

一 重要提示

- 1 本年度报告摘要来自年度报告全文,为全面了解本公司的经营成果、财务状况及未来发展规划,投资者应当到上海证券交易所网站等中国证监会指定媒体上仔细阅读年度报告全文。
- 2 本公司董事会、监事会及董事、监事、高级管理人员保证年度报告内容的真实、准确、完整,不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏,并承担个别和连带的法律责任。
- 3 公司全体董事出席董事会会议。
- 4 中审众环会计师事务所(特殊普通合伙)为本公司出具了标准无保留意见的审计报告。
- 5 经董事会审议的报告期利润分配预案或公积金转增股本预案

以截至本利润分配预案披露日本公司股本总额5,013,062,000股为基数,向全体股东进行现金分红,每股分配现金0.44元(含税),共计分配现金220,574,288元(含税),占公司2020年度合并报表归属于上市公司股东净利润6617,883,383.03元的3.70%,该现金分红比例符合《公司章程》和分红规划中现金分红政策的相关规定。

如在预案披露之日起至实施权益分派股权登记日期间,因可转债转股/回购股份/股权激励授予股份回购注销/重大资产重组回购注销等致使公司总股本发生变动的情形,公司拟维持每股分配比例不变,相应调整分配总额。

二 公司简介

名称	最新上市交易所	公司股票简称	股票代码	变更前股票简称
中国节能环保集团	上海证券交易所	节能环保	601016	节能环保

名称	办公地址	注册地址	办公电话
中国节能环保集团	北京市西城区广安门内大街6号	北京市西城区广安门内大街6号	010-63422222
节能环保	北京市西城区广安门内大街6号	北京市西城区广安门内大街6号	010-63422222
节能环保	北京市西城区广安门内大街6号	北京市西城区广安门内大街6号	010-63422222

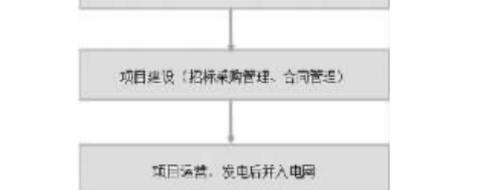
- 2 报告期公司主要业务简介
 - (一)报告期内公司所从事的主要业务

报告期内,公司的主营业务未发生变化,为风力发电的项目开发、建设及运营,公司生产的绿色电力,源源不断地输入电网,满足经济社会及国民用电需求。

(二)报告期内公司的经营模式

1. 主营业务经营模式

公司的主营业务为风力发电的项目开发、建设及运营。公司主营业务流程如下:



2. 项目开发模式

公司风电场项目开发模式与流程如下:

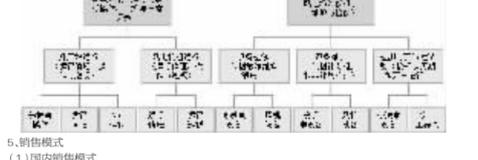


3. 采购模式

公司的采购模式主要是招标采购,公司对采购工作实行统一招标、集中采购,专业管理、分级负责的管理模式。

4. 生产模式

公司的主要生产模式是依靠风力发电机组,将风能转化为电能;通过场内集电线路、变电设备,将电能输送到电网上。公司风电场生产运营模式如下图:



5. 销售模式

(1) 国内销售模式

公司依照国家政策和项目核准时的并网承诺,将风电场所发电量并入电网公司指定的并网点,由电网公司指定的计量装置按确认上网电量,实现电量交割。上网电价按照竞价或至相应电价由两种方式确定:

第一种是依照国家定价,即根据国家项目核准时国家能源价格主管部门确定的区域电价或特许权电价与电网公司签订购电协议,回笼货币资金。国家定价结算方式是公司电量销售结算的主要方式。第二种是逐年逐渐形成的多双边协商定价,而电价多双边交易,为缓解弃风限电对风电企业的影响,由地方政府协调,电网公司根据“特定用电量”需求,提出交易电量和电价指导意见,组织“双边交易”企业就彼此之间交易电量和电价进行磋商,确定各发电企业所承接的电量积分上网基础电价。“多双边交易”电量的电费收入由电网公司支付的基础电费和国家新能源补贴两部分组成,多双边交易结算方式是公司电量销售结算的补充方式。

为引导全社会绿色消费,促进清洁能源消纳利用,进一步完善风电、光伏发电的补贴机制,国家发改委、财政部、国家能源局于2017年1月18日发布《关于实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》,要求按照《绿色电力证书核发及自愿认购规则》(试行)建立可再生能源绿色电力证书自愿认购体系,从2017年7月1日起,在全国范围内实行可再生能源绿色电力证书(简称绿证)核发和自愿认购,每1000kWh的绿色电力核发一张绿证,绿证的价格不高于国家新能源补贴电价。在目前的自愿认购阶段,没有售出的绿证仍由国家补贴,所以在自愿认购阶段,无论绿证是否售出,对公司绿色电力的销售没有影响。

- (2) 澳洲白石风电销售模式

依照澳大利亚风电行业规定,风电场所发电量销售,就内容而言,分为电力销售和可再生能源证书销售两部分,就期限而言,分为按照电力和可再生能源证书的当期价格销售及按电力与电力购买方约定的长期合约价格销售两种方式。其中,长期合约价格可以同时包括电力价格和可再生能源证书价格,也可以仅含其中一项价格,白石公司按照按照电力和可再生能源证书的当期价格进行结算的销售模式。

- (3) 风电行业新能源补贴结算

可再生能源补贴结算(以下简称“补贴”)是指一个国家或地区采用的方式,强制性确定可再生能源发电在总发电成本中所占比例(即补贴),并要求供电企业或电力零售商对其收取,但不能满足配额要求的责任人处以相应惩罚的一种制度,而可再生能源证书为享受配额要求的一项政策工具,其与补贴结算并行,构成可再生能源证书为配额限制要求的一种方式和机制。

2005年12月21日,澳大利亚联邦议会审议通过了《可再生能源(电力)法案》,旨在强制性确定可再生能源目标,对相关电力零售商规定了购买一定比例可再生能源电力的法定义务,根据澳大利亚现行的《可再生能源(电力)法案》,白石公司作为可再生能源发电企业,可以根据澳大利亚能源市场运营管理机构结算销售价格,按照每千瓦小时电力额外获得1个可再生能源证书,向澳大利亚清洁能源监管机构申请可再生能源证书的销售资格,该资格由白石公司的申请进行审核及审批后,授予相应数量的可再生能源证书。可再生能源证书销售价格根据市场供求关系决定,白石公司可以在可再生能源证书市场进行销售和结算。

- (三) 报告期内行业情况说明

1. 全球风电行业发展现状

风能是一种清洁的可再生能源。在过去的30多年里,风电发展不断超越其预期的发展速度,成为世界上增长速度最快的能源之一。根据全球风能理事会统计数据,全球风电累计装机容量从截至2009年12月31日的24.2GW增至截至2019年12月31日的96.1GW。

全球风电装机容量统计图(2009—2019年)

风电已成为部分国家新增电力供应的重要组成部分。2000年以来风电占欧洲新增装机量的30%,2007年以来风电占美国新增装机量的33%。随着全球发展可再生能源的共识不断增强,风电在未来能源电力系统中将发挥更重要作用,美国提出到2030年20%的用电量由风电供应,丹麦、德国等国将风电作为实现2050年高水平可再生能源发展目标的核心措施。

- (3) 风电发电行业进入平价期

随着风电行业进入平价期,虽然风电产业面临市场萎缩,大部件市场供过于求导致价格面临下行压力;在资源禀赋和经济结构下,可再生能源补贴机制的退出;在价格上面临与传统的化石燃料发电系统的挑战,但是风电发展的根本驱动力仍然存在,并且全球都需要干净清洁、价格实惠、当地开发、安全可靠、安装迅速的新能源供应。这些驱动力将成为促进风电发展的长效动力,也成为突破挑战的主要动力。

(4) 海上风电加速发展。相比陆上风电,海上风电具备风机机组发电效率高、单机装机容量大、机组运行稳定以及不占土地资源,不消耗水资源,适合大规模开发等优势,同时,海上风电一般距传统电力负荷中心,便于电网消纳,免去长距离输电的困扰,因而全球风电建设已出现从陆地向海洋发展的态势。经过二十余年的发展,从全球范围来看,海上风电技术日益成熟,过去制约其快速发展的技术壁垒高,建设难度大、维护成本高、警惕防腐要求强等障碍正逐步得到克服。近十年来,海上风电成本下降了20%,其度电成本也于2019年的17美元/兆瓦时降低到了2019年的9.13美元/兆瓦时(参见国际可再生能源署《2019年全球可再生能源成本》报告)。

根据全球风能理事会GWEC发布的最新数据,2013年至2019年,全球海上风电市场平均年增长率为24%,全球海上风电2019年新增装机6.1GW,再次创下了海上风电新增装机纪录。截至2019年底,全球海上风电累计装机已达29.1GW。

GWEC预测,截至2019年底,欧洲仍然是海上风电的最大市场,占全球海上风电装机量的75%。中国则以2.4GW再次成为海上风电新增装机最多的国家,英国和德国位居第二和第三,分别装机1.8xGW和1.1GW。

公司代码:601016

公司简称:节能环保

中节能风力发电股份有限公司

2020 年度报告摘要

据GWEC Market Intelligence的初步预测,预计到2024年全球海上风电将新增50GW的装机容量。这意味着,未来五年全球海上风电总装机容量将接近90GW,将比目前装机容量增长172%。随着在美国、中国台湾、日本、越南和韩国等海上风电新兴市场项目目标的实现,预计2020年到2024年全球海上风电将新增装机超过50GW。

GWEC首席执行官Ben Backwell表示:“在2019年,看到海上风电的强劲持续增长趋势,目前海上风电已占风能总装机量的10%。另外,欧洲成熟市场虽然继续占据新增装机大部分,但是亚太地区正在逐步成为新增装机的中坚力量,尤其是中国,目前已连续成为海上风电新增装机最多的国家。”

Ben Backwell还认为:“海上风能是实现气候目标的巨大机遇,因为它可以代替昂贵的进口燃料,为土地有限的国家提供清洁能源解决方案,并大规模提供竞争日益激烈的可再生能源。海上风电的经济性不可低估,它有可能产生数十亿美元的投资,创造数百万个就业机会并建立供应链,所有这些都应为蓬勃发展的经济做出贡献。”

2. 我国风电行业发展情况

(1) 我国风能资源概况

中国幅员辽阔,海陆兼备,拥有丰富的风能资源。根据全国900多个气象站将陆地上离地10m高度资料进行估算,全国平均风能功率密度为100W/m²,风能资源总储量约32.26亿kW,可开发和利用的陆地上风能储量有25.92亿kW,近海可开发和利用的风能储量有7.52亿kW,共计约33.44亿kW。根据中国气象局公布的数据显示,2019年我国陆地70m高度年平均风速约为5.6m/s,年平均风能功率密度约为22.4W/m²。我国风能资源丰富的地区主要集中在东北、西北和北部的草原、戈壁滩以及东北、东南部的沿海地带和岛屿上。这些地区缺少煤炭及其他常规能源,并且冬春季风速高,雨水少,夏季风小而,降水多,风能和太阳能具有非常好的季节互补。另外在中国内陆地区,由于特殊的地理条件,有些地区具有丰富的风能资源,适合发展风电。

我国风能资源地理分布与现有电力负荷不匹配,沿海地区电力负荷大,但是风能资源丰富的陆地面积小,“三北”地区风能资源很丰富,电力负荷却小,给风电的经济开发带来阻碍。由于大多数风能资源丰富区,远送电力负荷中心,电网建设相对薄弱,大规模开发需要电网延伸的支撑。

(2) 我国风电产业发展历程和现状

我国风电建设始于20世纪80年代,在其后的十余年中,经历了初期示范阶段和产业化建立阶段,装机容量平缓、缓慢增长。自2003年起,随着国家发改委将风电特许权项目的目标,风电建设进入规模化及国产化阶段,装机容量快速增长,特别是2006年开始,连续四年装机容量翻番,形成了爆发式的增长。据全球风能理事会的统计,2013年至2020年,我国风电新增装机容量,连续七年保持全球新增装机容量第一位。我国累计风电装机容量2009年跃居世界第一,直至2020年一直保持全球第一位。截至2020年底,我国仍保持全球最大的风能市场地位不变。

2001年至2019年我国风电装机容量及年增长率如下表所示:

年份	装机容量 (MW)	增长率
2001	40	—
2002	60	50.0%
2003	500	750.0%
2004	1000	100.0%
2005	1,200	20.0%
2006	2,500	91.7%
2007	5,400	120.0%
2008	12,000	127.8%
2009	25,000	116.7%
2010	44,700	79.3%
2011	60,200	34.2%
2012	75,200	24.9%
2013	91,400	21.6%
2014	114,000	25.0%
2015	146,300	28.3%
2016	180,000	22.9%
2017	208,000	15.6%
2018	256,000	23.1%
2019	298,000	16.4%

资料来源:全球风能理事会《全球风电装机数据》、《Annual Markets Update》、《全球风电市场发展报告2012》、《GLOBAL WIND STATISTICS 2013》、《GLOBAL WIND REPORT 2014》、《GLOBAL WIND STATISTICS 2015》、《GLOBAL WIND STATISTICS 2016》、《GLOBAL WIND STATISTICS 2017》、《GWEC Global Wind Report 2018》、《GWEC Global Wind Report 2019》

(3) 我国风电行业发展模式

自2006年开始,我国风电行业进入高速发展阶段,前十年,风电行业主要是依靠契约式发展,国家鼓励在“三北”(华北、西北、东北)地区新建大型风电基地,通过超高压长距离输电线路将绿色电能输送到经济发达地区使用。由于由电源建设速度高于输电线路的建设速度,导致了“弃风限电”现象的发生。进入“十三五”时期,国家推进“四个革命、一个合作”能源发展战略,根据《可再生能源发展“十三五”规划》,按照“统筹规划、集腋成裘、陆海齐进、有效利用”的原则,严格开发建设与市场消纳相统筹,着力推进风电的就地开发和高效利用,积极支持中东部分散式风电能源的开发,在消纳市场,送出条件有保障的前提下,有序推进大型风电基地建设,积极稳妥开展海上风电开发建设,完善产业服务体系。

进入“十四五”时期,根据国家能源局综合司发布的《关于做好可再生能源发展“十四五”规划编制工作有关事项的通知》(国能综通新能〔2020〕129号),明确了可再生能源发展“十四五”规划重点,即优先开发当地分散式分布式可再生能源,大力推进分布式可再生能源发电,热力、燃气等可再生能源就近利用,结合储能、氢能等新技术,提升可再生能源在区域能源系统中的比重。在电源侧研究水电扩机改造、抽水蓄能等储能设施建设,火电灵活性改造等措施,提升系统调峰能力。

(4) 我国风电行业定价及《可再生能源发电有关管理规定》,可再生能源发电项目的上网电价,由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的价格,按照有利于促进可再生能源利用和价格合理回报的原则确定,并根据可再生能源发电利用技术的发展适时调整和优化。

2020年,我国风电上网电价经历了六个阶段:

第一阶段,完全市场竞争阶段(1996—1998年)。这一阶段处于风电发展的初期,上网电价很低,其水平基本是参照当地煤电上网电价,每千瓦时上网价格水平不足0.3元。

第二阶段,由政府定价(1998—2003年)。上网电价各地价格主管部门“飞报”,报中央政府备案,这一阶段的电价价格高低不一。

第三阶段,招标和平价电价并存的阶段(2003—2006年)。这是风电行业的“双轨制”阶段,由于这一阶段开展了风电项目特许权招标,出现了招标电价和特许电价并存的局面,即招标从2003年开始组织大型风电场采用招标方式确定电价,而在省、市、区级项目审批范围内的项目,仍采用审批电价的方式。

第四阶段,招标与标准方式阶段(2006—2009年)。根据国家有关政策规定风电电价通过招标方式产生,电价标准根据招标竞价的结果确定。

第五阶段,固定标杆电价阶段(2009—2020年)。随着《国家发展改革委关于完善陆上风电上网电价政策的通知》(发改价格〔2009〕1906号)的出台,风电电价按照全国四类风能资源区制定相应的风电标杆上网电价。

第六阶段,竞价电价与平价上网阶段(2019—至今)。国家能源局《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〕40号)的出台,进一步降低了风电标杆上网电价,确定了平价上网竞价上网政策。2019年5月21日,国家发改委发布了《国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知》(发改价格〔2019〕1825号),明确2019年、2020年陆上风电电价按照风电上网电价政策,将陆上、海上风电上网电价均不得高于指导价,现阶段风电的集中式陆上风电项目及海上风电项目全部通过竞价方式确定上网电价,不得低于当期市场竞价电价。2019年I—IV类资源区新增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,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;对于海上风电,2019年符合竞价、纳入财政补贴竞价范围的新核准海上风电指导价调整为每千瓦时0.8元,2020年调整为每千瓦时0.76元,指导价低于当地燃煤标杆电价(含税、脱硫、除尘)的地区,以燃煤标杆电价为指导价,2021年起核准陆上风电项目全面实现平价上网,国家不再补贴。

我国陆上风电标杆电价/指导价(元/kWh)变化情况

资源区	年份和电价						
	2009-2014	2015	2016-2017	2018	2019	2020	2021
I类	0.51	0.49	0.47	0.4	0.34	0.29	
II类	0.54	0.52	0.5	0.45	0.39	0.34	平价上网
III类	0.58	0.56	0.54	0.49	0.43	0.38	
IV类	0.64	0.61	0.6	0.57	0.52	0.47	

注:(1)2019年底核准的陆上风电项目,2020年底前完成并网的,执行当时的核准电价;(2)2019年1月1日至2019年底核准的陆上风电项目,必须在2021年底前并网,执行当年电价;(3)2021年起,新核准的陆上风电项目全面实现平价,不再补贴。

我国海上风电上网电价(元/kWh)变化情况

资源区	2009-2014		2015-2019		2020起	
	核准	指导价	核准	指导价	核准	指导价
I类	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	平价上网
II类	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	平价上网

注: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

(5) 报告期内我国风电建设和运行情况

2020年,全国风电新增并网装机1767万千瓦,其中陆上风电新增装机6861万千瓦,海上风电新增装机3065万千瓦,占全国新增装机量的71.6%,其中东部地区占比约94%,“三北”地区占6%,2020年底,全国风电累计装机2.81亿千瓦,其中陆上风电累计装机2.71亿千瓦,海上风电累计装机约9000万千瓦。

2020年,全国风电平均利用小时2069小时,风电平均利用小时数较高的地区中,福建2882小时,云南2837小时,广西2745小时,四川21237小时。

2020年,全国平均弃风率3%,较去年同期下降1.1个百分点,尤其是新疆、甘肃、内蒙古弃风率同比显著下降,新疆弃风率10.3%、甘肃弃风率6.4%、内蒙古弃风率7%,同比下降分别3.7、1.3、1.9个百分点。

3. 公司主要会计数据和财务指标

3.1 近三年的主要会计数据和财务指标

单位:元 币种:人民币

	2020年	2019年	2018年	2017年	2016年
总资产	30,000,000,000.00	29,100,000,000.00	28,100,000,000.00	27,100,000,000.00	26,100,000,000.00
归属于上市公司股东净资产	3,100,000,000.00	3,000,000,000.00	2,900,000,000.00	2,800,000,000.00	2,700,000,000.00
归属于上市公司股东净利润	6,617,883,383.03	6,400,000,000.00	6,200,000,000.00	6,000,000,000.00	5,800,000,000.00
归属于上市公司股东净资产收益率	215.71%	200.00%	192.38%	185.71%	178.57%
经营活动产生的现金流量净额	1,200,000,000.00	1,100,000,000.00	1,000,000,000.00	900,000,000.00	800,000,000.00
归属于上市公司股东的净利润	6,617,883,383.03	6,400,000,000.00	6,200,000,000.00	6,000,000,000.00	5,800,000,000.00
归属于上市公司股东的净资产	3,100,000,000.00	3,000,000,000.00	2,900,000,000.00	2,800,000,000.00	2,700,000,000.00
归属于上市公司股东的每股净资产	0.6235766766	0.6000000000	0.5800000000	0.5600000000	0.5400000000
归属于上市公司股东的每股净利润	1.3235766766	1.2800000000	1.2400000000	1.2000000000	1.1600000000
归属于上市公司股东的每股现金流量	0.2400000000	0.2200000000	0.2000000000	0.1800000000	0.1600000000
归属于上市公司股东的每股经营活动产生的现金流量	0.2400000000	0.2200000000	0.2000000000	0.1800000000	0.1600000000
归属于上市公司股东的每股净利润	1.3235766766	1.2800000000	1.2400000000	1.2000000000	1.1600000000
归属于上市公司股东的每股净资产	0.6235766766	0.6000000000	0.5800000000	0.5600000000	0.5400000000
归属于上市公司股东的每股现金流量	0.2400000000	0.2200000000	0.2000000000	0.1800000000	0.1600000000
归属于上市公司股东的每股经营活动产生的现金流量	0.2400000000	0.2200000000	0.2000000000	0.1800000000	0.1600000000

3.2 报告期分季度的主要会计数据

单位:元 币种:人民币

项目	第一季度 (1-3月)		第二季度 (4-6月)		第三季度 (7-9月)		第四季度 (10-12月)	
	金额	占年初至本报告期末的比例	金额	占年初至本报告期末的比例	金额	占年初至本报告期末的比例	金额	占年初至本报告期末的比例
营业收入	1,000,000,000.00	10.00%	1,000,000,000.00	10.00%	1,000,000,000.00	10.00%	1,000,000,000.00	10.00%
归属于上市公司股东的净利润	1,654,470,830.77	25.00%	1,654,470,830.77	25.00%	1,654,470,830.77	25.00%	1,654,470,830.77	25.00%
归属于上市公司股东的净资产	766,529,169.23	24.73%	766,529,169.23	24.73%	766,529,169.23	24.73%	766,529,169.23	24.73%
经营活动产生的现金流量净额	304,428,539.23	30.42%	304,428,539.23	30.42%	304,428,539.23	30.42%	304,428,539.23	30.42%

4. 股本及股东情况

4.1 普通股股东和表决权恢复的优先股股东数量及前10名股东持股情况表

单位:股

截至报告期末普通股股东总数(户)	前10名普通股股东持股情况			
	持有数量	持股比例	持有数量	持股比例
138,538	138,538	4.93%	138,538	4.93%
146,669	146,669	5.21%	146,669	5.21%

4.2 公司与实际控制人之间的产权及控制关系的方框图

√适用 □不适用



4.3 公司与实际控制人之间的产权及控制关系的方框图

√适用 □不适用

