度经营业绩较报告期内同期最高值 2019 年度下滑，具体情况如下：

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	变动金额	变动比例
营业收入	234,651.42	210,237.84	24,413.58	11.61%
净利润	52,485.30	63,366.94	-10,881.64	-17.17%
归属于母公司股东的净利润	28,372.03	40,750.90	-12,378.87	-30.38%
扣除非经常性损益后归属于母公司所有者的净利润	24,311.41	38,687.74	-14,376.33	-37.16%

2020 年度，公司营业收入较上年同期上升 11.61%，主要原因系在水电收入下降的情况下，光伏发电收入增长，各项业务收入变动情况如下：

单位：万元

业 务	2020 年度	2019 年度	变动金额	变动比例
水力发电	66,159.87	105,363.74	-39,203.87	-37.21%
光伏发电	161,347.30	99,552.88	61,794.41	62.07%
风力发电	723.98	690.53	33.44	4.84%
合 计	228,231.14	205,607.16	25,739.03	11.00%

（1）光伏发电收入上升的原因

2020 年度与上年同期相比，光伏发电收入上升的原因主要系光伏发电控股装机容量上升所致，具体原因为：公司于 2019 年 12 月以增资与收购相结合的方式

式取得清能发展 53.5% 股权，增资方式为公司持有的 16 家光伏发电项目公司的股权，控股装机容量大幅上升（增加 53.403 万千瓦，增幅为 56.36%）。

（2）水力发电收入下降的原因

2020 年度，公司水电控股装机容量为 79.42 万千瓦，较上年同期减少 0.1 万千瓦，降幅为 0.13%，水电控股装机容量基本稳定，水电收入大幅下降主要原因系受水电站所在地降雨影响，水电站来水量大幅减少，导致发电量随之减少。

2020 年度，公司水电上网电量为 121,171.03 万千瓦时，较上年同期减少 70,174.23 万千瓦时，降幅为 36.67%，其中北海水电的滩坑水电站上网电量同期减少 58,009.79 万千瓦时，降幅为 43.06%，占水电上网电量总减少量的 82.67%，主要原因系该水电站来水量较上年同期减少 48.75%。

（3）扣非后归母净利润下降的原因

2020 年度与上年同期相比，公司在营业收入小幅增长的情况下，净利润和扣非后归母净利润较上年同期均出现大幅下滑，主要原因是：①由于采用股权互换方式收购清能发展，虽然光伏发电控股装机容量大幅增加，但权益装机容量（按持股比例折算）增幅较小（增加 3.726 万千瓦，增幅为 6.59%），对归母净利润影响较小；②受降水减少影响，水电收入大幅下降，而水电业务成本以固定成本和半固定成本为主，收入的减少直接导致扣非后归母净利润大幅下降。

2、公司核心业务、经营环境、主要指标未发生重大不利变化

（1）发行人核心业务未发生重大不利变化

报告期内，公司一直从事水力发电、光伏发电、风力发电等可再生能源项目的投资、开发、建设和运营管理，控股装机容量逐年上升，未来公司将继续不断开发或收购新的发电项目。因此，公司核心业务未发生重大不利变化。

（2）发行人经营环境未发生重大不利变化

公司所处行业为国家重点支持和鼓励发展的行业，可再生能源开发利用日益受到国际社会的重视，发展低碳电力已成为未来能源发展的重要组成部分。随着对可再生能源的重视程度不断提高，我国必将会不断加大可再生能源及技术产业

建设力度，行业未来发展空间广阔。因此，公司所处行业和市场环境未发生重大不利变化。

公司主要客户为国家电网公司的全资子公司，其次还包括一些其他电力公司和“自发自用、余量上网”分布式光伏发电项目的屋顶业主，公司与上述客户的购售电合同依旧有效持续履行。因此，公司客户未发生重大不利变化。

综上所述，公司经营环境未发生重大不利变化。

（3）发行人主要指标未发生重大不利变化

受水电业务收入下降、固定成本占比较高的影响，水电业务毛利率的下降整体拉低了公司的主营业务毛利率，但是该下降系自然因素降水量的影响，不会导致公司持续盈利能力下降。此外，公司偿债能力、资产周转率等财务指标均未发生重大不利变化。因此，公司主要指标未发生重大不利变化。

3、公司业绩下滑程度与行业变化趋势一致

2020 年度，公司经营业绩较上年同期下滑的原因系水电站来水量减少导致水电上网电量减少，来水量减少主要系水电站所在地降雨减少所致。公司的水电站均分布在浙江省的丽水市和杭州市，目前上述地区尚无水电上市公司。但公司位于同区域的 6 家参股公司 2020 年度的营业收入和净利润（未经审计）均出现了不同程度的下滑。因此，公司 2020 年度水电业务业绩下滑与行业变化趋势一致，不存在背离情况。

4、公司经营业务和业绩水准仍处于正常状态

2020 年度水电收入下降主要由北海水电的滩坑水电站导致，滩坑水电站装机容量 604MW，占公司水电总装机容量的 75.96%，2020 年实际发电量仅为 7.74 亿 kWh，降水量、来水量和发电量基本处于历史最低水平。滩坑水电站是国家重点建设项目、浙江省最大的扶贫致富项目，该电站的开发和建设历经长期的调查、勘测和设计，并经国务院审议和国家发改委批复，根据《浙江省瓯江滩坑水电站可行性研究报告》，北海水电设计多年平均发电量为 10.23 亿 kWh，该发电量系根据多年勘测数据所得，具有科学性和合理性，2010 年-2020 年实际平均发电量为 11.48 亿 kWh，大多数年份实际发电量均高于设计年发电量。因此，根据

滩坑水电站的设计情况以及历史发电情况，北海水电业绩波动属于合理范围内正常调整，北海水电具备持续盈利能力。

综上，从历史情况看，公司 2020 年度受自然因素影响导致水电业务业绩下滑属正常的业绩波动，公司目前经营业务仍处于正常状态。

（五）发行人盈亏平衡点测算情况

1、盈亏平衡测算的基本假设

（1）假设各项目公司装机规模保持稳定；

（2）假设各项目公司所处自然条件不发生重大变化，销售电价及售电情况不出现重大变化；

（3）假设各项目公司固定资产、设备均正常运行，维修维护成本不发生重大变化；

（4）固定成本费用与可变成本费用的假设：

公司成本费用主要包含主营业务成本、期间费用、税金及附加、收购成本，其具体划分情况假设如下：

①主营业务成本

将各项目公司人工薪酬、折旧摊销、财产保险费、租赁费、土地管理费归为固定成本，其他成本作为变动成本，主要包括库区基金、水资源费、修理费、购入电力费、委托运维费、技术服务费等。

②期间费用

A、管理费用

将各项目公司的人工薪酬、折旧摊销、租赁费、保险费、物业管理费等归为固定费用，其他费用作为变动费用，主要包括办公费、差旅费、业务招待费等。中介费用为非经常发生的费用，故未计算中介费。

B、财务费用

将财务费用归为固定费用。

③税金及附加

将税金及附加归为可变费用。

④购买成本

将商誉摊销金额作为收购成本，归为固定成本。

2、盈亏平衡点情况

根据上述假设模拟并以 2019 年度财务数据测算（清能发展原下属光伏发电公司以 2020 年度财务数据测算）的各项目公司盈亏平衡收入及盈亏平衡发电小时数情况如下：

（1）水力发电

公司名称	盈亏平衡收入（万元）	盈亏平衡发电小时数（小时）
北海水电	31,252.22	875.72
华光潭水电	7,744.41	1,956.74
大洋水电	1,176.79	2,378.96
岩樟溪水电	1,143.95	867.04
谢村源水电	1,657.95	1,777.04
安民水电	1,003.22	815.28
龙川水电	1,713.01	1,080.93

报告期内，公司水力发电业务仅大洋水电于 2018 年度由于降水量减少，发电小时数低于盈亏平衡点，其他公司的发电小时数均高于盈亏平衡发电小时数。

因此，公司水力发电项目不存在发电小时数长期低于盈亏平衡发电小时数而需要计提减值准备的情况。

（2）光伏发电

公司名称	盈亏平衡收入（万元）	盈亏平衡发电小时数（小时）
长兴新能	5,598.76	764.13
松阳光伏	2,516.59	652.51
衢州光能	1,540.35	794.09

公司名称	盈亏平衡收入（万元）	盈亏平衡发电小时数（小时）
永修浙源	1,225.54	840.59
杭州浙源	106.38	711.83
松阳浙源	1,425.52	739.54
江北浙源	1,002.93	709.73
中卫光伏	1,550.97	914.22
中卫太阳能	2,080.46	923.44
金昌太阳能	2,262.15	1,389.19
民勤光伏	4,599.85	1,248.78
永昌光伏	15,291.47	1,027.62
高台光伏	8,497.27	1,147.64
嘉峪关光伏	1,919.06	984.96
天润新能	2,522.06	1,286.52
敦煌光伏	9,311.36	1,259.63
瓜州光伏	1,541.88	1,188.72
金昌电力	7,003.91	1,065.53
杭州湾浙源	142.42	266.30
舟山浙源	202.52	356.90
龙游新能源	1,793.78	618.82
博乐新能源	7,204.83	1,121.73
博州新能源	8,224.53	981.71
特克斯太阳能	1,483.23	944.39
伊阳能源	2,650.17	1,251.52
徐州新能源	137.60	626.63
丹阳电力	174.92	396.94
泰州新能源	224.40	551.03
四子王旗能源	1,892.01	1,290.97
宿州新能源	734.00	416.05
聚阳能源	3,960.81	1,674.45
无锡电力	31.91	498.70
济南新能源	255.78	634.20
赣州新能源	291.78	741.93
新疆电力	8,141.77	1,125.99

公司名称	盈亏平衡收入（万元）	盈亏平衡发电小时数（小时）
柯坪电力	2,274.80	1,373.91
湖南电力	35.94	127.89
苏州电力	15.20	304.22
青海昱辉	4,624.80	1,344.65

2018 年度，永修浙源由于并网初期发电量较少导致发电小时数低于盈亏平衡发电小时数，从 2019 年开始，发电小时数超过盈亏平衡小时数；2020 年度，柯坪电力由于沙尘天气较多导致发电量减少以及外送线路限制导致限电，发电小时数低于盈亏平衡发电小时数。除此之外，报告期内，公司光伏发电项目发电小时数均高于盈亏平衡发电小时数。

因此，公司光伏发电项目不存在发电小时数长期低于盈亏平衡发电小时数而需要计提减值准备的情况。

（3）风力发电

公司名称	盈亏平衡收入（万元）	盈亏平衡发电小时数（小时）
洞头风电分公司	561.08	603.65

报告期内，公司风力发电项目不存在发电小时数长期低于盈亏平衡发电小时数而需要计提减值准备的情况。

（六）补贴金额变化对公司经营业绩的影响

1、各类业务补贴收入占相关业务收入的比例、补贴收入占毛利额的比例

（1）光伏发电

单位：万元

项目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
光伏发电补贴收入	124,570.59	75,306.04	47,110.78
光伏发电总收入	161,347.30	99,552.88	63,016.10
光伏发电毛利	90,041.86	57,173.28	35,388.40
补贴收入占总收入比例	77.21%	75.64%	74.76%
补贴收入占毛利比例	138.35%	131.72%	133.12%

公司光伏发电补贴收入占业务总收入的比例在 75%左右，符合行业特性和行

业政策。公司光伏发电毛利率水平与同行业上市公司不存在重大差异，因此，补贴收入占毛利的比例较高亦符合行业特征和行业政策。

为改善能源结构、发展可再生能源，国家在行业发展中出台了一系列的激励政策，其中核心的是新能源电价补贴政策，且越早期的项目，补贴电价越高，随着技术进步和平价上网，补贴逐步退坡，但退坡机制原则上不影响存量项目，因此公司补贴收入占比较高符合行业特性。

(2) 风力发电

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
风力发电补贴收入	179.56	171.27	176.45
风力发电总收入	723.98	690.53	711.40
风力发电毛利	110.54	126.29	144.61
补贴收入占总收入比例	24.80%	24.80%	24.80%
补贴收入占毛利比例	162.45%	135.62%	122.01%

风力发电补贴收入占业务总收入的比例在 25% 左右，与洞头风电场电价政策一致。

2、补贴金额变化对公司经营业绩的影响

2020 年 10 月，财政部、国家发改委、国家能源局发布《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》(财建〔2020〕426 号)，明确项目全生命周期补贴电量=项目容量×项目全生命周期合理利用小时数。其中，风电一类、二类、三类、四类资源区项目全生命周期合理利用小时数分别为 48,000 小时、44,000 小时、40,000 小时和 36,000 小时，光伏发电一类、二类、三类资源区项目全生命周期合理利用小时数为 32,000 小时、26,000 小时和 22,000 小时。按照《可再生能源电价附加补助资金管理办法》(财建〔2020〕5 号)规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，全生命周期补贴电量内所发电量，按照上网电价给予补贴。在未超过项目全生命周期合理利用小时数时，按可再生能源发电项目当年实际发电量给予补贴。

报告期内，公司一类资源区和三类资源区的光伏发电项目年利用小时数在合

理利用小时数左右，二类资源区光伏发电项目年利用小时数略高于合理利用小时数，但运营时间不超过 10 年；公司风电项目中，洞头风电场的年利用小时数远低于合理利用小时数且运营时间仅 11 年，其余风电项目运营时间不超过 1 年。因此，在未来较长一段时间内公司光伏发电项目和风电项目的电价和补贴将保持不变。

3、公司经营业绩对财政补贴的依赖

在可再生能源发电行业发展初期，为鼓励和引导行业健康发展，国家和地方政府给予了极大的政策支持，发电项目上网电价中补贴占比较高，导致可再生能源发电企业普遍存在依赖财政补贴的情况。自 2009 年开始，国家陆续出台关于光伏发电和风力发电行业的补贴政策，并随着技术进步和成本下降，不断下调补贴标准，未来将实行无补贴平价上网。

因此，公司的收入对新能源电价补贴存在一定的依赖，但该情况为行业普遍现象，且该部分补贴具有政策法规依据，取得的确定性较强、不可回收风险较低。随着补贴退坡，未来新建项目补贴标准降低甚至取消，新建项目对财政补贴的依赖会逐渐变小。

三、经营成果变动分析

（一）经营成果变动趋势分析

报告期内，公司利润表主要项目变动情况如下：

单位：万元

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	金额	占营业收入的比例	金额	占营业收入的比例	金额	占营业收入的比例
一、营业收入	234,651.42	-	210,237.84	-	125,070.77	-
营业成本	108,153.83	46.09%	80,488.95	38.28%	60,091.48	48.05%
税金及附加	3,074.29	1.31%	2,926.93	1.39%	2,332.16	1.86%
研发费用	490.72	0.21%	-	-	-	-
管理费用	14,299.45	6.09%	15,961.47	7.59%	13,214.37	10.57%
财务费用	57,769.10	24.62%	41,933.06	19.95%	34,591.78	27.66%
信用减值损	-8,979.43	-3.83%	-2,241.02	-1.07%	-	-

项目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	金额	占营业收入的比例	金额	占营业收入的比例	金额	占营业收入的比例
失						
资产减值损失	-186.49	-0.08%	-980.73	-0.47%	-3,535.02	-2.83%
投资收益	18,414.75	7.85%	12,756.83	6.07%	10,534.10	8.42%
其他收益	324.57	0.14%	259.24	0.12%	417.33	0.33%
二、营业利润	60,535.36	25.80%	78,794.00	37.48%	20,425.08	16.33%
营业外收入	734.32	0.31%	315.11	0.15%	3,144.72	2.51%
营业外支出	401.49	0.17%	159.52	0.08%	49.15	0.04%
三、利润总额	60,868.20	25.94%	78,949.59	37.55%	23,520.65	18.81%
所得税费用	8,382.90	3.57%	15,582.65	7.41%	2,551.39	2.04%
四、净利润	52,485.30	22.37%	63,366.94	30.14%	20,969.27	16.77%

公司净利润主要来源于主营业务，营业外收支对净利润影响较小。报告期内，公司营业外收支净额分别为 3,095.57 万元、155.59 万元和 332.84 万元，占净利润的比例分别为 14.76%、0.25%和 0.63%，对公司经营业绩无重大影响。

2020 年度营业收入较上年年同期上升而净利润却下降的原因有：第一，水电业务成本以资产折旧摊销等固定成本为主，水电收入大幅下降导致水电的毛利大幅下降；第二，公司应收可再生能源补贴款余额增加，相应计提的信用减值损失增加；第三，公司金融机构借款规模增加导致财务费用增加。

（二）税金及附加

报告期内，公司税金及附加明细情况如下：

单位：万元

项目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
土地使用税	1,928.65	1,766.11	1,187.38
教育费附加和地方教育附加	448.23	630.30	483.62
城市维护建设税	263.92	224.86	267.54
房产税	220.09	192.65	251.26
其他	213.39	113.01	142.37
合计	3,074.29	2,926.93	2,332.16

（三）投资收益分析

报告期内，公司的投资收益情况如下：

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
权益法核算的长期股权投资收益	13,425.68	12,301.78	10,444.66
处置长期股权投资产生的投资收益	-	57.57	-
债务重组利得	4,139.22	-	-
丧失控制权后，剩余股权按公允价值重新计量产生的利得	-	236.05	-
其他债权投资持有期间的利息收入	849.85	142.13	-
处置交易性金融资产取得的投资收益	-	19.29	-
处置以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产取得的投资收益	-	-	89.45
合 计	18,414.75	12,756.83	10,534.10

报告期内，公司投资收益主要由权益法核算的长期股权投资收益构成，其占报告期各期投资收益的比例分别为 99.15%、96.43% 和 72.91%。公司权益法核算的长期股权投资收益具体情况详见本节之“一、（一）2、（1）①长期股权投资变动情况”。

除钱江水利主营业务为自来水生产和供应外，公司的其他参股子公司的主营业务均为水力发电、风力发电和光伏发电，与公司主营业务相同，系公司生产经营过程中针对主营业务进行的对外投资。公司对上述参股公司均可以施加重大影响，但无法控制其经营状况和分红情况。上述参股子公司的基本情况、股权结构、业务内容详见本招股意向书第五节之“五、（三）参股子公司情况”。

2019 年度，处置长期股权投资投资收益系公司转让武强水电股权产生；丧失控制权后，剩余股权按公允价值重新计量产生的利得系处置武强公司丧失控制权后，剩余股权按公允价值与持续计量的账面价值的差额；其他债权投资持有期间的利息收入系委托贷款利息收入。

2020 年度，公司债务重组利得情况详见本招股意向书第七节之“四、（二）7、与关联方债务重组”。

（四）期间费用分析

报告期内，公司期间费用及其占营业收入的比例情况如下：

单位：万元

项 目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	金额	占营业收入的比例	金额	占营业收入的比例	金额	占营业收入的比例
管理费用	14,299.45	6.09%	15,961.47	7.59%	13,214.37	10.57%
财务费用	57,769.10	24.62%	41,933.06	19.95%	34,591.78	27.66%
研发费用	490.72	0.21%	-	-	-	-
合 计	72,559.27	30.92%	57,894.52	27.54%	47,806.15	38.22%

1、管理费用

报告期内，公司管理费用明细如下：

单位：万元

项 目	2020 年度		2019 年度		2018 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
职工薪酬	9,087.62	63.55%	10,124.41	63.43%	8,282.22	62.68%
折旧摊销费	1,381.52	9.66%	1,592.49	9.98%	1,386.16	10.49%
中介费	755.68	5.28%	1,206.57	7.56%	556.67	4.21%
物业管理费	688.01	4.81%	547.01	3.43%	281.33	2.13%
差旅费	290.74	2.03%	437.08	2.74%	461.42	3.49%
交通费	271.83	1.90%	315.26	1.98%	387.92	2.94%
业务招待费	237.14	1.66%	279.66	1.75%	254.99	1.93%
办公费	349.64	2.45%	308.53	1.93%	338.21	2.56%
技术支持服务费	302.80	2.12%	215.61	1.35%	257.32	1.95%
其他	934.46	6.53%	934.84	5.86%	1,008.12	7.63%
合 计	14,299.45	100.00%	15,961.47	100.00%	13,214.37	100.00%

报告期内，公司管理费用主要由职工薪酬、折旧摊销费、中介费、物业管理费、差旅费等费用构成，上述费用合计占管理费用的比重分别为 83.00%、87.13% 和 85.34%。

2019 年度，公司管理费用职工薪酬增幅较大，主要系 2018 年以来，公司开展了大量并购和项目开发建设工作，专项奖励上升。

2019 年度，公司管理费用折旧摊销费上升主要原因系北海水电将用于出租的房产收回自用于新能源系统建设。2020 年度，公司管理费用折旧摊销费下降

系公司部分设备已达折旧年限，不再计提折旧所致。

2019 年度，由于公司进行了多次收购，同时又在准备上市，需聘请中介机构提供审计、评估、法律等服务，因此公司管理费用中介费逐年提高。

2020 年度，公司管理费用职工薪酬下降主要系公司在建项目较多，相关管理人员承担项目建设任务相应薪酬计入在建工程所致。

报告期内，公司与可比上市公司管理费用率对比情况如下：

公司名称	2020 年度	2019 年度	2018 年度
甘肃电投	未披露	1.42%	1.41%
太阳能	未披露	3.93%	4.13%
华能水电	未披露	1.75%	1.46%
长江电力	未披露	1.71%	1.65%
京运通	未披露	10.52%	8.53%
平均值	-	3.87%	3.44%
本公司	6.09%	7.59%	10.57%

报告期内，公司管理费用率呈现逐年下降的趋势，主要原因是公司主营业务收入逐年上升，管理费用具有半固定成本特征，未随着营业收入同步变化。公司管理费用率高于行业平均水平主要原因系公司业务规模小于甘肃电投、华能水电、长江电力等同行上市公司。

2、财务费用

报告期内，公司财务费用明细如下：

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
利息费用总额	76,296.01	45,279.97	35,221.41
减：利息资本化	17,925.77	3,010.79	334.31
利息费用	58,370.24	42,269.19	34,887.10
减：利息收入	707.59	1,065.30	356.25
手续费及其他	106.45	729.17	60.93
合 计	57,769.10	41,933.06	34,591.78

报告期内，公司因不断增加项目投入及补充日常营运资金，资金需求量增大，

借款规模较大，发生的借款利息支出也相应较大，导致财务费用较高。

报告期内，公司财务费用持续上升，主要原因系公司 2018 年收购甘宁 11 家光伏公司以及 2019 年持续收购江苏双创新能、清能发展原下属光伏公司等项目，因项目收购及光伏项目运营资金需求较大，导致借款增加。

报告期内，财务费用主要由借款和融资租赁所产生，具体情况如下：

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
利息费用	76,296.01	45,279.97	35,221.41
其中：借款利息费用	51,678.18	39,783.24	21,677.56
融资租赁利息费用等	24,617.83	5,496.73	13,543.85
利息资本化	17,925.77	3,010.79	334.31
其中：借款利息资本化	17,630.00	3,010.79	297.75
融资租赁利息资本化	295.77	-	36.56

报告期内，借款平均余额及借款利息金额情况如下：

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度	结转科目
短期借款本金平均余额 ^注	177,550.00	72,600.00	49,600.00	-
长期借款本金平均余额	1,142,853.65	737,459.33	496,129.08	-
财务费用-利息费用总额	76,296.01	45,279.97	35,221.41	-
其中：短期借款利息总额	10,556.90	3,006.82	2,981.23	-
长期借款利息总额	41,121.28	36,776.42	18,696.33	-
减：借款利息资本化	17,630.00	3,010.79	297.75	在建工程
借款利息费用化总额	34,048.18	36,772.45	21,379.81	-
其中：短期借款费用化利息总额	9,006.64	2,914.99	2,967.83	财务费用-利息支出
长期借款费用化利息总额	25,041.54	33,857.46	18,411.98	财务费用-利息支出

注：借款本金平均余额=（借款本金期初余额+借款本金期末余额）/2。

报告期内，公司与同行业上市公司财务费用率对比情况如下：

公司名称	2020 年度	2019 年度	2018 年度
甘肃电投	未披露	23.26%	24.83%
太阳能	未披露	18.03%	14.96%
华能水电	未披露	21.26%	26.20%
长江电力	未披露	10.45%	11.43%

公司名称	2020 年度	2019 年度	2018 年度
京运通	未披露	20.80%	12.48%
平均值	-	18.76%	17.98%
本公司	24.62%	19.95%	27.66%

与同行业上市公司相比，由于长江电力、京运通资产负债率较低从而导致其财务费用率较低进而拉低了平均财务费用率，因此公司财务费用率高于同行业上市公司平均值。但与甘肃电投、华能水电相比，公司财务费用率整体较低。受 2018 年公司收购甘宁 11 家光伏公司及收入波动的影响，公司 2018 年度整体财务费用率较高。

3、研发费用

由于公司产品特殊性，2018 年度、2019 年度，公司不存在研发费用。2020 年度，公司研发费用主要系“1m³/h 氢液化系统关键技术项目”、“风、光、水集中监控平台”等项目的研发支出。

（五）营业外收支

1、营业外收入

报告期内，公司营业外收入情况如下：

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
非同一控制下企业合并	-	69.23	3,118.01
赔款收入	-	24.53	21.78
政府补助	19.22	4.45	4.45
无法支付款项	616.68	185.07	-
其他	98.43	31.83	0.50
合 计	734.32	315.11	3,144.72

2018 年度、2019 年度非同一控制下企业合并产生的营业外收入，主要系 2018 年收购甘宁 11 家光伏公司和 2019 年收购清能发展采用非同一控制下企业合并处理产生的负商誉。

报告期内，公司计入营业外收入的政府补助明细如下：

单位：万元

补助项目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
大洋水电人员安置补偿费	14.64	-	-
其他	4.58	4.45	4.45
合 计	19.22	4.45	4.45

2、营业外支出

报告期内，公司营业外支出情况如下：

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
公益性捐赠支出	361.12	121.77	21.90
非流动资产毁损报废损失	20.82	0.17	1.13
其他	19.54	37.58	26.12
合 计	401.49	159.52	49.15

公司营业外支出金额较小，对公司的经营业绩影响不大。其他营业外支出主要包括水利建设基金、罚款支出等。2019 年度、2020 年度，公司营业外支出持续上升主要系公益性捐赠增加所致。

（六）所得税费用

报告期内，公司所得税费用情况如下表所示：

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
按税法及相关规定计算的当期所得税	10,454.52	15,610.60	3,011.83
递延所得税费用	-2,071.63	-27.96	-460.44
合 计	18,382.90	15,582.65	2,551.39

2019 年度，公司所得税费用较上年上升 510.75%，主要原因系公司利润波动。2020 年度，公司递延所得税费用大幅下降主要原因系公司应收账款余额、坏账准备金额较 2019 年末大幅上升。

报告期内，公司所得税费用变化的主要原因包括：税前利润的变化以及公司各子公司享受的各项税收优惠政策，公司享受的所得税税收优惠政策详见本招股意向书第十节之“五、（二）1、企业所得税”。

（七）资产处置收益

报告期内，公司资产处置收益情况如下表所示：

单位：万元

项 目	2020年度	2019年度	2018年度
固定资产处置利得（损失以“-”填列）	3.78	72.25	-1,830.33
在建工程处置利得（损失以“-”填列）	-	-	-1.39
合 计	3.78	72.25	-1,831.73

2018 年度，公司固定资产处置损失 1,830.33 万元主要系无偿划拨江韵园房产等相应缴纳增值税所致。

四、现金流量分析

报告期内，公司现金流量情况如下：

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
一、经营活动产生的现金流量净额	121,534.14	120,272.22	64,601.70
经营活动现金流入小计	179,771.02	188,982.41	109,789.88
经营活动现金流出小计	58,236.88	68,710.20	45,188.17
二、投资活动产生的现金流量净额	-485,798.13	-323,472.04	-151,615.05
投资活动现金流入小计	30,165.96	77,740.41	13,015.76
投资活动现金流出小计	515,964.09	401,212.45	164,630.81
三、筹资活动产生的现金流量净额	343,069.94	65,182.48	305,646.99
筹资活动现金流入小计	785,966.18	384,214.42	481,449.87
筹资活动现金流出小计	442,896.25	319,031.93	175,802.88
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	-	-	-
五、现金及现金等价物净增加额	-21,194.05	-138,017.34	218,633.64
加：期初现金及现金等价物余额	121,496.42	259,513.76	40,880.12
六、期末现金及现金等价物余额	100,302.37	121,496.42	259,513.76

（一）经营活动产生的现金流量分析

报告期内，公司经营活动产生的现金流量情况如下表所示：

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
销售商品、提供劳务收到的现金	177,400.61	186,661.62	108,980.40
收到的税费返还	39.57	36.54	49.32
收到其他与经营活动有关的现金	2,330.84	2,284.26	760.16
经营活动现金流入小计	179,771.02	188,982.41	109,789.88
购买商品、接受劳务支付的现金	17,227.19	12,846.98	10,785.12
支付给职工以及为职工支付的现金	15,651.94	14,913.95	13,494.15
支付的各项税费	17,816.89	35,862.42	17,163.39
支付其他与经营活动有关的现金	7,540.85	5,086.85	3,745.52
经营活动现金流出小计	58,236.88	68,710.20	45,188.17
经营活动产生的现金流量净额	121,534.14	120,272.22	64,601.70

2019 年度、2020 年度，公司经营活动产生的现金流量净额较 2018 年度大幅上升，主要由公司当期收入变化导致。

报告期内，公司经营活动产生的现金流量净额与净利润的比较情况如下：

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
经营活动产生的现金流量净额 (A)	121,534.14	120,272.22	64,601.70
净利润 (B)	52,485.30	63,168.54	20,774.28
经营活动产生的现金流量净额与净利润的差额 (C=A-B)	69,048.84	57,103.67	43,827.43
经营活动产生的现金流量净额占营业收入的比例	51.79%	57.21%	51.65%

报告期内，公司经营活动产生的现金流量净额保持在较高水平，且均高于净利润，说明公司净利润质量较高，变现能力较强，经营回款情况良好。

2019 年度，公司经营活动产生的现金流变化趋势与公司营业收入变化趋势一致；2020 年度，公司营业收入上升但经营活动现金流入小幅下降主要系光伏发电收入占比上升，光伏发电补贴款回款周期较长所致。报告期内，经营活动产生的现金流量净额占营业收入的比例基本维持稳定。

(二) 投资活动产生的现金流量分析

报告期内，公司投资活动产生的现金流量情况如下表所示：

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
收回投资收到的现金	-	35.21	140.74
取得投资收益收到的现金	9,347.72	8,103.00	8,802.34
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额	1,168.77	-1,466.49	16.78
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额	-	144.18	-
收到其他与投资活动有关的现金	19,649.46	70,924.50	4,055.91
投资活动现金流入小计	30,165.96	77,740.41	13,015.76
购置固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	472,751.96	310,732.65	53,985.02
投资支付的现金	19,014.86	36,224.79	25,365.88
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	11,805.30	3,316.82	79,893.96
支付其他与投资活动有关的现金	12,391.96	50,938.19	5,385.95
投资活动现金流出小计	515,964.09	401,212.45	164,630.81
投资活动产生的现金流量净额	-485,798.13	-323,472.04	-151,615.05

报告期内，公司投资活动产生的现金流量净额分别为-151,615.05 万元、-323,472.04 万元和-485,798.13 万元。公司业务处于不断拓展之中，每年购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金规模较大，因此各年投资活动产生的现金流量净额为负数。

（三）筹资活动产生的现金流量分析

报告期内，公司筹资活动产生的现金流量情况如下表所示：

单位：万元

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
吸收投资收到的现金	1,280.00	39,169.10	214,834.70
其中：子公司吸收少数股东权益性投资收到的现金	1,280.00	39,169.10	2,058.00
取得借款收到的现金	673,576.45	300,015.50	257,150.00
收到其他与筹资活动有关的现金	111,109.73	45,029.82	9,465.17
筹资活动现金流入小计	785,966.18	384,214.42	481,449.87
偿还债务支付的现金	231,295.00	228,569.00	53,184.00
分配股利、利润或偿付利息支付的现	81,410.56	45,448.29	61,389.27

项 目	2020 年度	2019 年度	2018 年度
金			
其中：子公司支付少数股东的现金股利	17,651.34	2,320.52	8,225.56
支付其他与筹资活动有关的现金	130,190.68	45,014.64	61,229.62
筹资活动现金流出小计	442,896.25	319,031.93	175,802.88
筹资活动产生的现金流量净额	343,069.94	65,182.48	305,646.99

报告期内，公司筹资活动产生的现金流量净额分别为 305,646.99 万元、65,182.48 万元和 343,069.94 万元，主要是公司通过向银行借款补充生产运营和项目建设资金。2018 年，公司筹资活动产生的现金流量净额为 305,646.99 万元，主要原因系新能发展对公司增资；2020 年度，公司筹资活动产生的现金流量净额为 343,069.94 万元，金额较大，主要系：1、公司借款金额较高导致取得借款收到的现金较高；2、公司收到融资租赁款金额较大导致收到其他与筹资活动有关的现金较高。

五、资本性支出分析

（一）报告期内重大资本性支出

报告期内，公司资本性支出主要为新建风力发电项目子公司的支出以及对外收购光伏发电子公司的支出。重大资本性支出主要包括：

1、自建项目

单位：万元

项目名称	装机容量 (万千瓦)	项目 状态	购建固定资产、无形资产和其他长期资产支 付的现金		
			2018 年度	2019 年度	2020 年度
嘉兴海上风电项目	30.00	在建	13,941.28	57,814.20	197,102.16
东台双创新能风电项目	30.00	在建	不适用	198,603.35	144,087.43
宁夏新能源风电项目	12.00	在建	不适用	18,056.82	41,089.93

注：不适用指项目公司当年尚未成立或尚未纳入合并范围。

2、对外收购

报告期内，公司货币性对外收购主要为向正泰新能源和中康电力收购甘宁

11 家光伏公司 51% 的股权，具体情况见本招股意向书第五节之“三、（二）1、2018 年内，发行人收购甘宁 11 家光伏公司的股权”。公司收购清能发展主要系非货币性收购。

（二）未来可预见的重大资本性支出

截至本招股意向书签署之日，公司及控股子公司可预见的重大资本性支出除了本次发行股票募集资金拟投资的项目外，仍持续在建的项目如下：

项目名称	在建或拟建装机容量	计划投资额（亿元）	已投资额（万元）
江苏竹根沙（H2#）300MW 海上风电场项目	30 万千瓦	50.22	382,627.00

注：已投资额系截至 2020 年 12 月 31 日。计划投资额为可行性研究报告或初设报告数，与备案数存在一定差异。

六、财务状况和盈利能力的未来趋势分析

（一）主营业务突出，盈利能力较强

公司主要从事可再生能源发电业务，报告期内，主营业务收入占比在 97% 以上，主营业务突出；净利润分别为 20,969.27 万元、63,366.94 万元和 52,485.30 万元，盈利能力较强。

（二）可再生能源发电发展前景广阔

由于气候变化的影响，可再生能源替代化石能源在世界范围内得到了广泛认可，发展低碳电力已成为未来能源发展的重要组成部分。面对资源约束趋紧、环境污染严重、生态系统退化的严峻形势，我国提出“二氧化碳排放力争 2030 年前达到峰值，力争 2060 年前实现碳中和”的目标。在未来能源利用上，将会从高碳到低碳再到零碳，实现电力零碳化和燃料零碳化，可再生能源占比将继续提高。根据国家能源咨询专家预计，“十四五”期间我国能源增量将不再依赖化石能源，主要靠可再生能源为主的非化石能源，逐步实现能源转型。

（三）主要投资项目开发收益稳定可靠

报告期内，公司并购、投资的发电项目均为光伏及风力发电项目。光伏及风

力发电是国家重点支持的新能源行业，随着 2006 年《可再生能源法》的推出，以及各项配套政策的实施，新能源行业高速增长。同时，风力及光伏发电场建成之后，发电量和上网电价相对稳定，项目具备收益稳定的特点，保证了公司未来收入的稳定性。此外，发行人在每个发电项目开工建设之前，均执行了严格的项目开发流程，包括项目搜集、项目选址及测风、项目评估和核准文件编制等程序；项目建成之后，发行人与运营维护商签订长期运行维护合同，明确了双方责任义务，保证了各项目建成后的稳定运行。此外，随着贷款本金的逐步偿还，光伏、风力发电项目借款所产生的利息支出会逐年降低，项目的收益率将稳步提高。

（四）融资渠道多元化

公司所处新能源发电行业是一个资金密集型行业，项目回收期较长，运营企业资金压力较大。目前运营企业主要采取自有资金及银行贷款的方式筹集项目建设资金。虽然发行人同主要往来银行建立了长期稳定的合作关系，项目开发建设贷款能够得到可靠保证，但较高贷款利率不可避免的给公司带来财务压力。在此背景下，扩大融资渠道是公司发展战略的重要环节。如果本次发行能够顺利完成，将极大的改善公司的资产负债结构，减轻财务压力，推动公司的长期发展。

（五）内控制度严格，财务风险较低

报告期内，公司制定并严格执行各项财务、内控制度，同时，公司实行稳健的财务政策，最大程度的控制财务风险。

七、本次发行对即期回报摊薄的影响及公司采取的填补措施

（一）公司首次公开发行股票摊薄即期回报的风险提示

公司首次公开发行股票前总股本为 187,200.00 万股，根据公司发行方案，发行新股数量不超过 20,800.00 万股，发行后总股本不超过 208,000.00 万股。

公司首次公开发行股票完成后，总股本规模扩大，但公司净利润水平受国家宏观经济形势、主要产品市场价格、募投项目建设进度等多种因素影响，短期内可能难以同步增长，从而导致公司每股收益可能在首次公开发行股票完成当年出现同比下降的趋势。

（二）本次发行的必要性和合理性

本次发行募集资金投资于浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目。

公司募集资金投资项目是在公司现有业务基础之上选定的,是根据公司发展阶段和市场需求,对现有业务的提升和拓展,有利于公司进一步提高产能、提升市场占有率。本次发行的必要性和合理性详见本招股意向书第十三节相关内容。

（三）本次募集资金投资项目与公司现有业务的关系,公司从事募投项目在人员、技术、市场等方面的储备情况

本次募集资金投资项目为浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目,与公司现有业务和发展战略紧密相关,是对既有主营业务与产业地位的巩固,同时也是为公司的市场拓展、业务开发奠定基础。本次募集资金投资项目建成后,将增加公司风力发电并网装机容量 30.00 万千瓦,占公司截至 2020 年 12 月 31 日营运的电站及电场的控股装机容量的 11.17%,也将进一步优化公司水电、风电和光伏发电的装机容量配比,是公司发展水、风、光多能互补发展战略的重点工程,有利于扩大公司的生产经营规模,提高公司的盈利能力,增强公司的核心竞争力。

公司从事募投项目在人员、技术、市场等方面的储备情况,详见本招股意向书第十三节相关内容。

（四）公司应对本次发行摊薄即期回报采取的措施

为降低本次首发上市摊薄即期回报的影响,发行人将采取如下措施增厚未来收益并加强投资者回报,以填补被摊薄即期回报:

1、增强竞争力,提升盈利能力

公司将大力发展可再生能源(风力发电、光伏发电、水力发电、海洋能、地热能等),加大可再生能源的建设和收购力度。在丰富业务的同时,公司将在有效控制经营和管控风险的基础上,进一步优化经营模式,强化内部管理,做到增收降本提效,全面提升公司的竞争力和盈利能力。

2、强化募集资金管理

公司已制定《募集资金管理办法》，募集资金到位后将存放于董事会指定的专项账户中。公司将定期检查募集资金使用情况，从而加强对募投项目的监管，保证募集资金得到合理、合法的使用。

3、加快募投项目投资进度

本次募集资金到位前，为尽快实现募投项目盈利，公司拟通过多种渠道积极筹措资金，积极调配资源，开展募投项目的前期准备工作，增强项目相关的人才与技术储备。本次发行募集资金到位后，公司将调配内部各项资源、加快推进募投项目建设，提高募集资金使用效率，争取募投项目早日达产并实现预期效益，以增强公司盈利水平。

4、强化投资者回报机制

公司实施积极的利润分配政策，重视对投资者的合理投资回报，并保持连续性和稳定性。公司已根据中国证监会的相关规定及监管要求，制订上市后适用的《公司章程（草案）》，就利润分配政策事宜进行详细规定，并通过了《上市后三年股东分红回报规划》，充分维护公司股东依法享有的资产收益等权利，提高公司的未来回报能力。

（五）控股股东对公司填补回报措施能够得到切实履行做出的承诺

公司控股股东浙能集团就确保公司拟采取的填补因首次公开发行股票而被摊薄即期回报的措施得到切实履行，特承诺如下：

1、本公司承诺不滥用控股股东地位，不会越权干预发行人经营管理活动，不会侵占或采用其他方式损害发行人利益。

2、在中国证监会、上海证券交易所另行发布填补被摊薄即期回报的措施及承诺的相关意见及实施细则后，如发行人的相关规定及本公司的承诺与该等规定不符时，本公司承诺将立即按照中国证监会及上海证券交易所的规定出具补充承诺，以符合中国证监会及上海证券交易所的要求。

（六）董事、高级管理人员对公司填补回报措施能够得到切实履行

做出的承诺

公司董事、高级管理人员根据中国证监会的有关规定及要求，为保证公司上市后填补回报措施能够得到切实履行，承诺如下：

1、不无偿或以不公平条件向其他单位或者个人输送利益，也不采用其他方式损害公司利益；

2、对职务消费行为进行约束；

3、不动用公司资产从事与履行职责无关的投资、消费活动；

4、由董事会或薪酬与考核委员会制订的薪酬制度与公司填补回报措施的执行情况相挂钩；

5、若公司后续推出股权激励政策，则拟公布的公司股权激励的行权条件与公司填补回报措施的执行情况相挂钩；

6、切实履行公司制订的有关填补回报措施以及本承诺，若违反该等承诺并给公司或者投资者造成损失的，本人愿意依法承担对公司、投资者的补偿责任。

如本人未能履行上述承诺而导致公司或公众投资者遭受经济损失的，将依法向投资者赔偿相关损失。

本承诺函所述承诺事项已经本人确认，为本人的真实意思表示，对本人具有法律约束力。本人自愿接受监管机关、社会公众及投资者的监督，积极采取合法措施履行本承诺，并依法承担相应责任。

经核查，保荐机构认为，发行人及其董事、高级管理人员已按《国务院办公厅关于进一步加强资本市场中小投资者合法权益保护工作的意见》等法律、法规的相关要求承诺并制订了兑现填补回报的具体措施，已就承诺主体失信行为提出了处理机制和约束措施。发行人填补被摊薄即期回报的具体措施切实有效，其董事及高级管理人员所作出的承诺合法、合理，有利于进一步保障中小投资者的合法权益，增强发行人持续回报的能力。

公司 2019 年第三次临时股东大会审议通过了《关于公司首次公开发行股票募集资金到位当年摊薄即期回报相关事项的议案》，对本次发行是否摊薄即期回

报进行了分析，并审议通过了填补即期回报的措施及相关承诺主体的承诺。

公司慎重提示投资者，公司制定上述填补回报具体措施不等于对公司未来利润做出保证。

第十二节 业务发展目标

一、公司发展战略和发展目标

（一）发展战略

公司秉承“激水、追风、逐光”的产业发展和以“合和共赢”理念为指导的特色文化，以改善能源结构、实现企业绿色可持续发展为己任，以可再生能源投资开发建设营运为核心定位，为社会提供优质清洁环保的能源产品，促进和谐社会的建设和发展，力争将公司打造成最具成长性的可再生能源企业。

（二）发展目标

公司将按“购建并举，重点突破”战略方针，抓住重点区块及方向，采取新建和收购互补、省内和省外结合的方式，全面推进海上风电项目，加快布局陆上风电项目，稳妥发展地面光伏、分布式光伏发电项目，积极谋划水电新项目，跟踪探索海洋能等项目投资机会，按“实施一批、开发一批、储备一批”实现可再生能源项目规模化发展。2024年，力争可再生能源控股装机规模新增370万千瓦。

二、公司发行当年和未来两年的发展计划

（一）业务发展计划

公司未来两年将重点推进风电项目、稳妥发展光伏发电、积极谋划水电项目、探索氢能、光热、海洋能、地热能等新能源，并积极寻求省外优质资源，着力拓展发展空间。

1、重点推进风电项目

公司将立足于浙江，全面推进海上风电项目，完成江浙沿海一带由南至北的海上风电布局，加快完成浙能嘉兴1号海上风电场、江苏竹根沙（H2#）300MW海上风电场、浙能嵊泗2#海上风电场建设，力争嵊泗1、3、4号海上风电项目、台州1号海上风电项目核准开工；待省内陆上风电政策开启后，争取开发建设景

宁、松阳、遂昌、新昌等陆上风电项目。同时，积极探索省外风电项目，例如新疆、甘肃、内蒙、青海、陕西等地区，进一步扩大公司风电装机规模。

2、稳妥发展光伏发电项目

浙江省内土地资源紧张，难以提供大规模土地开发光伏电站项目。未来公司将充分利用荒山荒坡、设施农业用地，以及湖荡、山塘等水面，开展“农光互补”、“林光互补”和“渔光互补”等大型地面光伏电站。积极探索地面、水面光伏电站与农业、林业和渔业养殖等有机结合的光伏复合用地发展模式。开发分布式光伏，争取落地一批建设条件较好的屋顶光伏项目。

3、积极谋划水电项目

公司将争取在四川等水电资源丰富区域拓展、收购一些中小型水电站；积极争取参股建设抽水蓄能电站投资开发，力争控股开发 1 个抽水蓄能电站。

4、探索氢能、光热、海洋能、地热能等新能源项目

公司积极储备氢能、光热项目，探索分布式能源综合供应、能源储存技术（抽蓄、氢储能、风力发电、太阳能发电存储技术）等新能源技术。结合行业背景、区位优势、人脉资源，加强投资机会、盈利模式研究，挖掘细分产业领域潜在的投资机会，发现和储备一批投资项目。

（二）管理创新计划

公司将以实现目标利润为目的进一步加强全面预算管理和内控管理，建立健全现代化企业管理体系。推动管理体制机制的创新，在项目经理全过程负责制和项目前期考核奖励的基础上，建立与可再生能源发展相匹配的项目考核评价体系。全面建立科学、高效、有序的投资风险管理体系，加强项目投资的风险管控，有效规范投资行为。全面提升招投标管理、合同管理、供应商管理、财务管理、人力资源管理、安全管理等综合管理能力，依托于 ERP 信息系统和云平台实现安全、生产、物资采购、成本核算、预算管理、人力资源等信息对称前提下的规范化管理，有效支撑企业集约化经营、精细化管理和科学化决策。

（三）科技创新计划

以可再生能源科学发展为主题，围绕“安全、高效、清洁”的要求，以增强自主创新能力为着力点，按照“科学规划、技术先行、多元发展、提前储备”的原则，积极探索可再生能源新技术研发和应用的创新道路，逐年加大科技与人才投入，增强技术创新能力，促进可再生能源向规模化、产业化和多元化发展，为实现转型升级提供技术支撑和保障。加大科技的经费投入，建立健全科学与技术研究平台和创新体制，发挥科学技术强有力的支撑作用，积极参与可再生能源项目科技研究与开发的竞争，利用借鉴其他技术领先机构可再生能源领域技术和发展经验，快速推进可再生能源项目；建立人才评价标准和机制，加快紧缺型科研和创新人才的引进，通过引进培养相结合的方式加强后备技术力量及基层技术人才培养，结合公司实际情况，加强技术、经营和项目管理复合型人才的重点储备，提高公司科技人才的核心竞争力。

加速推广产业数字化，打造风光水智能运维平台，进一步加深 ERP 系统的应用，着力推动云平大建设，全面提高网络与信息安全能力。

（四）人力资源发展计划

公司将在目前人力资源管理基础上，一方面强化干部人才队伍培养，严格落实干部选拔和监督管理机制，持续抓好教育培训加快“三支队伍”建设，着力丰富轮岗交流、挂职锻炼等的层次和平台，实现职工素质能力的全面提升；另一方面坚持市场导向、效益优先，全面推进企业用工管理和约束激励机制改革，优化岗位绩效考核与奖金分配机制，充分激发职工创新活力和干事能力。

坚持人力资源战略目标与公司可再生能源产业发展目标相匹配，人力资源能力建设和结构调整与可再生能源“风、光、水”产业发展体系相协调，努力培养造就一支规模相当、素质优良、专业齐全、结构合理、充满活力的员工队伍，为公司发展提供坚实的人力资源保障。

（五）再融资计划

本次发行成功后，公司将加强募集资金管理，严格按照募集资金使用计划，

合理安排资金使用。根据发展计划，未来公司将加大可再生能源的建设和收购力度，对资金需求将大大增加。在未来融资方面，公司将采取如下方式：

1、积极探索直接融资渠道，根据公司实际情况适时采取配股、增发、公司债券等多种方式融资。

2、争取金融机构优惠的信贷融资支持。一方面加强银企合作，争取优惠的银行信贷支持和金融服务；另一方面择机引入租赁公司、保险公司、信托公司等其他融资渠道，加强产融结合，寻求较为可靠的低成本资金来源。

三、拟定上述计划所依据的假设条件

公司拟定上述发展计划所依据的假设条件有：

（一）公司所处的宏观经济、政治、法律和社会环境稳定，不发生对公司经营发展造成重大影响的变动；

（二）公司所遵循的现行法律、法规以及国家有关行业政策将不会发生重大变化；

（三）本次股票发行能够顺利完成，募集资金能及时到位，募投项目能顺利实施；

（四）公司现有人员结构保持稳定，不发生重大流失；

（五）无其他不可抗力因素及不可预见因素造成的重大不利影响。

四、实施上述计划将面临的主要困难

（一）项目推进制约因素多

可再生能源项目储备不足，推进制约因素较多。例如，海上风电涉及军事、海域使用、渔业、涌潮、环评、电力接入等多方面问题，开发难度高；陆上风电项目，浙江省内项目核准难度较大，省外已建优质项目的出售意愿不强且出让价格较高，新购建项目又不同程度存在建设规模指标、采用预收购模式、电力消纳、建设条件等诸多不利因素；地面光伏发电项目受政策和土地要素严重制约，发展空间有限；分布式光伏项目存在单体规模小，电费回收不稳定等风险。

（二）人力资源机制有待创新

近年来，公司采取内部挖潜、自身培养为主的内生型人才开发策略，基本满足了已有业务的需要，但随着可再生能源业务的持续发展，公司需要引进更多了解市场和新领域的专业人才。另外，公司现有的薪酬分配与考核激励机制存在不足，未来将建立强化效益导向、优化分配结构的薪酬分配机制和基于市场化的激励约束机制以适应新的发展需要。

（三）对外合作模式有待探索

公司采取“购建并举”的方式大力发展非水可再生能源，报告期内通过收购光伏项目，累计装机规模大幅提升，但与国内大型可再生能源企业相比仍存在一定差距。公司现有对外合作模式缺乏竞争力，在利益分摊、操作路径、风险控制等方面有待创新，未来公司将积极探索更加灵活的合作模式，争取开发更多项目。

（四）资金短缺的压力

根据公司的发展计划，未来公司将大力发展可再生能源（风力发电、光伏发电、水力发电、海洋能、地热能等），加大可再生能源的建设和收购力度。可再生能源发电行业属于资金密集型行业，前期资金投入大，回款周期长，随着公司装机规模不断扩大，公司资本性支出将逐渐增加。若无法以合理的成本获得融资，将对公司的未来发展产生不利影响。

（五）管理水平的制约

随着公司经营规模不断扩大，公司在统筹管理、资源调配等方面的经营管理水平将面临着更大的挑战。公司需要及时调整管理方式、增强管理水平，以适应公司的发展状况。

五、发行人确保实现上述计划拟采用的方式、方法或途径

（一）制订应对措施，统一发展思想认识

积极跟踪研究国家相关政策，提前研究制订解决措施和方案，因地制宜大力

开发非水可再生能源项目，及时统筹协调工作中出现的相关问题。

（二）多渠道拓展，实现规模化发展

加快“走出去”步伐，继续推进风光项目购建工作，在西北等地区以项目购建等方式尽快拓展一批项目，按“实施一批、开发一批、储备一批”实现可再生能源项目规模化发展。

（三）创新体制机制，适应市场化发展

进一步打破体制机制的禁锢，创新决策机制、激励机制、容错机制、约束机制和考核机制，主动适应经济发展新常态；简化项目投资决策程序，创新各种合作模式，加强项目管理，落实工作责任制。

（四）培养和引进人才，支撑企业快速发展

改革创新用人机制，深化劳动用工管理，优化人才培育体系，构建科学的人才评价标准，加强职工素质提升工程建设，推进薪酬机制和考核激励机制改革。多模式引进人才，拓宽人才发展渠道，加快人力资源建设，统筹调配优化人才配置，培养一支适应企业发展的人才队伍。

（五）搭建信息平台储备项目资源

加快建立对口联系制度，做好与政府等相关部门各层级的沟通衔接。通过搭建信息沟通平台，抓好前期工作的部署与落实，做到每件事情都有落实和反馈。

六、发展计划与现有业务的关系

公司的主营业务为水力发电、光伏发电、风力发电等可再生能源项目的投资、开发、建设和运营管理。公司计划在未来两年内继续发展原有业务，同时探索氢能、光热、海洋能、地热能等新能源，可见发展计划是现有业务的延伸。公司的业务发展计划是在综合考虑行业发展趋势和自身发展目标的基础上，立足于现有业务，经过充分论证后确定的。公司确定的发展计划与现有业务和发展战略紧密相关，有利于扩大公司的生产经营规模，提高公司的盈利能力，增强公司的核心竞争力，进一步巩固和提高公司的市场地位。

七、本次发行对于实现前述业务目标的重要意义

本次发行成功对于现前述业务目标的重要意义，具体体现在以下几方面：

（一）本次募集资金将全部用于主营业务的发展，与前述发展计划一致。本次发行为浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目提供了必要的资金支持，有利于扩大公司的装机规模，增强竞争力，巩固和提高公司的行业地位，为实现公司业务发展目标奠定扎实的基础。

（二）本次发行有利于提升公司的知名度和市场影响力，增强公司在项目并购谈判中的议价能力以及在竞争性配置中获取项目的能力。

（三）本次发行有利于公司吸引更多优秀的人才，促进公司业务发展，为实现公司业务发展目标提供人力资源保障。

第十三节 募集资金运用

一、募集资金运用计划

(一) 募集资金概况

根据公司 2019 年第三次临时股东大会决议以及第一届董事会第十七次会议决议，公司本次拟向社会公开发行不超过 20,800 万股人民币普通股（A 股），根据公司发展的实际需求，实际募集资金扣除发行费用后将全部用于投资下列项目：

单位：万元

序号	投资项目	项目投资额	募集资金拟投入额	实施主体
1	浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目	535,365.42	69,094.94	嘉兴海上风电
合计		535,365.42	69,094.94	

本次募集资金到位前，公司可根据募集资金投资项目的实际付款进度，通过利用自有资金和银行贷款等方式支付上述项目款项；募集资金到位后，可用于支付相关项目剩余款项及置换前期已支付款项。

浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目核准情况如下：

项目名称	核准装机容量 (万千瓦)	核准文号	环评批复
浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目	30.00	浙发改能源(2017)718 号	嘉渔〔2018〕16 号、平环辐建 2018-B-1 号

(二) 募集资金投资专项存储制度的建立及执行情况

发行人 2019 年第三次临时股东大会审议通过了《募集资金管理办法》。《募集资金管理办法》对募集资金的存储、使用、管理，募集资金投资项目的管理与监督等进行了详细规定，并规定募集资金应存放于募集资金专项账户中。公司将严格按照股东大会审议通过的《募集资金管理办法》等有关规定管理和使用募集资金，将募集资金存放于董事会决定的专项账户集中管理，做到专款专用。

（三）实际募集资金数额与投资项目需求出现差异时的安排

本次募集资金投资项目的预计总投资额为 53.54 亿元，计划使用募集资金 6.91 亿元。如果本次实际募集资金不能满足拟投资项目的资金需求，不足部分由公司自筹资金解决。

在股东大会授权范围内，董事会可以对募集资金投资项目及其资金使用计划等具体安排进行适当调整。

（四）保荐机构及发行人律师对募集资金投资项目的核查意见

公司本次募集资金投资项目均已完成项目核准备案、环境影响评价等前置审批及备案，取得了相应的备案、登记文件。经核查，保荐机构、发行人律师认为本次发行募集资金投资项目符合国家产业政策、环境保护、土地管理以及其他法律、法规和规章规定。

二、募集资金投资项目与公司现有业务的关系

本次募集资金投资项目为浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目，与公司现有业务和发展战略紧密相关，是对既有主营业务与产业地位的巩固，同时也是为公司的市场拓展、业务开发奠定基础。本次募集资金投资项目建成后，将增加公司风力发电并网装机容量 30.00 万千瓦，占公司截至 2020 年 12 月 31 日运营的电站及电场的控股装机容量的 11.17%，也将进一步优化公司水电、风电和光伏发电的装机容量配比，是公司发展水、风、光多能互补发展战略的重点工程，有利于扩大公司的生产经营规模，提高公司的盈利能力，增强公司的核心竞争力。

三、募集资金投资项目具体情况

（一）项目总体概况

浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目位于浙江省杭州湾平湖海域，金山航道南侧、宁波嘉兴港小型船舶的航路东侧，王盘山以东约 10 千米的海域，是近海风电场工程项目。风场中心点离北岸约 20.0km，海上风场区南北长约 14.0km，东西宽约 4.3km，涉海总面积约 48km²，水深在 8-12m 之间。风电场场区 100m、

95m、90m、50m 高度的年平均风速分别为 7.34m/s、7.33m/s、7.32m/s、6.99m/s，年平均风功率密度分别为 421W/m²、413W/m²、411W/m²、357W/m²。风电场风功率密度等级为 3 级，本风电场风能资源具有较好的开发价值。

浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目规划装机容量为 30.00 万千瓦，拟安装 72 台 0.40 万千瓦、1 台 0.6 万千瓦和 1 台 0.7 万千瓦的海上风电机组，风机基础为高桩承台基础。风电场采用 220kV 海上升压站，按风电机组布置及线路走向划分，风电场共设置 12 回 35kV 集电线路，各联合单元由 1 回 35kV 集电线路接至 220kV 海上升压站 35kV 配电装置，海上升压站布置 2 台 180MVA、220/35kV 主变压器，风电场 35kV 母线采用 2 组单母线分段接线。风电场选定的陆上计量站位于平湖市独山港拟建 8#码头的海堤内侧区域内，距离海堤约 100m 位置。

浙能嘉兴 1 号海上风电场地理位置示意图



（二）项目实施的必要性

1、国家能源结构调整和能源产业发展的需要

能源是经济和社会发展的重要物质基础。随着煤炭、石油、天然气等常规化石能源供需矛盾的日益突出和全球生态环境的进一步恶化，加快发展可再生能源、促进能源结构转型、推动人类可持续发展已经成为全球共识。欧美发达国家普遍把发展可再生能源确立为国家能源战略，并大幅提高可再生能源消费比重，如德国《可再生能源法》提出，到 2020 年 35% 以上的电力消费必须来自可再生

能源；丹麦 2012 年公布的《丹麦能源政策协议》提出，到 2020 年可再生能源占总能源消费比重达到 35%，到 2050 年实现零化石能源消费的宏伟目标；日本在福岛核事故后也加快了风能、太阳能资源的开发速度。

我国随着经济的发展，对能源的需求持续增加，但能源供给制约较多，能源生产和消费对生态环境破坏严重。2014 年 6 月 13 日，习近平总书记主持召开了中央财经领导小组第 6 次会议，提出我国能源安全发展“四个革命、一个合作”的战略思想；2014 年 4 月 18 日，李克强总理主持召开了新一届国家能源委员会首次会议，审议通过了《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》，明确了“节约、清洁、安全”三大能源战略方针。由此可见，能源结构调整已被提升至国家战略高度。我国承诺在 2020 年碳排放强度下降 40%-45%，非化石能源占比达到 15% 的基础上，计划 2030 年左右二氧化碳排放达到峰值，并且将努力早日达峰，并计划到 2030 年非化石能源占一次能源的比重提高到 20% 左右。在调整能源结构和应对气候变化的双重约束下，大力发展风电等技术成熟、经济性较好的可再生能源就显得十分重要。

2、符合我国能源可持续发展战略的要求

随着石油、煤炭等化石能源的大量开发，不可再生资源保有储量越来越少，环境问题也越发突出。2016 年 12 月，国家发改委、国家能源局印发了《能源发展“十三五”规划》，坚持和推进非化石能源可持续发展，全面协调推进风电开发，提高可再生能源发展质量和在全社会总发电量中的比重。“十三五”是我国积极履行节能减排义务，推动能源生产和消费革命，加快能源结构转型升级的重要时期，到 2020 年我国非化石能源占一次能源消费比重将达到 15%。

海上风电由于其丰富的风能资源，且靠近电力需求大的东部沿海地区，不存在限电问题，国家十分积极鼓励并重视海上风电产业的发展，出台了电价政策、开发计划等多个行业管理措施，并通过特许权招投标和试验示范项目的建设推动海上风电发展。同时，海上风电是全球风电行业的技术前沿产业和重要发展方向之一，发展海上风电对于推进风电产业升级，缓解能源、环境压力，促进清洁能源高效利用等方面具有重要意义，也符合我国能源可持续发展战略的要求。

3、地区清洁能源发展战略和能源结构优化的需要

目前我国“三北”地区限电形势依旧严峻，东南沿海优质风能资源基本开发殆尽，内陆山地风电场受生态环境和土地紧缺的制约开发难度和成本逐步加大。在这种背景下，海上风电受到我国政府、投资企业、机组制造商的重视。与陆上风电相比，海上风电具有风能资源更加丰富，不占用宝贵的土地，不影响人类日常生活，离电力负荷中心更近等诸多优势。根据我国制定的可再生能源和风电发展规划，海上风电是我国东部沿海地区今后风电发展的重要方向。

浙江省正在积极创建国家清洁能源示范省，在现阶段陆上风电资源已逐步减少的情况下，充分利用丰富的海上风能资源，大力发展海上风电是落实浙江省清洁能源示范目标实现的重要抓手。浙江省位于我国东部沿海，其沿海地区风能资源较为丰富，交通和接入系统条件便利，具有较好的海上风电场建设条件。本次募集资金投资项目浙能嘉兴1号海上风电场位于杭州湾海域，根据浙江省海上风电规划，该区域是近中期浙江省海上风电发展的重点区域，项目开发符合我国能源战略及地区清洁能源发展要求。浙江电网是一以火电为主的电网，电源结构不合理，海上风电场的建设增加了可再生能源在电网中的份额，对于降低浙江省的煤炭消耗、缓解环境污染、改善电源结构等具有积极的意义，是发展循环经济、建设节约型社会的具体体现，是浙江省能源发展战略的重要组成部分。

4、促进行业产业链完善，推动地方经济发展

风电场的开发建设将促进风电产业链快速发展，推动国内风机制造业在产品研发、行业管理、能力建设等方面日趋发展和完善。产品研发上，风电机组由单一化向多样化转变，机组设计的针对性更强，可开发的区域更广；行业管理上，国家能源局依托各科研机构和开发企业，开展基础研究，制定了一系列的技术检测及行业标准，风电行业管理趋于完善。此外，风电场的开发建设将为地方开辟新的经济增长点，会带动风电场所在地区相关产业如建材、交通、设备制造业等的发展，增加当地财政收入，推动经济发展，提供就业机会，对地方经济社会发展有较好的促进作用。

本次募集资金投资项目是浙江省海上风电场的开发建设，符合国家“十三五”规划的目标和要求，可以为国家和当地经济发展、能源结构调整、环境保护起到

积极的作用，项目建设是必要的。

（三）项目实施的可行性

1、国家产业政策支持，市场规模较大

2013 年以来，国家能源委员会、国家发改委、能源局等机构和部门高度重视风电的消纳和利用，大力加强风电配套电网建设和风电并网服务工作，先后出台了一系列政策，有力地支持了风电行业健康、快速发展。在国家产业政策的支持下，近年来国内的弃风率和风电装机容量都取得了较大进步。2020 年，全国风电平均利用小时数 2,073 小时，弃风电量 166 亿千瓦时，平均利用率 97%，较上年同期提高 1 个百分点，弃风限电状况进一步得到缓解。2020 年，我国新增风电装机容量 71.67GW，累计风电装机容量达到 281.53GW，同比增长 34.27%。

根据国家发展和改革委员会能源研究所与国际能源署发布的《中国风电发展路线图 2050》，到 2020 年、2030 年和 2050 年，我国风电装机容量将分别达到 2 亿、4 亿和 10 亿千瓦，至 2050 年，风电将满足我国 17% 的电力需求。我国政府对能源结构和减排的政治承诺将成为对风电等可再生能源发展的保障与中长期支持，《可再生能源法》已明确将可再生能源的开发利用列为国家能源发展的优先领域，我国风电行业未来市场前景广阔。

2、地理位置优越，风能资源充足

根据《可再生能源中长期发展规划》制定的重点发展领域要求，在经济发达的沿海地区，发挥其经济优势，在三北地区，发挥其资源优势，建设大型和特大型风电场，在其他地区，因地制宜地发展中小型风电场，充分利用各地的风能资源。浙江省沿海地区是我国风能资源丰富的地区，具备发展风电的优越条件。浙江沿海地区 90m 以上高度年平均风速可达到 9m/s，浙能嘉兴 1 号海上风电场场区 90m、50m 高度年平均风速为 7.32m/s、6.99m/s，平均风功率密度分别为 411W/m²、357W/m²，风电场风功率密度等级为 3 级。

3、我国海上风电已具备大规模开发条件

我国拥有发展海上风电的天然优势，海岸线长达 1.8 万公里，可利用海域面积 300 多万平方公里，海上风能资源丰富。根据中国气象局风能资源详查初步成

果，我国 5 米至 25 米水深线以内近海区域、海平面以上 50 米高度范围内，风电可装机容量约 2 亿千瓦。在海上风电机组研发方面，金风科技、上海电气、东方电气等一大批企业已经有能力生产适应我国沿海复杂海洋环境的 0.5 万千瓦以上大容量机组，可以避免完全依靠国外进口。勘测设计上，一批设计单位在施工优化方面取得了众多突破，已经具备提供全生命周期技术服务能力。在施工方面，中交第三航务工程局有限公司、江苏龙源振华海洋工程有限公司等通过参与上海东海大桥 10 万千瓦海上风电场、福清兴化湾海上风电场项目建设，在海洋施工、大型海洋施工设备制造方面都积累了许多成功经验。经过多年的稳步发展，无论是在可开发的资源量上，还是技术、政策层面，我国海上风电目前已基本具备大规模开发条件。

2019 年，我国海上风电新增装机容量达到 1.98GW，累计装机容量达到 5.93GW，占国内风电装机容量的 2.82%。

4、项目实施具备良好的环境效益和社会经济效益

项目投产后，每年上网电量为 87,151 万 kWh，按火力发电标煤消耗量计算，每年可节约标煤 28.2 万吨、减少排放温室效应气体二氧化碳 57.6 万吨、减少灰渣 10.5 万吨，减少其他废气排放如二氧化硫 1,046.6 吨、二氧化氮 2,092.2 吨等。此外，每年还可节约用水 251.1 万 m³，并减少相应的废水排放和温排水，可见本风电场建设有十分显著的环境效益。根据项目可研阶段的数据测算，项目投资收益率和税后利润率均较为可观，经济效益较好。本项目如果按平均含税上网电价 0.85 元/kWh 测算，全部投资财务内部收益率为 8.98%（税前），全部投资财务内部收益率为 7.55%（税后），资本金财务内部收益率为 13.25%（税后），投资回收期为 11.78 年，总投资收益率为 4.46%，项目资本金净利润率为 8.05%。项目质地优良，盈利能力强。

本次募集资金投资项目的建设对于保护环境、减少大气污染具有积极的作用，符合清洁生产的原则，具有十分显著的环境和社会效益。

（四）项目工程概算

1、募投项目工程概算

公司根据风电机组招标、项目施工进展情况，对募投项目投资金额进行调整，并编制最新的项目投资报告。截至本招股意向书签署之日，募投项目静态总投资为 517,414.60 万元，建设期利息 16,445.82 万元，铺底流动资金 1,505.00 万元，项目总投资是 535,365.42 万元。具体情况如下：

单位：万元

序号	工程或费用名称	投资合计金额（万元）	占总投资比例
一	施工辅助工程	4,749.75	0.89%
二	设备及安装工程	309,930.25	57.89%
1	发电场设备及安装工程	249,097.56	46.53%
2	升压变电站设备及安装工程	9,993.95	1.87%
3	登陆海缆工程	39,241.69	7.33%
4	控制保护设备及安装工程	4,607.99	0.86%
5	其他设备及安装工程	6,989.06	1.31%
三	建筑工程	141,600.70	26.45%
四	其他费用	46,063.57	8.60%
五	基本预备费	15,070.33	2.81%
六	建设期利息	16,445.82	3.07%
七	铺底流动资金	1,505.00	0.28%
	总投资	535,365.42	100.00%

注：其他费用包括项目建设用海（地）费、项目建设管理费、生产准备费、科研勘察设计费和其他税费等。

2、与同行业海上风电项目的比较

公司募投项目单位造价与同行业海上风电项目的比较详见本招股意向书第十一节之“一、（一）2、（5）②光伏和风力发电资产单位建造与同行业上市公司比较的差异情况及其合理性”。

（五）项目采用的主要设备

风电场位于海上，处于环境潮湿、重盐雾地区，在选择电气设备时需考虑上述不利因素。根据实测地形资料，结合海上风电场的施工工艺和现场运输条件，

考虑风电机组的制造水平、经济性、成熟度和业绩等多因素，结合本工程的特点及海上风电机组市场现状，本项目主要选择经济性较优的单机容量为 0.4 万千瓦的风电机组进行布置。风电场拟采用的主要设备具体情况如下：

序号	设备名称	设备指标	单位/型号	数量
1	风电机组	机型	万千瓦	0.4/0.6/0.7
		台数	台	74
		额定功率	kW	4,000/6,000/7,000
		叶片数	片	3
		风轮直径	m	148/146
		切入风速	m/s	3
		轮毂高度	m	95
		发电机额定功率	kW	4,000/6,000/7,000
		额定电压	V	690
2	主变压器	型号	SFZ11-180000/230	
		台数	台	2
		容量	MVA	180
		额定电压	kV	220
3	出线回路数及电压等级	出线回路数	回	2
		电压等级	kV	220

（六）项目接入电力系统方案

浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目拟以 2 回 220kV 海缆登陆嘉兴，经过陆上集控中心计量点后转陆缆，最终通过 1 回架空线接入 220kV 东云变。220kV 东云变 220kV 配电装置中留有 4 个 220kV 备用间隔，规划 1 个间隔用于第 4 台主变扩建，剩余 3 个备用间隔，可以用于浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目，最终接入系统方案由接入系统报告确定。

（七）项目环境保护设计与投入

1、建设施工期环境污染保护设计

本风电场选址基本合理，不影响嘉兴港口航运区、平湖农业渔区的海域使用管理及海洋环境保护要求。风电场建设对该海域水文动力环境、地形地貌与冲淤

环境、海洋生态环境的影响较小，噪声、扬尘和废气、废污水、固体废物等对环境的影响有限，在采取污水处理达标排放、固废收集处理、控制噪声和废气源强等以上环境保护和管理措施后，可有效减免工程建设带来的影响，没有制约工程建设的环境问题，在项目建设中认真落实“三同时”，并严格落实工程环境影响报告书及批复中提出的各项环境保护措施，可有效减免工程建设带来的不利影响。

（1）污废水处理

工程海域废水主要为施工人员的生活污水、船舶机舱含油废水等。工程风机桩基为钢结构，打桩采用打桩船直接将桩打入海底，无钻渣和泥浆，仅打桩锤的振动下沉，将短时间内导致海底泥沙悬浮引起水体浑浊，污染局部海水水质，但打桩历时较短，施工结束即很快恢复。海上升压站基础采用单桩基础，施工期产生的悬浮物仅在桩基附近，对周边海域水质影响不大。施工过程中，将严格执行国家《船舶污染物排放标准》和 73/78 国际防止船舶污染海洋公约的相关规定，严禁所有施工船只的生活污水直接在施工海域排放，船只生活污水经收集后运至陆上集中处理，大型船舶安装油水分离器。

陆上废水采用混凝土系统冲洗处理，处理后的废水回用于生产或施工场地和运输道路洒水，不排放。机械保养及综合加工厂有少量含油废水，采用隔油沉淀处理方案，沉淀的污泥作为工程场地的填筑材料，隔除的浮油送至有资质单位处理，出水进入污水管网。生活污水利用嘉兴港污水处理设施及设置化粪池，经处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级标准后，排入到独山港区污水管网，不外排。

（2）噪声防治

施工单位选用噪声低的施工机械和运输车辆，严格按照《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的有关规定执行。施工船舶机舱路口上布置主辅机消声器，合理设置消声器和机舱室结构，限制突发性高噪声，避免不必要的船舶汽笛鸣放。陆域施工选用低噪声的施工机械和工艺，振动较大的固定机械设备加装减振机座，同时加强各类施工设备的维护和保养，保持其良好的运转，以便从根本上降低噪声源强。施工过程中持续加强施工管理、文明施工，杜绝施工机械在运行过程中因维护不当而产生的其它噪声。

（3）大气环境保护

加强施工区的规划管理,建筑材料堆场等定点定位,并采取适当的防尘措施。施工场地定期洒水,防止土方表面浮尘产生,在大风日加大洒水量及洒水次数。对运输车辆行驶路面经常洒水和清扫,保持车辆出入的路面清洁、湿润,减少行车时产生大量扬尘。加强施工船只管理,避免施工区域船舶拥堵。加强对施工机械,运输车辆的维修保养,禁止不符合国家废气排放标准的机械和车辆进入工区,禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作,减少烟度和颗粒物排放。

（4）固体废弃物处理

施工船舶上固体废弃物主要是施工人员生活垃圾,不得随意倒入海域。各施工船只指定专职人员将船上的固体废弃物收集起来及时送至岸上,与本工程陆上临时施工区生活垃圾等统一处置。风机安装中焊接产生的废弃材料、设备包装物等不可直接丢弃,各施工船舶设置废料回收桶,施工结束后统一运输至陆上处置。对施工时散落在海面上的漂浮固体废弃物等,施工单位打捞回收。

陆上临时施工区固体废弃物主要是人员生活垃圾,则纳入嘉兴港垃圾收集系统一并处理,并在施工区设置垃圾桶分类收集后委托当地环卫部门定期清运。在施工结束撤离时,做好施工现场的清理和废弃建筑材料的处理处置工作,施工工区地面不遗留废弃施工建材。

（5）海洋生态保护

优化施工方案,在保证施工质量的前提下,尽可能减少海底开挖面积、开挖量,缩短水下作业时间,避免施工悬浮物剧烈扩散。严格限制工程施工区域在其用海范围内,降低施工噪音,以减小施工作业对底栖生物的影响范围。电缆铺设应尽可能避开海洋鱼类产卵高峰期,铺设后及时填埋,恢复原地貌,加快生态修复。对施工期附近水域开展生态环境及渔业资源跟踪监测,及时了解工程施工对生态环境及渔业资源的实际影响。

2、运营期环境保护措施

（1）污水处理

运行期的生活污水主要来自集控中心管理人员,将采用施工期污水处理设

备，调整运行周期，重新布设管线，处理后用于厂区绿化。升压站正常工况下，变压器无漏油及油污水产生，仅当机组检修或发生事故时产生少量的油污水，主要污染物为石油类。针对变压器可能因事故或检修发生的油污排放，项目工程上已考虑在变压器下设贮油坑，并建事故油罐一座与其相连，事故油罐的油由有资质单位接收处置。

（2）噪声防治

海上风机周边 1km 内无噪声敏感目标。风力发电机机组的主要噪声为机械噪声和结构噪声。为降低机械噪声将以弹性连接代替刚性连接，或采取高阻尼材料吸收机械部件的振动能；为降低风机结构噪声，将在机舱内表面贴附阻尼材料。220kV 升压站选用低噪声变压器，保证主变噪声小于 70dB；升压站位于海上，周边无声环境敏感目标。

（3）生活垃圾处理

运行期预计管理人员 45 人，垃圾产生量按 1.0kg/人*天计，则日产生生活垃圾量 45.0kg/天，年产生生活垃圾量 16.425 吨/年。生活垃圾总量较少，集控中心内设 2 个小型垃圾箱，生活垃圾经小型垃圾箱分类收集后，由当地环卫部门集中清运处置。

（4）电磁影响防治

工程采用海底电缆，基本无电磁影响，海上 220kV 升压站其周边 1km 内无敏感目标。变电站内所有高压设备、建筑物保证钢铁件均接地良好，所有设备导电元件间接触部位均应连接紧密，以减小因接触不良而产生的火花放电。各电压等级的配电装置 GIS 设备采用封闭式母线，对裸露电气设备采取设置安全遮拦或金属栅网等屏蔽措施。安装高压设备时，应减少设备及其连接电路相互间接触不良而产生的火花放电；对电力线路的绝缘子和金属，要求绝缘子表面保持清洁和不积污，金属间保持良好的连接，防止和避免间隙性放电。

（5）通航环境影响减缓措施

根据通航论证要求，风电场应设置醒目标识，避免船舶误闯入风电场区。在运行期可对部分风电机桩基加装防撞保护圈，对近海面塔筒上使用红色等警示

色，避免渔船碰撞引发事故。工程选用加强铠装的海缆，以提高海缆的机械强度，并通过海缆深埋的方式，同时需加强对渔民的警示和管理，避免海缆受到损坏。在施工完成后，对电缆区设置相关标志并及时将实际敷设路由向国家海洋管理部门申报，由海图出版部门将该路由标于新颁海图，对车辆、船只及人员加以警示，避免各种人为活动影响电缆的正常运行，禁止打桩、抛锚等。

3、环境保护专项投资

本风电场项目环境保护专项投资主要包括水环境保护、固废处理、环境监测、生态保护措施等，合计总投入为 2,187.15 万元，具体情况如下：

单位：万元

序号	项目	投资金额	备注
一	环境保护措施	1,675.55	
1	海洋生态资源修复	1,585.55	渔业资源、生态补偿。
2	鸟类及其生态环境修复	20.00	鸟类救护、宣传教育等，叶片警示色等。
3	陆域生态保护	40.00	水土保持及绿化等。
4	滨海湿地修复	10.00	
5	海岸带生态修复	20.00	
二	环境监测措施	320.00	海洋生态、海水水质等监测，渔业资源监测，废水、大气、噪声等监测，鸟类观测，冲淤观测等。
三	环境保护设备	90.00	施工期、运行期污水处理设备，溢油事故防范与处置设备等。
四	环境保护临时措施	101.60	水环境保护工程，固体废物处理，大气保护，噪声防治等。
总投资		2,187.15	

(八) 项目的选址及用海用地情况

项目工程用海包括海上风电机组基础、海底电缆用海及海上升压站用海，项目选址在杭州湾嘉兴平湖海域，项目实施主体已取得产权证号为浙（2018）平湖市不动产权第 0039250 号，坐落在杭州湾平湖海域、距平湖市岸线 20km 海域的海域使用权，宗海面积是 381.28 公顷，用海类型是电力工业用海，用海方式为透水构筑物用海和海底电缆管道用海，用途分别为海上风机、海上升压站和 35kV、220kV 海底电缆。

项目工程用地主要为风电场陆上计量站及陆上电缆沟用地，项目实施主体已取得产权证号为浙（2018）平湖市不动产权第 0001847 号，坐落在平湖市独山港区海辰路南侧、通港路东侧的建设用地使用权，用地面积是 13,268.80 m²，用途为公共设施用地。

（九）项目的经济效益分析

浙能嘉兴 1 号海上风电场项目核准装机容量为 30.00 万千瓦，拟规划安装 72 台 0.40 万千瓦、1 台 0.6 万千瓦和 1 台 0.7 万千瓦的海上风电机组。采用 WAsP 风能软件计算，本项目完全达产后，年上网电量预计为 87,151 万 kWh，年等效满负荷小时数为 2,895h。根据《国家发展改革委关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格〔2016〕2729 号）规定，对非招标的海上风电项目，近海风电项目标杆上网电价为每千瓦时 0.85 元。测算期内，本项目预计新增发电业务收入 1,420,711 万元，新增利润总额 428,916 万元，项目具有较好的盈利能力。项目完全达产后各项效益指标如下：

序号	项目	单位	指标值	备注
1	总投资收益率	-	4.46%	
2	项目资本金总投资比例	-	30.00%	
3	项目资本金净利润率	-	8.05%	
4	全投资财务内部收益率	-	7.55%	税后
5	项目全部投资财务净现值	万元	102,670.00	Ic=5.00%、税后
6	资本金财务内部收益率	-	13.25%	税后
7	资本金财务净现值	万元	55,666	Ic=8.00%
8	投资回收期	年	11.78	

注：该项目计算期取 28 年，其中建设期 3 年，正常运行期 25 年。

（十）2020 年可再生能源补贴新规对募投项目平均含税上网电价、项目投资效益的影响

1、2020 年可再生能源补贴新规

2020 年 10 月，财政部、国家发改委、国家能源局发布《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426

号) (以下简称“新政”), 明确项目全生命周期补贴电量=项目容量×项目全生命周期合理利用小时数。其中, 海上风电全生命周期合理利用小时数为 52,000 小时。按照《可再生能源电价附加补助资金管理办法》(财建〔2020〕5 号) 规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目, 全生命周期补贴电量内所发电量, 按照上网电价给予补贴。在未超过项目全生命周期合理利用小时数时, 按可再生能源发电项目当年实际发电量给予补贴。风电项目自并网之日起满 20 年后, 无论项目是否达到全生命周期补贴电量, 不再享受中央财政补贴资金, 核发绿证准许参与绿证交易。

2、对募投项目的影 响

可研阶段, 嘉兴海上风电推荐采用 4MW-130 的风电机组, 年等效满负荷小时数为 2,483 小时, 项目造价为 18,474 元/kW。在测算投资收益时假设项目全生命周期 (3 年建设期+25 年运营期) 电量均可获得补贴, 其中, 3 年建设期总上网电量为 44,000 万 kWh, 25 年正常运营期每年上网电量为 74,495 万 kWh, 项目全生命周期上网电量合计 1,906,375 万 kWh。

2020 年可再生能源补贴各项新规颁布后, 公司根据风电机组招标、项目施工进度情况, 对募投项目的设备选型、总投资等进行调整, 并编制最新的项目投资报告, 具体为: 采用 4MW-146、4MW-148 风电机组及 6MW、7MW 级两台样机, 因风电机组转轮直径的增加提升了风电机组发电效率, 项目年发电小时数由 2,483 小时提高至 2,895 小时; 且随着技术进步, 项目造价随市场行情由 18,474 元/kW 降至 17,736 元/kW。因此, 嘉兴海上风电的全生命周期发电量变更为: 3 年建设期总上网电量为 54,000 万 kWh, 25 年正常运营期每年上网电量为 87,151 万 kWh, 项目全生命周期上网电量合计 2,232,775 万 kWh。

根据财建〔2020〕426 号文, 嘉兴海上风电可享受补贴的期限不超过并网之日起 20 年, 且补贴电量不超过 1,560,000 万 kWh (30×52,000)。因此, 嘉兴海上风电实际可享受补贴的电量为: 建设期 54,000 万 kWh、运营期 1,506,000 万 kWh, 合计 1,560,000 万 kWh。因绿证交易价格难以预估, 超过的 672,775 万 kWh (2,232,775-1,560,000) 按照浙江省燃煤标杆电价 (0.4153 元/kWh, 含税) 估算。

(1) 对项目平均上网电价的影响

嘉兴海上风电于 2017 年 8 月核准，根据财建〔2020〕4 号文，必须在 2021 年底之前并网，才能享受核准时的上网电价，即 0.8500 元/kWh（含税）。对此，公司已制定了详细和明确的施工计划，加快施工进度，确保嘉兴海上风电能在 2021 年底之前并网。

财建〔2020〕426 号文发布前，只要嘉兴海上风电能在 2021 年底之前并网，其全生命周期上网电量均可享受补贴，平均上网电价为核准时的上网电价，即 0.8500 元/kWh（含税）。财建〔2020〕426 号文发布后，嘉兴海上风电享受补贴的电量为 1,560,000 万 kWh，超过部分按浙江省燃煤标杆电价结算，项目全生命周期销售收入为 1,420,711 万元，平均上网电价为 0.7190 元/kWh（含税）。

（2）对项目投资收益的影响

公司结合 2020 年可再生能源补贴新规，根据项目最新进展情况，对募投项目效益测算进行调整后的结果，与可研阶段的募投项目效益测算的差异情况如下：

序号	项目	单位	可研阶段效益指标	调整后效益指标	前后差异	差异原因
1	发电销售收入	万元	1,384,973	1,420,711	35,738	风机转轮直径增加提升了风机发电效率，年发电小时数由 2,483 小时提高至 2,895 小时，增幅 16.59%；平均上网电价由 0.85 元/kWh 降至 0.7190 元/kWh，降幅 15.41%，综合影响下发电销售收入增长 2.58%
2	发电利润总额	万元	536,769	428,916	-107,853	测算时根据风电场项目经济评价规范调增后期修理费，影响金额 68,043 万元
3	总投资收益率	%	5.05	4.46	-0.59	发电利润总额降幅超过总投资和资本金的降幅
4	资本金净利润率	%	9.69	8.05	-1.64	
5	全部投资财务内部收益率（税前）	%	7.52	8.98	1.46	
6	全部投资财务内部收益率（税后）	%	5.99	7.55	1.56	
7	资本金财务内部收益率（税后）	%	8.82	13.25	4.43	项目运营期前 17 年（全生命周期补贴电量内）投资净现金流量上升，项目总投资和资本金下降，共同导致收益率上升，投资回收期缩短
8	投资回收期	年	14.30	11.78	-2.52	

四、本次募集资金运用对公司财务状况和经营成果的影响

（一）对公司财务状况的影响

1、对公司资产规模和资产负债率的影响

本次募集资金到位后，公司资本实力将明显增强，总资产规模将大幅增加。资产负债率也将大幅降低，流动比率和速动比率将增高，财务结构进一步优化，有利于降低公司的财务风险，提高公司的间接融资能力。

2、对公司净资产和每股净资产的影响

本次募集资金到位后，公司净资产及每股净资产都将大幅提高，公司资本实力将进一步增强，将有助于增强公司经营过程中的抗风险能力，促进公司更加稳健地、可持续发展。

（二）对公司经营成果的影响

1、对公司折旧的影响

本次发行募集资金投资项目中固定资产投资总额为 517,414.60 万元，上述投资结转固定资产后，将大幅增加公司固定资产原值和净值，新增固定资产年折旧额约为 22,006.00 万元。本次募集资金投资项目盈利前景良好，预计年新增销售收入足以抵消年新增固定资产折旧额，因此新增固定资产折旧对公司总体经营业绩影响较小。

2、对公司净资产收益率和盈利能力的影响

募集资金投资项目实施过程中，公司净资产将有一定幅度的增长，而在建设期间内，投资项目对公司盈利无法产生较大贡献，公司净资产收益率短期内将因财务摊薄而有所降低。

从中长期看，随着公司本次募集资金投资项目的逐步建成投产，公司的并网装机容量将扩大，发电总量将提高，营业收入和净利润也将得到较大提升，净资产收益率也稳步提升，有利于进一步增强公司的持续盈利能力和市场竞争能力。

五、董事会对募集资金投资项目可行性的分析意见

公司第一届董事会第四次会议对公司本次募集资金投资项目的可行性进行了分析并获得了通过。浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目符合国家产业政策和公司发展战略，地理位置优越，风能资源充足，经济效益良好，项目经相关部门批复，将有利于提升公司的综合竞争力。

六、募集资金投资项目与公司现状的相适应情况

（一）与公司生产经营规模的适应性

公司的主营业务为水力发电、光伏发电、风力发电等可再生能源项目的投资、开发、建设和运营管理。截至 2020 年 12 月 31 日，公司已投产电站控股装机容量为 268.605 万千瓦，公司资产总额为 2,977,292.44 万元，2020 年营业收入为 234,651.42 万元。为进一步提升公司的市场竞争力，本次拟使用募集资金 69,094.94 万元投资新建 300MW 的海上风电场项目，符合公司的业务发展规划，与公司现有生产经营规模相适应。

（二）与公司财务状况的适应性

公司资产质量良好，经营性现金流稳健，资产负债结构合理，具有持续盈利能力，财务状况良好。电站及电场的投资开发建设需要预先投入大量的资金，随着公司生产经营规模的扩张，对于项目开发建设的资金需求不断加大，仅仅依靠自身经营积累和银行借款筹集资金存在较大的困难，且财务成本较高，因此，本次拟使用募集资金 69,094.94 万元投资相关生产性建设项目，以有效满足公司经营规模迅速扩张带来的资金需求，并减少负债规模和节省财务费用。因而，本次募集资金投资项目与公司财务状况相适应。

（三）与公司技术水平和能力的适应性

公司自设立以来一直专注于可再生能源发电业务，在开发、投资、建设、运营和维护等各方面积累了丰富的经验，形成了深厚的技术储备，公司核心管理团队拥有可再生能源发电领域多年的工作经验和管理经验，平均从业经验超过 20

年，对于风力发电行业的发展情况、技术特征以及未来走势有着深刻的理解，可以在海上风电场投入运营后充分发挥多年积累的经验和管理制度优势，迅速进行复制和扩张。经过多年的经营发展，公司目前已形成有效的运营管理体系，拥有一支层次合理、专业齐全、项目经验丰富的运营和管理团队，分工明确，执行力强。公司对人才的培养一直投入了较多的资源，引进了较多专业出身的技术人才，并高度重视员工的职业发展，注重通过不间断的内部轮岗培训和定岗培训等多种形式培养了复合型人才和专业岗位人才。专业齐备、高素质的人才队伍为公司的本次募集资金投资项目的实施提供了必要的保证。因此，本次募集资金投资项目与公司技术水平和管理能力相适应。

公司董事会认为，公司本次发行股票募集资金投资项目经过了充分的可行性研究论证，经济效益指标良好，具有一定的抗风险能力，具备实施可行性。

七、本次募集资金运用对同业竞争和公司独立性的影响

（一）对同业竞争的影响

本次募集资金投资项目的实施不会产生同业竞争的情况。

（二）对独立性的影响

本次募集资金投资项目由全资子公司负责实施和运营，并且公司目前已经在人才、运营和管理等方面进行了重点储备，具备独立运营的业务素质和能力。本次募集资金投资项目的实施，不会对公司的独立性产生不利的影响。

第十四节 股利分配政策

一、现行股利分配政策

根据公司创立大会暨第一次股东大会审议通过的《公司章程》，公司现行的股利分配政策如下：

公司分配当年税后利润时，应当提取利润的 10% 列入公司法定公积金。公司法定公积金累计额为公司注册资本的 50% 以上的，可以不再提取。

公司的法定公积金不足以弥补以前年度亏损的，在依照前款规定提取法定公积金之前，应当先用当年利润弥补亏损。

公司从税后利润中提取法定公积金后，经股东大会决议，还可以从税后利润中提取任意公积金。

公司弥补亏损和提取公积金后所余税后利润，按照股东持有的股份比例分配，但本章程规定不按持股比例分配的除外。

股东大会违反前款规定，在公司弥补亏损和提取法定公积金之前向股东分配利润的，股东必须将违反规定分配的利润退还公司。

公司持有的本公司股份不参与分配利润。

二、历年股利分配情况

2018 年 12 月 20 日，浙能集团作出股东决定，同意 2017 年度利润分配方案。根据方案，按照 2017 年末母公司未分配利润的 20% 向股东分配利润，派发现金股利合计 22,470 万元。

2020 年 5 月 8 日，公司召开 2019 年度股东大会，审议通过《关于公司 2019 年度利润分配预案的议案》，对 2019 年度的利润暂不进行分配，不进行资本公积转增股本。

三、本次发行后的股利分配政策

公司 2019 年第三次临时股东大会审议通过了《公司章程（草案）》，对公司上市后股利分配政策进行了约定。

（一）股利分配原则

- 1、公司应充分考虑对投资者的回报，每年按当年合并报表口径实现的可供分配利润的规定比例向股东分配股利；
- 2、公司的利润分配政策保持连续性和稳定性，同时兼顾公司的长远利益、全体股东的整体利益及公司的可持续发展；
- 3、公司优先采用现金分红的利润分配方式；
- 4、按照法定顺序分配利润的原则，坚持同股同权、同股同利的原则。

（二）股利分配形式

公司采取现金、股票、现金与股票相结合的方式分配股利。在具备现金分红条件下，应当优先采用现金分红进行利润分配。在有条件的情况下，公司可以进行中期利润分配。

（三）股利分配条件

1、公司现金分红的具体条件和比例

- （1）公司该年度实现的可供分配利润（即公司弥补亏损、提取公积金等后所余的税后利润）为正值（按母公司报表口径）；
- （2）公司累计可供分配利润为正值（按母公司报表口径）；
- （3）审计机构对公司的该年度财务报告出具标准无保留意见的审计报告（中期现金分红情形除外）；
- （4）公司资金充裕，盈利水平和现金流量能够持续经营和长期发展；
- （5）无公司股东大会批准的可以不进行现金分红的其他重大特殊情况；

(6)公司无重大投资计划或重大现金支出等事项发生(募集资金项目除外)。

重大投资计划或重大现金支出是指公司未来十二个月内拟对外投资、收购资产或者购买设备的累计支出达到或者超过公司最近一期经审计净资产的 30%。

若满足上述第(1)项至第(5)项条件,公司应进行现金分红;经股东大会审议通过,上述现金分红条件中的第(6)项应不影响公司实施现金分红。在足额提取法定公积金后,每年以现金方式分配的利润应不少于当年实现的可分配利润的 20%(按合并报表口径)。

未全部满足上述第(1)项至第(5)项条件,但公司认为有必要时,也可进行现金分红。

2、各期现金分红最低比例

(1)公司发展阶段属成熟期且无重大资金支出安排的,进行利润分配时,现金分红在各期利润分配中所占比例最低应达到 80%;

(2)公司发展阶段属成熟期且有重大资金支出安排的,进行利润分配时,现金分红在各期利润分配中所占比例最低应达到 40%;

(3)公司发展阶段属成长期且有重大资金支出安排的,进行利润分配时,现金分红在各期利润分配中所占比例最低应达到 20%;

(4)公司发展阶段不易区分但有重大资金支出安排的,按照前项规定处理。

重大资金支出指公司未来十二个月内拟对外投资、收购资产或者购买设备等的累计支出达到或者超过公司最近一期经审计净资产的百分之三十。

3、发放股票股利的具体条件

在公司经营状况良好,且董事会认为公司每股收益、股票价格与公司股本规模、股本结构不匹配时,公司可以在满足上述现金分红比例规定的前提下,同时采取发放股票股利的方式分配利润。公司在确定以股票方式分配利润的具体金额时,应当充分考虑以股票方式分配利润后的总股本是否与公司目前的经营规模、盈利增长速度相适应,并考虑对未来债权融资成本的影响,以确保利润分配方案符合全体股东的整体利益和长远利益。

（四）股利分配的决策程序和决策机制

1、在定期报告公布前，公司董事会应当在充分考虑公司持续经营能力、保证正常生产经营及业务发展所需资金和重视对投资者的合理投资回报的前提下，研究论证利润分配方案。

2、公司董事会拟订具体的利润分配方案时，应当遵守我国有关法律法规、部门规章、规范性文件和公司章程规定的政策。

3、公司董事会在有关利润分配方案的决策和讨论过程中，可以通过电话、传真、信函、电子邮件、公司网站上的投资者关系互动平台等方式，与独立董事、持有公司股份的机构投资者和中小股东进行沟通和交流，充分听取独立董事、持有公司股份的机构投资者和中小股东的意见和诉求，及时答复股东关心的问题。

4、公司在上一会计年度实现盈利，但公司董事会在上一会计年度结束后未提出现金分红方案的，应当征询独立董事的意见，并在定期报告中披露未提出现金分红方案的原因、未用于分红的资金留存公司的用途。独立董事还应当对此发表独立意见并公开披露。对于报告期内盈利但未提出现金分红方案的，公司在召开股东大会时除现场会议外，还可向股东提供网络形式的投票平台。

（五）股利分配方案的审议程序

1、公司董事会审议通过利润分配方案后，方能提交股东大会审议。董事会审议利润分配方案时，需经全体董事过半数同意，且经二分之一以上独立董事同意方为通过。

2、股东大会在审议利润分配方案时，须经出席股东大会的股东（包括股东代理人）所持表决权的过半数通过。如股东大会审议发放股票股利或以公积金转增股本方案的，须经出席股东大会的股东（包括股东代理人）所持表决权的三分之二以上通过。

3、公司在特殊情况下无法按照既定的现金分红政策或最低现金分红比例确定当年利润分配方案的，应当在年度报告中披露具体原因以及独立董事的明确意见。公司当年利润分配方案应当经出席股东大会的股东所持表决权的三分之二以

上通过。

（六）股利分配政策的调整

1、如果公司因外部经营环境或自身经营状况发生较大变化而需要调整利润分配政策的，调整后的利润分配政策不得违反证券监管部门的有关规定。上述“外部经营环境或自身经营状况的较大变化”系指以下情形之一：如经济环境重大变化、不可抗力事件导致公司经营亏损；主营业务发生重大变化；重大资产重组等。

2、公司董事会在研究论证调整利润分配政策的过程中，应当充分考虑独立董事和中小股东的意见。董事会在审议调整利润分配政策时，需经全体董事过半数同意，且经二分之一以上独立董事同意方为通过。

3、对本章程规定的利润分配政策进行调整或变更的，应当经董事会审议通过后提交股东大会审议，且公司可提供网络形式的投票平台为股东参加股东大会提供便利。公司应以股东权益保护为出发点，在股东大会提案中详细论证和说明原因。股东大会在审议利润分配政策的调整或变更事项时，应当经出席股东大会的股东（包括股东代理人）所持表决权的三分之二以上通过。

四、公司股东未来分红回报规划

（一）公司分红回报规划制定考虑因素

公司着眼于公司的长远和可持续发展，在综合分析公司经营发展实际、股东要求和意愿、社会资金成本、外部融资环境等因素，征求和听取股东尤其是中小股东的要求和意愿，充分考虑公司目前及未来盈利规模、现金流量状况、发展所处阶段、项目投资资金需求、本次发行融资、银行信贷及债权融资环境等因素，平衡股东的短期利益和长期利益的基础上制定股东分红回报规划，建立对投资者持续、稳定、科学的回报规划与机制，对股利分配做出制度性安排，并藉此保持公司利润分配政策的连续性和稳定性。

（二）公司分红回报规划制定原则

1、本公司在本次发行上市后将采取现金、股票或其他符合法律法规规定的

方式分配股票股利，并根据公司经营情况进行中期现金分红。

2、本公司的利润分配政策将重视对投资者的合理投资回报，并保持利润分配政策的连续性和稳定性。

3、在公司盈利、现金流满足公司正常经营和中长期发展战略需要的前提下，公司将优先选择现金分红方式，并保持现金分红政策的一致性、合理性和稳定性，保证现金分红信息披露的真实性。

（三）公司分红回报的具体政策

1、公司在上市后前三年内，将采取现金分红、股票股利或者现金分红与股票股利相结合的方式进行利润分配，并优先选择现金分红方式进行分配。在留足法定公积金后，每年以现金方式分配的利润应不少于当年实现的可分配利润的20%。

2、如在公司上市后前三年内公司经营业绩快速增长，董事会可以在现金分红的基础上，根据公司的经营业绩与股本规模的匹配情况择机发放股票股利；也可以根据公司的盈利情况及资金需求状况提议公司进行中期现金分红。

3、公司董事会经综合考虑所处行业特点、发展阶段、自身经营模式、盈利水平及未来重大资金支出安排等因素后认为，公司目前发展阶段属于成长期，资金需求量较大，因此公司上市后前三年进行利润分配时，现金分红在利润分配中所占比例最低达到20%。

4、上述利润分配后的留存未分配利润将用于补充公司生产经营所需的流动资金及投资。

（四）公司分红回报的决策机制

1、公司董事会应根据股东大会制定并列入公司章程的利润分配政策，以及公司未来发展计划，在充分考虑和听取股东（特别是公众投资者）、独立董事的意见基础上，每三年制定一次具体的股东分红回报规划。董事会制定的股东分红回报规划应经全体董事过半数同意且经独立董事过半数同意方能通过。

2、若因公司利润分配政策进行修改或公司经营环境或者自身经营状况发生

较大变化而需要调整股东分红回报规划的，该调整应限定在利润分配政策规定的范围内，经全体董事过半数同意并经独立董事过半数同意方能通过。

（五）公司分红政策的变更

公司董事会应根据股东大会制定或修订的利润分配政策，至少每三年重新审阅一次《股东分红回报规划》，根据股东（特别是公众投资者）、独立董事的意见对公司正在实施的股利分配政策作出适当且必要的修改，确定该时段的股东分红回报规划，并确保调整后的股东分红回报规划不违反利润分配政策的有关规定。董事会制定的股东分红回报规划应经全体董事过半数并经独立董事过半数同意方可通过。

五、本次发行前滚存利润的分配安排

根据公司 2019 年第三次临时股东大会决议，公司首次公开发行股票前的滚存利润将由发行后的新老股东按照届时的持股比例共同享有。

第十五节 其他重要事项

一、信息披露和投资者关系情况

（一）信息披露部门

公司负责信息披露和与投资者关系的部门：证券事务部

董事会秘书：张利

地址：杭州市江干区凯旋街道凤起东路8号

联系电话：0571-86664353

传真：0571-87901229

电子信箱：ZJNEPE@163.com

（二）信息披露原则

公司将严格按照《公司法》《证券法》等法律、法规、规则的要求，遵循真实性、准确性、完整性、及时性原则披露信息。

（三）信息披露内容

公开披露的信息主要包括定期报告和临时报告等。年度报告、中期报告、季度报告为定期报告，其他报告为临时报告。

（四）信息披露媒介

公司将通过中国证监会指定的报刊和网站披露信息。公司应披露的信息也可以载于公司网站和其他公共媒体，但刊载的时间不得先于指定的报刊和网站。公司不以新闻发布会或答记者问等形式代替信息披露。

二、重要合同

截至2020年12月31日，公司正在履行的重大合同，主要是销售合同、采

购合同、借款合同、担保合同及承销协议和保荐协议等，具体如下：

（一）购售电合同

截至 2020 年 12 月 31 日，公司及其下属分、子公司与前五大客户签订的正在履行的重要购售电合同具体情况如下：

序号	合同名称	电站名称	售电方	购电方	合同期限	
1	购售电合同	滩坑水电站	北海水电	国网浙江省电力有限公司	2016.01.01-2021.04.30	
2	非省统调电厂购售电合同	华光潭一、二级水电站	华光潭水电	国网浙江省电力有限公司杭州供电公司	2020.06.18-2025.06.17	
3	非省统调电厂购售电合同	毛洋水电站	大洋水电	国网浙江省电力有限公司丽水供电公司	2020.08.17-2025.08.16	
4	非省统调电厂购售电合同	新桥头水电站	大洋水电		2020.08.17-2025.08.16	
5	非省统调电厂购售电合同	岩樟溪一、二级水电站	岩樟溪水电		2020.09.25-2025.09.24	
6	非省统调电厂购售电合同	谢村源二、三级水电站	谢村源水电		2016.08.25-2021.08.24	
7	非省统调电厂购售电合同	安民一、二级水电站	安民水电		2016.06.01-2021.05.31	
8	非省统调电厂购售电合同	应村水电站	龙川水电		2016.01.04-2021.01.03	
9	光伏电站购售电合同	松阳光伏地面电站	松阳光伏		2016.07.20-2021.07.19	
10	光伏电站购售电合同	仙丰光伏电站	长兴新能		国网浙江省电力有限公司湖州供电公司	2020.07.29-2025.07.28
11	光伏电站购售电合同	力诺光伏电站	衢州光能		国网浙江省电力有限公司衢州供电公司	2017.04.08-2022.04.07
12	光伏电站购售电合同	客路村 30MW 农光互补光伏项目	龙游新能源	2017.06.08-2022.06.07		
13	浙江省电力有限公司光伏项目购售电合同	金田铜业一期分布式光伏电站	江北浙源	国网浙江省电力有限公司宁波供电公司	2018.06.15-2021.06.14	
14	浙江省电力有限公司光伏项目购售电合同	金田铜业二期分布式光伏电站	江北浙源		2018.06.15-2021.06.14	
15	浙江省电力有限公司光伏电站购售电合同	金田材料分布式光伏电站	杭州湾浙源		2018.12.21-2021.12.20	
16	光伏电站购售电合同	宁海成塘 22MWp 渔光互补发电项目	聚合光伏		2020.05.28-2024.05.27	

序号	合同名称	电站名称	售电方	购电方	合同期限
17	分布式光伏电站购售电合同	松阳光伏小康电站（赤寿乡红连村子站）	松阳浙源	国网浙江松阳县供电公司	2018.06.26-2023.06.25
18	分布式光伏电站购售电合同	松阳光伏小康电站（赤寿乡石板弄子站）	松阳浙源		2018.06.26-2023.06.25
19	分布式光伏电站购售电合同	松阳光伏小康电站（西屏街道子站）	松阳浙源		2018.06.26-2023.06.25
20	分布式光伏电站购售电合同	松阳光伏小康电站（大东坝镇子站）	松阳浙源		2018.06.26-2023.06.25
21	分布式光伏发电项目发用电合同	京九电源屋顶光伏电站	永修浙源	国网江西省电力有限公司永修县供电分公司	2017.12.25-2022.12.24
22	分布式光伏发电购售电合同	余杭梦想小镇屋顶分布式光伏电站	杭州浙源	国网浙江杭州市余杭区供电公司	2017.12.28-2022.12.27
23	分布式光伏发电购售电合同	余杭梦想小镇屋顶分布式光伏电站	杭州浙源		2017.12.28-2022.12.27
24	分布式光伏发电购售电合同	余杭梦想小镇屋顶分布式光伏电站	杭州浙源		2017.12.29-2022.12.28
25	光伏电站购售电合同	中远海运重工屋顶分布式光伏电站	舟山浙源	国网浙江省电力有限公司舟山供电公司	2018.12.26-2023.12.25
26	2020年宁夏电网购售电合同	中卫正泰迎水桥中卫十五光伏电站	中卫光伏	国网宁夏电力有限公司	2020.01.01-2020.12.31
27	2020年宁夏电网购售电合同	中卫清银镇罗中卫三十四光伏电站	中卫太阳能		2020.01.01-2020.12.31
28	购售电合同	帷盛上河湾光伏电站	金昌太阳能	国网甘肃省电力公司	2014.12.22-2020.12.31
29	购售电合同	正泰红沙岗光伏电站	民勤光伏		2017.12.01-2022.12.31
30	购售电合同	高台县高崖子滩光伏电站	高台光伏		2020.06.01-2025.06.01
31	购售电合同	嘉峪关正泰光伏电站	嘉峪关光伏		2017.12.01-2022.12.31
32	光伏购售电合同	敦煌天润光伏电站	天润新能		2018.01.18-2023.12.31
33	购售电合同	敦煌正泰一期光伏电站	敦煌光伏		2012.06.01-2017.12.31
34	购售电合同	敦煌正泰二期光伏电站	敦煌光伏		2017.10.10-2022.12.31
35	购售电合同	正泰红柳柳园光伏电站	瓜州光伏		2015.10.15-2021.12.31

序号	合同名称	电站名称	售电方	购电方	合同期限
36	购售电合同	清能上河湾光伏电站	金昌电力		2020.06.01-2025.06.01
37	购售电合同	永昌正泰一期光伏电站 永昌正泰二期光伏电站	永昌光伏		2020.06.01-2025.06.01
38	风力发电场购售电合同	洞头风电场	洞头风电分公司	国网浙江省电力有限公司温州市洞头区供电公司	2018.01.01-2023.12.31
39	浙能宁波金田光伏电站电量结算协议	金田铜业一、二期分布式光伏电站	江北浙源	宁波金田铜业(集团)股份有限公司	2018.01.01-2037.12.31
40	浙能杭州湾金田新材料分布式光伏发电项目电量结算协议	金田材料分布式光伏电站	杭州湾浙源	宁波金田新材料有限公司	2018.12.25-2038.12.24
41	九江市永修县江西京九电源(九江)有限公司分布式光伏发电项目购售电协议	京九电源屋顶光伏电站	永修浙源	江西京九电源(九江)有限公司	协议期限为5年,自电力部门完成接入工程开始计算
42	分布式光伏发电项目发用电合同	南康中学1.43MW屋顶光伏项目	赣州新能源	国网江西省电力有限公司赣州市南康区供电分公司	2015.06.03-2020.06.02
43	分布式光伏发电项目发用电合同	南康爱康光伏项目	赣州新能源		2017.12.29-2022.12.28
44	光伏电站购售电合同	精河一期20MW并网光伏发电项目	新疆电力	国网新疆电力有限公司	2020.01.01-2024.12.31
45	光伏电站购售电合同	精河二期20MW并网光伏发电项目	新疆电力		2020.01.01-2024.12.31
46	光伏电站购售电合同	精河三期30MW并网光伏发电项目	新疆电力		2016.01.20-2020.12.31
47	光伏电站购售电合同	精河四期20MW并网光伏发电项目	新疆电力		2016.01.20-2020.12.31
48	光伏电站购售电合同	柯坪县20MW光伏并网电站	柯坪电力		2020.01.01-2024.12.31
49	光伏电站购售电合同	博州一期30MW并网光伏发电项目	博州新能源		2021.01.01-2021.12.31
50	光伏电站购售电合同	博州二期20MW并网光伏发电项目 博州三期30MW并网光伏发电项目 博州四期20MW并网光伏发电项目	博州新能源		2020.01.01-2024.12.31
51	光伏电站购售电合同	博州五期60MW并	博乐新能源		2021.01.01-2021.12.31

序号	合同名称	电站名称	售电方	购电方	合同期限
		网光伏发电项目			
52	光伏电站购售电合同	博州六期 20MW 并网光伏发电项目	博乐新能源		2021.01.01-2021.12.31
53	光伏电站购售电合同	特克斯昱辉光伏发电项目	特克斯太阳能		2020.01.01-2024.12.31
54	光伏电站购售电合同	奇台一期 30MW 并网光伏发电项目	聚阳能源		2020.01.01-2024.12.31
55	光伏电站购售电合同	奇台二期 30MW 并网光伏发电项目	聚阳能源		2020.01.01-2024.12.31
56	光伏电站购售电合同	五家渠浙能新能源六师北塔山牧场 50MWp 光伏发电项目	五家渠光伏		2020.12.14-2021.12.31
57	光伏电站购售电合同	五家渠浙能新能源六师北塔山牧场 20MWp 光伏发电项目	五家渠新能		2020.12.14-2021.12.31
58	风力发电场购售电合同	五家渠浙能新能源六师北塔山牧场 100MW 风电项目	五家渠新能		2020.12.14-2021.12.31
59	2020-2022 年青海电网并网新能源电站优先发电合同	乌兰一期 20MW 并网光伏发电项目	青海昱辉	国网青海省电力公司	2020.01.01-2022.12.31
60	2020-2022 年青海电网并网新能源电站优先发电合同	乌兰二期 20MW 并网光伏发电项目	青海昱辉		2020.01.01-2022.12.31

注：截至本招股意向书签署之日，上述第 26、27、28、33、42、46、47 项合同已到期，发行人与电网公司正在协商续签合同，在新合同签署前，原合同延续执行。

（二）采购合同

截至 2020 年 12 月 31 日，公司正在履行的金额为 1,000 万元及以上的 EPC 总承包工程、技术服务、运维服务和设备购建等采购合同具体情况如下：

单位：万元

序号	合同名称	采购单位	供应商名称	合同金额	签订日期
1	浙能杭州湾金田新材料分布式光伏发电项目 EPC 总承包工程	杭州湾浙源	浙江正泰新能源开发有限公司	4,235.77	2018.10.31
2	舟山中远海运重工有限公司 19.9MWp 屋顶分布式光伏发电项目 EPC 总承包工程	舟山浙源	中机国能浙江工程有限公司	9,060.12	2018.12.01
3	江苏竹根沙（H2#）300MW 海上风电场项目 EPC 总承包工程	东台双创新能	中国电建集团华东勘测设计研究院有限公	448,977.00	2018.12.05

序号	合同名称	采购单位	供应商名称	合同金额	签订日期
			司		
4	江苏竹根沙 H2#300MW 海上风电场运维技术服务合同	东台双创新能	盐城景泰风电科技有限公司	10,805.00	2018.12.05
5	浙江嘉兴 1 号海上风电场工程 EPC 总承包工程	嘉兴海上风电	浙江省电力建设有限公司、中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司	438,390.01	2018.12.24
6	浙江嘉兴 1 号海上风电场工程施工监理合同	嘉兴海上风电	上海东华建设管理有限公司	1,000.00	2019.02.18
7	江苏竹根沙 (H2#) 300MW 海上风电场施工监理合同	东台双创新能	上海东华建设管理有限公司	1,076.27	2019.02.28
8	大柴旦浙能新能源有限公司海西华汇大柴旦 50 兆瓦风电项目 EPC 总承包项目合同	大柴旦新能源	上海电力设计院有限公司	38,910.00	2018.11
9	五家渠浙能新能源六师北塔山牧场 100MW 风电项目工程总承包 (EPC) 合同	五家渠新能	湖北省电力勘测设计院有限公司	25,655.56	2019.12.30
10	浙能宁夏中卫香山风电项目工程总承包 (EPC) 合同	宁夏新能源	中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司、中电建宁夏工程有限公司	18,919.67	2019.10.28
11	浙江省能源集团有限公司 1m ³ /h 氢液化系统关键技术研究及示范项目合同	北海水电	北京航天雷特机电工程有限公司	6,383.00	2019.12.31
12	北海水电新能源智能管控平台研究项目合同	北海水电	浙江浙能技术研究院有限公司	2,313.00	2019.09.11
13	浙能宁夏中卫香山风电项目风力发电机组及附属设备合同文本	宁夏新能源	中车株洲电力机车研究所有限公司	42,000.00	2019.09.23
14	宁海成塘 22MW“渔光互补”光伏发电项目 EPC 总承包工程合同协议书	聚合光伏	中机国能浙江工程有限公司	8,196.50	2019.09
15	五家渠浙能新能源六师北塔山牧场 20MWp 光伏发电项目工程总承包 (EPC)	五家渠新能	中机国能浙江工程有限公司	6,969.43	2020.08
16	五家渠浙新能六师北塔山牧场 50MWp 光伏发电项目工程总承包 (EPC) 合同	五家渠光伏	湖北省电力勘测设计院有限公司	17,390.56	2020.09

(三) 借款合同

1、借款合同

截至 2020 年 12 月 31 日,公司正在履行的合同金额 10,000.00 万元及以上的借款合同情况如下:

单位: 万元

序号	借款合同编号	债务人	债权人	合同金额	借款期限	借款利率
1	2014ZTYC001; 转移协议: 2014ZTYC001001	浙江新能	工商银行浙江省分行、进出口行	85,000.00	2014.6.20- 2029.6.18	基准利率 上浮 5%
2	3310201301100000433; 转移协议: 3310201301100000433001	浙江新能	国开行、工商银行浙江省分行	85,000.00	2013.10.30- 2025.10.28	基准利率 上浮 3%
3	3310201301100000283; 转移协议: 3310201301100000283001	浙江新能	国开行	62,500.00	2013.4.17- 2031.4.16	基准利率
4	3310201501100000812; 转移协议: 3310201501100000812001	浙江新能	国开行、进出口行	60,000.00	2015.5.5- 2028.5.4	基准利率 上浮 5%
5	95132018280091	浙江新能	浦发银行杭州高新支行	51,054.11	2018.6.29- 2023.6.29	基准利率
6	(2013) 进出银 (浙信合) 字第小-101 号; 转移协议: (2018) 进出银 (浙债转) 字第 5-666 号	浙江新能	进出口行	41,800.00	2013.11.20- 2027.11.19	基准利率
7	2015 (钱江) 字 00051 号; 转移协议: 2015 (钱江) 字 00051 号-001	浙江新能	工商银行杭州分行	18,000.00	2015.3.27- 2030.3.26	基准利率
8	3310201301100000524; 转移协议: 3310201301100000524001	浙江新能	国开行	15,700.00	2014.3.3- 2029.3.2	基准利率
9	3310201501100000846; 转移协议: 3310201501100000846001	浙江新能	国开行	13,000.00	2015.8.28- 2030.8.27	基准利率 上浮 5%
10	2016 年 (钱江) 字 00005 号; 转移协议: 2016 年 (钱江) 字 00005 号-001	浙江新能	工商银行杭州分行	12,000.00	2016.2.2- 2031.2.1	基准利率 上浮 5%
11	2020 信银杭省贷字第 811088213190 号	浙江新能	中信银行杭州分行	20,000.00	2020.1.10- 2021.1.10	LPR 加 20 基点
12	2020 信银杭省贷字第	浙江新能	中信银行杭州	20,000.00	2020.1.17-	LPR 加 20

序号	借款合同编号	债务人	债权人	合同金额	借款期限	借款利率
	811088215627号		分行		2021.1.17	基点
13	2020信银杭省贷字第811088246450号	浙江新能	中信银行杭州分行	10,000.00	2020.7.29-2021.7.28	4.35%
14	07100LK20A6FK1E	浙江新能	宁波银行杭州分行	10,000.00	2020.11.10-2021.11.10	3.85%
15	07100LK20A727HJ	浙江新能	宁波银行杭州分行	10,000.00	2020.12.3-2021.12.3	3.85%
16	95132020280219	浙江新能	浦发银行杭州高新支行	26,000.00	2020.10.30-2026.1.17	LPR
17	TK/YT1	北海水电	工商银行丽水分行、农业银行丽水分行	300,000.00	2005.4.7-2024.8.10	基准利率下浮10%
18	YWLD2020076	北海水电	浙能财务公司	30,000.00	2020.7.27-2021.7.26	4.35%
19	YWLD2020105	北海水电	浙能财务公司	10,000.00	2020.10.13-2021.10.12	4.35%
20	ZJ2016-127020-02	浙能环亚	建设银行杭州之江支行	15,300.00	2016.12.12-2028.9.11	基准利率上浮10%
21	YWXD2018003	江北浙源	浙能财务公司	15,700.00	2018.6.25-2033.6.24	基准利率下浮10%
22	YWXD2019005	东台双创新能	浙能财务公司	50,000.00	2019.4.26-2035.12.18	基准利率下浮10%
23	JXFD2019-05-16-010A	嘉兴海上风电	建设银行平湖支行	190,000.00	2019.5.27-2034.4.26	基准利率下浮10%
24	YWXD2018006	嘉兴海上风电	浙能财务公司	50,000.00	2018.12.24-2033.12.23	基准利率下浮10%
25	571HT2019082845	嘉兴海上风电	招商银行杭州分行	90,000.00	2019.7.8-2037.7.7	基准利率下浮10%
26	YWXD2020003	嘉兴海上风电	浙能财务公司	50,000.00	2020.4.17-2033.12.23	LPR减34基点
27	33010420200000813	嘉兴海上风电	农业银行杭州分行	150,000.00	2020.4.22-2038.4.20	LPR减39基点
28	0120200069-2020年(之江)字00260号	嘉兴海上风电	工商银行杭州之江支行	100,000.00	2020.9.4-2035.9.22	LPR减44基点
29	2016年(信贷)字00165号	嘉峪关光伏	工商银行嘉峪关分行	14,200.00	2016.10.27-2031.10.26	基准利率
30	DTSC2019-048	东台双创新能	中国银行杭州城东支行	100,000.00	2019.11.26-2034.11.25	基准利率下浮10%
31	0120200069-2019年(之江)字00057号	东台双创新能	工商银行杭州之江支行	160,000.00	2019.7.29-2034.7.28	基准利率下浮10%
32	DTSC2020-001	东台双创新能	建设银行东台	160,000.00	2020.5.20-	LPR减44

序号	借款合同编号	债务人	债权人	合同金额	借款期限	借款利率
		能	支行		2034.11.20	基点
33	[2020]邮银盐 GS007	东台双创新能	邮储银行盐城分行	160,000.00	2020.5.15-2034.8.11	LPR 减 44 基点
34	DTSC2020-036	东台双创新能	浙能财务公司	10,000.00	2020.12.18-2037.12.17	LPR 减 44 基点
35	2040099992016112291	博州新能源	进出口行江苏省分行	69,000.00	2016.9.28-2026.9.27	基准利率上浮 10%
36	3310201201100000032	瑞旭投资	国开行	22,000.00	2012.7.27-2027.7.26	基准利率上浮 5%
37	3310201301100000268	瑞旭投资	国开行	16,000.00	2013.3.19-2028.3.18	基准利率上浮 10%
38	3310201301100000269	瑞旭投资	国开行	16,000.00	2013.3.19-2028.3.18	基准利率上浮 10%
39	322020151100000401	新疆电力	国开行	15,000.00	2015.9.24-2025.9.23	基准利率上浮 10%
40	3220201301100000154、 3220201301100000154002	新疆电力	国开行	10,000.00	2014.4.17-2022.4.16	按基准利率逐笔确定
41	3220201301100000088	新疆电力	国开行	10,000.00	2013.4.25-2023.4.24	基准利率
42	3220201501100000414	新疆电力	国开行	11,000.00	2015.10.29-2025.10.28	基准利率上浮 10%
43	3220201501100000339	聚阳能源	国开行	15,000.00	2015.4.10-2025.4.9	基准利率下浮 5%
44	3220201501100000421	聚阳能源	国开行	14,000.00	2015.11.24-2025.11.23	基准利率上浮 10%
45	3220201501100000334	特克斯太阳能	国开行	11,000.00	2015.10.29-2025.10.28	基准利率上浮 5%
46	64010420200000023	宁夏新能源	农业银行	57,000.00	2020.4.21-2035.4.20	LPR 减 39 基点
47	YWXD2020001	五家渠新能	浙能财务公司	60,000.00	2020.2.27-2034.2.26	LPR 减 34 基点
48	[2020]邮银昌 GS001	五家渠新能	邮储银行昌吉分行	36,500.00	180 个月	LPR 减 44 基点
49	YWXD2020008	五家渠光伏	浙能财务公司	18,495.00	2020.9.28-2035.10.19	LPR 减 24 基点

2、委托借款合同

单位：万元

序号	借款合同编号	借款人	委托人	贷款人	合同金额	借款期限	借款利率
1	2018年委借字第000002号	浙江新能	浙能集团	工商银行杭州保俶支行	120,000.00	2018.2.1-2021.1.31	5.50%
2	YWWD2020068	浙江新能	浙能集团	浙能财务公司	250,000.00	2020.6.12-2023.6.9	4.35%
3	(2015)贷字YWWD2015083	北海水电	浙能集团	浙能财务公司	65,000.00	2015.11.9-2021.11.8	基准利率下浮10%
4	YWWD2020016	新疆电力	浙江新能	浙能财务公司	43,050.00	2020.2.28-2023.2.27	5.50%
5	YWWD2020015	大柴旦新能源	浙江新能	浙能财务公司	10,000.00	2020.2.25-2021.2.24	5.50%
6	YWWD2020091	大柴旦新能源	浙江新能	浙能财务公司	11,000.00	2020.12.23-2021.12.22	4.72%
7	YWWD2020021	青海昱辉	浙江新能	浙能财务公司	10,450.00	2020.3.12-2022.3.11	5.50%

(四) 担保合同

截至2020年12月31日，公司重要借款合同对应的担保合同如下表所示：

序号	合同编号	借款合同编号	借款人	担保期限	担保情况
1	2014ZTYC001号银团贷款合同的抵押合同	2014ZTYC001；转移协议： 2014ZTYC001001	浙江新能	2014.6.20-2029.6.18	正泰甘肃永昌县河清滩100MWp并网光伏电站项目的固定资产
2	2014ZTYC001号银团贷款合同的质押合同			2014.6.20-2029.6.18	正泰甘肃永昌县河清滩100MWp并网光伏电站项目建成后，永昌正泰光伏发电有限公司享有的全部电费收费权及其项下全部收益的收费权
3	2014ZTYC001号银团贷款合同的质押合同			2014.6.20-2029.6.18	浙江新能所持有的永昌正泰光伏发电有限公司10,863万股
4	3310201301100000433号银团贷款合同的抵押合同	3310201301100000433；转移协议 3310201301100000433001	浙江新能	2013.10.30-2025.10.28	正泰甘肃高台县高崖子滩100MWp并网光伏电站项目的固定资产
5	3310201301100000433号银团贷款合同的质押合同			2013.10.30-2025.10.28	正泰甘肃高台县高崖子滩100MWp并网光伏电站项目建成后，高台光伏享有的电费收费权及其项下全部收益的收费权
6	3310201301100000433号银团贷款合同的质押合同			2013.10.30-2025.10.28	浙江新能所持有的高台县正泰光伏发电有限公司51%的股权

序号	合同编号	借款合同编号	借款人	担保期限	担保情况
7	3310201301100000283号借款合同的抵押合同	3310201301100000283; 转移协议: 3310201301100000283001	浙江新能	2013.4.17-2031.4.16	甘肃敦煌正泰 50MWp 光伏并网发电站项目的全部资产
8	3310201301100000283号借款合同的质押合同			2013.4.17-2031.4.16	甘肃敦煌正泰 50MWp 光伏并网发电站项目建成后, 敦煌正泰享有的电费收费权及其项下全部收益形成的收费权
9	3310201501100000812号银团贷款合同的质押合同	3310201501100000812; 转移协议: 3310201501100000812001	浙江新能	2015.5.5-2028.5.4	正泰甘肃永昌县河清滩二期 100MWp 并网光伏电站项目建成后, 永昌光伏享有的电费收费权及其项下全部收益
10	3310201501100000812号银团贷款合同的质押合同			2015.5.5-2028.5.4	浙江新能所持有的永昌正泰光伏发电有限公司 21.36%的股权
11	(2013) 进出银(浙信质) 字第小-005 号	(2013) 进出银(浙信合) 字第小-101 号; 转移协议: (2018) 进出银(浙债转) 字第 5-666 号	浙江新能	2013.11.20-2027.11.19	民勤正泰光伏发电有限公司在民勤县红沙岗 50MW 光伏电站电费收费权项下所产生的或将产生的全部收入、所享有的要求违约赔偿的一切权利和所享有的其他权利和利益
12	(2013) 进出银(浙信质) 字第小-006 号			2013.11.20-2027.11.19	存款账户及存款账户内的款项
13	(2014) 进出银(浙信抵) 字第小-002 号			2013.11.20-2027.11.19	民勤正泰光伏发电有限公司所有的机器设备
14	(2018) 进出银(浙信质) 字第 5-005 号			2013.11.20-2027.11.19	浙江新能持有的民勤正泰光伏发电有限公司的股权
15	2015 年(钱江) 字 0051 号-4	2015 (钱江) 字 00051 号; 转移协议: 2015 (钱江) 字 00051 号-001	浙江新能	2015.3.37-2030.3.26	天润新能源甘肃敦煌 30 兆瓦并网光伏发电项目电费收费权
16	3310201301100000524号借款合同的抵押合同	3310201301100000524; 转移协议 3310201301100000524001	浙江新能	2014.3.3-2029.3.2.	正泰宁夏中卫迎水桥 20MWp 并网光伏电站项目建成后形成的全部项目资产
17	3310201301100000524号借款合同的质押合同			2014.3.3-2029.3.2.	正泰宁夏中卫迎水桥 20MWp 并网光伏电站项目建成后, 中卫正泰享有的电费收费权及其项下全部收益
18	3310201301100000524号借款合同、3310201301100000524001 号债权债务概括转移协议的质押合同			2014.3.3-2029.3.2	浙江新能所持有的中卫正泰光伏发电有限公司 51%的股权

序号	合同编号	借款合同编号	借款人	担保期限	担保情况
19	3310201501100000846号借款合同的质押合同	3310201501100000846; 转移协议: 3310201501100000846001	浙江新能	2015.8.28-2030.8.27	正泰银星能源中卫镇罗镇20MWp光伏电站项目建成后, 该公司享有的电费收费权及其项下全部收益
20	3310201501100000846号借款合同、3310201501100000846号债权债务概括转移协议的质押合同			2015.8.28-2030.8.27	浙江新能所持有的中卫清银源新太阳能有限责任公司51%的股权
21	2016年钱江(质)字0012号	2016年(钱江)字00005号; 转让协议: 2016年(钱江)字00005号-001	浙江新能	2016.2.2-2031.2.1	瓜州柳园20兆瓦并网光伏发电项目电费收费权
22	TK/YT2	TK/YT1	北海水电	2004.8.11-2024.8.10	滩坑水电站(3×200MW)项目的售电收益权
23	CXXNY2017-028-02	CXXNY2017-028-01	长兴新能	2017.7.24-2032.7.23	浙能长兴地面光伏电站项目电费收费权
24	ZJ2016-127020-02	ZJ2016-127020-02	浙能环亚	2016.12.12-2028.9.11	浙能松阳地面光伏电站工程项目投产后的部分售电收入
25	YWXD2018003	YWXD2018003	江北浙源	2018.6.25-2035.6.24	宁波江北浙源新能源有限公司的浙能宁波金田铜业(一期)19.9MWp分布式光伏发电项目与浙能宁波金田铜业(二期)9.99MWp分布式光伏发电项目的部分售电收益权
26	YWXD2019005	YWXD2019005	东台双创新能	2019.4.26-2036.4.25	东台双创新能源开发有限公司江苏竹根沙(H2#)300MW海上风电项目的部分售电收益权
27	JXFD2019-05-16-010B	JXFD2019-05-16-010A	嘉兴海上风电	2019.5.27-2034.4.26	浙能嘉兴1#海上风电场工程建成投产后的部分电费收费权
28	YWXD2018006	YWXD2018006	嘉兴海上风电	2018.12.24-2033.12.23	浙江浙能嘉兴海上风力发电有限公司浙能嘉兴1号海上风电场工程项目的部分售电收益权
29	YWXD2020003	YWXD2020003	嘉兴海上风电	2020.4.17-2033.12.23	浙江浙能嘉兴海上风力发电有限公司浙能嘉兴1号海上风电场工程项目的部分售电收益权
30	33100720200001146	33010420200000813	嘉兴海上风电	2020.4.21-2025.4.20	浙能嘉兴1号海上风电场工程项目的部分售电收益权
31	2016年信贷(质)字0066号	2016年(信贷)字00165号	嘉峪关光伏	2016.10.27-2031.10.26	电费收费权形成的应收账款
32	DTSC2019-049	DTSC2019-048	东台双创新能	2019.11.26-2034.11.25	江苏竹根沙(H2#)300MW海上风电场项目电费收费权

序号	合同编号	借款合同编号	借款人	担保期限	担保情况
33	0120200069-2019年 (之江)字 00057 号-1	0120200069-2019 年(之江)字 00057 号	东台双 创新能	2019.7.29- 2034.7.28	江苏竹根沙(H2#)300MW海上 风电场项目电费收费权
34	DTSC2020-002	DTSC2020-001	东台双 创新能	2020.5.11- 2034.11.20	江苏竹根沙(H2#)300MW海上 风电项目建成投产后的部分电费 收费权
35	[2020]邮银盐 GS007-1	[2020]邮银盐 GS007	东台双 创新能	2020.5.15- 2034.8.11	江苏竹根沙(H2#)300MW海上 风电项目投产后享有的部分电费 收费权及其项下全部收益
36	571HT201908284501	571HT2019082845	嘉兴海 上风电	2019.7.8- 2037.7.7	浙能嘉兴1号海上风电场工程建 成投产后的部分电费收费权
37	2040099992016112291 DY01	204009999201611	博州 新能源	2016.9.28- 2026.9.27	九州方园博州新能源有限公司持 有的固定资产
38	2040099992016112291 ZY02	2291		2016.9.28- 2026.9.27	九州方园博州新能源有限公司的 应收账款
39	Z1233100026	331020120110000 0032	瑞旭 投资	2012.7.27- 2027.7.26	青海乌兰20兆瓦并网光伏发电项 目的电费收费权及其项下全部收 益
40	3310201201100000032 号借款合同的保证合 同			2012.7.27- 2027.7.26	清能发展提供连带责任保证
41	3310201301100000268 号借款合同的抵押合 同	331020130110000 0268	瑞旭 投资	2013.3.19- 2028.3.18	浙江瑞旭阿克苏柯坪20MW光伏 并网发电项目项下全部可供抵押 资产
42	3310201301100000268 号借款合同的质押合 同			2013.3.19- 2028.3.18	浙江瑞旭阿克苏柯坪20MW光伏 并网发电项目建成后,柯坪嘉盛 阳光电力有限公司享有的电费收 费权及其项下全部权益
43	3310201301100000268 号借款合同的质押合 同			2013.3.19- 2028.3.18	浙江瑞旭投资有限公司持有的柯 坪嘉盛阳光电力有限公司全部股 权
44	3310201301100000268 号借款合同的保证合 同			2013.3.19- 2028.3.18	清能发展提供连带责任保证
45	3310201301100000269 号借款合同的抵押合 同	331020130110000 0269	瑞旭 投资	2013.3.19- 2028.3.18	青海乌兰20兆瓦并网光伏发电 (二期)项目项下全部可供抵押 资产
46	3310201301100000269 号借款合同的质押合 同			2013.3.19- 2028.3.18	青海乌兰20兆瓦并网光伏发电 (二期)项目建成后,青海昱辉 新能源有限公司享有的电费收费 权及其项下全部权益
47	3310201301100000269			2013.3.19-	浙江瑞旭投资有限公司持有的青

序号	合同编号	借款合同编号	借款人	担保期限	担保情况
	号借款合同的质押合同			2028.3.18	海昱辉新能源有限公司全部股权
48	3310201301100000269号借款合同的保证合同			2013.3.19-2028.3.18	清能发展提供连带责任保证
49	322020151100000401号借款合同的抵押合同	322020151100000401	新疆电力	2015.9.24-2025.9.23	新疆爱康电力发展有限公司持有的爱康博州精河三期 30MW 光伏电站项目的固定资产
50	322020151100000401号借款合同的质押合同			2015.9.24-2025.9.23	新疆爱康电力发展有限公司在博州精河三期 30MW 光伏并网发电项目建成后享有的电费收费权及其项下全部收益
51	3220201301100000154号借款合同的抵押合同	3220201301100000154	新疆电力	2014.4.17-2022.4.16	新疆爱康电力发展有限公司持有的爱康博州精河二期 20MW 光伏电站项目的固定资产
52	3220201301100000154号借款合同的质押合同			2014.4.17-2022.4.16	新疆爱康电力发展有限公司在博州精河二期 20MW 光伏并网发电项目建成后享有的电费收费权及其项下全部收益
53	3220201301100000088号借款合同的抵押合同	3220201301100000088	新疆电力	2013.4.25-2023.4.24	新疆爱康电力发展有限公司持有的爱康博州精河一期 20MW 光伏电站项目的固定资产
54	3220201301100000088号借款合同的质押合同			2013.4.25-2023.4.24	新疆爱康电力发展有限公司在博州精河一期 20MW 光伏并网发电项目建成后享有的电费收费权及其项下全部收益
55	3220201501100000414号借款合同的抵押合同	3220201501100000414	新疆电力	2015.10.29-2025.10.28	新疆爱康电力发展有限公司持有的爱康博州精河四期 20MW 光伏电站项目的固定资产
56	3220201501100000414号借款合同的质押合同			2015.10.29-2025.10.28	新疆爱康电力发展有限公司在博州精河四期 20MW 光伏并网发电项目建成后享有的电费收费权及其项下全部收益
57	3220201501100000339号借款合同的抵押合同	3220201501100000339	聚阳能源	2015.4.10-2025.4.9	新疆聚阳能源科技有限公司在爱康奇台农场一期 30 兆瓦光伏电站项目建成后享有的电费收费权及其项下全部收益
58	3220201501100000339号借款合同的质押合同			2015.4.10-2025.4.9	新疆聚阳能源科技有限公司在爱康奇台农场一期 30 兆瓦光伏电站项目的固定资产
59	3220201501100000421号借款合同的抵押合同	3220201501100000421	聚阳能源	2015.11.24-2025.11.23	新疆聚阳能源科技有限公司在爱康奇台农场二期 30 兆瓦光伏电站

序号	合同编号	借款合同编号	借款人	担保期限	担保情况
	同				项目的固定资产
60	3220201501100000421号借款合同的质押合同			2015.11.24-2025.11.23	新疆聚阳能源科技有限公司在爱康奇台农场二期30兆瓦光伏电站项目建成后享有的电费收费权及其项下全部收益
61	3220201501100000334号借款合同的抵押合同			2015.3.27-2025.3.26	特克斯昱辉太阳能开发有限公司持有的固定资产
62	3220201501100000334号借款合同的质押合同	3220201501100000334	特克斯太阳能	2015.3.27-2025.3.26	特克斯昱辉太阳能开发有限公司在爱康伊犁特克斯20兆瓦光伏并网发电项目建成后享有的电费收费权及其项下全部收益
63	YWXD2020001	YWXD2020001	五家渠新能	2020.2.27-2034.2.26	五家渠浙能新能源六师北塔山牧场100MW风电项目的部分售电收益权
64	[2020]邮银昌GS001-1	[2020]邮银昌GS001	五家渠新能	180个月	五家渠浙能新能源六师北塔山牧场100MW风电项目电费收费权
65	YWXD2020008	YWXD2020008	五家渠光伏	2020.9.28-2035.10.19	五家渠光伏六师北塔山牧场50兆瓦光伏发电项目的部分售电收益权

(五) 融资租赁合同

截至2020年12月31日，公司正在履行的、租赁本金金额为5,000.00万元及以上的融资租赁合同具体情况如下：

单位：万元

序号	承租人	出租人	租赁标的	租赁期限	租赁本金	年租赁利率(%)	服务费
1	松阳光伏	璞能租赁	太阳能电池组件	2016.5.26-2031.5.25	5,000.00	4.15	期初租赁本金余额的1.00%/年
2	长兴新能	浙能租赁	光伏组件	2017.1.24-2032.1.23	5,661.94	4.40	期初本金余额的0.60%/年
3	长兴新能	璞能租赁、浙能租赁	光伏组件	2017.4.27-2032.4.26	9,856.00	4.40	期初本金余额的0.60%/年
4	衢州光伏	浙能租赁	设备	2017.4.15-2029.1.15	10,000.00	4.75	租赁本金的1.80%
5	永修浙源	璞能租赁	设备	2017.12.20-2022.12.20	6,580.70	4.90	租赁本金的1.02%/年
6	博乐新能源	璞能租赁	光伏组件等设备	2018.10.30-2021.10.18	24,485.00	5.50	租赁本金的1.50%
7	博乐新能源	璞能租赁	光伏组件	2018.10.31-	26,915.00	5.50	租赁本金的1.50%

序号	承租人	出租人	租赁标的	租赁期限	租赁本金	年租赁利率 (%)	服务费
			等设备	2021.10.18			
8	四子王旗能源	璞能租赁	光伏组件等设备	2019.3.12-2022.3.4	12,360.00	6.25	租赁本金的 1.50%
9	伊阳能源	浙能租赁	光伏组件等设备	2018.10.31-2021.10.18	10,000.00	5.50	租赁本金的 1.50%
10	伊阳能源	浙能租赁	光伏组件等设备	2018.10.31-2021.10.18	10,000.00	5.50	租赁本金的 1.50%
11	龙游新能源	璞能租赁	光伏组件等设备	2019.3.6-2027.3.5	14,600.00	5.50	剩余本金的 0.50%/年
12	大柴旦新能源	璞能租赁	风力发电机组及设备	2020.12.18-2035.7.29	10,000.00	5 年期 LPR-0.44 %	无
13	东台双创新能	璞能租赁	风力发电机组	2020.8.28-2035.8.18	24,000.00	5 年期 LPR-0.44 %	无
14	金昌电力	璞能租赁	光伏组件及设备、房屋建筑物	2020.9.17-2030.9.17	33,500.00	5 年期 LPR+0.65 %	无
15	金昌电力	浙能租赁	光伏组件及设备、房屋建筑物	2020.8.28-2021.8.27	20,000.00	5.35%	无
16	五家渠新能源	璞能租赁	风力发电机组	2020.7.15-2035.6.18	17,000.00	5 年期 LPR+0.65 %	无

(六) 财产保险合同

截至 2020 年 12 月 31 日，公司及其下属分、子公司正在履行的投保金额超过 200,000 万元且总保险费超过 1,000 万元的财产保险合同的具体情况如下：

合同名称	投保人	保险人	投保险种	保险金额 (万元)	总保险费 (万元)	合同期限
浙能嘉兴1号海上风电场工程建筑安装工程保险合同	嘉兴海上风电	中国人民财产保险股份有限公司浙江省分公司、中国人寿财产保险股份有限公司宁波市分公司、中国太平洋财产保险股份有限公司浙江分公司	建筑安装工程一切险、雇主责任险	390,000.00 (不含责任赔偿限额)	2,421.78	建筑安装工程期：2019年4月29日零时起至工程整体竣工验收合格证书签发之日止； 保证期：工程整体交工验收后24个月，如工期延期则保证期的起期相

合同名称	投保人	保险人	投保险种	保险金额 (万元)	总保险费 (万元)	合同期限
						应顺延； 雇主责任险期限：自2019年4月29日零时起至2021年4月28日二十四时止（暂定两年期），若延保按照日费率计算。
江苏竹根沙H2海上风电项目建筑/安装工程一切险保险协议	东台双创新能	中国太平洋财产保险股份有限公司南通中心支公司、中国人民财产保险股份有限公司南通市分公司、中国人寿财产保险股份有限公司南通市中心支公司、中国平安财产保险股份有限公司江苏分公司、中国大地财产保险股份有限公司南通中心支公司、阳光财产保险股份有限公司南通中心支公司、中银保险有限公司南通中心支公司	建筑/安装工程一切险	423,677.00 (不含责任险赔偿限额)	2,330.22	建筑期及安装期：工程计划工期共34个月，自2019年1月1日零时起至2021年10月31日24时止（包括存仓期、安装期和试车期）； 保证期：共24个月（保证期的保险期限与工程合同中规定的保证期一致，从工程所有人对部分或全部工程签发完工验收证书或验收合格，或工程所有人实际占有或使用或接收该部分或全部工程时起算，以先发生者为准。）

（七）其他重要合同

1、承销协议：2019年12月18日，公司与本次发行的主承销商财通证券股份有限公司签订了关于首次公开发行股票的承销协议。

2、保荐协议：2019年12月18日，公司与本次发行的保荐人财通证券股份有限公司签订了关于首次公开发行股票并上市的保荐协议。

三、对外担保情况

截至2020年12月31日，公司不存在为除控股子公司外的其他主体提供担保的情形。

四、重大诉讼与仲裁情况

（一）发行人及控股子公司的重大诉讼与仲裁

截至本招股意向书签署之日，公司及控股子公司不存在对财务状况、经营成果、声誉、业务活动、未来前景等可能造成较大影响的诉讼或仲裁事项。

（二）持有发行人 5%及以上股权的重要股东的重大诉讼与仲裁

截至本招股意向书签署之日，持有公司 5%及以上股权的重要股东不存在作为一方当事人的重大诉讼或仲裁事项。

（三）发行人董事、监事、高级管理人员及核心技术人员的重大诉讼与仲裁

截至本招股意向书签署之日，公司董事、监事、高级管理人员及核心技术人员不存在作为一方当事人的重大诉讼或仲裁事项。

截至本招股意向书签署之日，公司董事、监事、高级管理人员及核心技术人员不存在涉及刑事诉讼的情况。

第十六节 董事、监事、高级管理人员及有关中介机构声明

发行人全体董事、监事、高级管理人员声明

本公司全体董事、监事、高级管理人员承诺本招股意向书及其摘要不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对其真实性、准确性、完整性承担个别和连带的法律责任。

全体董事签名：



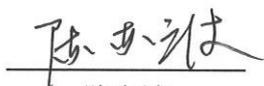
吴荣辉



王树乾



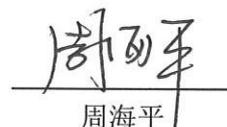
骆红胜



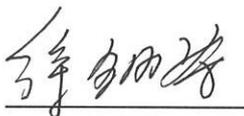
陈东波



周永胜



周海平



徐锡荣



张国昀



孙家红

浙江省新能源投资集团股份有限公司



2021年4月7日

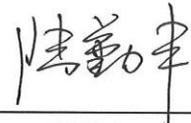
发行人全体董事、监事、高级管理人员声明（续）

本公司全体董事、监事、高级管理人员承诺本招股意向书及其摘要不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对其真实性、准确性、完整性承担个别和连带的法律责任。

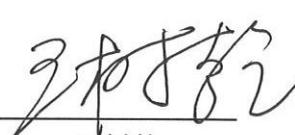
全体监事签名：


沈春杰


徐晓剑


陆勤丰

全体高级管理人员签名：

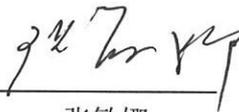

王树乾

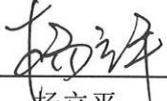

林咸志


贺元启


陈苗水


求晓明


张敏娜


杨立平


张利

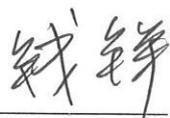
浙江省新能源投资集团股份有限公司



保荐人（主承销商）声明

本公司已对浙江省新能源投资集团股份有限公司招股意向书及其摘要进行了核查，确认不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对其真实性、准确性和完整性承担相应的法律责任。

项目协办人：



钱 铮

保荐代表人：

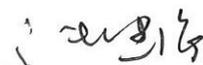


成 政



肖文军

法定代表人：



陆建强



保荐机构董事长、总经理声明

本人已认真阅读浙江省新能源投资集团股份有限公司招股意向书的全部内容，确认招股意向书不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，并对招股意向书真实性、准确性、完整性、及时性承担相应法律责任。

总经理签字： 陆建强

陆建强

董事长签字： 陆建强

陆建强

财通证券股份有限公司



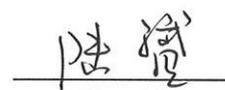
发行人律师声明

本所及经办律师已阅读浙江省新能源投资集团股份有限公司招股意向书及其摘要，确认招股意向书及其摘要与本所出具的法律意见书和律师工作报告无矛盾之处。本所及经办律师对发行人在招股意向书及其摘要中引用的法律意见书和律师工作报告的内容无异议，确认招股意向书不致因上述内容而出现虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对其真实性、准确性和完整性承担相应的法律责任。

经办律师：


陈益文


赵婷


陆贇

律师事务所负责人：


张学兵



北京市中伦律师事务所

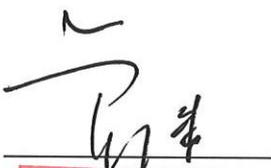
2021年4月7日

会计师事务所声明

本所及签字注册会计师已阅读招股意向书及其摘要，确认招股意向书及其摘要与本所出具的审计报告、内部控制鉴证报告及经本所核验的非经常性损益明细表无矛盾之处。本所及签字注册会计师对发行人在招股意向书及其摘要中引用的审计报告、内部控制鉴证报告及经本所核验的非经常性损益明细表的内容无异议，确认招股意向书不致因上述内容而出现虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对其真实性、准确性和完整性承担相应的法律责任。

签字注册会计师：


中国注册会计师
李士龙
330000012148


中国注册会计师
曾涛
330000012268

会计师事务所负责人：


中国注册会计师
李惠琦
110000150172

致同会计师事务所（特殊普通合伙）



验资机构声明

本机构及签字注册会计师已阅读招股意向书及其摘要，确认招股意向书及其摘要与本机构出具的验资报告无矛盾之处。本机构及签字注册会计师对发行人在招股意向书及其摘要中引用的验资报告的内容无异议，确认招股意向书不致因上述内容而出现虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对其真实性、准确性和完整性承担相应的法律责任。

签字注册会计师：



中国注册会计师
王涛
330000012199



中国注册会计师
李士龙
330000012148



中国注册会计师
曾涛
330000012268

验资机构负责人：



中国注册会计师
李惠琦
110000150172



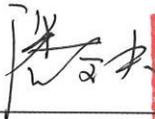
致同会计师事务所（特殊普通合伙）

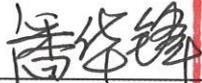
2021年4月7日

资产评估机构声明

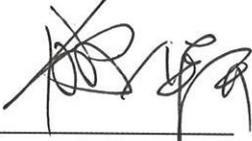
本机构及签字资产评估师已阅读浙江省新能源投资集团股份有限公司招股意向书及其摘要，确认招股意向书及其摘要与本机构出具的资产评估报告（坤元评报（2019）122号）无矛盾之处。本机构及签字资产评估师对发行人在招股意向书及其摘要中引用的资产评估报告的内容无异议，确认招股意向书不致因上述内容而出现虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对其真实性、准确性和完整性承担相应的法律责任。

签字资产评估师：


潘文夫
资产评估师
潘文夫
33000005


潘华锋
资产评估师
潘华锋
33050001

资产评估机构负责人：


俞华开

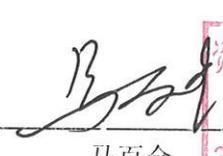


资产评估机构声明

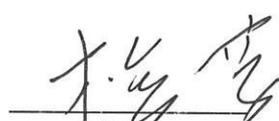
本机构及签字资产评估师已阅读浙江省新能源投资集团股份有限公司招股意向书及其摘要，确认招股意向书及其摘要与本机构出具的资产评估报告（万邦评报（2018）68号）无矛盾之处。本机构及签字资产评估师对发行人在招股意向书及其摘要中引用的资产评估报告的内容无异议，确认招股意向书不致因上述内容而出现虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对其真实性、准确性和完整性承担相应的法律责任。

签字资产评估师：

 
韩帅烽 30130006

 
马百金 33000137

资产评估机构负责人：


梅芳



第十七节 备查文件

一、备查文件

- (一) 发行保荐书及发行保荐工作报告；
- (二) 财务报表及审计报告；
- (三) 内部控制鉴证报告；
- (四) 经注册会计师核验的非经常性损益明细表；
- (五) 法律意见书及律师工作报告；
- (六) 公司章程（草案）；
- (七) 中国证监会核准本次发行的文件；
- (八) 其他与本次发行有关的重要文件。

二、查阅地点

本次发行承销期间，投资者可在上海证券交易所网站查阅上述备查文件，也可到本公司、保荐机构（主承销商）的办公地点查阅上述备查文件。

三、查阅时间

本次发行承销期间，除法定节假日以外每个工作日上午 9:30-11:30，下午 13:30-16:30。

四、信息披露网址

上海证券交易所网站（<http://www.sse.com.cn>）

附录一 控股股东控制的其他企业简况

截至 2020 年 12 月 31 日，浙能集团控制的除本公司以外其他企业的简况如下：

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
1	浙江省能源集团财务有限责任公司	2006 年 8 月 25 日	杭州市环城北路华浙广场 1 号楼九层	浙江省杭州市	97,074.00	直接控制	财务公司服务
2	浙能集团哈密能源有限责任公司	2017 年 11 月 15 日	新疆哈密市伊州区天山北路西侧豫商大厦 11 层 1106 室	新疆哈密市	5,000.00	直接控制	未实际开展业务
3	伊犁新天煤化工有限责任公司	2010 年 4 月 22 日	新疆伊犁州伊宁市新华西路 588 号	新疆伊宁市	482,800.00	直接控制	煤制天然气生产
4	浙能集团新疆准东煤业有限公司	2012 年 7 月 12 日	新疆昌吉州奇台县城民主路 7 号工商银行 302 室	新疆昌吉州	10,000.00	直接控制	煤炭开采与销售
5	浙能集团新疆准东能源化工有限公司	2014 年 6 月 3 日	新疆昌吉州奇台县吐虎玛克中街 2 区 12 丘 244 幢 9 号（华逸容锦酒店 6 层 606-611 室）	新疆昌吉州	30,000.00	直接控制	煤制天然气生产
6	浙江天虹物资贸易有限公司	2003 年 9 月 27 日	杭州市江干区九环路 63 号 7 幢 3 楼 3018 室	浙江省杭州市	10,000.00	直接控制	贸易
7	浙江浙能物流有限公司	2017 年 10 月 13 日	浙江省湖州市长兴县煤山国家级开发区绿色制造产业园	浙江省湖州市	4,000.00	间接控制	陆地货物运输、仓储服务
8	浙江省水利电力物资有限公司	1993 年 1 月 29 日	杭州市凯旋路 195 号	浙江省杭州市	4,000.00	间接控制	贸易
9	浙江浙能企业管理培训服务有限公司	2018 年 6 月 8 日	浙江省杭州市余杭区余杭塘路 2159-1 号	浙江省杭州市	5,000.00	直接控制	培训服务

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本(万元)	控制关系	主营业务
10	浙江浙能技术研究院有限公司	2009年10月16日	浙江省杭州市余杭区五常街道余杭塘路2159-1号1幢5楼	浙江省杭州市	20,000.00	直接控制	能源技术研发、咨询服务
11	浙江浙能天工信息科技有限公司	2003年12月12日	浙江省杭州市西湖区高技街32号307室	浙江省杭州市	5,000.00	间接控制	信息服务
12	浙江浙能中科储能科技有限公司	2019年10月9日	浙江省杭州市萧山区临浦镇谭家埭社区	浙江省杭州市	6,000.00	间接控制	电池、能源储存设备的研发、生产与销售
13	浙江能源国际有限公司	2004年8月11日	ROOM 1405 14/F HARBOUR CENTRE 25 HARBOUR ROAD WANCHAI HK	香港特别行政区	413,164.10 万港元	直接控制	控股公司, 主要从事实业投资; 贸易
14	上海璞能融资租赁有限公司	2014年9月23日	中国(上海)自由贸易试验区正定路530号A5库区集中辅助区三层318室	上海市	29,900.00 万美元	间接控制	融资租赁服务
15	浙江能源巴西控股有限公司	2019年3月6日	AV BERNARDINO DE CAMPOS 98 ANDAR 12 ANEXO A SALA 27	巴西圣保罗	102,022.02 万巴西雷亚尔	间接控制	控股公司, 主要从事实业投资
16	浙江浙能六横液化天然气有限公司	2019年10月14日	浙江省舟山市普陀区六横镇蛟头三八路235号415-55	浙江省舟山市	27,000.00	间接控制	天然气仓储服务、天然气销售、港口运营
17	浙能国际新加坡第一船务有限公司	2019年9月27日	6 SHENTON WAY #24-08 OUE DOWNTOWN SINGAPORE	新加坡	10.00 万美元	间接控制	海上货运服务
18	浙江能源香港控股有限公司	2019年7月8日	香港湾仔港湾道25号海港中心14楼1405室	香港特别行政区	5.00 万美元	间接控制	控股公司, 主要从事实业投资
19	浙能锦江环境控股有限公司(BWM.SGX)	2010年9月8日	Grand Pavilion, Hibiscus Way, 802 West Bay Road, P.O. Box 31119, KY1-1205, Cayman Islands	英属开曼群岛	9.50	间接控制	控股公司, 主要从事投资
20	新加坡锦江环境有限公司	2016年4月4日	120 ROBINSON ROAD #08-01 SINGAPORE 068913	新加坡	5.00 万新加坡元	间接控制	控股公司, 主要从事投资
21	巴西锦江环境控股有限公司	2018年8月	RUA SAMUEL MORSE 134 3 AND SL	巴西圣保罗	100.00 万巴西雷亚尔	间接控制	控股公司, 主要从事

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本(万元)	控制关系	主营业务
	司	7日	E		尔		投资
22	Outstanding Mode Development Limited	2013年4月9日	Palm Grove House, P.O. Box 438, Road Town, Tortola, British Virgin Islands	英属维尔京群岛	1.00 美元	间接控制	控股公司, 主要从事投资
23	鸿盈投资有限公司	2013年11月15日	1001-2 ALBION PLAZA 2-6 GRANVILLE ROAD TSIM SHA TSUI KL	香港特别行政区	1,000.00 万港元	间接控制	控股公司, 主要从事投资, 含少量贸易业务
24	杭州科晟能源技术有限公司	2014年3月24日	浙江省杭州市临安区青山湖街道大园路958号杭州青山湖博济科技园A401-06室	浙江省杭州市	3,000.00	间接控制	EMC 和合同能源管理
25	Lamoon Holdings Limited	2008年4月23日	Palm Grove House, P.O. Box 438, Road Town, Tortola, British Virgin Islands	英属维尔京群岛	1.00 美元	间接控制	控股公司, 主要从事投资
26	PT Jinjiang Environment Indonesia	2018年7月15日	APL TOWER LANTAI 35 UNIT 2, JL. S. PARMAN KAV. 28	印度尼西亚	5,000,000.00 万印尼盾	间接控制	管理咨询
27	PT Musi Bina Energi	2017年7月27日	Jl. Demang Lebar Daun Ruko No. 5, Kel. Bukit Lama, Kec Uir Barat 1 Palembang 30139 Sumatera Selatan	印度尼西亚	750,000.00 万印尼盾	间接控制	垃圾焚烧发电
28	PT Indo Green Power	2014年3月10日	APL Tower 35th Floor Suite 2, Jl. Letjend. S. Parman Kav. 28, Kel. Tanjung Duren Selatan, Kec. Grogol Petamburan, Kota Adm. Jakarta Barat, Prop. DKI Jakarta	印度尼西亚	2,500,000.00 万印尼盾	间接控制	垃圾焚烧发电、管理咨询
29	Ecogreen Energy Private Limited	2011年1月17日	228-236, Tower A, 2nd Floor, Spaze I-Tech Park, Sector-49, Gurugram, Haryana. Gurugram Gurgaon HR 122018	印度	393,356.12 万卢比	间接控制	控股公司, 主要从事投资

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本(万元)	控制关系	主营业务
			IN				
30	Ecogreen Energy Gurgaon Faridabad Private Limited	2017年2月16日	228-236, Tower A, 2nd Floor, Spaze I-Tech Park, Sector-49, Gurugram, Haryana. Gurugram Gurgaon HR 122018 IN	印度	137,000.00 万卢比	间接控制	垃圾收运、垃圾焚烧发电
31	Ecogreen Energy Lucknow Private Limited	2017年3月17日	228-236, Tower A, 2nd Floor, Spaze I-Tech Park, Sector-49, Gurugram, Haryana. Gurugram Gurgaon HR 122018 IN	印度	115,000.00 万卢比	间接控制	垃圾收运、垃圾焚烧发电
32	Ecogreen Energy Gwalior Private Limited	2017年4月18日	228-236, Tower A, 2nd Floor, Spaze I-Tech Park, Sector-49, Gurugram, Haryana. Gurugram Gurgaon HR 122018 IN	印度	71,000.00 万卢比	间接控制	垃圾收运、垃圾焚烧发电
33	Ecogreen Energy Gwalior WTE Private Limited	2017年7月20日	160, Tatvam villas, Sector 48, Sohna Road, Gurgaon, Haryana, India, 122001	印度	100.00 万卢比	间接控制	垃圾焚烧发电
34	Ecogreen Energy Gwalior C&T Private Limited	2017年9月14日	160, Tatvam villas, Sector 48, Sohna Road, Gurgaon, Haryana, India, 122001	印度	100.00 万卢比	间接控制	垃圾收运
35	Gevin Limited	2008年1月4日	1001-2 ALBION PLAZA 2-6 GRANVILLE ROAD TSIM SHA TSUI KL	香港特别行政区	10,000.00 万港元	间接控制	控股公司, 主要从事投资, 含少量贸易
36	Waste Tec GmbH	2017年12月18日	Spilburgstraße 1 D-35578 Wetzlar	德国	10.00 万欧元	间接控制	技术服务
37	晨兴发展集团有限公司	2010年10月5日	OFFSHORE CHAMBERS, P.O. BOX 217, APIA SAMOA	萨摩亚独立国	1.00 美元	间接控制	控股公司, 主要从事投资

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本(万元)	控制关系	主营业务
38	连云港晨兴环保产业有限公司	2005年7月20日	连云港开发区云桥路20号	江苏省连云港市	1,800.00 万美元	间接控制	垃圾焚烧发电
39	杭州锦环投资有限公司	2016年11月23日	杭州市拱墅区湖墅南路111号2001室-6	浙江省杭州市	27,423.64 万美元	间接控制	控股公司, 主要从事实业投资
40	绿能(杭州)企业管理有限公司	2004年6月28日	浙江省杭州市临安区青山湖街道大园路958号A座4楼401-05室	浙江省杭州市	165.00 万美元	间接控制	控股公司, 主要从事实业投资
41	浙江盛远环境检测科技有限公司	2016年11月14日	诸暨市陶朱街道聚力路2号	浙江省绍兴市	1,000.00	间接控制	环境监测服务
42	杭州正晖建设工程有限公司	2017年3月23日	浙江省杭州市拱墅区左家新村20幢117室	浙江省杭州市	5,000.00	间接控制	工程设计、施工、咨询服务
43	上海晨兴企业管理有限公司	2010年10月20日	上海市青浦区公园路99号舜浦大厦二层B区281室	上海市	4,100.00	间接控制	控股公司, 主要从事实业投资
44	高密利朗明德环保科技有限公司	2009年11月17日	高密市明德路88号	山东省潍坊市	1,650.00 万美元	间接控制	垃圾焚烧发电
45	郑州荣锦绿色环保能源有限公司	2000年11月24日	郑州荥阳吉家砦	河南省郑州市	23,000.00	间接控制	垃圾焚烧发电
46	银川中科环保电力有限公司	2009年3月31日	灵武市临河镇横山东任路东侧	宁夏银川市	22,767.00	间接控制	垃圾焚烧发电
47	绥化市绿能新能源有限公司	2012年9月28日	黑龙江省绥化市北林区绥北路5公里道西侧	黑龙江省绥化市	14,000.00	间接控制	垃圾焚烧发电
48	吉林省鑫祥有限责任公司	2000年2月28日	吉林省长春市宽城区奋进乡小南村	吉林市长春市	15,000.00	间接控制	垃圾焚烧发电
49	唐山市锦环新能源有限公司	2017年6月29日	河北省唐山市古冶区文图两馆三楼305/306	河北省唐山市	2,000.00	间接控制	垃圾焚烧发电

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本(万元)	控制关系	主营业务
50	滦南锦环新能源有限公司	2018年7月27日	河北省唐山市滦南县倭司路北(垃圾填埋场院内)	河北省唐山市	500.00	间接控制	垃圾回收处理
51	杭州余杭锦江环保能源有限公司	2000年1月28日	杭州余杭区余杭镇金星村	浙江省杭州市	11,300.00	间接控制	垃圾焚烧发电, 电厂已于2017年关停
52	临安嘉盛环保有限公司	2007年9月24日	浙江省杭州市临安区青山湖街道大园路958号1幢1001-15室	浙江省杭州市	188,750.00	间接控制	控股公司, 主要从事实业投资
53	昆明鑫兴泽环境资源产业有限公司	2004年1月18日	云南省昆明市五华区普吉村街道办事处普吉社区(昆禄公路入口一公里处)	云南省昆明市	47,802.00	间接控制	垃圾焚烧发电
54	云南绿色能源有限公司	2008年4月9日	云南省昆明市西山区海口工业园区小海口村东3-4幢	云南省昆明市	10,000.00	间接控制	垃圾焚烧发电
55	天津市晨兴力克环保科技发展有限公司	2002年7月15日	天津市北辰区青光镇京福公路西	天津市	10,000.00	间接控制	垃圾焚烧发电
56	武汉汉口绿色能源有限公司	2006年11月7日	黄陂区盘龙城经济开发区刘店村	湖北省武汉市	16,000.00	间接控制	垃圾焚烧发电
57	武汉市绿色环保能源有限公司	2004年7月16日	武汉市江夏区郑店街雷竹村(黄金加油站旁)	湖北省武汉市	13,600.00	间接控制	垃圾焚烧发电
58	武汉锦环绿源环卫有限公司	2018年3月9日	武汉市江夏区郑店街雷竹村武汉城市生活垃圾焚烧发电工程项目控制楼、汽机房和除氧间	湖北省武汉市	6,000.00	间接控制	垃圾回收处理, 尚处于筹建阶段, 未实际开展经营业务
59	芜湖绿洲环保能源有限公司	2001年7月3日	芜湖经济技术开发区大件路	安徽省芜湖市	8,000.00	间接控制	垃圾焚烧发电
60	杭州萧山锦江绿色能源有限公司	2004年3月16日	萧山区蜀山街道章潘桥村(犁头金)	浙江省杭州市	10,000.00	间接控制	垃圾焚烧发电
61	杭州萧山昌盛环境服务有	2020年10	浙江省杭州市萧山区蜀山街道章潘桥	浙江省杭州市	50.00	间接控制	垃圾运输

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
	限公司	月 26 日	村犁头金 203 号 105 室（自主分割）				
62	淄博绿能环保能源有限公司	2013 年 6 月 17 日	山东省淄博市淄川区昆仑镇小范村村委南侧	山东省淄博市	18,000.00	间接控制	垃圾焚烧发电
63	淄博环保能源有限公司	2002 年 11 月 4 日	山东省淄博市高新区世纪路 838 号	山东省淄博市	8,800.00	间接控制	垃圾焚烧发电，电厂已于 2018 年关停
64	松原鑫祥新能源有限公司	2014 年 8 月 15 日	吉林省松原市宁江区雅达虹工业集中区	吉林省松原市	10,000.00	间接控制	垃圾焚烧发电
65	浙江诸暨八方热电有限责任公司	2003 年 7 月 3 日	诸暨市陶朱街道聚力路 2 号	浙江省绍兴市	13,800.00	间接控制	垃圾焚烧发电
66	诸暨市同创再生资源回收有限公司	2016 年 6 月 23 日	诸暨市陶朱街道红联新村马湖自然村	浙江省绍兴市	4,010.00	间接控制	未实际开展业务
67	温岭绿能新能源有限公司	2013 年 5 月 23 日	浙江省台州市温岭市滨海镇温岭市东部新区北面长新塘内	浙江省台州市	21,145.00	间接控制	垃圾焚烧发电
68	温岭绿能固废处理有限公司	2014 年 5 月 23 日	浙江省台州市温岭市滨海镇长新塘内	浙江省台州市	1,000.00	间接控制	病死动物处理
69	温岭锦环环保科技有限公司	2018 年 10 月 19 日	浙江省台州市温岭市东部新区长新塘内（温岭绿能新能源有限公司综合楼 2 楼）	浙江省台州市	3,089.00	间接控制	垃圾回收处理（餐厨、地沟油、粪便处理），尚处于在建阶段，未实际开展经营业务
70	昆山锦康瑞环保技术有限公司	2016 年 11 月 23 日	昆山市周市镇青阳北路东侧 1 号房（周市镇环卫所内）	江苏省苏州市	1,000.00	间接控制	垃圾回收处理
71	景洪嘉盛新能源有限公司	2018 年 8 月 2 日	云南省西双版纳傣族自治州景洪市么龙路 16 号附 1 号办公楼 2008 室	云南省西双版纳傣族自治州	1,000.00	间接控制	垃圾焚烧发电，尚处于筹建阶段，未实际

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本(万元)	控制关系	主营业务
							开展经营业务
72	七台河绿能新能源有限公司	2014年1月22日	黑龙江省七台河市桃山区茄子河林场(二道沟医疗废弃处置中心)	黑龙江省七台河市	10,000.00	间接控制	垃圾焚烧发电
73	白山绿能新能源有限公司	2014年12月19日	吉林省白山市江源区石人镇政府309室	吉林省白山市	5,100.00	间接控制	垃圾焚烧发电,尚处于在建阶段,未实际开展经营业务
74	林州市嘉盛新能源有限公司	2015年4月22日	林州市横水镇蒋里村东外环东	河南省安阳市	8,000.00	间接控制	垃圾焚烧发电,尚处于筹建阶段,未实际开展经营业务
75	中卫市绿能新能源有限公司	2014年9月17日	中卫市沙坡头区南环路房产29号楼	宁夏中卫市	1,000.00	间接控制	垃圾焚烧发电,尚处于筹建阶段,未实际开展经营业务
76	唐山嘉盛新能源有限公司	2015年9月16日	河北省唐山市丰润区丰润镇西马庄村	河北省唐山市	8,500.00	间接控制	垃圾焚烧发电
77	琿春绿能新能源有限公司	2015年6月23日	吉林省琿春市密江乡密江村十组	吉林省延边朝鲜族自治州	5,000.00	间接控制	垃圾焚烧发电,尚处于筹建阶段,未实际开展经营业务
78	石家庄嘉盛新能源有限公司	2015年8月11日	河北省石家庄市无极县张段固镇齐洽村东	河北省石家庄市	28,000.00	间接控制	垃圾焚烧发电,尚处于在建阶段,未实际开展经营业务
79	石家庄锦环环保科技有限公司	2018年1月19日	河北省石家庄市藁城区南营镇顺中村西600米	河北省石家庄市	12,630.00	间接控制	垃圾回收处理,尚处于筹建阶段,未实际开展经营业务
80	保定嘉盛新能源有限公司	2019年5月	河北省保定市高碑店市新城镇大屯村	河北省保定市	2,800.00	间接控制	垃圾回收处理,尚处

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
		7日	西北侧				于筹建阶段，未实际开展经营业务
81	云南锦德绿色能源有限公司	2014年9月10日	云南省普洱市宁洱县宁洱镇茶乡路31号（宁洱博翔大酒店内）	云南省普洱市	5,000.00	间接控制	垃圾焚烧发电，尚处于筹建阶段，未实际开展经营业务
82	乐亭县锦环新能源有限公司	2018年11月21日	乐亭县闫各庄镇前何新庄村	河北省唐山市	10,000.00	间接控制	垃圾焚烧发电，尚处于筹建阶段，未实际开展经营业务
83	浙江省石油股份有限公司	2017年9月16日	浙江省临城街道翁山路555号大宗商品交易中心6666室（自贸试验区内）	浙江省舟山市	1,100,000.00	直接控制	石油生产与销售
84	浙江浙石油储运有限公司	2018年7月19日	浙江省杭州市西湖区西湖街道栖霞岭路60-32号	浙江省杭州市	150,000.00	间接控制	石油仓储与运输
85	浙江浙石油贸易有限公司	2018年7月13日	中国（浙江）自由贸易试验区舟山市千岛中央商务区自贸村88-68号	浙江省舟山市	100,000.00	间接控制	原油、精炼石油、天然气贸易
86	浙江浙石油贸易（新加坡）有限公司	2018年12月12日	1 TEMASEK AVENUE #34-01 MILLENIA TOWER SINGAPORE (039192)	新加坡	1,250.00 万美元	间接控制	原油、精炼石油、天然气贸易
87	广厦（舟山）能源集团有限公司	2004年4月14日	浙江省舟山市岱山县衢山镇人民路285号	浙江省舟山市	50,000.00	间接控制	成品油销售
88	舟山寰宇码头有限公司	2011年12月15日	岱山县衢山镇人民路197号	浙江省舟山市	10,000.00	间接控制	港口运营
89	浙江浙石油综合能源销售有限公司	2018年2月6日	浙江省杭州市西湖区古荡街道文二路391号西湖国际科技大厦A座22楼	浙江省杭州市	300,000.00	间接控制	成品油销售
90	浙江浙能综合能源技术研	2018年4月	浙江省杭州市西湖区高技街32号303	浙江省杭州市	122,222.00	间接控制	能源技术研发与咨

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
	发有限公司	9日	室				询服务
91	金华市浙石油储运销售有限公司	2018年11月7日	浙江省金华市兰溪市兰江街道丹溪大道235号二楼西侧	浙江省金华市	9,000.00	间接控制	成品油销售
92	台州远洲石化仓储有限公司	2012年11月23日	台州市椒江区沿海涛江闸	浙江省台州市	12,000.00	间接控制	石油仓储服务
93	温州市浙石油储运销售有限公司	2019年12月20日	浙江省温州市洞头区大门镇常青路150号-1（仅限办公使用）	浙江省温州市	15,000.00	间接控制	石油仓储服务
94	衢州浙石油交投综合能源销售有限公司	2019年6月13日	浙江省衢州市柯城区花园中大道86号107室	浙江省衢州市	2,000.00	间接控制	成品油销售
95	衢州集聚区浙石油综合能源销售有限公司	2019年5月28日	浙江省衢州市世纪大道711号403-2室	浙江省衢州市	2,000.00	间接控制	成品油销售
96	衢州市衢江区浙石油综合能源销售有限公司	2019年6月12日	浙江省衢州市衢江区文苑路2号202室	浙江省衢州市	3,000.00	间接控制	成品油销售
97	衢州市柯城区浙石油综合能源销售有限公司	2018年2月9日	浙江省衢州市柯城区双港街道双港中路18号1幢309室	浙江省衢州市	4,500.00	间接控制	成品油销售
98	江山市浙石油综合能源销售有限公司	2019年5月28日	浙江省衢州市江山市双塔街道江滨北路1号	浙江省衢州市	2,000.00	间接控制	成品油销售
99	龙游县浙石油综合能源销售有限公司	2018年12月7日	浙江省衢州市龙游县龙洲街道新二路9号	浙江省衢州市	2,000.00	间接控制	成品油销售
100	常山县浙石油综合能源销售有限公司	2018年12月3日	浙江省衢州市常山县天马街道大桥路18号610室	浙江省衢州市	7,000.00	间接控制	成品油销售
101	开化县浙石油综合能源销售有限公司	2019年2月19日	浙江省衢州市开化县华埠镇凤凰中路55号	浙江省衢州市	2,000.00	间接控制	成品油销售

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
102	金华浙石油农合联综合能源销售有限公司	2019年7月18日	浙江省金华市婺城区环城西路839号1楼101室（自主申报）	浙江省金华市	1,000.00	间接控制	成品油销售
103	金华市婺城区浙石油综合能源销售有限公司	2019年1月8日	浙江省金华市婺城区临江东路1000号创新大厦1213室	浙江省金华市	8,000.00	间接控制	成品油销售
104	金华市金东区浙石油综合能源销售有限公司	2019年3月20日	浙江省金华市金东区桃园小区3幢8#商业房（自主申报）	浙江省金华市	3,000.00	间接控制	成品油销售
105	金华浙石油绿婺综合能源销售有限公司	2019年9月25日	浙江省金华市金东区东孝街道环城北路111号11幢306室（自主申报）	浙江省金华市	1,000.00	间接控制	成品油销售
106	金华浙石油田园智城综合能源销售有限公司	2019年9月2日	浙江省金华市金东区孝顺镇金山大道南658号金山科创园105室（自主申报）	浙江省金华市	3,000.00	间接控制	成品油销售
107	金华开发区浙石油综合能源销售有限公司	2019年8月5日	浙江省金华市婺城区李渔路1118号创新大厦二号楼A105室（自主申报）	浙江省金华市	3,000.00	间接控制	成品油销售
108	磐安县浙石油综合能源销售有限公司	2018年9月21日	浙江省金华市磐安县安文街道联谊（坑口村）交通大楼内	浙江省金华市	4,000.00	间接控制	成品油销售
109	浙江浙石油洲粤综合能源销售有限公司	2019年7月5日	浙江省金华市东阳市横店镇横店社区医学路28号三楼	浙江省金华市	1,000.00	间接控制	成品油销售
110	东阳市浙石油综合能源销售有限公司	2019年5月10日	浙江省金华市东阳市白云街道蓝天社区世贸大道180号（自主申报）	浙江省金华市	1,000.00	间接控制	成品油销售
111	武义县浙石油综合能源销售有限公司	2018年8月24日	浙江省金华市武义县壶山街道客运中心站内（限办公）	浙江省金华市	6,000.00	间接控制	成品油销售
112	义乌市浙石油综合能源销售有限公司	2018年12月4日	浙江省义乌市稠江街道贝村路170号2栋302室（自主申报）	浙江省金华市	10,000.00	间接控制	成品油销售
113	永康市浙石油综合能源销售有限公司	2018年11月30日	浙江省金华市永康市东城街道花园大道408号第2幢	浙江省金华市	3,000.00	间接控制	成品油销售

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
114	兰溪市浙石油综合能源销售有限公司	2019年3月18日	浙江省金华市兰溪市上华街道皂洞口村马达新街202室	浙江省金华市	1,000.00	间接控制	成品油销售
115	浦江县浙石油综合能源销售有限公司	2018年12月20日	浙江省浦江县浦阳街道中山北路169号	浙江省金华市	1,000.00	间接控制	成品油销售
116	丽水市莲都区浙石油综合能源销售有限公司	2018年9月27日	浙江省丽水市莲都区大港头镇北埠创业园20号101室	浙江省丽水市	10,000.00	间接控制	成品油销售
117	丽水南城浙石油综合能源销售有限公司	2018年11月26日	浙江省丽水市莲都区水阁工业区绿谷大道238号（发展大厦）	浙江省丽水市	1,000.00	间接控制	成品油销售
118	青田县浙石油综合能源销售有限公司	2018年11月1日	浙江省丽水市青田县瓯南街道百川润城2幢8号106室	浙江省丽水市	1,000.00	间接控制	成品油销售
119	龙泉市浙石油综合能源销售有限公司	2018年10月31日	浙江省丽水市龙泉市华楼街229号9楼	浙江省丽水市	8,000.00	间接控制	成品油销售
120	遂昌县浙石油综合能源销售有限公司	2018年9月18日	浙江省丽水市遂昌县妙高街道南街44号	浙江省丽水市	8,000.00	间接控制	成品油销售
121	缙云县浙石油综合能源销售有限公司	2018年12月12日	浙江省丽水市缙云县五云街道杜桥村318号	浙江省丽水市	22,000.00	间接控制	成品油销售
122	庆元县浙石油综合能源销售有限公司	2018年12月27日	浙江省丽水市庆元县濠洲街道公共服务中心17楼	浙江省丽水市	1,000.00	间接控制	成品油销售
123	景宁畲族自治县浙石油综合能源销售有限公司	2018年12月7日	浙江省丽水市景宁畲族自治县红星街道复兴西路30-3号	浙江省丽水市	9,000.00	间接控制	成品油销售
124	松阳县浙石油综合能源销售有限公司	2019年1月9日	浙江省丽水市松阳县西屏街道长虹中路30号	浙江省丽水市	1,000.00	间接控制	成品油销售
125	云和县浙石油综合能源销售有限公司	2019年1月23日	浙江省丽水市云和县元和街道城东路160号	浙江省丽水市	1,000.00	间接控制	成品油销售

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
126	台州市椒江区浙石油综合能源销售有限公司	2018年11月16日	浙江省台州市椒江区市府大道东段201号1502号（仅限办公）	浙江省台州市	10,000.00	间接控制	成品油销售
127	台州市路桥区浙石油综合能源销售有限公司	2018年11月19日	浙江省台州市路桥区螺洋街道财富大道299号	浙江省台州市	7,500.00	间接控制	成品油销售
128	台州市路桥区浙石油交通综合能源销售有限公司	2018年11月19日	浙江省台州市路桥区财富大道299号	浙江省台州市	50.00	间接控制	成品油销售
129	台州市黄岩区浙石油综合能源销售有限公司	2019年4月30日	浙江省台州市黄岩区东城街道环城东路258号	浙江省台州市	21,000.00	间接控制	成品油销售
130	台州湾集聚区浙石油综合能源销售有限公司	2019年9月10日	浙江省台州市聚海大道4298号楼众创空间215号	浙江省台州市	7,225.00	间接控制	成品油销售
131	临海市浙石油综合能源销售有限公司	2019年2月28日	浙江省台州市临海市清化路7号4#楼305室（自主申报）（仅作为企业通讯联络功能使用）	浙江省台州市	3,800.00	间接控制	成品油销售
132	仙居县浙石油综合能源销售有限公司	2019年3月25日	浙江省台州市仙居县安洲街道城北西路66号一楼	浙江省台州市	100.00	间接控制	成品油销售
133	天台县浙石油综合能源销售有限公司	2018年12月27日	浙江省台州市天台县始丰街道法华路118号	浙江省台州市	10,000.00	间接控制	成品油销售
134	温岭市浙石油综合能源销售有限公司	2019年7月19日	浙江省台州市温岭市城东街道万昌中路1201号三楼301室（仅限办公用）	浙江省台州市	6,500.00	间接控制	成品油销售
135	三门县浙石油综合能源销售有限公司	2019年3月13日	浙江省台州市三门县海游街道太湖塘新区广场路22号10楼	浙江省台州市	50.00	间接控制	成品油销售
136	三门县浙石油高速综合能源销售有限公司	2018年12月21日	浙江省三门县蛇蟠乡渔光曲路170号	浙江省台州市	230.00	间接控制	成品油销售
137	温州市交投浙石油综合能	2019年8月	浙江省温州市鹿城区五马街道人民东	浙江省温州市	2,000.00	间接控制	成品油销售

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
	源销售有限公司	22日	路新世纪大厦 1801-1804 室（18K1）				
138	温州瓯江口浙石油综合能源销售有限公司	2018年11月28日	浙江省温州瓯江口产业集聚区灵昆街道九村村（行政中心一号楼 303 室）	浙江省温州市	12,300.00	间接控制	成品油销售
139	温州市鹿城区浙石油综合能源销售有限公司	2019年5月29日	浙江省温州市鹿城区渔藤路 288 号 319 室	浙江省温州市	1,000.00	间接控制	成品油销售
140	温州浙南集聚区浙石油综合能源销售有限公司	2019年5月16日	浙江省温州市温州经济技术开发区滨海六路 2180 号旭日小区 1 幢 110 室（仅限办公）	浙江省温州市	4,680.00	间接控制	成品油销售
141	温州市龙湾区浙石油综合能源销售有限公司	2019年4月24日	浙江省温州市龙湾区永兴街道滨海二路 28 号 406 室	浙江省温州市	18,000.00	间接控制	成品油销售
142	温州市龙湾区城科浙石油综合能源销售有限公司	2019年9月18日	浙江省温州市龙湾区滨海二路 28 号 4 楼 415 室	浙江省温州市	2,000.00	间接控制	成品油销售
143	温州市瓯海区浙石油综合能源销售有限公司	2019年2月27日	浙江省温州市瓯海区潘桥街道宁波路 2801 号 11 楼 1117 室（仅限办公）	浙江省温州市	1,000.00	间接控制	成品油销售
144	温州市洞头浙石油综合能源销售有限公司	2018年12月24日	浙江省温州市洞头区北岙街道中心街 43 号 208 室（仅限办公使用）	浙江省温州市	1,000.00	间接控制	成品油销售
145	温州大小门浙石油综合能源销售有限公司	2019年12月17日	浙江省温州市洞头区大门镇常青路 150 号（仅限办公使用）	浙江省温州市	2,500.00	间接控制	成品油销售
146	乐清市浙石油综合能源销售有限公司	2018年12月18日	浙江省温州市乐清市城东街道伯乐东路 501 号	浙江省温州市	18,000.00	间接控制	成品油销售
147	苍南县浙石油综合能源销售有限公司	2018年12月21日	浙江省温州市苍南县灵溪镇站南路交通运输集团有限公司行政二楼	浙江省温州市	7,500.00	间接控制	成品油销售
148	永嘉县浙石油综合能源销售有限公司	2018年11月13日	浙江省温州市永嘉县黄田街道上瓯路与水门路交叉口的东北角	浙江省温州市	1,000.00	间接控制	成品油销售

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本(万元)	控制关系	主营业务
149	文成县浙石油综合能源销售有限公司	2018年11月13日	浙江省温州市文成县大岙镇伯温路财政大楼7楼1719室	浙江省温州市	1,000.00	间接控制	成品油销售
150	永嘉长运浙石油综合能源销售有限公司	2019年6月6日	浙江省温州市永嘉县东城街道永建路25号	浙江省温州市	1,000.00	间接控制	成品油销售
151	玉环市浙石油综合能源销售有限公司	2018年11月26日	浙江省玉环市玉城街道长兴路30号(市交通局西七楼710室)	浙江省台州市	50.00	间接控制	成品油销售
152	平阳县浙石油综合能源销售有限公司	2019年5月23日	浙江省温州市平阳县鳌江镇塘外村	浙江省温州市	8,692.00	间接控制	成品油销售
153	瑞安市浙石油综合能源销售有限公司	2019年4月24日	浙江省温州市瑞安市安阳街道马鞍山路263号云海小区6号楼	浙江省温州市	1,000.00	间接控制	成品油销售
154	泰顺县浙石油综合能源销售有限公司	2019年4月17日	浙江省温州市泰顺县三魁镇曲尺潭村S331北侧	浙江省温州市	1,000.00	间接控制	成品油销售
155	杭州西湖浙石油综合能源销售有限公司	2019年1月16日	浙江省杭州市西湖区高技街32号318室	浙江省杭州市	1,000.00	间接控制	成品油销售
156	杭州富阳浙石油综合能源销售有限公司	2019年5月6日	浙江省杭州市富阳区富春街道龙浦街200号第七层705	浙江省杭州市	5,000.00	间接控制	成品油销售
157	杭州萧山浙石油万丰综合能源销售有限公司	2019年3月4日	浙江省杭州市萧山区北干街道万丰大厦5层	浙江省杭州市	10,000.00	间接控制	成品油销售
158	杭州萧山浙石油交投综合能源销售有限公司	2019年4月29日	浙江省杭州市萧山区浦阳镇新谊村	浙江省杭州市	1,000.00	间接控制	成品油销售
159	杭州西湖浙石油之江综合能源销售有限公司	2019年7月23日	浙江省杭州市西湖区转塘街道美院南街99号7198室	浙江省杭州市	1,000.00	间接控制	成品油销售
160	杭州西湖浙石油城投综合能源销售有限公司	2019年7月23日	浙江省杭州市西湖区高技街32号321室	浙江省杭州市	1,000.00	间接控制	成品油销售

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
161	杭州余杭浙石油综合能源销售有限公司	2019年7月19日	浙江省杭州市余杭区临平街道邱山大街266号3楼309	浙江省杭州市	1,000.00	间接控制	成品油销售
162	杭州余杭浙石油交通综合能源销售有限公司	2019年8月19日	浙江省杭州市余杭区南苑街道南大街326号2幢308室	浙江省杭州市	8,000.00	间接控制	成品油销售
163	杭州建德浙石油综合能源销售有限公司	2019年5月30日	浙江省杭州市建德市新安江街道新安东路永兴商厦1幢403、404室	浙江省杭州市	1,000.00	间接控制	成品油销售
164	杭州临安浙石油综合能源销售有限公司	2019年6月28日	浙江省杭州市临安区锦城街道横潭路88（1幢2层）213室	浙江省杭州市	4,000.00	间接控制	成品油销售
165	杭州钱塘浙石油综合能源销售有限公司	2019年8月23日	浙江省杭州钱塘新区临江街道纬五路3688号临江科创园5号楼4层410室	浙江省杭州市	3,000.00	间接控制	成品油销售
166	淳安县浙石油综合能源销售有限公司	2019年7月2日	浙江省杭州市淳安县千岛湖镇新安东路1277号401室	浙江省杭州市	12,000.00	间接控制	成品油销售
167	桐庐县浙石油综合能源销售有限公司	2019年6月14日	浙江省杭州市桐庐县县城迎春南路205号新青年广场701室	浙江省杭州市	2,000.00	间接控制	成品油销售
168	舟山市普陀区浙石油综合能源销售有限公司	2019年7月2日	浙江省舟山市普陀区沈家门街道鲁川路网点30号	浙江省舟山市	3,000.00	间接控制	成品油销售
169	舟山新城浙石油综合能源销售有限公司	2019年6月28日	中国（浙江）自由贸易试验区舟山市定海区临城街道合兴路35号中昌国际大厦14层1403室	浙江省舟山市	4,500.00	间接控制	成品油销售
170	舟山市六横兴岛浙石油综合能源销售有限公司	2019年7月18日	浙江省舟山市普陀区六横镇蛟头三八路235号415-5	浙江省舟山市	800.00	间接控制	成品油销售
171	舟山市定海区浙石油综合能源销售有限公司	2018年11月8日	浙江省舟山市定海区定海港码头1号13楼B3室	浙江省舟山市	1,000.00	间接控制	成品油销售
172	舟山市普陀鲁家峙浙石油	2019年8月	浙江省舟山市普陀区沈家门街道鲁家	浙江省舟山市	1,800.00	间接控制	成品油销售

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
	综合能源销售有限公司	19日	峙红山路115号				
173	嵊泗县浙石油综合能源销售有限公司	2019年6月20日	中国（浙江）自由贸易试验区舟山市嵊泗县马迹山港区港航大楼304-22	浙江省舟山市	1,000.00	间接控制	成品油销售
174	岱山县浙石油综合能源销售有限公司	2019年6月10日	浙江省舟山市岱山县高亭镇星河路268号806室	浙江省舟山市	2,200.00	间接控制	成品油销售
175	嘉兴港区浙石油综合能源销售有限公司	2018年12月28日	浙江省嘉兴市港区东西大道北侧、规划07省道东侧内（综保大厦A座301室）	浙江省嘉兴市	1,000.00	间接控制	成品油销售
176	嘉兴市秀洲区浙石油综合能源销售有限公司	2019年4月2日	浙江省嘉兴市秀洲区油车港镇上睦村下睦港31号	浙江省嘉兴市	1,000.00	间接控制	成品油销售
177	海宁市浙石油综合能源销售有限公司	2018年11月5日	浙江省嘉兴市海宁市袁花镇濮桥村水路上58号（自主申报）	浙江省嘉兴市	3,000.00	间接控制	成品油销售
178	嘉兴经开区浙石油综合能源销售有限公司	2019年5月22日	浙江省嘉兴市经济技术开发区由拳路309号紫御大厦5楼北侧03室	浙江省嘉兴市	1,000.00	间接控制	成品油销售
179	嘉兴市南湖区浙石油综合能源销售有限公司	2018年12月11日	浙江省嘉兴市南湖区七星街道三环东路1357号一楼	浙江省嘉兴市	1,000.00	间接控制	成品油销售
180	平湖市浙石油综合能源销售有限公司	2019年5月23日	浙江省嘉兴市平湖市当湖街道南环路1000号东侧辅楼202室	浙江省嘉兴市	1,000.00	间接控制	成品油销售
181	嘉善县浙石油综合能源销售有限公司	2019年4月26日	浙江省嘉兴市嘉善县罗星街道车站南路880号1号楼一楼	浙江省嘉兴市	1,000.00	间接控制	成品油销售
182	桐乡市浙石油综合能源销售有限公司	2018年10月26日	浙江省嘉兴市桐乡市濮院镇新濮村项家浜58号一楼	浙江省嘉兴市	1,000.00	间接控制	成品油销售
183	海盐县浙石油综合能源销售有限公司	2019年4月22日	浙江省嘉兴市海盐县秦山街道武袁公路秦山段433号一楼	浙江省嘉兴市	1,000.00	间接控制	成品油销售

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
184	湖州新能浙石油综合能源销售有限公司	2019年7月15日	浙江省湖州市湖州经济技术开发区嘉年华国际广场A、B座A112室	浙江省湖州市	2,000.00	间接控制	成品油销售
185	湖州南浔浙石油综合能源销售有限公司	2018年12月28日	浙江省湖州市南浔区南浔镇年丰路1388号金融服务中心2028室	浙江省湖州市	7,000.00	间接控制	成品油销售
186	长兴县浙石油综合能源销售有限公司	2018年7月26日	浙江省湖州市长兴县画溪街道长和路5号-4	浙江省湖州市	10,000.00	间接控制	成品油销售
187	德清县交投浙石油综合能源销售有限公司	2019年4月24日	浙江省湖州市德清县武康街道志远南路1192号	浙江省湖州市	22,462.41	间接控制	成品油销售
188	湖州吴兴浙石油综合能源销售有限公司	2018年12月12日	浙江省湖州市吴兴区八里店镇纬四路1幢三楼345B室	浙江省湖州市	42,300.00	间接控制	成品油销售
189	长兴县交投浙石油综合能源销售有限公司	2020年11月19日	浙江省湖州市长兴县图影度假区龙之梦大道928号201室	浙江省湖州市	2,000.00	间接控制	成品油销售
190	安吉县浙石油综合能源销售有限公司	2019年4月30日	浙江省湖州市安吉县递铺街道云鸿西路2218号5幢317室	浙江省湖州市	2,000.00	间接控制	成品油销售
191	绍兴市上虞区浙能综合能源销售有限公司	2018年12月27日	浙江省绍兴市上虞区高铁新城称山北路306号7015室	浙江省绍兴市	7,000.00	间接控制	成品油销售
192	绍兴市越城区浙石油综合能源销售有限公司	2019年1月11日	浙江省绍兴市越城区解放南路延伸段绍兴宏业房产开发有限公司2楼205室	浙江省绍兴市	30,000.00	间接控制	成品油销售
193	绍兴市柯桥区浙石油综合能源销售有限公司	2018年12月25日	浙江省绍兴市柯桥区柯桥鉴湖路208号七楼	浙江省绍兴市	24,000.00	间接控制	成品油销售
194	嵊州市浙石油综合能源销售有限公司	2018年12月19日	浙江省绍兴市嵊州市鹿山街道罗环路1888号301室	浙江省绍兴市	9,000.00	间接控制	成品油销售
195	嵊州城南浙石油综合能源销售有限公司	2019年6月18日	浙江省绍兴市嵊州市三江街道领带园四路11号205室（住所申报）	浙江省绍兴市	10,000.00	间接控制	成品油销售

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
196	诸暨交投浙石油综合能源销售有限公司	2019年6月6日	浙江省诸暨市陶朱街道艮塔西路130号2楼	浙江省绍兴市	50.00	间接控制	成品油销售
197	新昌城投浙石油综合能源销售有限公司	2018年11月14日	浙江省新昌县城南乡石溪村29号	浙江省绍兴市	10,000.00	间接控制	成品油销售
198	新昌交投浙石油综合能源销售有限公司	2019年5月16日	浙江省新昌县七星街道龙山村大坪岗1号305室（住所申报）	浙江省绍兴市	2,500.00	间接控制	成品油销售
199	宁波市镇海区浙石油综合能源销售有限公司	2019年6月11日	浙江省宁波市镇海区骆驼街道锦业街18号16-1室	浙江省宁波市	2,000.00	间接控制	成品油销售
200	宁波市北仑区浙石油综合能源销售有限公司	2019年7月23日	浙江省宁波市北仑区新碶街道四明山路700号1幢1号5层557-1室	浙江省宁波市	200.00	间接控制	成品油销售
201	宁波市鄞州区浙石油综合能源销售有限公司	2019年7月25日	浙江省宁波市鄞州区下应街道湖下路147号启城商务大厦三号楼406室	浙江省宁波市	100.00	间接控制	成品油销售
202	宁波市海曙区浙石油综合能源销售有限公司	2019年6月11日	浙江省宁波市海曙区集士港镇菖蒲路150号（2-1-061）	浙江省宁波市	100.00	间接控制	成品油销售
203	宁波高新区浙石油综合能源销售有限公司	2019年8月1日	浙江省宁波高新区江南路673号创新大厦第4层4-42、4-43	浙江省宁波市	2,000.00	间接控制	成品油销售
204	宁波东钱湖浙石油综合能源销售有限公司	2019年7月29日	浙江省宁波东钱湖旅游度假区天池路155号（QH-120）	浙江省宁波市	150.00	间接控制	成品油销售
205	宁波杭州湾新区浙石油综合能源销售有限公司	2019年8月12日	浙江省宁波杭州湾新区九塘路5号1号楼511室	浙江省宁波市	1,800.00	间接控制	成品油销售
206	宁波市江北区浙石油综合能源销售有限公司	2019年8月26日	浙江省宁波市江北区江北大道99号61幢9-40	浙江省宁波市	2,000.00	间接控制	成品油销售
207	宁波市金耀路浙石油综合能源销售有限公司	2019年8月22日	浙江省宁波市鄞州区下应街道湖下路147号启城商务大厦三号楼413室	浙江省宁波市	2,000.00	间接控制	成品油销售

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
208	宁波市史家码浙石油综合能源销售有限公司	2019年8月22日	浙江省宁波市鄞州区下应街道湖下路147号启城商务大厦三号楼412室	浙江省宁波市	2,000.00	间接控制	成品油销售
209	宁波市浙石油石碶综合能源销售有限公司	2020年2月4日	浙江省宁波市海曙区石碶街道横涨村	浙江省宁波市	1,000.00	间接控制	成品油销售
210	慈溪市浙石油综合能源销售有限公司	2019年8月9日	浙江省慈溪市浒山街道孙塘路339号	浙江省宁波市	10,000.00	间接控制	成品油销售
211	象山经开区浙石油综合能源销售有限公司	2019年7月12日	浙江省宁波市象山县大徐镇象山经济开发区城东工业园玉盘路66号	浙江省宁波市	6,500.00	间接控制	成品油销售
212	象山浙石油综合能源销售有限公司	2019年7月12日	浙江省宁波市象山县丹东街道象山港路1199号	浙江省宁波市	2,000.00	间接控制	成品油销售
213	余姚市姚北浙石油综合能源销售有限公司	2019年8月2日	浙江省余姚市朗霞街道迎霞北路88号	浙江省宁波市	12,000.00	间接控制	成品油销售
214	余姚市浙石油综合能源销售有限公司	2019年7月15日	浙江省余姚市新建路27-33号九楼	浙江省宁波市	5,000.00	间接控制	成品油销售
215	浙江长广（集团）有限责任公司	1997年12月22日	浙江省湖州市长兴县雉城镇金陵南路	浙江省湖州市	109,773.53	直接控制	煤炭开采与销售；石料开采与销售
216	浙江浙能安吉生物质发电有限公司	2020年9月1日	浙江省湖州市安吉县孝丰镇灵龙南路130号文化大楼213室	浙江省湖州市	5,000.00	间接控制	生物质焚烧发电，尚处于筹建阶段，未实际开展经营业务
217	浙江浙能科服能源技术有限公司	2012年9月13日	浙江省杭州市余杭区五常街道余杭塘路2159-1号1幢B203室	浙江省杭州市	45,200.00	间接控制	环保技术研发与咨询服务
218	浙江浙能智慧能源科技产业园有限公司	2017年11月1日	浙江省湖州市长兴县煤山镇国家级开发区绿色制造产业园	浙江省湖州市	20,000.00	间接控制	房产租赁
219	浙江长广水泥有限公司	2016年11	浙江省湖州市长兴县小浦镇小浦村加	浙江省湖州市	2,000.00	间接控制	建材生产与销售

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
		月 28 日	油站边				
220	广德长广新型墙体材料有限公司	2009 年 7 月 17 日	安徽省宣城市广德县新杭镇牛头山村	安徽省宣城市	3,500.00	间接控制	建材生产与销售
221	浙江浙能保安服务有限公司	2015 年 12 月 16 日	浙江省湖州市长兴县画溪街道雉州大道 100 号	浙江省湖州市	1,000.00	间接控制	安保服务
222	浙江浙能消防服务有限公司	2015 年 12 月 15 日	浙江省湖州市长兴县画溪街道雉州大道 100 号	浙江省湖州市	1,000.00	间接控制	消防服务
223	长兴长广房地产开发有限公司	2009 年 2 月 24 日	浙江省长兴县古城街道金陵南路 258 号 709-713 房间	浙江省湖州市	500.00	间接控制	房地产开发与销售
224	浙江天地环保科技股份有限公司	2002 年 10 月 31 日	浙江省杭州市西湖区华星路 99 号（杭州东软创业大厦）	浙江省杭州市	37,500.00	间接控制	环保工程、环保服务、建材生产与销售
225	宁夏天达环保有限责任公司	2011 年 12 月 15 日	宁夏青铜峡工业园区（立马公路与乌玛高速交汇处）	宁夏吴忠市	2,000.00	间接控制	环保工程、环保服务、建材生产与销售
226	浙江东发环保工程有限公司	2002 年 4 月 25 日	萧山区金城路 451 号太古广场 1 号楼 19 楼	浙江省杭州市	5,000.00	间接控制	环保工程、环保服务、建材生产与销售
227	长兴天达环保建材有限公司	2005 年 9 月 27 日	长兴县开发区五里桥村	浙江省湖州市	1,800.00	间接控制	环保工程、环保服务、建材生产与销售
228	舟山天达环保建材有限公司	2012 年 1 月 17 日	浙江省舟山市普陀区六横镇舟山煤电环保路 1 号	浙江省舟山市	1,000.00	间接控制	环保工程、环保服务、建材生产与销售
229	浙江浙能催化剂技术有限公司	2011 年 5 月 27 日	浙江省强蛟镇望岗路 1 号	浙江省宁波市	6,197.20	间接控制	环保工程、环保服务、建材生产与销售
230	台州天达环保建材有限公司	2006 年 7 月 18 日	台州市椒江区前所街道建电路 1 号（台州发电厂老行政楼）	浙江省台州市	600.00	间接控制	环保工程、环保服务、建材生产与销售

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
231	永济天达环保建材有限公司	2011年1月25日	运城永济市中山东街20号	山西省运城市	100.00	间接控制	环保工程、环保服务、建材生产与销售
232	兰溪天达环保建材有限公司	2005年10月28日	浙江省兰溪市灵洞乡浙江浙能兰溪发电有限责任公司内	浙江省金华市	3,888.00	间接控制	环保工程、环保服务、建材生产与销售
233	三门天达环保建材有限公司	2013年12月3日	浙江省三门县浦坝港镇牛山涂（浙江浙能台州第二发电有限责任公司办公楼）	浙江省台州市	1,000.00	间接控制	环保工程、环保服务、建材生产与销售
234	宁波市镇海天达环保建材有限公司	2008年7月22日	浙江省宁波市镇海区澥浦北海路266号	浙江省宁波市	1,000.00	间接控制	环保工程、环保服务、建材生产与销售
235	浙江浙能迈领环境科技有限公司	2018年6月22日	浙江省杭州市萧山区萧山经济技术开发区明星路371号3幢601室	浙江省宁波市	2,352.94	间接控制	环保工程、环保服务、建材生产与销售
236	新疆天达环保有限公司	2010年10月18日	新疆阿克苏地区阿克苏市西工业园区	新疆阿克苏市	2,000.00	间接控制	环保工程、环保服务、建材生产与销售
237	浙江富兴电力燃料有限公司	2000年12月27日	杭州市中山北路109号	浙江省杭州市	15,000.00	直接控制	煤炭销售
238	宁波富兴电力燃料有限公司	2001年4月30日	大榭南岗商住楼	浙江省宁波市	800.00	间接控制	煤炭销售
239	上海富兴电力燃料有限公司	2001年6月17日	中国（上海）自由贸易试验区浦东南路1289号2408室	上海市	800.00	间接控制	煤炭销售
240	杭州浙能工程建设项目管理有限公司	2006年5月24日	杭州市滨江长河街道区滨盛路1751号浙能第二大厦308室	浙江省杭州市	18,266.02	间接控制	工程项目管理与咨询
241	宁波大榭开发区富源燃料有限公司	2001年5月25日	浙江省宁波大榭行政服务区南岗商住楼	浙江省宁波市	1,000.00	间接控制	煤炭销售
242	浙江浙能港口运营管理有限公司	2014年1月15日	浙江省舟山市普陀区六横镇兴港路1号（综合行政楼）	浙江省舟山市	10,000.00	直接控制	港口运营

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本(万元)	控制关系	主营业务
243	浙江浙能煤运投资有限责任公司	2005年12月8日	杭州市滨江区滨盛路1751号浙能第二大厦302室	浙江省杭州市	10,000.00	直接控制	煤炭开采与销售
244	浙江越华能源检测有限公司	2006年5月23日	镇海区庄市街道镇宁西路1666号	浙江省宁波市	1,378.75	间接控制	能源技术检测服务
245	舟山煤炭交易市场有限公司	2017年6月29日	浙江省舟山市定海区临城街道翁山路555号大宗商品交易中心6001室(集中办公)(自贸试验区内)	浙江省舟山市	10,000.00	间接控制	煤炭交易市场经营
246	浙江国信控股集团有限责任公司	2000年8月8日	杭州市延安路515号-521号	浙江省杭州市	81,000.00	直接控制	控股公司,主要从事实业投资
247	浙江浙信控股有限公司	1993年11月28日	杭州市延安路515号浙信大厦内	浙江省杭州市	130,000.00	间接控制	控股公司,主要从事实业投资
248	善高投资有限公司	1988年3月18日	ROOM 1405 14/F HARBOUR CENTRE 25 HARBOUR ROAD WANCHAI HK	香港特别行政区	400.00 万港元	间接控制	房产租赁
249	浙江浙信物业管理有限公司	2002年10月16日	杭州延安路515号	浙江省杭州市	490.00	间接控制	物业管理服务
250	浙江浙能资产经营管理有限公司	2010年11月19日	杭州市延安路515号10楼	浙江省杭州市	10,000.00	直接控制	控股公司,主要从事实业投资
251	黄岩马鞍山发电厂	1988年12月20日	台州市黄岩北城马鞍山	浙江省台州市	453.00	间接控制	未实际开展经营业务
252	黄岩热电厂	1984年1月21日	台州市黄岩城关镇环城东路192号	浙江省台州市	593.60	间接控制	未实际开展经营业务
253	浙江浙能碳资产管理有限公司	2017年10月16日	浙江省杭州市上城区元帅庙后88-2号289室	浙江省杭州市	1,000.00	间接控制	实业投资
254	浙江国信控股集团上海有	1995年8月	中国(上海)自由贸易试验区新灵路118	上海市	2,000.00	间接控制	贸易

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
	有限公司	11日	号409室A				
255	浙江省煤炭开发有限公司	1993年7月31日	杭州市莫干山路583号	浙江省杭州市	10,000.00	间接控制	未实际开展经营业务
256	浙江黄岩热电有限公司	1995年12月7日	浙江省台州市黄岩区江口大闸路	浙江省台州市	5,508.00	间接控制	燃煤发电、电力生产与销售
257	浙江浙能兴源节能科技有限公司	2011年6月14日	浙江省杭州市拱墅区蓝天商务中心501室-34	浙江省杭州市	86,500.00	直接控制	环保技术研发与咨询服务
258	浙江浙能玉环环保水务有限公司	2016年4月5日	浙江省玉环市坎门街道堤辽路55号	浙江省台州市	24,206.00	间接控制	环保工程、环保服务、建材生产与销售
259	杭州兴皖矿产品有限公司	2005年6月2日	萧山区临浦镇东藩中路1号汇宇宾馆	浙江省杭州市	4,500.00	间接控制	石料开采与销售
260	浙江浙能滨海环保能源有限公司	2018年6月22日	浙江省绍兴市柯桥区滨海工业区九七丘	浙江省绍兴市	16,000.00	间接控制	污泥焚烧发电
261	平湖独山港环保能源有限公司	2017年6月27日	浙江省嘉兴市平湖市独山港镇乍全公路北侧（浙江独山港经济开发区管理委员会三号楼337室）	浙江省嘉兴市	20,000.00	间接控制	天然气发电
262	浙江天音管理咨询有限公司	2004年2月9日	杭州市密渡桥路15号新世纪大厦26层	浙江省杭州市	1,000.00	间接控制	招投标代理服务
263	浙江浙能德清分布式能源有限公司	2015年7月16日	浙江德清经济开发区双山路东侧、B号路南侧	浙江省湖州市	15,500.00	间接控制	分布式天然气供能
264	浙江浙能龙泉生物质发电有限公司	2011年11月16日	浙江省丽水市龙泉市查田镇金圩工业区	浙江省丽水市	20,000.00	间接控制	生物质焚烧发电
265	浙江长广生物质发电有限公司	2016年4月13日	浙江省湖州市长兴县小浦镇毛场里2号	浙江省湖州市	2,000.00	间接控制	生物质焚烧发电

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本(万元)	控制关系	主营业务
266	开化天汇环保能源有限公司	2017年6月30日	浙江省衢州市开化县华埠镇园一路13号	浙江省衢州市	5,880.00	间接控制	垃圾焚烧发电
267	浙江长兴捷通物流有限公司	2004年12月15日	浙江省长兴县雉城镇二虎头桥	浙江省湖州市	12,700.00	间接控制	仓储服务
268	浙江能源天然气集团有限公司	2015年7月20日	浙江省杭州市上城区望江街道钱江路639号1914室	浙江省杭州市	237,635.00	直接控制	天然气生产与销售
269	浙江浙能天然气管网有限公司	2011年9月9日	浙江省杭州市滨江区滨盛路1751号浙能第二大厦16楼	浙江省杭州市	277,135.00	间接控制	天然气管网建设、天然气生产与销售
270	浙江省天然气开发有限公司	2018年5月31日	浙江省杭州市滨江区滨盛路1751号	浙江省杭州市	278,031.00	间接控制	天然气管网建设、天然气生产与销售
271	舟山天然气交易市场有限公司	2017年12月28日	浙江省舟山市定海区临城街道翁山路555号大宗商品交易中心5127室(集中办公)(自贸试验区内)	浙江省舟山市	20,000.00	间接控制	天然气交易市场经营
272	浙江浙能天然气运行有限公司	2011年5月18日	浙江省杭州市西湖区邮电新村20号205室	浙江省杭州市	9,800.00	间接控制	天然气管网运营服务
273	浙江浙能温州液化天然气有限公司	2018年6月15日	浙江省温州市洞头区北岙街道镇前街1号(仅限办公使用)	浙江省温州市	48,192.00	间接控制	天然气仓储服务
274	浙江省能源集团城市燃气有限公司	2010年11月8日	浙江省杭州市上城区之江路916号1号楼9-14层	浙江省杭州市	71,100.00	间接控制	天然气销售
275	建德市浙能天然气有限公司	2002年5月21日	浙江省建德市新安江新安路18号	浙江省杭州市	2,000.00	间接控制	天然气销售
276	杭州市临安区浙能天然气有限公司	2011年12月22日	浙江省杭州市临安区太阳镇迎宾路102号	浙江省杭州市	2,000.00	间接控制	天然气销售
277	景宁畲族自治县天然气有	2017年10	浙江省丽水市景宁畲族自治县红星街	浙江省丽水市	1,000.00	间接控制	天然气销售

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本(万元)	控制关系	主营业务
	限公司	月 30 日	道鹤溪中路 62 号				
278	海盐县天然气有限公司	2012 年 6 月 6 日	海盐县武原街道出海路常和景苑小区 6 号楼二楼	浙江省嘉兴市	3,750.00	间接控制	天然气销售
279	德清县天然气有限公司	2011 年 1 月 30 日	德清县乾元镇余不弄 15 号	浙江省长兴市	5,000.00	间接控制	天然气销售
280	新昌县天然气有限公司	2010 年 10 月 22 日	浙江省新昌县七星街道灵池路 6 号	浙江省绍兴市	2,240.00	间接控制	天然气销售
281	丽水市天然气有限公司	2012 年 8 月 24 日	浙江丽水市莲都区城北街 368 号绿谷信息产业园 7 号楼瓯微大厦 2506-2509 室	浙江省丽水市	5,000.00	间接控制	天然气销售
282	遂昌县天然气有限公司	2012 年 11 月 22 日	浙江省丽水市遂昌县妙高街道元立大道 199 号	浙江省丽水市	1,761.00	间接控制	天然气销售
283	庆元县天然气有限公司	2017 年 9 月 20 日	浙江省丽水市庆元县濠洲街道松源街 132 号	浙江省丽水市	2,000.00	间接控制	天然气销售
284	常山县天然气有限责任公司	2012 年 1 月 17 日	浙江省衢州市常山县辉埠镇久泰弄村牌楼底 6 号	浙江省衢州市	3,000.00	间接控制	天然气销售
285	平阳县天然气有限公司	2015 年 11 月 27 日	浙江省平阳县昆阳镇天来巷 27 号	浙江省温州市	3,000.00	间接控制	天然气销售
286	开化县天然气有限公司	2014 年 1 月 6 日	浙江省衢州市开化县芹阳办事处芹北路 39 号二楼	浙江省衢州市	2,000.00	间接控制	天然气销售
287	缙云县天然气有限公司	2010 年 11 月 4 日	浙江省丽水市缙云县五云街道蓬莱路 3、5 号	浙江省丽水市	3,953.00	间接控制	天然气销售
288	平湖市天然气有限公司	2004 年 1 月 20 日	浙江省平湖经济开发区兴平四路 698 号	浙江省嘉兴市	6,000.00	间接控制	天然气销售

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
289	绍兴市上虞区天然气有限公司	2004年3月2日	绍兴市上虞区百官街道凤鸣路236号	浙江省绍兴市	8,000.00	间接控制	天然气销售
290	绍兴市江滨天然气有限公司	2012年9月7日	浙江省绍兴滨海新城沥海镇海滨大道工商所北面3幢（原国税地税办公场所）（住所申报）	浙江省绍兴市	3,000.00	间接控制	天然气销售
291	宁海县天然气有限公司	2005年12月8日	浙江省跃龙街道中山中路36号	浙江省宁波市	6,000.00	间接控制	天然气销售
292	安吉县管道燃气有限公司	1996年12月24日	浙江省湖州市安吉县昌硕街道胜利东路天启铭楼7楼	浙江省湖州市	9,300.00	间接控制	天然气销售
293	龙泉市天然气有限公司	2011年9月28日	浙江省丽水市龙泉市工业园区垵头区块15-3地块	浙江省丽水市	4,100.00	间接控制	天然气销售
294	云和县天然气有限公司	2012年11月12日	浙江省丽水市云和县浮云街道解放东街188号	浙江省丽水市	1,520.00	间接控制	天然气销售
295	宁波象保合作区天然气有限公司	2017年5月22日	浙江省宁波象保合作区开发办公3号楼226室	浙江省宁波市	500.00	间接控制	天然气销售
296	青田县天然气有限公司	2012年1月18日	浙江省丽水市青田县鹤城街道鹤城东路19号二楼	浙江省丽水市	5,700.00	间接控制	天然气销售
297	义乌市天然气有限公司	2008年8月22日	浙江省义乌市商城大道J6号（自主申报）	浙江省金华市	14,000.00	间接控制	天然气销售
298	义乌市龙回新能源有限公司	2018年12月20日	浙江省义乌市稠江街道龙回枢纽西北侧（自主申报）	浙江省金华市	500.00	间接控制	天然气销售
299	泰顺县天然气有限公司	2006年4月4日	浙江省泰顺县罗阳镇银都二期30幢101室	浙江省温州市	1,050.00	间接控制	天然气销售
300	浙江振能天然气有限公司	2004年6月	浙江省湖州市德清县阜溪街道长虹东	浙江省湖州市	3,500.00	间接控制	天然气销售

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
		25日	街758号				
301	嵊州市三界天然气有限公司	2017年6月15日	浙江省绍兴市嵊州市三界镇工业园区	浙江省绍兴市	1,000.00	间接控制	天然气销售
302	新昌浙能三花综合能源有限公司	2020年11月5日	浙江省绍兴市新昌县澄潭街道沃西大道219号（2号地块23幢）	浙江省绍兴市	50.00	间接控制	天然气销售
303	浙江浙能石油新能源有限公司	2007年10月11日	浙江省杭州市上城区临江金座1号楼9层至11层	浙江省杭州市	45,000.00	间接控制	成品油销售
304	温州市油气发展有限公司	2014年9月19日	温州市下吕浦海鹞11幢（北首）5楼东首	浙江省温州市	1,470.00	间接控制	成品油销售、天然气销售
305	新昌县浙能万丰油气发展有限公司	2013年1月17日	浙江省新昌省级高新技术产业园区丽江路289号	浙江省绍兴市	702.31	间接控制	成品油销售、天然气销售
306	绍兴上虞浙能汽运油品天然气有限公司	2011年11月10日	绍兴市上虞区百官街道舜江东路汽车东站	浙江省绍兴市	2,000.00	间接控制	成品油销售、天然气销售
307	宁波市奉化区浙能交投油气发展有限公司	2012年6月19日	浙江省宁波市奉化区萧王庙街道四明路	浙江省宁波市	1,000.00	间接控制	成品油销售、天然气销售
308	宁海县浙能油气发展有限公司	2013年12月31日	浙江省宁波市宁海县桃源街道西环中路86号（自主申报）	浙江省宁波市	1,720.00	间接控制	成品油销售、天然气销售
309	绍兴上虞城北客运加油站有限公司	2014年2月25日	浙江省绍兴市上虞区称山北路316号	浙江省绍兴市	2,500.00	间接控制	成品油销售、天然气销售
310	浙江长广物资贸易有限责任公司	1999年2月5日	长兴县雒城镇金陵南路258号	浙江省湖州市	3,000.00	间接控制	贸易
311	嘉兴浙能石油新能源有限公司	2012年8月20日	嘉兴市乍浦镇纬五路158号	浙江省嘉兴市	48,500.00	间接控制	成品油销售、天然气销售

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本(万元)	控制关系	主营业务
312	德清县浙能燃气有限公司	2011年4月26日	德清县武康镇秋山村	浙江省湖州市	500.00	间接控制	天然气销售
313	台州市浙能油气发展有限公司	2014年12月11日	浙江省台州市椒江区民辉村民辉1号(椒江公交综合场站)(自主申报)	浙江省台州市	480.00	间接控制	成品油销售、天然气销售
314	衢州市浙能油气发展有限公司	2014年9月15日	浙江省衢州市柯城区航埠镇兴航路179号303室	浙江省衢州市	880.00	间接控制	成品油销售、天然气销售
315	丽水市浙能油气发展有限公司	2016年3月18日	浙江省丽水市莲都区绿谷大道238号808室	浙江省丽水市	990.00	间接控制	成品油销售、天然气销售
316	浙江浙石油燃料油销售有限公司	2017年3月27日	中国(浙江)自由贸易试验区舟山市定海区白泉镇海洋产业集聚区大成四路86号B区1号仓库402-5室(自主申报)	浙江省舟山市	5,000.00	间接控制	成品油销售
317	浙江浙石油海洋燃料有限公司	2020年1月16日	浙江省舟山市定海区北蝉乡(综保区)海洋产业集聚区大成四路86号B区1号仓库402-7室	浙江省舟山市	5,000.00	间接控制	成品油销售、成品油仓储
318	浙江省电力建设有限公司	1997年10月29日	宁波市甬江新区五环大厦11楼	浙江省宁波市	30,000.00	直接控制	工程项目建设
319	浙江东都建筑设计研究院有限公司	1993年11月1日	西湖区省府路27号	浙江省杭州市	2,221.77	间接控制	工程项目设计与咨询
320	浙江浙电设备监理有限公司	2001年12月7日	杭州市下城区凤起路378号	浙江省杭州市	500.00	间接控制	工程项目监理与咨询
321	宁波市浙电集体资产经营管理中心	2001年2月21日	宁波市海曙区灵桥路183号四楼(-11)	浙江省宁波市	898.00	间接控制	未实际开展经营业务
322	宁波市文昌实业有限公司	1987年7月20日	浙江省宁波市海曙区灵桥路183号三楼(3-14)	浙江省宁波市	5,000.00	间接控制	未实际开展经营业务

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
323	宁波市兴宁饭店	1989年9月28日	宁波市海曙区灵桥路183号	浙江省宁波市	400.00	间接控制	房产租赁
324	宁波海运集团有限公司	1981年12月10日	宁波市江北区北岸财富中心1幢	浙江省宁波市	12,000.00	直接控制	海上货运服务
325	宁波海运股份有限公司 (600798.SH)	1997年4月18日	宁波市江北区北岸财富中心1幢	浙江省宁波市	120,653.42	间接控制	海上货运服务
326	宁波海运明州高速公路有限公司	2005年6月3日	江北区北岸财富中心2幢	浙江省宁波市	119,300.00	间接控制	高速公路运营
327	宁波江海运输有限公司	1992年10月19日	宁波市江北区北岸财富中心2幢(4-1)(4-2)	浙江省宁波市	1,800.00	间接控制	海上货运服务
328	浙江浙能通利航运有限公司	2012年6月21日	浙江省舟山市普陀区六横镇兴港路1号	浙江省舟山市	5,000.00	间接控制	海上货运服务
329	浙江富兴海运有限公司	1996年2月15日	大榭金城商住楼1幢402	浙江省宁波市	30,000.00	间接控制	海上货运服务
330	宁波海运（新加坡）有限公司	2009年10月20日	6 SHENTON WAY #24-08OUE DOWNTOWN SINGAPORE 068809	新加坡	10.00 万美元	间接控制	海上货运服务
331	宁波先锋船务有限公司	2010年7月14日	FLAT/RM 5015/F WAYSON COMM BLDG 28 CONNAUGHT RD WEST SHEUNG WAN HK	香港特别行政区	1.00 万港元	间接控制	海上货运服务
332	宁波创新船务有限公司	2011年5月23日	6 SHENTON WAY #24-08 OUE DOWNTOWN SINGAPORE 068809	新加坡	4.10 万美元	间接控制	海上货运服务
333	浙江浙能电力股份有限公司 (600023.SH)	1992年3月14日	浙江省杭州市天目山路152号浙能大楼 2楼	浙江省杭州市	1,360,069.00	直接控制	电力生产与销售
334	浙江浙能镇海联合发电有	1994年11	浙江省宁波市镇海区镇宁东路455号	浙江省宁波市	4,720.00 万美元	间接控制	天然气发电、电力生

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
	限公司	月 29 日					产与销售
335	浙江浙能镇海发电有限责任公司	2000 年 4 月 12 日	浙江省宁波市镇海区镇宁东路 235 号	浙江省宁波市	101,000.00	间接控制	燃煤发电、电力生产与销售
336	宁波发电工程有限公司	1992 年 3 月 28 日	宁波市镇海区蛟川街道镇宁东路 235 号	浙江省宁波市	3,000.00	间接控制	电力检修与运营维护服务
337	宁波市镇海热力有限责任公司	2009 年 9 月 18 日	浙江省宁波市镇海区蛟川街道镇宁东路 235 号	浙江省宁波市	6,000.00	间接控制	热力销售
338	浙江浙能镇海天然气发电有限责任公司	2005 年 2 月 18 日	浙江省宁波市镇海虹桥镇镇宁东路 235 号	浙江省宁波市	53,250.00	间接控制	天然气发电、电力生产与销售
339	台州市联源热力有限公司	2003 年 6 月 4 日	浙江省台州市临海市杜桥镇下浦	浙江省台州市	6,289.00	间接控制	热力销售
340	浙江浙能北仑发电有限公司	1997 年 4 月 18 日	浙江省杭州市西湖区公元大厦北楼 1601 室	浙江省宁波市	230,000.00	间接控制	燃煤发电、电力生产与销售
341	浙江浙能镇海燃气热电有限责任公司	2011 年 10 月 12 日	浙江省宁波市镇海区宁波石化经济技术开发区海祥路 999 号	浙江省宁波市	56,000.00	间接控制	天然气发电、电力生产与销售
342	浙江浙能嘉华发电有限公司	2001 年 7 月 9 日	杭州市解放路 85 号 1401、1501、1601 室	浙江省嘉兴市	342,219.00	间接控制	燃煤发电、电力生产与销售
343	浙江浙能嘉兴发电有限公司	2000 年 3 月 15 日	浙江省杭州市天目山路 152 号浙能大厦 507 室	浙江省嘉兴市	84,370.00	间接控制	燃煤发电、电力生产与销售
344	浙江嘉源电力工程有限公司	2007 年 7 月 24 日	嘉兴市乍浦嘉电新村 1 幢西梯 101 室	浙江省嘉兴市	1,000.00	间接控制	电力检修与运营维护服务
345	平湖市滨海热力有限公司	2011 年 12 月 30 日	平湖市独山港镇乍全公路北侧（平湖市独山港区开发建设管理委员会 3 号楼 102 室）	浙江省嘉兴市	10,212.00	间接控制	热力销售

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
346	浙江浙能金华燃机发电有限责任公司	1998年5月22日	浙江省金华市婺城区白龙桥镇洞溪村	浙江省金华市	26,920.00	间接控制	燃煤发电、电力生产与销售
347	浙江浙能温州发电有限公司	2000年6月12日	浙江省乐清市北白象镇磐石	浙江省温州市	134,700.00	间接控制	燃煤发电、电力生产与销售
348	乐清市嘉隆供热有限公司	2003年10月8日	乐清市磐石镇东门村	浙江省温州市	1,200.00	间接控制	热力销售
349	乐清市瓯越能源服务有限公司	2004年4月6日	浙江省乐清市磐石镇东门村	浙江省温州市	1,200.00	间接控制	电力检修与运营维护服务
350	浙江浙能钱清发电有限责任公司	1997年12月23日	绍兴市柯桥区钱清镇钱清村	浙江省绍兴市	21,048.80	间接控制	燃煤发电、电力生产与销售
351	浙江浙能长兴发电有限公司	2001年7月10日	浙江省湖州市田盛园20幢	浙江省湖州市	109,600.00	间接控制	燃煤发电、电力生产与销售
352	浙江浙能慧泽能源有限公司	2018年4月8日	浙江省湖州市长兴县画溪街道长和路5号-1	浙江省湖州市	2,000.00	间接控制	综合能源生产与销售
353	浙江长兴东南热力有限责任公司	2003年4月10日	长兴县雒城镇新都汇小区4幢第1-4间	浙江省湖州市	3,100.00	间接控制	热力销售
354	浙江浙能电力工程技术有限公司	2002年1月8日	浙江省宁波高新区翔云北路99号1号楼1单元2-1、3-1	浙江省宁波市	17,600.00	间接控制	电力检修与运营维护服务
355	浙江华隆电力工程有限公司	2006年2月23日	浙江省萧山区临浦镇谭家埭村	浙江省杭州市	600.00	间接控制	电力检修与运营维护服务
356	浙江浙能中煤舟山煤电有限责任公司	2007年6月5日	浙江省舟山市普陀区六横镇舟电大道1号	浙江省舟山市	250,000.00	间接控制	燃煤发电、电力生产与销售
357	浙江浙能兰溪发电有限责任公司	2004年6月16日	浙江省兰溪市灵洞乡石关村	浙江省金华市	164,550.00	间接控制	燃煤发电、电力生产与销售

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
358	浙江兰能热力有限公司	2011年7月22日	浙江省兰溪市灵洞乡石关村	浙江省金华市	7,000.00	间接控制	热力销售
359	浙江浙能富兴燃料有限公司	2004年7月26日	浙江省宁波市大榭开发区南岗商住4#楼201室	浙江省宁波市	80,000.00	间接控制	煤炭销售
360	浙能国际能源贸易（香港）有限公司	2019年8月26日	香港湾仔港街道25号海港中心14楼1405室	香港特别行政区	4,706.84 万美元	间接控制	贸易
361	舟山富兴燃料有限公司	2011年5月24日	浙江省舟山市普陀区六横镇浙能舟山煤电厂区内	浙江省舟山市	1,000.00	间接控制	煤炭销售
362	浙江浙能乐清发电有限责任公司	2005年5月20日	浙江省乐清市南岳镇虹南大道8866号	浙江省温州市	190,000.00	间接控制	燃煤发电、电力生产与销售
363	浙江乐能热力有限公司	2017年5月25日	浙江省乐清市南岳镇虹南大道8866号	浙江省温州市	3,250.00	间接控制	热力销售
364	浙江浙能绍兴滨海热电有限责任公司	2009年11月30日	浙江省绍兴市柯桥区滨海工业区九七丘	浙江省绍兴市	118,085.00	间接控制	燃煤发电、电力生产与销售
365	浙江浙能绍兴滨海热力有限公司	2011年7月11日	绍兴市柯桥区滨海工业区九七丘	浙江省绍兴市	7,140.00	间接控制	热力销售
366	浙江浙能常山天然气发电有限公司	2012年8月31日	衢州绿色产业集聚区常山片区	浙江省衢州市	26,100.00	间接控制	天然气发电、电力生产与销售
367	浙江浙能台州第二发电有限责任公司	2012年10月17日	浙江省三门县浦坝港镇能源路1号	浙江省台州市	173,383.00	间接控制	燃煤发电、电力生产与销售
368	浙能阿克苏热电有限公司	2011年12月20日	新疆阿克苏地区阿克苏纺织工业城（开发区）温州路	新疆阿克苏市	90,000.00	间接控制	燃煤发电、电力生产与销售
369	浙江浙能能源服务有限公司	2017年2月22日	浙江省杭州市西湖区天目山路152号7楼	浙江省杭州市	38,807.52	间接控制	电力收购与配售

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
370	宁夏枣泉发电有限责任公司	2009年12月18日	宁东能源化工基地灵州综合工业园(A)区	宁夏银川市	80,400.00	间接控制	燃煤发电、电力生产与销售
371	台州市台电能源工程技术有限公司	2017年11月27日	浙江省台州市椒江区前所街道建电路1号	浙江省台州市	5,000.00	间接控制	电力检修与运营维护服务
372	淮浙电力有限责任公司	2020年11月25日	安徽省淮南市田家庵区洞山洞山中路1号（集团公司院内）	安徽省淮南市	97,755.00	间接控制	燃煤发电、电力生产与销售
373	浙江浙能电力投资（香港）有限公司	2020年8月13日	香港湾仔港湾道25号海港中心14楼1405室	香港特别行政区	1.00万港元	间接控制	控股公司，主要从事实业投资
374	浙能资本控股有限公司	2016年11月1日	杭州市上城区元帅庙后88号248室	浙江省杭州市	1,000,000.00	直接控制	控股公司，主要从事实业投资
375	浙江浙能融资租赁有限公司	2013年5月27日	杭州市文三路121号409室	浙江省杭州市	50,000.00	间接控制	融资租赁服务
376	浙能股权投资基金管理有限公司	2017年6月7日	浙江省杭州市上城区元帅庙后88-2号255室	浙江省杭州市	5,000.00	间接控制	私募基金管理
377	浙江浙能创业投资有限公司	2003年3月11日	浙江省杭州市西湖区北山街道白沙泉121-2号101室	浙江省杭州市	10,000.00	间接控制	股权投资
378	浙江浙能投资管理有限公司	2017年5月12日	浙江省杭州市西湖区北山街道曙光路85-1号129室	浙江省杭州市	1,410.00	间接控制	股权投资
379	浙江省浙能房地产有限公司	1987年12月1日	杭州市凤起路108号	浙江省杭州市	80,000.00	间接控制	房地产开发与销售
380	台州绿城能源房地产有限公司	2009年11月6日	浙江省台州市椒江区东海大道1351号至1371号101室	浙江省台州市	10,000.00	间接控制	房地产开发与销售
381	台州绿城房地产有限公司	2009年12月16日	浙江省台州市椒江区体育场路1418号	浙江省台州市	10,000.00	间接控制	房地产开发与销售

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
382	柳州市国盛房地产开发有限公司	2003年4月29日	柳州市东环路4号6栋	广西柳州市	3,000.00	间接控制	房地产开发与销售
383	柳州市国盛物业服务有限公司	2005年11月17日	柳州市西江路66号	广西柳州市	50.00	间接控制	房地产开发与销售
384	舟山浙能置业有限公司	2011年7月12日	浙江省舟山市普陀区东港街道麒麟街233号	浙江省舟山市	10,000.00	间接控制	房地产开发与销售
385	杭州浙能绿城置业有限公司	2008年5月30日	杭州市西湖区文一西路778号三楼	浙江省杭州市	30,000.00	间接控制	房地产开发与销售
386	浙能集团新疆准东房地产有限公司	2014年9月16日	新疆昌吉州奇台县吐虎玛克中街2区12丘244幢9号（华逸容锦酒店6层）	新疆昌吉州	8,000.00	间接控制	房地产开发与销售
387	浙江鼎信房地产开发有限公司	2005年2月2日	浙江省杭州市西湖区三墩镇三坝社区	浙江省杭州市	9,000.00	间接控制	房地产开发与销售
388	镇江浙信房地产开发有限公司	2005年8月11日	镇江市解放路4号自由领地商铺	江苏省镇江市	1,000.00	间接控制	房地产开发与销售
389	台州浙能绿城置业有限公司	2008年1月30日	浙江省台州市椒江区东海大道1351号至1371号201室（仅限办公用）	浙江省台州市	30,000.00	间接控制	房地产开发与销售
390	浙江信宇房地产开发有限公司	2011年11月8日	杭州市机场路377号2幢112室	浙江省杭州市	30,000.00	间接控制	房地产开发与销售
391	浙江浙能天颐投资有限公司	2016年4月19日	萧山区临浦镇三峰村	浙江省杭州市	33,400.00	间接控制	房地产开发与销售
392	浙江浙水房地产开发有限公司	1996年4月19日	杭州市凤起路108号21层	浙江省杭州市	2,000.00	间接控制	房地产开发与销售
393	浙江浙能绿色能源股权投资基金合伙企业（有限合	2017年8月10日	浙江省杭州市西湖区北山街道白沙泉121-1号101室	浙江省杭州市	1,500,100.00	间接控制	私募基金，主要从事实业投资

序号	企业名称	成立日期	住所	主要生产经营地	注册资本（万元）	控制关系	主营业务
	伙)						
394	浙江新能能源发展有限公司	2018年10月9日	浙江省杭州市西湖区北山街道白沙泉121-1号102室	浙江省杭州市	250,000.00	间接控制	控股公司，主要从事实业投资
395	浙江昱能能源发展有限公司	2019年10月29日	浙江省杭州市西湖区北山街道白沙泉121-1幢201室	浙江省杭州市	151,000.00	间接控制	控股公司，主要从事实业投资
396	杭州绿能国芯科技有限公司	2020年3月6日	浙江省杭州市西湖区白沙泉121-2号201室	浙江省杭州市	30,100.00	间接控制	控股公司，主要从事实业投资
397	浙江天然气交易市场有限公司	2020年8月19日	中国（浙江）自由贸易试验区舟山市普陀区东港街道麒麟街211号东港财富中心B座9层	浙江省舟山市	10,000.00	间接控制	天然气交易市场经营

附录二 控股股东及其控制企业的合营企业和联营企业简况

截至 2020 年 12 月 31 日，浙能集团下属除本公司合营企业、联营企业以外的控股股东的合营企业和联营企业的简况如下：

序号	企业名称	成立日期	住所	注册资本(万元)	与发行人的关联关系
1	中核浙能能源有限公司	2014 年 2 月 7 日	浙江省杭州市上城区中河中路 281 号 2008 室	17,336.00	控股股东的合营企业
2	江西省赣浙能源有限公司	2016 年 12 月 27 日	江西省南昌市南昌经济技术开发区桂苑大道创业大厦 A 座 3 楼 49 室	300,000.00	控股股东的联营企业
3	伊犁新矿煤业有限责任公司	2010 年 3 月 5 日	新疆伊犁州霍城县 8 区团结路 63 号	138,600.00	控股股东的联营企业
4	同煤浙能麻家梁煤业有限责任公司	2009 年 8 月 12 日	山西省朔州市红旗牧场	181,844.00	控股股东的联营企业
5	浙江浙能宁波天然气科技开发有限责任公司	2005 年 6 月 10 日	北仑区新碶镇明州路 773 号商务大厦 B 幢 11 楼	7,100.00	控股股东的联营企业
6	浙商财产保险股份有限公司	2009 年 6 月 25 日	杭州市拱墅区密渡桥路 1 号 A 幢 15-18 楼	300,000.00	控股股东的联营企业
7	浙商银行股份有限公司	1993 年 4 月 16 日	浙江省杭州市萧山区鸿宁路 1788 号	1,871,869.68	控股股东的联营企业
8	浙江省成品油贸易有限公司	2020 年 1 月 16 日	中国（浙江）自由贸易试验区舟山市定海区临城街道翁山路 555 号大宗商品交易中心 A1060 室	10,000.00	控股股东的合营企业
9	浙江能源绿城足球俱乐部有限公司	1998 年 1 月 14 日	浙江省杭州市余杭区中泰街道运溪路（中泰段）68 号	40,100.00	控股股东的合营企业
10	浙江中石化浙能油气发展有限公司	2011 年 6 月 21 日	杭州市体育场路桃花弄 2 号	10,000.00	控股股东控制企业的合营企业
11	湖州新能浙石油综合能源销售有限公司	2019 年 7 月 15 日	浙江省湖州市湖州经济技术开发区嘉年华国际广场 A、B 座 A112 室	2,000.00	控股股东控制企业的合营企业
12	浙江浙能希科姆科技有限公司	2018 年 6 月 22 日	浙江省湖州市长兴县煤山镇浙能智慧能源科技产业园	2,831.00	控股股东控制企业的合营企业

序号	企业名称	成立日期	住所	注册资本(万元)	与发行人的关联关系
13	浙江高速能源发展有限公司	2019年11月8日	浙江省杭州市滨江区西兴街道丹枫路399号2号楼B楼601室	2,000.00	控股股东控制企业的合营企业
14	淮浙煤电有限责任公司	2005年6月28日	安徽省淮南市田家庵区洞山中路1号(集团公司院内)	314,924.47	控股股东控制企业的合营企业
15	国核浙能核能有限公司	2012年6月29日	浙江省杭州市西湖区教工路18号世贸丽晶城欧美中心1号楼(B区)1207室	22,340.00	控股股东控制企业的合营企业
16	JE Synergy Engineering Pte. Ltd. (锦源工程有限公司)	2017年5月9日	45 SHIPYARD ROAD SINGAPORE 628136	300.00 万新加坡元	控股股东控制企业的合营企业
17	呼和浩特嘉盛新能源有限公司	2013年6月5日	土默特左旗兵州亥区域服务中心袄太村	11,000.00	控股股东控制企业的合营企业
18	淄博绿能新能源有限公司	2015年9月6日	山东省淄博市临淄敬仲镇李家西村、李家东村, 规划绿能路以东	38,375.00	控股股东控制企业的合营企业
19	延安国锦环保能源有限责任公司	2017年4月17日	陕西省延安市宝塔区东方明珠1号楼1单元10C	9,750.00	控股股东控制企业的合营企业
20	榆林绿能新能源有限公司	2015年8月7日	陕西省榆林市高新技术产业园区榆马路南榆白路西侧	11,000.00	控股股东控制企业的合营企业
21	台州绿能同创再生资源有限公司	2016年7月29日	台州市路桥区金清镇黄琅分水盐场	100.00	控股股东控制企业的合营企业
22	中海浙江宁波液化天然气有限公司	2005年3月22日	浙江省宁波市北仑区郭巨街道白中线峙北段388号	135,705.00	控股股东控制企业的联营企业
23	衢州市能源有限公司	2012年9月12日	浙江省衢州市柯城区白云中大道9号慧谷大厦1604室	10,000.00	控股股东控制企业的联营企业
24	浙江鸿程计算机系统有限公司	1996年8月22日	浙江省杭州市余杭区仓前街道龙潭路20号4幢472室	8,112.00	控股股东控制企业的联营企业
25	上海协同科技股份有限公司	1998年12月22日	武宁路423号	5,000.00	控股股东控制企业的联营企业
26	宁波港海船务代理有限公司	2005年6月27日	浙江省宁波市鄞州区百丈东路1130号	50.00	控股股东控制企业的联营企业

序号	企业名称	成立日期	住所	注册资本(万元)	与发行人的关联关系
27	宁波北仑船务有限公司	1996年12月10日	浙江省宁波市北仑区新碶街道新建路2号5幢1号305室	10,000.00	控股股东控制企业的联营企业
28	台州沿海高速能源有限公司	2019年6月19日	浙江省台州市市府大道354号三层315室(自主申报)	500.00	控股股东控制企业的联营企业
29	东方证券股份有限公司	1997年12月10日	上海市黄浦区中山南路119号东方证券大厦	699,365.58	控股股东控制企业的联营企业
30	浙江富浙投资有限公司	2016年11月17日	浙江省杭州市上城区白云路26号122室-3	1,000,000.00	控股股东控制企业的联营企业
31	浙江泽海投资管理有限公司	2018年5月25日	浙江省湖州市长兴县经济开发区明珠路1278号长兴世贸大厦A楼13层1302-1室	1,000.00	控股股东控制企业的联营企业
32	湖州泽源投资合伙企业(有限合伙)	2018年7月17日	浙江省湖州市长兴县煤山镇浙能智慧能源科技产业园	50,000.00	控股股东控制企业的联营企业
33	龙焱能源科技(杭州)有限公司	2008年5月4日	浙江省杭州经济技术开发区白杨街道凌云街801号	5,208.34 万美元	控股股东控制企业的联营企业
34	浙江大唐天地环保科技有限公司	2015年9月17日	浙江省象山县西周镇乌沙山村浙江大唐乌沙山发电有限责任公司院内	6,000.00	控股股东控制企业的联营企业
35	浙江天创环境科技有限公司	2015年8月26日	浙江省湖州市长兴县煤山镇白岙工业园区	3,800.00	控股股东控制企业的联营企业
36	宁波联辉建材开发有限公司	2012年1月19日	浙江省宁波市北仑区新碶进港西路66号1号2层	1,500.00	控股股东控制企业的联营企业
37	宁波北仑力远天达环保材料有限公司	2011年10月25日	北仑区星阳新村13幢107室	500.00	控股股东控制企业的联营企业
38	秦山核电有限公司	1994年6月30日	浙江省海盐县武原镇新桥南路东侧	501,338.05	控股股东控制企业的联营企业
39	浙江国华浙能发电有限公司	2002年7月25日	浙江省杭州市密渡桥路155号(浙江新世纪大厦27楼)	325,478.24	控股股东控制企业的联营企业
40	三门核电有限公司	2005年4月17日	浙江省三门县健跳镇三门核电厂区	1,160,697.00	控股股东控制企业的联营企业
41	核电秦山联营有限公司	1988年7月20日	浙江省海盐县武原镇核电新村	537,995.50	控股股东控制企业的联营企业

序号	企业名称	成立日期	住所	注册资本(万元)	与发行人的关联关系
42	国电浙江北仑第三发电有限公司	2006年12月31日	宁波市北仑区进港西路66号	140,000.00	控股股东控制企业的联营企业
43	浙江大唐乌沙山发电有限责任公司	2007年5月29日	宁波市鄞州区钟公庙街道同心苑1幢1号	170,000.00	控股股东控制企业的联营企业
44	杭州华电半山发电有限公司	1978年3月10日	浙江省杭州市拱墅区拱康路200号	170,661.00	控股股东控制企业的联营企业
45	国电浙江北仑第一发电有限公司	2000年4月6日	浙江省杭州市教工路18号世贸丽晶城欧美中心1号楼1701室	85,000.00	控股股东控制企业的联营企业
46	神华国华(舟山)发电有限公司	1996年7月16日	浙江省舟山市定海区白泉镇外山嘴	80,351.82	控股股东控制企业的联营企业
47	浙江温州特鲁莱发电有限责任公司	1998年9月25日	浙江省温州市新城大道新城大厦12楼	79,612.00	控股股东控制企业的联营企业
48	秦山第三核电有限责任公司	1997年1月31日	浙江省海盐县	100,000.00	控股股东控制企业的联营企业
49	浙江浙能长兴天然气热电有限公司	2012年9月20日	长兴县画溪街道工业功能区新塘路2号	40,000.00	控股股东控制企业的联营企业
50	华润电力(温州)有限公司	2008年3月14日	浙江省苍南县龙港镇华润路1号	200,000.00	控股股东控制企业的联营企业
51	中核辽宁核电有限公司	2009年5月16日	辽宁省葫芦岛市兴城市滨海大道100号	270,085.00	控股股东控制企业的联营企业
52	温州燃机发电有限公司	1998年6月3日	浙江省温州经济技术开发区商贸中心503室	35,750.00	控股股东控制企业的联营企业
53	大同市南郊城区发煤站有限责任公司	1998年8月6日	山西省大同市云冈区西韩岭乡小太村西	1,351.00	控股股东控制企业的联营企业
54	浙江省创业投资集团有限公司	2000年9月30日	浙江省杭州市西湖区教工路88号15层1501-1508室	10,000.00	控股股东控制企业的联营企业
55	浙江八达股份有限公司	1993年11月26日	浙江省金华市环城西路776号	8,000.00	控股股东控制企业的联营企业
56	长兴远大能源服务有限公司	2009年7月22日	长兴县经济开发区海陆新都汇1#楼15号	1,000.00	控股股东控制企业的联营企业
57	宁夏银星发电有限责任公司	2015年3月3日	宁夏灵武市白土岗乡海子井村	80,000.00	控股股东控制企业的联营企业
58	国电浙能宁东发电有限公司	2015年8月27日	宁夏灵武市马家滩镇西三村	140,000.00	控股股东控制企业的联营企业
59	神华国华宁东发电有限责任公司	2016年9月1日	宁夏宁东镇企业总部	100,000.00	控股股东控制企业的联营企业

序号	企业名称	成立日期	住所	注册资本(万元)	与发行人的关联关系
60	华能宁夏大坝电厂四期发电有限公司	2015年4月16日	青铜峡市大坝镇	82,000.00	控股股东控制企业的联营企业
61	中核海洋核动力发展有限公司	2017年8月15日	中国(上海)自由贸易试验区耀华路251号一幢一层	100,000.00	控股股东控制企业的联营企业
62	中核河北核电有限公司	2017年9月29日	河北省沧州市海兴县海政路中国银行海兴支行三楼	100,000.00	控股股东控制企业的联营企业
63	神华国能宁夏鸳鸯湖发电有限公司	2015年8月18日	宁夏宁东回民巷	145,000.00	控股股东控制企业的联营企业
64	浙江三门高温堆电站有限公司	2017年9月28日	浙江省三门县浦坝港镇草头村台二电厂小院子	3,000.00	控股股东控制企业的联营企业
65	中核行波堆投资(天津)有限公司	2017年9月29日	天津市滨海高新区滨海科技园高新六路39号9-3-401	75,000.00	控股股东控制企业的联营企业
66	湖州长广配售电有限公司	2018年11月20日	浙江省湖州市长兴县煤山镇新安村	5,000.00	控股股东控制企业的联营企业
67	中国核能电力股份有限公司	2008年1月21日	北京市海淀区玲珑路9号院东区10号楼	1,556,543.00	控股股东控制企业的联营企业
68	浙江浙能普华股权投资有限公司	2019年9月27日	浙江省杭州市西湖区北山街道曙光路85-1号392室	1,000.00	控股股东控制企业的联营企业
69	UHE SAO SIMAO ENERGIA S.A. (圣西芒水电能源股份有限公司)	2019年9月28日	AV. RESIDENTE JUSCELINO KUBITSCHKE, 1909 27 AND SALA 01, VILA NOVA CONCEICAO, SAO PAULO-SP	291,200万巴西 雷亚尔	控股股东控制企业的联营企业
70	杭州锦恒信息科技有限公司	2018年5月29日	浙江省杭州市拱墅区湖墅南路111号903室-4	100.00	控股股东控制企业的联营企业
71	太谷湛能环保有限公司	2017年7月11日	山西省晋中市太谷县西环路119号	5,000.00	控股股东控制企业的联营企业
72	巴彦淖尔市锦鹏云环保有限公司	2018年2月12日	内蒙古自治区巴彦淖尔市杭锦后旗陕坝镇塞上西街1号(供销社3楼)	10,000.00	控股股东控制企业的联营企业
73	浙江浙能星宙企业管理有限公司	2020年5月7日	浙江省杭州市西湖区文一西路1号益展商务大厦1号楼522室	10,000.00	控股股东控制企业的联营企业

序号	企业名称	成立日期	住所	注册资本(万元)	与发行人的关联关系
74	浙江国际油气交易中心有限公司	2015年5月12日	浙江省舟山市定海区舟山港综合保税区企业服务中心301-10000室(自贸试验区内)	20,000.00	控股股东控制企业的联营企业
75	浙江浙能龙焱能源科技有限责任公司	2019年1月10日	浙江省湖州市长兴县煤山镇浙江浙能智慧能源科技产业园	16,000.00	控股股东控制企业的联营企业
76	浙江一海新能源科技有限公司	2016年10月8日	浙江省衢州市衢江区东方广场7幢1206室	2,000.00	控股股东控制企业的联营企业
77	绍兴柯桥浙能普华堃泰股权投资合伙企业(有限合伙)	2019年12月13日	浙江省绍兴市柯桥区创意路199号B幢5楼-018(东区)	45,450.00	控股股东控制企业的联营企业
78	浙江电力交易中心有限公司	2016年5月19日	浙江省杭州市江干区庆春东路30号	15,484.86	控股股东控制企业的联营企业