



大公国际资信评估有限公司
DAGONG GLOBAL CREDIT RATING CO.,LTD

CREDIT RATING REPORT

报告名称

福建华电福瑞能源发展有限公司2023年
面向专业投资者公开发行可续期公司债
券（第一期）信用评级报告

目录

评定等级及主要观点

发债情况及发债主体

偿债环境

财富创造能力

偿债来源与负债平衡

外部支持

评级结论



信用等级公告

DGZX-R【2023】00319

大公国际资信评估有限公司通过对福建华电福瑞能源发展有限公司主体及其拟发行的 2023 年面向专业投资者公开发行可续期公司债券（第一期）的信用状况进行分析和评估，确定福建华电福瑞能源发展有限公司的主体信用等级为 AAA，评级展望为稳定，福建华电福瑞能源发展有限公司 2023 年面向专业投资者公开发行可续期公司债券（第一期）的信用等级为 AAA。

特此公告。

大公国际资信评估有限公司

评审委员会主任

二〇二三年五月八日



评定等级

发债主体 福建华电福瑞能源发展有限公司

债项信用等级: AAA

主体信用等级: AAA

评级展望: 稳定

债项概况

发行规模: 本次债券发行总额不超过人民币 100 亿元, 分期发行, 本期债券发行规模不超过 (含) 20 亿元

债券期限: 本期债券品种一基础期限为 2 年, 以每 2 个计息年度为 1 个周期; 品种二基础期限为 3 年, 以每 3 个计息年度为 1 个周期; 在每个周期末, 公司有权选择延长一个周期或到期全额兑付

偿还方式: 在公司不行使递延支付利息权的情况下, 每年付息一次; 若公司选择在某个周期末到期全额兑付本期债券, 则到期一次性偿还本金

发行目的: 全部用于偿还到期债务

主要财务数据和指标 (单位: 亿元、%)

项目	2023.3	2022	2021	2020
总资产	3,287.55	3,182.94	2,619.50	2,038.15
所有者权益	947.11	914.92	770.52	504.51
总有息债务	2,032.78	1,936.74	1,515.92	1,168.39
营业收入	120.26	445.98	382.62	292.87
净利润	29.98	85.11	59.53	47.14
经营性净现金流	47.36	320.46	83.85	123.55
毛利率	35.29	29.51	28.74	32.99
总资产报酬率	1.46	4.56	4.41	4.64
资产负债率	71.19	71.26	70.59	75.25
债务资本比率	68.22	67.92	66.30	69.84
EBITDA 利息保障 倍数 (倍)	-	4.22	3.11	3.49
经营性净现金流/ 总负债	2.06	15.57	4.96	9.93

注: 公司提供了 2018~2020 年模拟财务报表、2021~2022 年财务报表和 2023 年 1~3 月财务报表, 安永华明会计师事务所 (特殊普通合伙) 对公司 2018~2020 年模拟财务报表进行了三年连审, 天职国际会计师事务所 (特殊普通合伙) 对公司 2021 年和 2022 年财务报表分别进行了审计, 并均出具了标准无保留意见的审计报告, 公司 2023 年 1~3 月财务报表未经审计。本报告中 2020 年和 2021 年财务数据分别使用 2021 年和 2022 年审计报告期初追溯调整数据。

评级小组负责人: 王 鹏

评级小组成员: 赵 茜

电 话: 010-67413300

传 真: 010-67413555

客 服: 4008-84-4008

Email: dagongratings@dagongcredit.com

王 鹏
赵 茜

主要观点

福建华电福瑞能源发展有限公司 (以下简称“华电福瑞”或“公司”) 主要从事以风光等新能源为主的供电业务。本次评级结果表明, 公司是中国华电集团有限公司 (以下简称“华电集团”) 在新能源发电和福建省电力投资的重要平台, 具有明显的竞争优势, 且可获得股东支持, 多元化的电源结构有利于分散经营风险, 主营业务盈利能力较强; 但公司煤电和水电业务分别受煤价和来水情况等因素影响较大, 受煤炭采购成本明显增加影响, 煤电存在一定运营压力, 应收账款对资金形成一定占用, 负债规模持续增长, 资产负债率较高, 有息债务规模较大, 加之在建及拟建项目规模较大, 未来面临一定资本支出压力。本期债券在破产清算时的清偿顺序劣后于公司普通债务。

优势与风险关注

主要优势/机遇:

- 公司股东华电集团作为国有大型综合性发电集团, 综合实力很强, 公司是华电集团在新能源发电和福建省电力投资的重要平台, 可获得股东支持;
- 公司期末控股装机规模及发电量保持增长, 在全国新能源及福建省电力市场具有明显的竞争优势;
- 风光电等新能源在“碳达峰”、“碳中和”背景下面临良好的政策环境, 且公司电源结构多元, 以风光等新能源为主, 水电煤电等能源互补, 有利于分散经营风险;
- 公司主营业务盈利能力较强, 2020 年以来, 营业收入和利润水平持续提升。

主要风险/挑战:

- 公司煤电和水电业务分别受煤价和来水情况等因素影响较大, 2021 年以来公司煤炭采购成本明显增加导致煤电业务亏损, 煤电运营存在一定压力;
- 公司可再生能源补贴款等应收账款规模较大, 对资金形成一定占用;



- 公司负债规模持续增长，资产负债率较高，有息债务规模较大且整体增幅较大，加之在建及拟建项目规模较大，未来面临一定资本支出压力。

展望

预计未来，随着在建项目陆续完工投产，公司装机容量有望进一步提升，将保持明显的竞争优势。综合考虑，大公对未来 1~2 年华电福瑞的信用评级展望为稳定。



评级模型打分表结果

本评级报告所依据的评级方法为《电力企业信用评级方法》，版本号为 PF-DL-2022-V. 5. 0，该方法已在大公官网公开披露。本次评级所使用模型及结果如下表所示：

评级要素	分数
要素一：财富创造能力	6.01
（一）市场竞争力	6.83
（二）运营能力	2.63
（三）可持续发展能力	7.00
要素二：偿债来源与负债平衡	5.52
（一）偿债来源	6.78
（二）债务与资本结构	5.53
（三）保障能力分析	4.21
（四）现金流量分析	4.84
调整项	无
基础信用等级	aa+
外部支持	1
模型结果	AAA

外部支持说明：公司控股股东华电集团是国有大型综合性发电集团，综合实力很强；公司是华电集团在新能源发电和福建省电力投资的重要平台，能够获得股东在资产划转、注资、授信等方面的支持。

注：大公对上述每个指标都设置了 1~7 分，其中 1 分代表最差情形，7 分代表最佳情形。

评级模型所用的数据根据公开及公司提供资料整理。

最终评级结果由评审委员会确定，可能与上述模型结果存在差异。

评级历史关键信息

主体评级	债项评级	评级时间	项目组成员	评级方法和模型	评级报告
AAA/稳定	-	2022/05/27	王鹏、赵茜	电力企业信用评级方法（V.4）	点击阅读全文
AAA/稳定	-	2021/05/06	王洋、王鹏	电力企业信用评级方法（V.3.1）	点击阅读全文



评级报告声明

为便于报告使用人正确理解和使用大公国际资信评估有限公司（以下简称“大公”）出具的本信用评级报告（以下简称“本报告”），兹声明如下：

一、本报告所载的主体信用等级仅作为福建华电福瑞能源发展有限公司发行 2023 年面向专业投资者公开发行可续期公司债券（第一期）使用，未经大公共书面同意，本报告及评级观点和评级结论不得用于其他债券的发行等证券业务活动。

二、评级对象或其发行人与大公、大公子公司、大公控股股东及其控制的其他机构不存在任何影响本次评级客观性、独立性、公正性、审慎性的官方或非官方交易、服务、利益冲突或其他形式的关联关系。

大公评级人员与评级委托方、评级对象或其发行人之间，不存在影响评级客观性、独立性、公正性、审慎性的关联关系。

三、大公及评级项目组履行了尽职调查义务以及诚信义务，有充分理由保证所出具本报告遵循了客观、真实、公正、审慎的原则。

四、本报告的评级结论是大公依据合理的技术规范和评级程序做出的独立判断，评级意见未因评级对象或其发行人和其他任何组织机构或个人的不当影响而发生改变。

五、本报告引用的资料主要由评级对象或其发行人提供或为已经正式对外公布的信息，相关信息的合法性、真实性、准确性、完整性均由评级对象或其发行人/信息公布方负责。大公对该部分资料的合法性、真实性、准确性、完整性和有效性不作任何明示、暗示的陈述或担保。

由于评级对象或其发行人/信息公布方提供/公布的信息或资料存在瑕疵（如不合法、不真实、不准确、不完整及无效）而导致大公的评级结果或评级报告不准确或发生任何其他问题，大公对此不承担任何责任（无论是对评级对象或其发行人或任何第三方）。

六、本报告系大公基于评级对象及其他主体提供材料、介绍情况作出的预测



性分析，不具有鉴证及证明功能，不构成相关决策参考及任何买入、持有或卖出等投资建议。该预测性分析受到材料真实性、完整性等影响，可能与实际经营情况、实际兑付结果不一致。大公对于本报告所提供信息所导致的任何直接或间接的投资盈亏后果不承担任何责任。

七、本报告债项信用等级在本报告出具之日至本次债券到期兑付日有效，主体信用等级自本报告出具日至 2023 年 5 月 26 日有效，在有效期限内，大公将根据《跟踪评级安排》对评级对象或其发行人进行定期或不定期跟踪评级，且有权根据后续跟踪评级的结论，对评级对象或其发行人做出维持、变更或终止信用等级的决定并及时对外公布。

八、本报告版权属于大公所有，未经授权，任何机构和个人不得复制、转载、出售和发布；如引用、刊发，须注明出处，且不得歪曲和篡改。



发债情况

（一）本期债券情况

本次债券是公司面向专业投资者公开发行的公司债券¹，发行总额不超过人民币 100 亿元，采取分期发行方式。本期为 2023 年第一期，发行规模不超过 20 亿元（含 20 亿元），分为两个品种，品种一基础期限为 2 年，以每 2 个计息年度为 1 个周期，品种二基础期限为 3 年，以每 3 个计息年度为 1 个周期，在每个周期末，公司有权行使续期选择权，选择将该品种债券期限延长 1 个周期或选择到期全额兑付，续期选择权的行使不受次数的限制。本期债券引入品种间回拨选择权，回拨比例不受限制，公司和主承销商将根据本期债券申购情况，在总发行规模内，由公司和主承销商协商一致，决定是否行使品种间回拨选择权，并确定最终发行规模。本期债券面值为 100 元，按面值平价发行，通过簿记建档发行。

本期债券为固定利率债券，如有递延，则每笔递延利息在递延期间按当期票面利率累计计息。首个周期的票面利率将由公司与主承销商根据网下询价簿记结果，在预设区间范围内协商确定，在首个周期内固定不变，其后每个周期重置一次。首个周期的票面利率为初始基准利率加上初始利差，其中初始基准利率为簿记建档日前 250 个交易日由中国债券信息网（或中央国债登记结算有限责任公司认可的其他网站）公布的中债银行间固定利率国债收益率曲线中，待偿期与本期债券基础期限一致的国债收益率算术平均值（四舍五入计算到 0.01%）；初始利差为首个周期票面利率与初始基准利率之间的差值，并在后续重置票面利率时保持不变。如果公司行使续期选择权，本期债券后续每个周期的票面利率调整为当期基准利率加上初始利差再加上 300 个基点。当期基准利率为重新定价周期起息日前 250 个交易日由中国债券信息网（或中央国债登记结算有限责任公司认可的其他网站）公布的中债银行间固定利率国债收益率曲线中，待偿期与本期债券基础期限一致的国债收益率算术平均值（四舍五入计算到 0.01%）。

本期债券附设公司递延支付利息选择权，除非发生强制付息事件，本期债券的每个付息日，公司可自行选择将当期利息以及按照本条款已经递延的所有利息及其孳息推迟至下一个付息日支付，且不受到任何递延支付利息次数的限制。前述利息递延不属于公司未能按照约定足额支付利息的行为。如公司选择递延支付利息的，将于付息日前 10 个交易日发布递延支付利息公告。如公司选择行使递延支付利息选择权，则在延期支付利息及其孳息未偿付完毕之前，公司不得向普通股股东分红（按规定向国有股东上缴利润除外）或减少注册资本。本期债券在破产清算时的清偿顺序劣后于公司普通债务。

¹ 2021 年 7 月 22 日，公司本次面向专业投资者公开发行不超过 100 亿元公司债券已经上海证券交易所审核通过，并经中国证券监督管理委员会同意注册（证监许可[2021]2494 号）。



本期债券无担保。

（二）募集资金用途

本期债券的募集资金扣除发行费用后，拟全部用于偿还到期债务。

发债主体

（一）主体概况

公司成立于 2020 年 5 月 18 日，注册地址为福建省福州市，由华电集团出资设立，设立之初注册资本 0.10 亿元。2020 年 6 月 1 日，公司与华电集团控股的 H 股上市公司华电福新能源股份有限公司（以下简称“华电福新”）发布联合公告，宣布公司将以支付现金和股权对价相结合的方式，通过吸收合并对华电福新进行私有化，并承接其所有资产、负债、权益、业务、雇员、合约以及所有其他权利及义务，公司注册资本增至 117.11 亿元，华电福新已注销且公司完成华电福新相关债权清偿义务继承。2022 年 5 月，中国华电科工集团有限公司（以下简称“华电科工”）将所持公司 1.549% 股权划转给华电集团事项完成工商变更，截至 2023 年 3 月末，公司注册资本随华电集团增资增至 130.61 亿元，华电集团持有公司 100% 股份，国务院国有资产监督管理委员会（以下简称“国务院国资委”）为公司实际控制人。

截至 2022 年末，公司合并范围内重要子公司 33 家，公司是华电集团在新能源发电和福建省电力投资的重要平台，拥有包括风电、光伏、水电、煤电、天然气（分布式）和生物质发电等多类型发电业务，其中煤电、水电项目资产主要分布在福建省，风光电等新能源项目分布在全国多个省份，同时还涉及海上风电和境外发电项目。公司通过直接持有大部分煤电、水电项目公司的方式对除风光等新能源外的资产进行管理，子公司华电福新能源发展有限公司（2022 年 3 月更名为“华电新能源集团股份有限公司”，以下简称“华电新能”）为风光等新能源资产的整合平台，是华电集团在新能源领域的重要部署；2022 年 7 月 1 日，华电新能发布首次公开发行股票（A 股）招股说明书（申报稿），本次拟公开发行股票数量不低于本次发行后华电新能总股本的 15% 且不超过本次发行后华电新能总股本的 30%，发行后总股本不超过 514.29 亿股人民币，目前处于上市申报阶段；截至 2022 年末，公司对华电新能持股 52.40%。

（二）公司治理结构

公司按照《中华人民共和国公司法》等有关法律法规规章的要求，制定公司章程。公司不设股东会，设立董事会对股东负责，由 5 名董事组成，由股东委派，设董事长 1 名；设立党委，设立党委书记 1 名；设监事 1 名，由股东委派；设总经理 1 名；此外公司设办公室、财务资产部、工程管理部、党建工作部等 13 个职能部门，同时制定了包括预算管理、对外担保管理、投资分析与决策管理、内



部审计管理、财务管理、投融资管理等各方面的一系列管理制度。

（三）征信信息

根据公司提供的中国人民银行征信中心出具的企业信用报告，截至 2023 年 4 月 25 日，公司本部未结清和已结清信贷中不存在关注和不良记录。截至本报告出具日，公司本部和子公司华电新能在公开债券市场发行的到期债券均已按时兑付，存续债券正常付息。

偿债环境

（一）宏观环境

近年来，我国国民经济发展模式逐渐从高速发展转向高质量发展，经济体量持续扩大，发展质量稳步提高。2022 年尽管面临多重超预期因素冲击，但我国经济韧性强、潜力大、活力足，长期向好的基本面依然不变，经济总量再上新台阶。随着稳增长政策效应的不断显现，未来经济结构将持续优化并逐步释放内需增长空间，经济发展质量将进一步提升。

当前，我国经济已由高速增长阶段转向高质量发展阶段，经济结构持续优化。国内生产总值增加到 121 万亿元，五年年均增长 5.2%，十年增加近 70 万亿元、年均增长 6.2%，在高基数基础上实现了中高速增长、迈向高质量发展。

2022 年，受国际地缘政治冲突等超预期因素影响，我国经济增长面临一定阻力，政府加大宏观调控的力度，有效应对超预期因素的冲击，宏观经济大盘总体稳定，全年 GDP 比上年增长 3.0%。面对经济新的下行压力，政府出台实施稳经济一揽子政策和接续措施，推动经济企稳回升。积极的财政政策前置发力，强化跨周期调节，加快地方债券特别是专项债券发行使用，通过大规模留抵退税，加大对中小微企业、个体工商户的困难帮扶，大力优化支出结构，实施常态化财政资金直达机制并扩大范围。稳健的货币政策灵活适度，保持连续性、稳定性、可持续性，充分发挥总量和结构双重功能，灵活使用降准降息再贷款等货币政策工具，保持流动性合理充裕，加大对企业的信贷支持，保持金融市场总体稳定。微观政策持续激发市场主体活力，结构政策着力畅通国民经济循环，科技政策扎实落地，改革开放政策激活发展动力，区域政策增强发展的平衡性协调性，社会政策兜住兜牢民生底线。

2023 年，国内经济增长企稳向上基础尚需巩固，宏观政策将主要围绕扩内需、稳就业、防风险和促增长等方面加码发力。伴随扩大内需战略的不断实施，2023 年消费对经济增长的拉动率和贡献率将提高至合理水平；基础设施投资、制造业投资对经济的拉动作用仍将处于高位，同时随着一系列房地产政策的落地叠加低基数效应，房地产投资增速下降幅度将会收窄；外需持续放缓将拖累出口增速回落，内需企稳回升将带动进口总量增长。积极的财政政策加力提效，继续



发挥提振消费、引导资本投资，促进经济进一步恢复与增长的重要作用。稳健的货币政策精准有力，保持广义货币供应量和社会融资规模增速同名义经济增速基本匹配，有效防范化解重大金融风险，推动经济运行整体好转。2023 年市场信心逐渐回升，在国内扩内需、促消费等政策相互配合作用下，我国经济将整体回升。从中长期来看，我国经济规模仍稳居世界第二，随着经济结构的不断优化，内需增长空间将进一步得到释放，经济发展质量将持续提升。

（二）行业环境

2021 年以来我国电力供需总体紧平衡，部分地区用电高峰时段电力供需偏紧；全国电力装机规模持续增长，且持续绿色低碳发展趋势，非化石能源发电装机和发电量均保持较快增长，火电装机容量保持低速增长趋势。

2020~2022 年，全年全社会用电量分别同比增长 3.2%、10.3%和 3.6%，整体保持增长但增速有所波动，其中 2021 年 9~10 月，受电煤等燃料供应紧张、水电发电量减少、电力需求较快增长以及部分地区加强“能耗双控”等多重因素叠加影响，全国电力供需总体偏紧，个别地区少数时段出现拉闸限电，2022 年 2 月，全国多次出现大范围雨雪天气，少数省份在部分用电高峰时段电力供需平衡偏紧；7、8 月，受极端高温少雨天气影响，叠加经济恢复增长，用电负荷快速增长，12 月贵州、云南等少数省份受前期来水偏枯以及用电需求增长，供电局势紧张。2023 年 1~3 月，全国全社会用电量 2.12 万亿千瓦时，同比增长 3.6%，其中工业和制造业当月用电量增速高于全社会平均水平。

近年来，我国发电装机容量持续增长，总量增速有限，全国发电装机呈现“总量增长，结构优化”特征。随着“碳中和、碳达峰”相关政策及煤电政策的落实，火电装机规模增速持续放缓，非化石能源发电装机快速增长，延续绿色低碳发展趋势，其中水电和风电占比较高。截至 2023 年 2 月末，全国发电装机容量 26.0 亿千瓦，同比增长 8.5%；非化石能源发电装机容量 13.0 亿千瓦，同比增长 14.8%，占总装机比重上升至 50.2%，同比提高 2.7 个百分点，其中风电 3.7 亿千瓦，同比增长 11.0%，太阳能发电 4.1 亿千瓦，同比增长 30.8%；火电 13.4 亿千瓦，占比仍较高，增速维持较低水平，受能源保供及煤电调峰等影响，火电机组质量提升，风电及太阳能发电装机增速较快。

从发电量方面来看，全国规模以上电厂发电量保持增长，火电仍占主导地位，2021 年受电力消费快速增长、水电发电量负增长影响，火电发电量增速有所增长但增幅仍不高，全国规模以上工业企业发电量同比增长 8.1%。2022 年，全国规模以上工业企业发电量 8.39 万亿千瓦时、同比增长 2.2%，其中并网风电及光伏发电发电量增幅超过 16%，水电、火电及核电发电量增速低于 3%，在来水明显偏枯的三季度，全口径煤电发电量同比增长 9.2%，发挥了煤电兜底保供作用。



设备利用率方面，2020~2022 年，全国发电设备利用小时有所波动，2022 年，全国 6,000 千瓦及以上电厂发电设备利用小时分别为 3,756 小时、3,813 小时和 3,687 小时，2023 年 1~2 月，全国发电设备累计平均利用小时 569 小时，同比减少 28 小时。

2022 年以来燃煤发电市场化价格浮动范围扩大；但受清洁能源替代、煤炭价格波动等因素影响，煤电企业仍面临一定经营压力。

自 2020 年 1 月 1 日起，现行燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定。2021 年 10 月，国家发改委发布了《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，要求有序放开全部燃煤发电电量上网电价，扩大市场交易电价上下浮动范围，将燃煤发电市场交易价格浮动范围扩大为上下浮动原则上均不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20%限制；电力现货价格不受上述幅度限制。2022 年以来，燃煤电价市场化改革继续推进，结合能耗双控推进要求，各省份相应出台的燃煤发电市场化交易电价浮动范围，取消工商业目录销售电价、优化峰谷及分时电价、阶梯电价、高耗能企业市场交易电价不受上浮 20%限制等一系列政策继续推行，受上述政策影响，2022 年以来，煤电交易电价有所提升，一定程度上缓解火电经营压力。未来随着市场化交易电量规模的扩大及多元化的市场化交易机制的推行，具有成本优势的发电企业更具有相对优势。

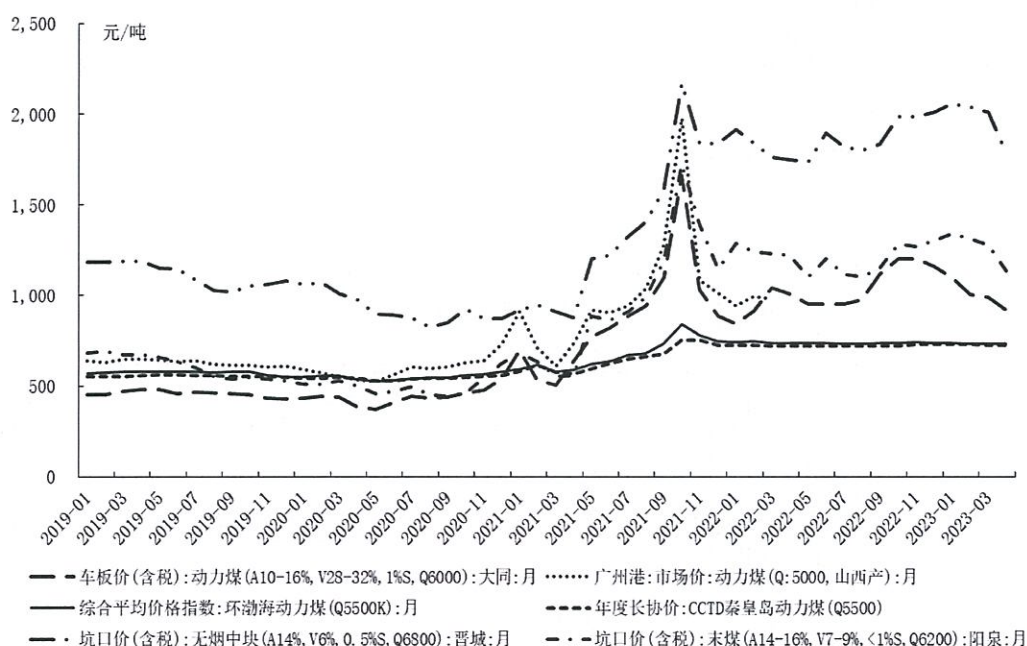


图 1 2019 年以来我国动力煤和无烟煤价格情况（单位：元/吨）

数据来源：Wind

煤价方面，2020 年以来，煤炭价格有所波动但整体处于高位，其中 2021 年



前三季度火电运营承压，2021 年 10 月以来，虽受“保供”政策执行落地，煤炭价格有所回落，但受进口煤限制、供需仍偏紧等影响，煤炭价格高位波动，煤电经营压力持续，2022 年前三季度煤电企业持续大面积亏损；随着能源保供稳价政策的持续执行，煤炭价格回落，煤电企业经营压力有所缓解，但受季节性需求等因素影响，煤炭价格存在波动且仍处于高位，煤电企业仍面临一定经营压力。2022 年以来，为推进落实能源保供稳价工作，供给端方面，要求煤电机组应发尽发，同时在火电机组在维持基本稳定的情况下，通过“上大压小、上新压旧、上高压低”方式，规划布局大型清洁高效煤电机组，推进现役煤电机组节能降碳改造、供热改造、灵活性改造“三改联动”，加快建设具备条件的支撑性调节性电源，开工投产一批煤电项目；金融领域方面，2022 年 8 月，国常会上提出核准开工一批条件成熟的基础设施等项目，支持中央发电企业等发行 2,000 亿元能源保供特别债；10 月“二十大”报告再次强调，有计划分步骤实施碳达峰行动，强调代表政策向能源供应保障安全的方向调整。未来随清洁能源投产及优先消纳，电源结构绿色趋势持续及“双碳”措施及国家能耗双控进一步推进，火电运营将面临一定经营转型升级压力。

我国水电未来存在增长空间，装机规模将继续集中在大型央企发电集团，随着机组投产及输送力提升，水电规模及发电效率将有望提升，但需关注水电受区域来水情况影响较大，西南区域水电消纳的持续改善仍面临一定压力。

我国水资源主要集中在西部地区，围绕长江流域、雅砻江、澜沧江等流域，主要为大型央企投资建设的水电站；水资源和用电需求的区域差异导致水电受“西电东输”的影响较大，跨网输送能力对水电消纳能力的提升起着关键作用。根据《2030 年前碳达峰行动方案的通知》，“十四五”、“十五五”期间分别新增水电装机容量 4,000 万千瓦左右，西南地区以水电为主的可再生能源体系基本建立；此外到 2025 年和 2035 年将抽水蓄能投产规模分别增至 6,200 万千瓦及 1.2 亿千瓦以上。预计未来水电装机规模存在增长空间，但由于水电建设开发权的特殊性和投入资金规模较大需求，水电装机资源将继续集中在大型央企发电集团。我国水电建设装机及发电量规模持续增长，截至 2023 年 2 月末水电装机容量 4.1 亿千瓦，同比增长 5.5%。2021 年，受汛期主要流域降水偏少等因素影响，规模以上工业企业水电发电量同比下降 2.5%，2022 年，全国规模以上工业企业水电发电量同比增长 1.0%。随着清洁能源消纳能力进一步提高和跨区域特高压电网的发展，水电发电效率将有所提升，但水电业务受所在流域来水情况影响较大，且西南区域水电消纳问题的持续改善仍面临一定压力。上网电价方面，水电电价主要包括成本加成定价、标杆电价定价、落地省区倒推电价定价和市场化定价模式，易受区域用电需求和跨网输电成本影响，同时随着市场化交易的提升，



考虑燃煤电价浮动范围放宽的影响，水电竞争优势仍明显。

风电光电等新能源在“碳达峰”、“碳中和”的背景下，面临良好的政策环境，但仍需关注消纳、平价上网及市场化交易推行等带来的影响。

随着“碳达峰”、“碳中和”推进，我国电力系统将朝着清洁能源方向快速发展，可再生能源为能源建设重点，相关政策的陆续出台，为其发展提供良好外部环境。2022 年 3 月，《“十四五”新型储能发展实施方案》提到，加快推动系统友好型新能源电站建设，以新型储能支撑高比例可再生能源基地外送、促进沙漠戈壁荒漠大型风电光伏基地和大规模海上风电开发消纳。2022 年 3 月，国家发展改革委、国家能源局印发的《“十四五”现代能源体系规划》提到，到 2025 年非化石能源发电量比重达到 39% 左右，“十四五”期间提高 5.8 个百分点。2022 年 12 月，中共中央国务院印发《扩大内需战略规划纲要（2022-2035 年）》提到，大幅提高清洁能源利用水平，建设多能互补的清洁能源基地，以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点加快建设大型风电、光伏基地。推动构建新型电力系统，提升清洁能源消纳和存储能力。鼓励绿色电力交易，制定促进各类电力用户购买绿色电力的激励措施。2023 年 1 月及 4 月，国家能源局印发《2023 年能源监管工作要点》及《2023 年能源工作指导意见》分别提及，持续跟踪跨省跨区输电通道、大型风电光伏基地、水电站、电力“源网荷储”一体化和多能互补、整县屋顶分布式光伏开发试点等重大项目推进情况；2023 年非化石能源发电装机占比提高到 51.9% 左右，风电、光伏装机增加 1.6 亿千瓦左右。

此外我国陆续发布了涉及消纳与解决补贴滞后等问题的有关政策，为风光电等清洁能源行业发展提供政策环境，但仍需持续关注后续政策动态及有关问题缓解情况。其中 2022 年以来，为推进落实能源保供稳价工作，要求水电、核电、风电、光伏等清洁能源发电多发满发；风光项目应并尽并、能并早并。此外可再生能源电价附加补助预算陆续下发，2022 年累计下达补贴 67.19 亿元。2022 年 11 月，中央预决算公开平台公布《关于提前下达 2023 年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》，风电及光伏补贴资金分别为 20.46 亿元和 25.8 亿元。

我国风光上网电价陆续进入竞争电价与平价电价上网阶段，2021 年，我国新建风电、光伏发电项目全面实现平价上网；2022 年，对新建项目延续平价上网政策，上网电价按当地燃煤发电基准价执行。新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价，鼓励绿色电力参与市场化交易。综合来看，考虑到外送通道建设及省间壁垒等问题解决尚需时间，风光等新能源装机的快速增长或将带来一定消纳压力；此外虽燃煤发电价格放宽上浮限制，风光电上网电价下行有所缓解，但随着平价上网推进及市场化交易竞争加剧，风电及光伏发电利润空间仍面临承压可能。



（三）区域环境

福建省经济保持增长，全省用电量和发电量均呈增长趋势，省内电力供需相对宽松；福建省持续推进能源绿色低碳转型和市场化电力交易。

福建省经济保持增长，其中 2020~2022 年全省生产总值分别为 43,903.9 亿元、48,810.4 亿元和 53,109.9 亿元，同比分别增长 3.3%、8.0%和 4.7%。2022 年，福建省第一产业增加值 3,076.2 亿元，增长 3.7%；第二产业增加值 25,078.2 亿元，增长 5.4%；第三产业增加值 24,955.5 亿元，增长 4.0%，全年全部工业增加值 19,628.8 亿元，比上年增长 4.9%，规模以上工业增加值增长 5.7%；全年固定资产投资 20,513.9 亿元，比上年增长 7.5%。

2020~2022 年，福建省用电量分别为 2,483 亿千瓦时、2,837 亿千瓦时和 2,900 亿千瓦时，同期，发电量分别为 2,636 亿千瓦时、2,931 亿千瓦时和 3,074 亿千瓦时，均保持增长。截至 2022 年末，福建省发电装机容量 7,531.0 万千瓦，比上年末增长 7.8%，其中，火电装机容量 3,681.4 万千瓦，增长 2.4%；水电装机容量 1,538.3 万千瓦，增长 11.0%；核电装机容量 1,101.2 万千瓦，增长 11.7%；并网风电装机容量 742.0 万千瓦，增长 1.0%；并网太阳能发电装机容量 464.9 万千瓦，增长 67.8%。整体来看，福建省发电结构以火电为主但水电和核电装机规模较大，省内电力供需相对宽松。为缓解地区消纳问题，福建省推进建设一系列电网项目以加大清洁能源外送力度，截至 2022 年末，福建电网拥有两路 1,000 千伏浙北-福州特高压输电线路、两路 500 千伏输电线路、闽粤联网直流换流站及两路 500 千伏输电线路等。

福建省持续推进能源绿色低碳和能源清洁化，2022 年 8 月陆续发布《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的实施意见》和《福建省推进绿色经济发展行动计划（2022—2025 年）》，加快形成煤、油、气、核和可再生能源多轮驱动、协调发展的能源供应体系。加快海上风电开发，稳妥推进闽南海上风电基地示范开发，“十四五”期间增加装机 400 万千瓦，到 2025 年，非化石能源消费比重达到 27.40%，新型储能装机容量达到 60 万千瓦以上；到 2030 年，风电、太阳能发电总装机容量达到 2,000 万千瓦以上。此外，福建省作为首批纳入电力直接交易试点的 6 个省份之一，不断推进电力体制改革，市场化交易电量占比不断提高。根据《2023 年福建省电力中长期市场交易方案》，燃煤发电机组全部上网电量参与市场交易，核电机组原则上全部上网电量（除华龙一号以外）参与市场交易，符合国家建设项目审批条件、已投入商业运行的风电机组和电化学储能电站，可参与市场交易，2023 年，全省电力市场直接交易电量计划约 2,110 亿千瓦时（其中居民、农业等从市场采购电量约 160 亿千瓦时），除居民、农业等优先购电电量由电网企业保障供应外，其余电量全部进入市场。



财富创造能力²

公司电源结构多元，其中风光等新能源业务是毛利润的主要来源；2020～2022 年，受益于发电量的持续增长以及上网电价的提升，公司营业收入和毛利润均逐年增长，其中 2021 年以来，因燃煤价格上涨，公司煤电业务毛利润呈亏损。

公司主要从事供电业务，包括风光等新能源、煤电、天然气分布式、水电等多种发电类型，电源结构多元，其中风电光伏等新能源业务是毛利润的主要来源。2020～2022 年，受益于公司装机规模增加带动发电量的持续增长，加之上网电价的提升，公司营业收入和毛利润均保持增长，综合毛利率有所波动，其中 2021 年虽然将部分职工薪酬由营业成本重分类至管理费用³，但因水电和煤电板块盈利能力下降而有所下降，2022 年因水电业务盈利回升而有所增长。

表 1 2020～2022 年公司营业收入及毛利润情况（单位：亿元、%）⁴

项目	2022 年		2021 年		2020 年	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
营业收入	445.98	100.00	382.62	100.00	292.87	100.00
风光等新能源	247.35	55.46	218.17	57.02	163.43	55.80
煤电	109.34	24.52	99.35	25.97	79.00	26.97
天然气分布式	51.62	11.58	44.22	11.56	26.33	8.99
水电	31.48	7.06	14.24	3.72	17.42	5.95
其他	6.19	1.39	6.63	1.73	6.68	2.28
毛利润	131.63	100.00	109.96	100.00	96.62	100.00
风光等新能源	135.38	102.85	122.02	110.96	80.86	83.69
煤电	-18.14	-13.78	-17.20	-15.64	10.23	10.58
天然气分布式	1.41	1.07	3.16	2.88	2.71	2.80
水电	9.84	7.48	-0.03	-0.03	4.92	5.09
其他	3.13	2.38	2.01	1.83	-2.09	-2.16
毛利率	29.51		28.74		32.99	
风光等新能源	54.73		55.93		49.47	
煤电	-16.59		-17.31		12.95	
天然气分布式	2.74		7.15		10.28	
水电	31.26		-0.23		28.24	
其他	50.60		30.36		-31.26	

数据来源：根据公司提供资料整理

分板块来看，2020～2022 年，风光等新能源营业收入和毛利润均保持增长，因管理费用重分类等影响导致毛利率有所波动，但整体维持在较高水平；公司煤

² 公司未提供 2023 年 1～3 月经营数据。

³ 2020 年职工薪酬等管理费用计入主营业务成本，2022 年职工薪酬等计入管理费用并对 2021 年追溯调整。

⁴ 风光等新能源包含少量生物质发电收入，煤电业务包含热力业务。



电营业收入保持增长，其中 2021 年和 2022 年分别受发电量增加和上网电价增长带动营业收入增加，但燃料成本增长且保持高位导致 2021 年以来煤电板块毛利润持续亏损；公司天然气分布式发电营业收入呈增长趋势，其中 2021 年主要因发电量明显增长带动营业收入和毛利润均同比增长，但受上网电价下降影响毛利率同比降低，2022 年虽然上网电价增长带动营业收入增长，但燃料成本增幅明显导致毛利润和毛利率均明显下降。同期，公司水电业务营业收入和盈利水平受区域来水情况影响而明显波动。公司其他业务收入主要为售电业务等，规模较小。

公司是华电集团在新能源发电和福建省电力投资的重要平台，目前形成以风光等新能源为主、水电煤电等能源互补的多元化电源结构，有利于分散经营风险；2020~2022 年，公司期末控股装机规模及发电量保持增长，在全国新能源及福建省电力市场具有明显的竞争优势；公司在建及拟建项目规模较大，为未来装机规模增长提供支撑，但面临一定资本支出压力。

公司作为华电集团在风光电等新能源以及福建省电力投资的重要平台，主要经营全国范围内的风光电等新能源以及福建省内的煤电、水电项目，同时开展天然气分布式发电项目，并通过参股方式发展核电项目，还涉及海上风电和境外发电项目，电源结构多元，其中风光等新能源装机占比较高，占华电集团新能源装机比重较高⁵，水电煤电均位于福建省内可相互补充，有利于分散经营风险。

表 2 2020~2022 年公司机组装机及发电量情况⁶

指标	2022 年	2021 年	2020 年
期末可控装机容量（万千瓦）	4,652.23	3,798.63	2,288.75
其中：风电光伏等新能源	3,555.06	2,761.32	1,311.04
煤电	492.00	492.00	492.00
水电	380.47	320.61	260.61
天然气分布式	224.70	224.70	225.10
发电量（亿千瓦时）	921.32	847.31	581.67
其中：风电光伏等新能源	534.82	459.15	257.94
煤电	220.23	258.28	218.02
水电	90.76	50.34	59.64
天然气分布式	75.51	79.54	46.07

数据来源：根据公司提供资料整理

2020~2022 年，公司通过收购以及自建等方式使得装机规模持续增长且增幅较大，带动发电量逐年增长。其中风光等新能源作为主要发展方向，装机规模和发电量均持续增长，2020 年以来，随着华电集团资产整合的逐步推进，子公司华电新能陆续吸收华电集团、华电国际等新能源资产，加之在建项目的陆续投

⁵ 截至 2021 年末，华电集团除火电、水电外的风电及其他类型可控装机规模为 2,944 万千瓦。

⁶ 表 2~表 9 中 2020 数据均为未追溯调整数据（不包括并入资产）。



产，公司新能源发电能力持续增强，具有明显的竞争优势。公司煤电和水电业务均在福建省，其中煤电装机规模稳定，水电装机随周宁抽蓄项目陆续投产而持续增加，截至 2022 年末，公司燃煤装机和水电装机占福建省火电和水电装机规模的比重分别为 13.36%和 24.73%，在福建省内竞争优势明显；公司水电发电量受来水情况影响波动明显，煤电发电量因与水电相互补充而随之反向波动。公司天然气分布式装机规模较为稳定，发电量有所波动，其中 2021 年因广东增城项目全年运行而明显增长，2022 年受下游需求下降影响而小幅下降。

截至 2022 年末，公司在建工程主要为福建可门煤电三期、青海德令哈西光储氢等项目，华电新能在风光大基地、就地消纳负荷中心项目等项目计划总装机规模和计划投资额均较大，对公司未来装机规模增长提供支撑，但未来需投资规模较大，面临一定资本支出压力。

表 3 截至 2022 年末公司主要在建拟建工程情况（单位：万千瓦、亿元）

在建项目				
项目名称	计划装机容量	计划投资额	已投资金额/在建项目期末余额	计划投产时间
福建可门煤电项目三期	200	72.40	9.91	2025.12
青海德令哈西光储氢项目一期	100	51.52	26.39	-
海晶光伏发电项目	100	62.74	13.08	-
合计	400	186.66	49.38	
拟建项目				
项目名称	计划装机容量	计划投资额	计划建设周期	
国家海上风电研究与试验检测基地及配套海上风电一期	80	95.40	2023.03~2025.12	

数据来源：根据公司提供资料整理

（一）风光等新能源业务

2020~2022 年，公司风光等新能源期末可控装机规模增长较快，带动发电量和上网电量均持续增长，但风光机组面临一定弃风弃光带来的损电风险。

公司风光等新能源业务运营主体主要为华电新能，装机分布较为广泛，其中风电装机主要分布在内蒙古、甘肃、新疆、河北等地，还有部分海上风电，光伏主要分布在甘肃、新疆、江苏、山西、湖北等地，生物质主要为桦川协联生物质能热电有限公司 2.4 万千瓦装机，规模很小。

2020~2022 年，随着股东华电集团新能源资产整合划转、公司收购以及自建项目的投产，期末可控装机规模增长较快，带动发电量和上网电量均持续增长，风光平均利用效率受区域风资源及光资源与电力消纳等因素影响均有所波动，其



中 2021 年风电设备利用小时数略低于全国平均水平⁷。公司大部分风光项目均享受补贴，不同地区的项目补贴以及标杆电价不同导致各个区域平均上网电价存在差异，其中风电平均上网电价基本稳定，光伏上网电价随着新并网项目核准补贴金额降低而呈下降趋势。公司主要依靠当地电网公司进行并网、电力传输及调度服务，部分电量通过市场化交易方式消纳，不同地区的市场化交易程度和占比存在差异。

表 4 2020~2022 年公司风光等新能源经营指标⁸

指标	2022 年	2021 年	2020 年
期末可控装机容量（万千瓦）	3,555.06	2,761.32	1,311.04
发电量（亿千瓦时）	534.82	459.15	257.94
上网电量（亿千瓦时）	522.78	453.17	254.31
风电设备平均利用小时数（小时）	2,204	2,135	2,148
光伏设备平均利用小时数（小时）	1,405	1,350	1,450
风电平均上网电价（元/千瓦时）	0.45	0.45	0.44
光伏平均上网电价（元/千瓦时）	0.59	0.66	0.80

数据来源：根据公司提供资料整理

公司风光项目分布广泛，其中位于“三北地区”的装机规模较大，而“三北地区”因电力消纳和外送等因素存在一定的“弃风弃光限电”现象，面临一定损电风险，受此影响，2021 年华电新能风光电利用情况较全国水平略低⁹。

（二）煤电业务

公司是福建省主要的火力发电公司之一，2020 年以来煤电装机保持稳定且供电标准煤耗持续降低，发电量受水电经营情况影响而有所波动，上网电价持续增长且 2022 年增幅较大；煤电业务受煤价等影响较大，其中 2021 年以来公司煤炭采购成本明显增加导致亏损，煤电运营存在一定压力。

公司是福建省主要的火力发电公司之一，煤电业务经营主体主要为子公司福建华电永安发电有限公司（以下简称“永安电厂”）、福建华电可门发电有限公司（以下简称“可门电厂”）、华电（漳平）能源有限公司（以下简称“漳平电厂”）和福建华电邵武能源有限公司（以下简称“邵武电厂”），均分布在福建省内，2020 年以来装机保持稳定。

公司煤电业务作为水电业务的重要补充，起调节稳定公司发电规模的作用，发电情况受水电经营情况影响较大，其中 2021 年因福建省整体来水情况较差使

⁷ 中国电力企业联合会：2021 年风电和光伏设备利用小时数（6,000 千瓦及以上电厂）分别为 2,232 小时和 1,281 小时，2022 年未披露相关数据。

⁸ 2022 年，风电、光伏平均设备利用小时数和上网电价为华电新能数据，不包含未划入华电新能的其他风光和生物质新能源；生物质发电量按全部上网计算。

⁹ 全国新能源消纳监测预警中心：2021 年 1~12 月全国风电和光伏利用率分别为 96.9%和 98%。根据华电新能招股说明书（2023 年 3 月稿），2021 年华电新能弃风率和弃光率分别为 4.96%和 2.50%。



得发电量同比增长，2022 年因水电增发而同比下降，售电量和平均利用小时数随之波动¹⁰。平均上网电价受市场化交易情况影响呈增长趋势，其中 2022 年因市场化电价增幅较大带动平均上网电价明显增长。公司各个发电厂供电煤耗不同，其中永安电厂和漳平电厂因机型问题煤耗较高，邵武电厂煤耗较低，整体煤耗水平随技改项目等推进而呈下降趋势，供电标准煤耗持续降低。

表 5 2020~2022 年公司煤电经营指标

指标	2022 年	2021 年	2020 年
期末可控装机容量（万千瓦）	492.00	492.00	492.00
发电量（亿千瓦时）	220.23	258.28	218.02
售电量（亿千瓦时）	206.70	247.49	204.80
设备平均利用小时数（小时）	4,465	5,250	5,118
平均上网电价（元/千瓦时）	0.47	0.36	0.35
供电标准煤耗（克/千瓦时）	280.84	284.15	306.69

数据来源：根据公司提供资料整理

公司煤炭采购主要通过国内长协、国内市场和进口三种方式，由于福建临海的地理优势，公司进口煤炭采购数量较大，煤炭采购量及采购成本受国际形势及国际市场波动影响较大，随着公司持续推进长协签订以及保供政策等落地，长协采购数量持续增长。公司煤电业务受煤价影响较大，2021 年以来，国内外电煤价格增长且高位运行，公司煤炭采购成本明显增加，虽然上网电价增长能弥补部分损失但增幅不及煤价涨幅，且煤电发挥兜底保供作用仍保持较大发电量，2021 年以来公司煤电持续亏损，未来煤电运营仍面临煤价波动和国际形势变化等带来的压力。

表 6 2020~2022 年公司煤炭采购情况

指标	2022 年	2021 年	2020 年
煤炭采购总量（万吨）	1,098.2	1,299.9	958.1
其中：长协煤炭采购数量	280.1	157.4	71.8
国内市场煤采购数量	163.2	155.1	400.7
进口	582.5	934.4	485.6
入厂标煤单价（元/吨，含税）	1,548.7	1,302.5	766.9

数据来源：根据公司提供资料整理

（三）天然气分布式业务

2020~2022 年，公司天然气分布式期末装机规模较为稳定，设备利用水平呈下降趋势，平均上网电价有所波动，其中 2022 年同比提升。

公司天然气分布式发电运行主体主要为子公司华电福新广州能源有限公司、广州大学城华电新能源有限公司等，项目主要为广州大学城、广州南宁、天津北

¹⁰ Wind: 2020~2022 年福建省火电设备平均利用小时数分别为 4,610 小时、4,877 小时和 4,370 小时。



辰、广东增城等，主要分布在广州、上海等一二线城市。2020 年以来装机规模较为稳定。

表 7 2020~2022 年公司天然气分布式发电经营指标

指标	2022 年	2021 年	2020 年
期末可控装机容量（万千瓦）	224.70	224.70	225.10
发电量（亿千瓦时）	75.51	79.54	46.07
上网电量（亿千瓦时）	73.74	77.45	44.77
设备平均利用小时数（小时）	3,360	3,540	3,667
平均上网电价（元/千瓦时）	0.70	0.55	0.59

数据来源：根据公司提供资料整理

2020~2022 年，天然气分布式发电量和上网电量均有波动，其中因广东增城项目于 2020 年下半年投产，2021 年全年运行带动发电量明显增长，但受部分项目供电区域用电需求下降影响，平均利用小时数呈下降趋势，导致 2022 年发电量同比下降。同期，天然气分布式上网电价有所波动，其中 2021 年因广东增城项目上网电价偏低而有所下降，因广东省 2021 年上调燃气标杆电价以及南宁、上海等项目气电联动下平均上网电价升高，2022 年上网电价同比提升。

（四）水电业务

公司是福建省内主要的水电发电企业之一，2020 年以来装机容量随项目投产持续增长；水电业务受来水情况等影响较大，2020~2022 年，因来水情况变化导致设备利用水平波动较大。

公司是福建省主要的水电发电企业之一，运营主体为子公司华电福新周宁抽水蓄能有限公司（以下简称“周宁抽蓄”）、福建棉花滩水电开发有限公司（以下简称“棉花滩水电”）、福建华电电力工程有限公司等，均分布在福建省内，主要集中在福建省汀江及闽江流域，公司水电站主要为棉花滩水电站、池潭水电站、安砂水电站等，具有明显的季节性和周期性。2020 年以来，随着周宁抽蓄机组陆续投产，公司期末水电装机规模持续增加。

表 8 2020~2022 年公司水电经营指标

指标	2022 年	2021 年	2020 年
期末可控装机容量（万千瓦）	380.47	320.61	260.61
发电量（亿千瓦时）	90.76	50.34	59.64
上网电量（亿千瓦时）	89.54	46.32	58.67
平均上网电价（元/千瓦时）	0.35	0.29	0.29
平均设备利用小时数（小时）	2,630	1,932	2,294

数据来源：根据公司提供资料整理

公司水电业务受区域来水情况影响较大，其中 2021 年因来水情况较差导致发电量有所下降，2022 年随着流域来水明显改善以及新增装机带动发电量明显



增长，设备利用水平随来水情况变化而明显波动¹¹，2022 年平均上网电价因新投产机组上网电价偏高而有所提升；公司各个水电站上网电价存在差异，执行“一站一策”价格制度，参与市场化交易的电量较少。

表 9 截至 2022 年末公司主要水电站相关指标

电站名称	棉花滩	芹山	安砂	池潭	古田溪
年累计来水量（亿立方米）	67.38	5.46	55.19	52.91	14.70
正常蓄水位（米）	173	755	265	275	382
坝高（米）	111	120	92	78	71
总库容（亿立方米）	20.35	2.65	7.40	8.70	6.09
调节库容（亿立方米）	11.22	1.95	4.40	6.26	4.49
装机容量（万千瓦）	60.00	32.00	14.03	21.10	32.00
平均上网电价（元/千瓦时，不含税）	0.33	0.34	0.21	0.25	0.24

数据来源：根据公司提供资料整理

偿债来源与负债平衡¹²

（一）偿债来源

1、盈利能力

2020 年以来，公司营业收入持续增长，毛利率受发电业务盈利变化影响而波动，财务费用规模较大且对利润侵蚀程度较高；公司利润水平逐年提升，投资收益及资产减值损失等非经常性损益对其影响较大。

2020~2022 年，公司发电量及上网电价的增长带动营业收入逐年增长，毛利率有所波动，其中 2021 因燃料价格上涨及水电盈利下降而有所降低，2022 年因水电盈利改善而有所提高。公司期间费用持续增长，其中 2021~2022 年将职工薪酬等由主营业务成本重分类至管理费用，财务费用规模较大，对利润侵蚀程度较高；期间费用率有所波动。

2020~2022 年，公司投资收益主要为权益法核算的对福建福清核电有限公司（以下简称“福清核电”）等参股发电企业的长期股权投资收益，规模逐年增长，对利润形成补充；资产减值损失主要为对发电机组等固定资产因运行效率不及预期等原因计提减值损失以及项目建设暂缓或终止而计提的在建工程减值损失，规模波动明显，其中 2020 年由于对部分分布式发电项目集中计提导致减值损失规模较大；信用减值损失主要为坏账损失，规模波动明显，其中 2021 年因应收清洁能源补贴款规模增加导致按低风险组合计提坏账规模增长而明显增加，2022 年因清洁能源补贴款回收使得应收账款坏账准备部分回转；同期，其他收益主要为税费返还、中央和地方财政补贴等，规模逐年增长，为公司利润提供一

¹¹ Wind: 2020~2022 年福建省水电设备平均利用小时数分别为 2,196 小时、2,070 小时和 2,622 小时。

¹² 2023 年 1~3 月同比分析使用 2023 年 1~3 月报表中的调整的上年同期数据进行分析。



定补充。同期，公司营业利润和净利润均逐年增长，投资收益及资产减值损失等非经常性损益对公司利润影响较大；总资产报酬率和净资产收益率均有波动。

表 10 2020~2022 年及 2023 年 1~3 月公司收入及盈利概况（单位：亿元、%）

项目	2023 年 1~3 月	2022 年	2021 年	2020 年
营业收入	120.26	445.98	382.62	292.87
营业成本	77.82	314.35	272.66	196.25
毛利率	35.29	29.51	28.74	32.99
期间费用	13.26	60.76	59.63	40.96
其中：管理费用	0.00	9.76	7.68	0.00
财务费用	13.26	50.91	51.03	40.96
期间费用率	11.03	13.62	15.58	13.99
其他收益	0.85	5.55	4.69	3.05
投资收益	5.07	25.18	14.04	9.30
资产减值损失	-	4.79	1.70	11.61
信用减值损失	-0.00	-0.17	3.30	0.10
营业利润	34.17	93.44	60.74	53.83
利润总额	34.31	93.95	64.53	55.38
净利润	29.98	85.11	59.53	47.14
总资产报酬率	1.46	4.56	4.41	4.64
净资产收益率	3.17	9.30	7.73	9.34

数据来源：根据公司提供资料整理

2023 年 1~3 月，风光等新能源发电收入增长带动公司营业收入同比有所增长，加之煤电亏损同比下降带动毛利率同比提升，期间费用率同比小幅下降，投资收益同比明显下降，受益于发电业务盈利提升，公司营业利润和净利润同比分别增长 40.84%和 34.94%。

2、筹资能力及资产可变现性

公司融资以银行借款和债券发行为主，未使用授信额度较大，信用借款占比较高。

公司融资以银行借款和债券发行为主，与多家银行等金融机构保持良好的合作关系，截至 2023 年 3 月末，公司本部在各家金融机构共获得授信总额为 305.00 亿元，较 2022 年 9 月末增长，未使用额度 270.00 亿元，规模较大。公司长短期借款中信用借款占比较高，截至 2022 年末，短期借款和长期借款中信用借款占比分别为 98.31%和 67.21%。截至 2023 年 5 月 2 日，公司本部在公开市场上发行债券余额合计 180.00 亿元¹³，子公司华电新能在公开市场上发行债券余额合计 70.00 亿元。

¹³ 含公司已承继债务。



2020 年以来，公司资产规模持续增长，以固定资产等非流动资产为主，以可再生能源补贴款为主的应收账款规模较大，对资金形成一定占用。

2020 年以来，随着公司项目建设以及收购等事项的推动，公司资产规模持续增长，始终以固定资产等非流动资产为主，发电机组等固定资产规模持续增长且占比较高。

表 11 2020~2022 年末及 2023 年 3 月末公司资产构成（单位：亿元、%）

项目	2023 年 3 月末		2022 年末		2021 年末		2020 年末	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
流动资产合计	548.70	16.69	476.24	14.96	509.72	19.46	314.89	15.45
货币资金	135.01	4.11	125.36	3.94	121.93	4.65	62.42	3.06
应收账款	324.71	9.88	292.53	9.19	324.35	12.38	217.90	10.69
非流动资产合计	2,738.85	83.31	2,706.70	85.04	2,109.78	80.54	1,723.26	84.55
长期股权投资	129.94	3.95	125.37	3.94	115.32	4.40	106.12	5.21
固定资产	1,672.75	50.88	1,660.57	52.17	1,347.90	51.46	1,145.56	56.21
在建工程	550.22	16.74	571.82	17.97	358.82	13.70	319.67	15.68
资产总计	3,287.55	100.00	3,182.94	100.00	2,619.50	100.00	2,038.15	100.00

数据来源：根据公司提供资料整理

公司流动资产主要为货币资金和应收账款等，2020 年以来，公司货币资金规模持续增长，其中 2021 年末因借款规模增加及华电新能少数股东增资等使得货币资金规模明显增加，2022 年以来保持较大规模，主要为银行存款，受限占比不高。同期，公司应收账款主要为应收可再生能源补贴款和应收电费，规模随应收可再生能源补贴款规模变化而明显波动，其中 2022 年末因部分可再生能源补贴款回收而有所下降，但整体仍保持较大规模且存在补贴延迟发放问题，对资金形成一定占用，应收可再生能源补贴款主要为华电新能风光电等机组产生，截至 2022 年末华电新能应收可再生能源补贴款账面价值为 247.11 亿元；截至 2022 年末，从账龄分布来看，1 年以内、1~2 年和 2~3 年占应收账款账面价值的比重分别为 55.11%、21.05%和 9.32%，3 年以上规模明显增长，期末累计计提坏账准备 2.70 亿元，主要为按低风险组合计提的坏账；按欠款方归集前五名均为各地区电力和国网公司，合计占比为 48.87%，因公司装机分布范围较为分散，集中度不高。

公司非流动资产主要为长期股权投资、固定资产和在建工程等，2020 年以来，公司长期股权投资规模较大且随着权益法下确认的投资收益累计而持续增长，投资对象主要为福清核电、三门核电有限公司等联营发电企业，投资对象较为稳定，2022 年末对上述两家公司投资余额分别为 92.46 亿元和 17.52 亿元。同期，固定资产始终为总资产的重要组成部分且随着在建项目投产及购置资产等持续增长，主要为已投发电机组等机械设备和房屋厂房等，截至 2022 年末累计



计提折旧 677.79 亿元，因部分发电项目经营不及预期等累计计提减值准备 19.32 亿元，累计计提规模呈增长趋势。公司在建工程主要为在建发电项目，规模随着项目投入整体呈增长趋势，其中 2022 年末因对青海德令哈西光储氢等风光项目投入较多而同比明显增加，2022 年末累计计提减值准备 4.45 亿元。整体来看，公司在建及运营的发电项目面临着推进停滞或经营不及预期等情况而产生的减值风险。

从资产运营效率来看，2020~2022 年和 2023 年 1~3 月，公司存货周转天数分别为 5.60 天、9.36 天、11.45 天和 10.23 天，有所波动；同期，应收账款周转天数分别为 219.05 天¹⁴、255.10 天、248.97 天和 230.97 天，受可再生能源补贴款回收情况而波动，2022 年以来因补贴款回收规模较大而呈下降趋势但整体周转效率仍较低。

表 12 截至 2022 年末公司受限资产情况（单位：亿元、%）¹⁵

科目名称	受限部分	受限占比	受限原因
货币资金	1.18	0.94	土地保证金存款、诉讼保证金等
应收账款	159.44	54.50	电费收费权形成的应收款项质押等
固定资产	155.97	9.39	融资租赁、抵押等
无形资产	0.17	0.27	融资租赁、抵押等
在建工程	0.18	0.03	融资租赁
其他	3.13	-	质押、抵押等
合计	320.07	-	-

数据来源：根据公司提供资料整理

公司受限资产主要为抵质押的应收账款和固定资产等，此外，公司取得部分子公司项目贷款时将项目建成后的收益权进行质押。截至 2022 年末，公司受限资产占总资产和净资产的比重分别为 10.06%和 34.98%。

（二）债务及资本结构

2020 年以来，公司负债规模持续增长，以长期借款等非流动负债为主，资产负债率有所波动但处于较高水平。

2020 年以来，随着公司投资支出需求的增加，公司负债规模持续增长，以非流动负债为主，其中长期借款占比较高，资产负债率有所波动但处于较高水平。

公司流动负债主要由短期借款、应付账款、其他应付款和一年内到期的非流动负债等构成。2020~2022 年末，公司短期借款主要为信用借款，逐年大幅增长。应付账款主要为项目建设所产生的应付基建、技改工程款和应付设备款等，因项目建设持续投入而持续增长。同期，公司其他应付款持续下降，其中 2020 年末因吸收华电集团内新能源资产产生应付股权对价款规模较大，2021 年以来

¹⁴ 包含计入应收款项融资的应收可再生能源补贴款。

¹⁵ 公司未提供截至 2023 年 3 月末受限资产情况。



因完成支付而下降，截至 2022 年末主要为应付质保金等。公司一年内到期的非流动负债主要为一年内到期的长期借款和应付债券等，规模波动较大。2023 年 3 月末，随着到期偿还，公司短期借款和一年内到期的非流动负债规模较 2022 年末均有下降，其他主要流动负债科目较 2022 年末变化不大。

表 13 2020~2022 年末及 2023 年 3 月末公司负债情况（单位：亿元、%）

项目	2023 年 3 月末		2022 年末		2021 年末		2020 年末	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
流动负债合计	756.26	32.31	885.97	39.06	694.47	37.56	598.54	39.03
短期借款	376.41	16.08	435.57	19.20	283.83	15.35	126.12	8.22
应付账款	230.27	9.84	243.25	10.73	226.33	12.24	150.33	9.80
其他应付款	43.43	1.86	42.04	1.85	72.74	3.93	181.76	11.85
一年内到期的非流动负债	86.77	3.71	151.60	6.68	95.73	5.18	127.61	8.32
非流动负债合计	1,584.17	67.69	1,382.05	60.94	1,154.52	62.44	935.10	60.97
长期借款	1,382.52	59.07	1,168.11	51.50	946.19	51.17	806.16	52.56
应付债券	56.42	2.41	46.00	2.03	65.99	3.57	26.59	1.73
租赁负债	103.01	4.40	99.91	4.40	86.22	4.66	30.81	2.01
负债总额	2,340.44	100.00	2,268.02	100.00	1,848.98	100.00	1,533.64	100.00
短期有息债务	466.49	19.93	590.32	26.03	387.65	20.97	259.74	16.94
长期有息债务	1,566.28	66.92	1,346.42	59.37	1,128.27	61.02	908.65	59.25
有息债务合计¹⁶	2,032.78	86.85	1,936.74	85.39	1,515.92	81.99	1,168.39	76.18
资产负债率	71.19		71.26		70.59		75.25	

数据来源：根据公司提供资料整理

公司非流动负债主要是以信用借款为主的长期借款，2020 年以来，因项目建设需求，公司长期借款规模快速增长；同期，应付债券规模随债券发行以及转入一年内到期而波动较大；租赁负债规模持续增长，以机器设备等融资租赁为主。

公司有息债务规模较大且整体增幅较大，占总负债比重很高，以长期有息债务为主；截至 2023 年 3 月末，短期有息债务规模较大。

2020~2022 年末，公司总有息债务规模较大且逐年大幅增长，占总负债比重持续增长，主要为长期借款等长期有息债务，但短期有息债务规模增幅明显。2023 年 3 月末，公司有息债务规模较 2022 年末进一步增长¹⁷，短期有息负债规模有所下降但仍保持较大规模，存在一定偿债压力。截至 2023 年 5 月 2 日，公司本部以及子公司华电新能在公开市场上发行债券存续规模共计 250.00 亿元，将于一年内到期或行权的规模为 65.00 亿元。

截至 2023 年 3 月末，公司无对外担保及重大未决诉讼事项。

¹⁶ 2020 年~2022 年末长期有息债务不含经营租赁，2023 年 3 月末因公司未提供经营租赁情况，租赁负债全额计入长期有息债务；不含永续债。

¹⁷ 公司未提供有息债务期限结构分布情况。



2020 年以来，公司所有者权益持续增长，少数股东权益占比较高。

2020 年以来，公司所有者权益持续增长，截至 2023 年 3 月末为 947.11 亿元。2020 年公司注册成立，后通过增发注册资本方式收购华电集团和华电科工持有的华电福新股权将实收资本增至 117.11 亿元，2022 年末随着股东增资增至 130.61 亿元。随着华电新能资产合并以及其少数股东权益变动导致公司资本公积整体呈下降趋势，截至 2023 年 3 月末为 44.07 亿元。同期，未分配利润持续增长，2023 年 3 月末为 126.76 亿元，其他权益工具主要为公司发行永续债，规模有所波动，截至 2023 年 3 月末为 147.16 亿元。同期，公司少数股东权益占公司所有者权益比重较高且持续增长，主要为华电新能、可门电厂等少数股东权益，规模持续增长，其中 2021 年末主要系华电国际等对华电新能增资，2022 年末主要因华电新能发行可续期公司债规模较大所致，截至 2023 年 3 月末为 496.26 亿元。

公司主营业务盈利能力较强，对利息保障程度较好；资产和负债规模均持续增长，资产负债率处于较高水平，有息债务规模较大且整体增幅较大，期末现金及现金等价物无法对短期有息债务形成覆盖。

2020~2022 年，公司营业收入和营业利润均持续增长，主营业务盈利能力较强；同期，公司 EBITDA 利息保障倍数分别为 3.49 倍、3.11 倍和 4.22 倍，对利息保障程度较好。融资能力方面，公司融资以银行借款和债券发行为主，未使用授信余额较大且信用借款占比较高。

2020 年以来，公司资产和负债规模均持续增长，以可再生能源补贴款为主的应收账款规模较大，对资金形成一定占用，资产负债率有所波动但处于较高水平；2022 年末，公司流动比率和速动比率分别为 0.54 倍和 0.53 倍，流动资产对流动负债覆盖能力一般。公司有息债务规模较大且整体增幅较大，以长期有息债务为主但短期有息债务规模较大，期末现金及现金等价物对短期有息债务无法覆盖，2022 年末期末现金及现金等价物对短期有息债务覆盖倍数为 0.21 倍。

（三）现金流

2020~2022 年，公司经营性现金流净流入规模受可再生能源补贴款回收情况等影响波动较大；投资性现金流净流出规模较大且整体增幅明显，后续项目推进面临一定资本支出压力；筹资性现金流保持净流入且规模明显波动。

2020~2022 年，公司经营性现金流保持净流入，规模波动较大，其中 2021 年因可再生能源补贴款回收速度较慢且规模增加导致现金回笼水平下降，加之购买燃料等支出规模增加导致经营性净现金流较大幅度下降，2022 年因可再生能源补贴款回收等流入规模较大而明显增加；受此影响，经营性净现金流对利息和负债的保障程度波动明显。同期，公司投资性现金流净流出规模较大且整体增幅



明显，主要因项目建设投入和收购项目支出较大所致。公司筹资性现金流保持净流入，规模随当年投资支出需求以及经营回款情况变化而明显波动。整体来看，公司经营性净现金流虽可对债务偿还和投资支出提供一定支持但易受可再生能源补贴款回收情况影响，项目建设及收购等投资支出存在融资需求，且在建拟建项目计划投资规模较大，后续项目推进面临一定资本支出压力，债务偿还对借款和吸收投资等筹资性收入依赖度较高。

表 14 2020~2022 年及 2023 年 1~3 月公司现金流及偿债指标情况

项目	2023 年 1~3 月	2022 年	2021 年	2020 年
经营性净现金流（亿元）	47.36	320.46	83.85	123.55
投资性净现金流（亿元）	-94.55	-617.11	-600.63	-182.19
筹资性净现金流（亿元）	56.84	299.73	575.88	78.36
经营性净现金流利息保障倍数（倍）	2.98	5.38	1.49	2.67
经营性净现金流/流动负债（%）	5.77	40.55	12.97	28.51
经营性净现金流/总负债（%）	2.06	15.57	4.96	9.93

数据来源：根据公司提供资料整理

2023 年 1~3 月，因发电收入增长，公司经营性净现金流同比明显增加 30.78 亿元，投资性现金流净流出规模有所下降，筹资性现金流净流入规模因借款规模下降而同比减少 54.11 亿元。

外部支持

公司控股股东华电集团是国有大型综合性发电集团之一，综合实力很强，公司能够获得股东在资产划转、注资、授信等多个方面的支持；公司作为以风光等新能源为主的发电企业，能够获得一定政府补助和政策支持。

公司控股股东华电集团是国有大型综合性发电集团之一，规模优势明显，行业竞争力显著，综合实力很强；公司作为华电集团在新能源发电和福建省电力投资的重要平台，能够获得股东在资产划转、注资等多个方面的支持。2020 年和 2021 年，子公司华电新能陆续吸收华电集团、华电国际的风光电资产且规模较大，进一步增强了公司在风光发电领域的规模优势，且 2021 年华电集团子公司华电国际通过转让新能源资产股权以及现金的方式向华电新能注资 212.37 亿元，2022 年向公司增资 13.50 亿元。此外，截至 2023 年 3 月末公司在财务公司获得授信总额 20.00 亿元

公司作为以风光等新能源为主的发电企业，能够获得一定税收返还等政府补助和税收减免优惠政策支持。2020~2022 年，公司计入其他收益和营业外收入的政府补贴、税收减免和奖励基金等分别为 2.85 亿元、4.47 亿元和 5.31 亿元，对公司偿债来源形成一定补充。根据《关于风力发电增值税政策的通知》（财税



（2015）74 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）、《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）和《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）等规定，公司能享受对应税收减免优惠政策。

评级结论

公司主要从事以风光等新能源为主的供电业务，是华电集团在新能源发电和福建省电力投资的重要平台。2021 年以来我国电力供需总体紧平衡，全国电力装机规模持续增长，且持续绿色低碳发展趋势，风光电等新能源在“碳达峰”、“碳中和”背景下面临良好的政策环境。公司期末控股装机规模及发电量保持增长，在全国新能源及福建省电力市场具有明显的竞争优势，且电源结构多元，以风光等新能源为主，水电煤电等能源互补，有利于分散经营风险；公司主营业务盈利能力较强，2020 年以来，营业收入和利润水平持续提升，且公司股东华电集团综合实力很强，公司能够获得其支持；但公司煤电和水电业务分别受煤价和来水情况等因素影响较大，2021 年以来公司煤炭采购成本明显增加导致煤电业务亏损，煤电运营存在一定压力；公司可再生能源补贴款等应收账款规模较大，对资金形成一定占用，同时公司负债规模持续增长，资产负债率较高，有息债务规模较大且整体增幅较大，加之在建及拟建项目规模较大，未来面临一定资本支出压力。本期债券在破产清算时的清偿顺序劣后于公司普通债务。

综合来看，公司的抗风险能力极强，偿债能力极强。本期债券到期不能偿付的风险极低。

预计未来 1~2 年，随着在建项目陆续完工投产，公司装机容量有望进一步提升，将保持明显的竞争优势。因此，大公对华电福瑞评级展望为稳定。



跟踪评级安排

自评级报告出具之日起，大公国际资信评估有限公司（以下简称“大公”）将对福建华电福瑞能源发展有限公司（以下简称“发债主体”）进行持续跟踪评级。持续跟踪评级包括定期跟踪评级和不定期跟踪评级。

跟踪评级期间，大公将持续关注发债主体外部经营环境的变化、影响其经营或财务状况的重大事项、发债主体履行债务的情况以及可续期债券的特殊发行事项等因素，并出具跟踪评级报告，动态地反映发债主体及可续期债券的信用状况。

跟踪评级安排包括以下内容：

1) 跟踪评级时间安排

定期跟踪评级：大公将在本次债券存续期内，在每年发债主体发布年度报告后两个月内，且不晚于发债主体每一会计年度结束之日起六个月出具一次定期跟踪评级报告。

不定期跟踪评级：大公将在发生影响评级报告结论的重大事项后及时进行跟踪评级，在跟踪评级分析结束后下 1 个工作日向监管部门报告，并发布评级结果。

2) 跟踪评级程序安排

跟踪评级将按照收集评级所需资料、现场访谈、评级分析、评审委员会上会评审、出具评级报告、公告等程序进行。

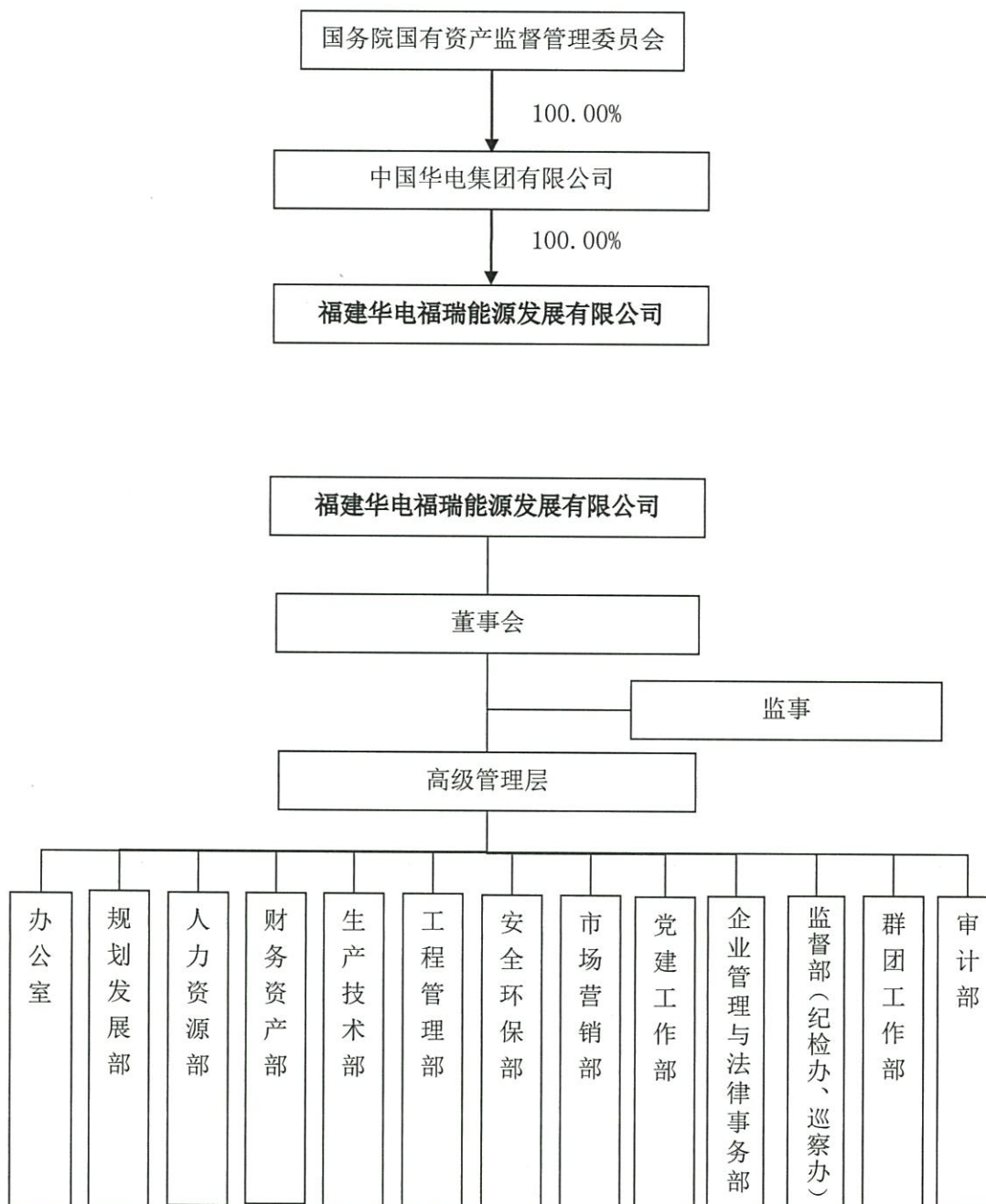
大公的定期和不定期跟踪评级报告将在本公司网站和交易所网站予以公告，且交易所网站公告披露时间将不晚于在其他交易场所、媒体或者其他场合公开披露的时间。

3) 如发债主体不能及时提供跟踪评级所需资料，大公将根据有关的公开信息资料进行分析并调整信用等级，或宣布评级报告所公布的信用等级暂时失效直至发债主体提供所需评级资料。



附件 1 公司治理

截至 2023 年 3 月末福建华电福瑞能源发展有限公司股权结构及组织架构图



资料来源：根据公司提供资料整理，未体现党委。



附件 2 福建华电福瑞能源发展有限公司主要财务指标

（单位：亿元）

项目	2023 年 1~3 月 (未经审计)	2022 年	2021 年 (追溯调整)	2020 年 (追溯调整)
货币资金	135.01	125.36	121.93	62.42
应收账款	324.71	292.53	324.35	217.90
固定资产	1,672.75	1,660.57	1,347.90	1,145.56
总资产	3,287.55	3,182.94	2,619.50	2,038.15
短期有息债务	466.49	590.32	387.65	259.74
总有息债务	2,032.78	1,936.74	1,515.92	1,168.39
负债合计	2,340.44	2,268.02	1,848.98	1,533.64
所有者权益合计	947.11	914.92	770.52	504.51
营业收入	120.26	445.98	382.62	292.87
财务费用	13.26	50.91	51.03	40.96
投资收益	5.07	25.18	14.04	9.30
净利润	29.98	85.11	59.53	47.14
经营活动产生的现金流量净额	47.36	320.46	83.85	123.55
投资活动产生的现金流量净额	-94.55	-617.11	-600.63	-182.19
筹资活动产生的现金流量净额	56.84	299.73	575.88	78.36
毛利率（%）	35.29	29.51	28.74	32.99
营业利润率（%）	28.42	20.95	15.87	18.38
总资产报酬率（%）	1.46	4.56	4.41	4.64
净资产收益率（%）	3.17	9.30	7.73	9.34
资产负债率（%）	71.19	71.26	70.59	75.25
债务资本比率（%）	68.22	67.92	66.30	69.84
流动比率（倍）	0.73	0.54	0.73	0.53
速动比率（倍）	0.71	0.53	0.72	0.52
存货周转天数（天）	10.23	11.45	9.36	5.60
应收账款周转天数（天）	230.97	248.97	255.10	219.05
经营性净现金流/流动负债（%）	5.77	40.55	12.97	28.51
经营性净现金流/总负债（%）	2.06	15.57	4.96	9.93
经营性净现金流利息保障倍数（倍）	2.98	5.38	1.49	2.67
EBIT 利息保障倍数（倍）	3.01	2.44	2.05	2.04
EBITDA 利息保障倍数（倍）	-	4.22	3.11	3.49
现金回笼率（%）	86.27	125.01	83.07	98.93
担保比率（%）	0.00	0.00	0.00	0.00



附件 3 主要指标的计算公式

指标名称	计算公式
毛利率（%）	$(1 - \text{营业成本} / \text{营业收入}) \times 100\%$
EBIT	利润总额 + 计入财务费用的利息支出
EBITDA	EBIT + 折旧 + 摊销（无形资产摊销 + 长期待摊费用摊销）
EBITDA 利润率（%）	$\text{EBITDA} / \text{营业收入} \times 100\%$
总资产报酬率（%）	$\text{EBIT} / \text{年末资产总额} \times 100\%$
净资产收益率（%）	$\text{净利润} / \text{年末净资产} \times 100\%$
现金回笼率（%）	$\text{销售商品及提供劳务收到的现金} / \text{营业收入} \times 100\%$
资产负债率（%）	$\text{负债总额} / \text{资产总额} \times 100\%$
债务资本比率（%）	$\text{总有息债务} / (\text{总有息债务} + \text{所有者权益}) \times 100\%$
总有息债务	短期有息债务 + 长期有息债务
短期有息债务	短期借款 + 应付票据 + 其他流动负债（应付短期债券）+ 一年内到期的非流动负债 + 其他应付款（付息项）
长期有息债务	长期借款 + 应付债券 + 长期应付款（付息项）
担保比率（%）	$\text{担保余额} / \text{所有者权益} \times 100\%$
经营性净现金流/流动负债（%）	$\text{经营性现金流量净额} / [(\text{期初流动负债} + \text{期末流动负债}) / 2] \times 100\%$
经营性净现金流/总负债（%）	$\text{经营性现金流量净额} / [(\text{期初负债总额} + \text{期末负债总额}) / 2] \times 100\%$
存货周转天数 ¹⁸	$360 / (\text{营业成本} / \text{年初末平均存货})$
应收账款周转天数 ¹⁹	$360 / (\text{营业收入} / \text{年初末平均应收账款})$
流动比率	$\text{流动资产} / \text{流动负债}$
速动比率	$(\text{流动资产} - \text{存货}) / \text{流动负债}$
现金比率（%）	$(\text{货币资金} + \text{交易性金融资产}) / \text{流动负债} \times 100\%$
扣非净利润	净利润 - 公允价值变动收益 - 投资收益 - 汇兑收益 - 资产处置收益 - 其他收益 - (营业外收入 - 营业外支出)
可变现资产	总资产 - 在建工程 - 开发支出 - 商誉 - 长期待摊费用 - 递延所得税资产
EBIT 利息保障倍数（倍）	$\text{EBIT} / (\text{计入财务费用的利息支出} + \text{资本化利息})$
EBITDA 利息保障倍数（倍）	$\text{EBITDA} / (\text{计入财务费用的利息支出} + \text{资本化利息})$
经营性净现金流利息保障倍数（倍）	$\text{经营性现金流量净额} / (\text{计入财务费用的利息支出} + \text{资本化利息})$

¹⁸ 一季度取 90 天。

¹⁹ 一季度取 90 天。



附件 4 信用等级符号和定义

4-1 一般主体评级信用等级符号及定义

信用等级		定义
AAA		偿还债务的能力极强，基本不受不利经济环境的影响，违约风险极低。
AA		偿还债务的能力很强，受不利经济环境的影响不大，违约风险很低。
A		偿还债务能力较强，较易受不利经济环境的影响，违约风险较低。
BBB		偿还债务能力一般，受不利经济环境影响较大，违约风险一般。
BB		偿还债务能力较弱，受不利经济环境影响很大，有较高违约风险。
B		偿还债务的能力较大地依赖于良好的经济环境，违约风险很高。
CCC		偿还债务的能力极度依赖于良好的经济环境，违约风险极高。
CC		在破产或重组时可获得保护较小，基本不能保证偿还债务。
C		不能偿还债务。
展望	正面	存在有利因素，一般情况下，信用等级上调的可能性较大。
	稳定	信用状况稳定，一般情况下，信用等级调整的可能性不大。
	负面	存在不利因素，一般情况下，信用等级下调的可能性较大。

注：除 AAA 级、CCC 级（含）以下等级外，每一个信用等级可用“+”、“-”符号进行微调，表示略高或略低于本等级。

4-2 中长期债项信用等级符号及定义

信用等级		定义
AAA		偿还债务的能力极强，基本不受不利经济环境的影响，违约风险极低。
AA		偿还债务的能力很强，受不利经济环境的影响不大，违约风险很低。
A		偿还债务能力较强，较易受不利经济环境的影响，违约风险较低。
BBB		偿还债务能力一般，受不利经济环境影响较大，违约风险一般。
BB		偿还债务能力较弱，受不利经济环境影响很大，有较高违约风险。
B		偿还债务的能力较大地依赖于良好的经济环境，违约风险很高。
CCC		偿还债务的能力极度依赖于良好的经济环境，违约风险极高。
CC		在破产或重组时可获得保护较小，基本不能保证偿还债务。
C		不能偿还债务。

注：除 AAA 级、CCC 级（含）以下等级外，每一个信用等级可用“+”、“-”符号进行微调，表示略高或略低于本等级。