

研究报告

专题研究

碳交易市场对我国发电企业影响分析

广州期货 研究中心

联系电话: 020-22139813

摘要:

7月16日全国碳排放市场上线,首批纳入2225家发电企业,涉及碳排放量超40亿吨,占我国全年碳排放量比重超40%。目前我国发电结构当中,火电占据绝对比重,装机容量占比超55%,年发电量占比超75%。其余风、光伏以及水电等发电形式虽然绝对占比不大,但发展速度较快。

短期内来看,碳交易市场上线初期,由于碳配额分配相对较为宽松,碳价难以对发电企业成本造成实质性影响。此外,从2017年之后,全国CCER项目审批终止,新能源项目暂时难以获得CCER补贴。

中长期来看,发电企业无法忽视碳交易市场对企业成本以及营收带来的影响。一方面,随着国家政策对碳排放总量控制趋严,配额价格有望进一步上涨,且电企需要购买配额的比例将上升,从而直接导致企业发电成本增加;另一方面,CCER审批后续有望放开,新能源发电项目未来依然能够获得部分CCER,进入配额市场交易后增厚企业营收。

测算结果表明,对100万千瓦火电项目,在配额价格50元/吨的情况下,火电厂按3%的比重购买碳配额,则企业度电成本将增加0.43%,企业净利润下降2.80%。若碳配额价格涨至150元/吨,且企业购买配额比例上升至7%时,发电企业度电成本将增加3.07%,企业净利润下降11.70%。

对30万千瓦风电/光伏发电项目,如果项目产生CCER全部按50元/吨价格出售,则企业营收均可增加11.67%,净利润可分别增加29.57%和31.93%。同时,当转化比例为100%且碳配额价格达到150元/吨时,风/光电项目营收可增厚35%,净利润可分别增厚88.79%和95.66%。

投资咨询业务资格:

证监许可【2012】1497号

联系信息

王荆杰

期货从业资格: F3084112

投资咨询资格: Z0016329

邮箱: wang.jingjie@gzf2010.com.cn

胡岸

期货从业资格: F03086901

投资咨询资格: Z0016570

邮箱: hu.an@gzf2010.com.cn

李代

期货从业资格: F03086605

邮箱: li.dai@gzf2010.com.cn

相关图表



相关报告

碳排放权交易系列研究(一):全球碳排放交易市场发展背景简析-20210716

碳排放权交易系列专题(二):“他山之石”-国际成熟碳交易市场模式分析-20210730

目录

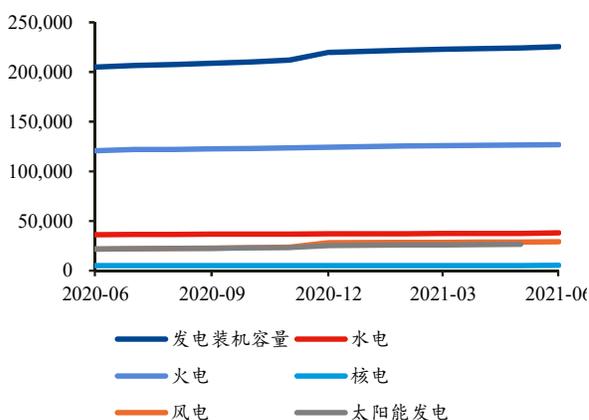
一、发电行业在我国碳市场中扮演重要角色	1
(一) 我国火力发电占比较高	1
(二) 火电 CO ₂ 排放量占全国总排放量超 50%	1
(三) 风/光/水电项目是 CCER 的主要来源	2
(四) 我国发电企业情况	3
二、碳交易市场对发电企业影响逻辑	4
(一) 成本端影响	4
(二) 营收端影响	4
三、碳交易市场影响分析测算	5
(一) 碳市场对火电项目成本影响	5
(二) 碳价-火电项目成本敏感性测算	6
(三) 碳交易市场对风/光/等绿色发电项目营收影响	7
(四) 碳市场对风/光/水电项目营收敏感性测算	8
免责声明	9
研究中心简介	9
广州期货业务单元一览	10

一、发电行业在我国碳市场中扮演重要角色

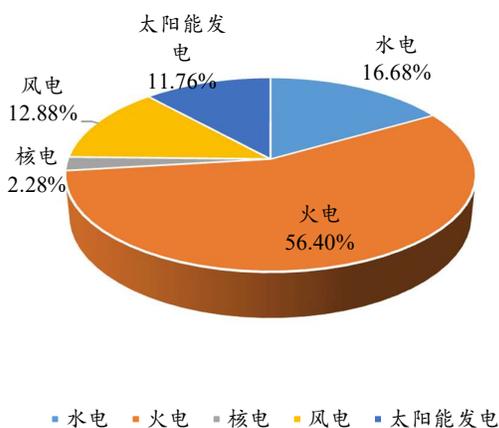
(一) 我国火力发电占比较高

从总装机量来看，截止2021年6月，我国发电企业总装机容量达22.57亿千瓦，其中，火电、水电、风电、太阳能和核电的装机容量占比分别为56.40%、16.68%、11.76%、12.88%和2.28%，火电发电装机容量占半壁江山。

图表1：我国发电装机容量情况（万千瓦）



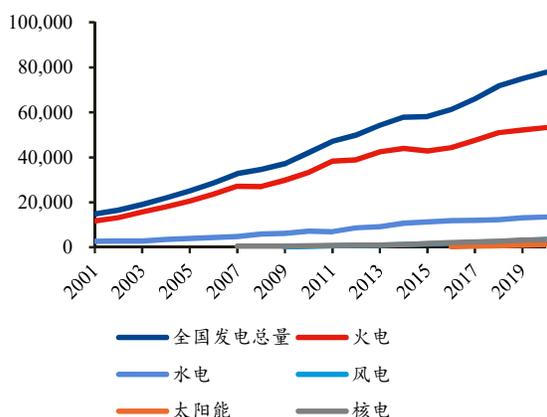
图表2：2020年我国电力装机容量结构



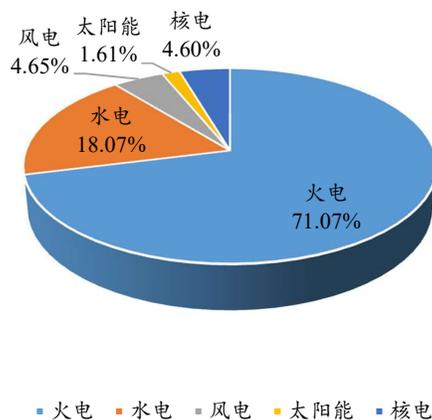
数据来源：Wind 广州期货研究中心

与此同时，从发电量来看，2020年全年，我国发电企业总发电量为7.78万亿度，其中，火电、水电、风电、太阳能和核电的发电量占比分别为71.07%、18.07%、4.65%、1.61%和4.60%。风/光/水电容易受到季节性等因素影响，相比而言，火力发电稳定性较好，其发电比重相比于装机比重更高。

图表3：我国历年发电量情况（亿度）



图表4：2020年我国发电量结构（亿度）



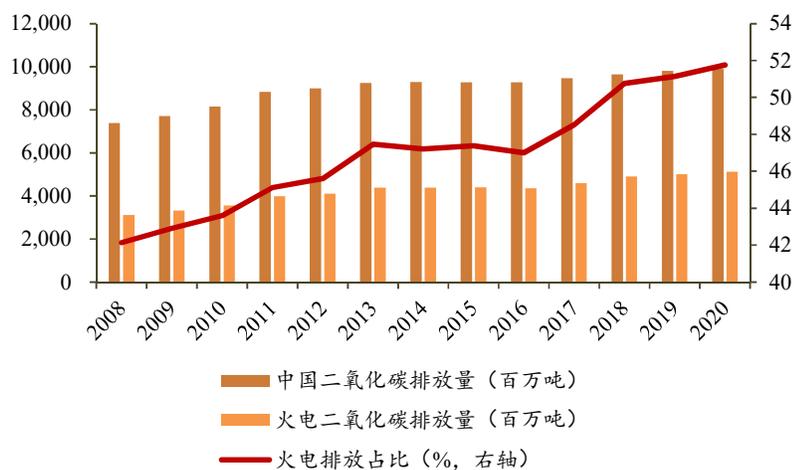
数据来源：Wind 广州期货研究中心

(二) 火电CO2排放量占全国总排放量超50%

火力发电是中国主要的发电方式，发电环节二氧化碳的排放主要源于煤炭等化石燃料的燃烧，度电大约耗标煤0.34千克，按煤中碳含量70%计

算，产生二氧化碳约0.87千克，按2020年全国火电发电量为53300亿度计算，产生二氧化碳约为46.5亿吨，实际统计数据为51.2亿吨，占我国2020年CO2总排放量比重为51.76%。

图表5：火电行业CO2排放量



数据来源：广州期货研究中心

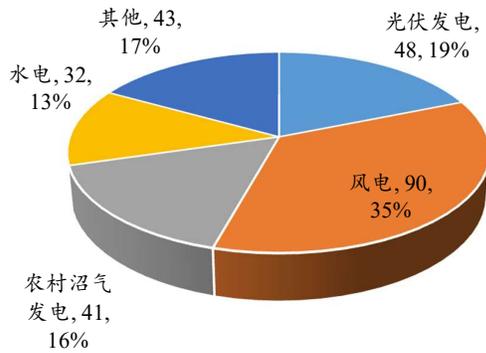
（三）风/光/水电项目是CCER的主要来源

国家核证自愿减排量，简称CCER，是指依据《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》的规定，经国家发改委备案并在国家注册登记系统中登记的温室气体自愿减排量，企业获得CCER之后，可进入碳配额市场进行交易，或在履约期使用以完成一定比例的配额清缴。目前在全国7个试点区域市场CCER都可以进行交易，按交易规则排放企业每年可使用CCER抵减5%~10%的碳排放配额。

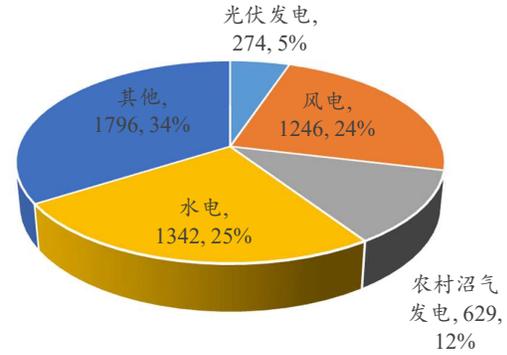
截至2020年10月，国家发改委公示CCER审定项目累计为2856个，备案项目为1047个，获得减排量备案项目为287个，合计备案二氧化碳减排量为5294万吨。从目前已审批的CCER项目来看，数量占比最大的为风电，为90个，占比35%。其次为光伏发电，48个，占比19%。水电项目数量相对较少，数量占比仅为13%，但由于水电项目发电量大，减排量高，达1,342万吨，占总减排量比重为25.4%。

2017年发改委停止审批新的CCER项目至今，但2021年8月6日，北京绿色交易所有限公司发布了全国温室气体自愿减排注册登记系统和交易系统的公开招标，这或许是CCER重启的重要标志。随着未来更多行业纳入碳交易市场，CCER的需求有望持续上升，风/光/水电等可再生能源类CCER项目将明显增厚发电企业营收。

图表6：我国CCER项目累计分布行业（个）



图表7：我国CCER项目累计减排量（万吨）

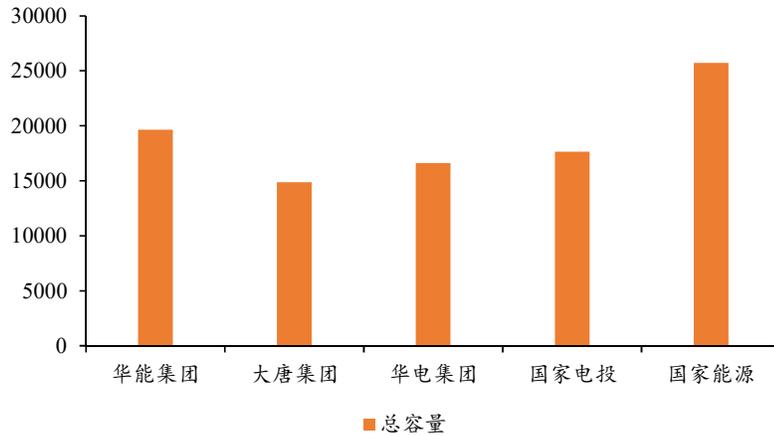


数据来源：Wind 广州期货研究中心

（四）我国发电企业情况

我国发电企业众多，其中以五大发电集团规模最大，最具代表性。五大发电集团包括：中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司、中国电力投资集团公司。截至2020年，上述五大发电集团的装机容量分别为19644万千瓦、14870万千瓦、16606万千瓦、17628万千瓦和25713万千瓦。

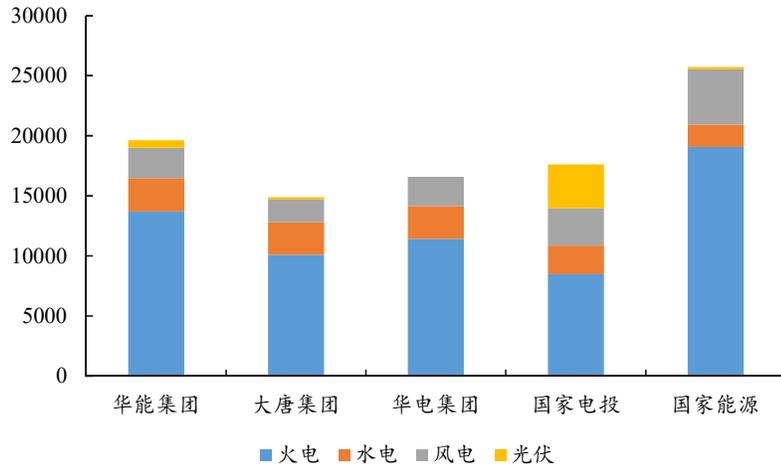
图表8：中国五大发电集团装机量（万千瓦）



数据来源：广州期货研究中心

从装机结构来看，五大发电集团均以火电为主，新能源发电为辅。例如，国家能源集团、华能集团、华电集团火电占比均在70%以上，国家电投集团火电占比最低，为58.86%。但从近五年的发展来看，五大发电集团风电/光伏/水电的发电份额均实现了快速增长，火力发展比重逐年下降，而新能源发电占比稳步上升。

图表9：中国五大发电集团装机量结构（万千瓦）



数据来源：Wind 广州期货研究中心

二、碳交易市场对发电企业影响逻辑

（一）成本端影响

2021年7月16日，全国碳市场上线交易，首批纳入的企业包括2225家发电企业，供给覆盖CO₂排放量超过40%。目前，分配给电企的CO₂配额主要还是以免费配额为主，尚未直接体现在发电企业的成本项之中。但根据欧盟的经验，在欧盟碳排放交易体系上线之后，一方面逐步收紧碳配额的供给总量，另一方面，逐年加大拍卖的比重，减少免费配额的比重。

在我国双碳目标的推动下，未来国内碳交易市场碳配额总量控制将趋严，且电企获取免费碳配额的难度将加大，一部分配额不可避免的通过拍卖方式有偿分配给企业。一旦火电企业需要通过拍卖的方式购买配额，则这部分费用将直接内化并推升企业的度电成本。

图表10：目前火电企业发电成本构成

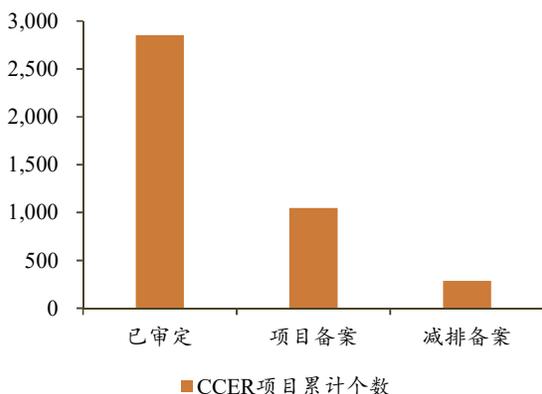
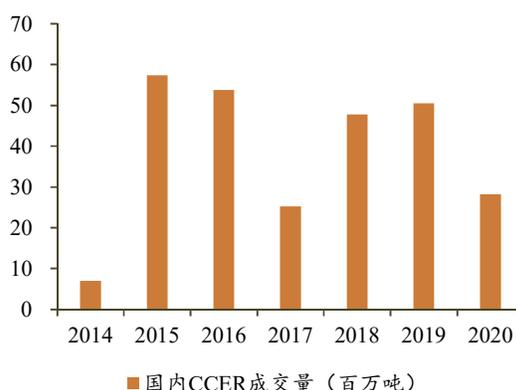
项目	某大型电企业 1	某大型电企业 2
燃料费	83.98%	80.07%
水耗	0.22%	0.05%
材料费	0.47%	1.59%
人工工资	2.55%	4.39%
折旧费	8.20%	11.22%
修理费	3.19%	1.50%
其他费用	1.38%	1.17%

数据来源：Wind 广州期货研究中心

（二）营收端影响

对于发电企业而言，碳交易市场对企业营收的影响来自于两个方面，其一，电价上涨增厚营收。火电企业购买碳配额内化为企业经营成本，推高度电成本，在保证电企一定的盈利水平下，电价中枢上移是大概率事件；其二，正如前述，国家以审核授予CCER的补贴形式鼓励新能源产业的发

展，我国的风电、光伏以及水电项目将产生大量的CCER，是市场CCER供给的主要来源。对这些企业而言，出售CCER将直接增厚营收。

图表11：我国CCER项目审批情况

图表12：中国CCER历年成交量


数据来源：2020年中国碳价调查 广州期货研究中心

三、碳交易市场影响分析测算

(一) 碳市场对火电项目成本影响

为进一步分析碳交易市场对发电企业经营的影响，我们选定100万千瓦火电机组进行测算，相关参数设定如下：

(1) 假定所测算项目机组容量为100万千瓦。

(2) 发电小时数：取2019年和2020年全国火电机组利用小时数均值，约为4200小时。

(3) 火电煤耗：取中电联公布的2020年全国供电煤耗值，约为300克/千瓦时。

(4) 标煤二氧化碳排放系数：每吨标煤燃烧释放2.73吨二氧化碳。

(5) 全国碳排放市场运行初期，火电企业碳配额相对宽松，初始假定火电企业3%的配额需要购买，但随着未来全国碳市场总量控制趋严，火电企业碳配额需要购买的比重将逐步增加。

(6) 上网电价，取0.35元/千瓦时。

(7) 毛利率，取华能国际、大唐发电、国投电力三家企业公布的2020年火电业务度电成本均值。

图表13：碳市场运行后火电机组成本和净利润变化测算结果

火力发电	参与碳市场前	参与碳市场后
发电小时数	4200	4200
机组容量(万千瓦)	100	100
年发电量(亿千瓦时)	42	42
供电煤耗(克/千瓦时)	300	300
标煤二氧化碳的排放系数	2.73	2.73
火电度电供电碳排放(克/千瓦时)	819	819
机组年二氧化碳排放量(万吨)	343.98	343.98
需要购买年碳排放3%的配额(万吨)	/	10.32
碳价(元/吨)	50	50
购买配额费用(万元)	/	516

度电成本增加(元)	/	0.0012
火电度电营业成本(元)	0.28	0.28
火电度电成本变化		增加 0.43%
净利润变化测算		
火电上网电价(元/千瓦时)	0.35	0.35
营业收入(亿元)	14.7	14.7
营业成本(包含购买配额成本)(亿元)	11.76	11.81
毛利(亿元)	2.94	2.89
期间费用率	8.00%	8.00%
营业利润(亿元)	1.764	1.714
所得税率	25%	25%
净利润(亿元)	1.323	1.286
净利润变化测算结果	/	下降 2.80%

数据来源：国家能源局 中电联 广州期货研究中心

测算结果表明，在配额价格50元/吨的情况下，火电厂按3%的比重购买碳配额，则企业度电成本将增加0.43%，若保持上网电价不变，则企业净利润下降2.80%。

同时，我们认为随着全国碳交易市场总量控制趋严，碳价有望进一步走强，且发电企业未来需要购买配额的比重上升，这将进一步导致发电企业度电成本增加。为此，我们进行了敏感性分析，其结果如图表14-15所示，当碳配额价格为150元/吨，且企业购买配额比例上升至7%时，发电企业度电成本将增加3.07%。若保持上网电价不变，发电企业净利润同比下降11.70%。

(二) 碳价-火电项目成本及净利润敏感性测算

图表14：对火电度电成本变化(元)的敏感性分析

配额购买比例/ 碳价	10	30	50	70	90	110	130	150
1%	0.00008	0.00025	0.00041	0.00057	0.00074	0.00090	0.00106	0.00123
2%	0.00016	0.00049	0.00082	0.00115	0.00147	0.00180	0.00213	0.00246
3%	0.00025	0.00074	0.00123	0.00172	0.00221	0.00270	0.00319	0.00369
4%	0.00033	0.00098	0.00164	0.00229	0.00295	0.00360	0.00426	0.00491
5%	0.00041	0.00123	0.00205	0.00287	0.00369	0.00450	0.00532	0.00614
6%	0.00049	0.00147	0.00246	0.00344	0.00442	0.00541	0.00639	0.00737
7%	0.00057	0.00172	0.00287	0.00401	0.00516	0.00631	0.00745	0.00860

数据来源：广州期货研究中心

图表15：对企业净利润变化的敏感性分析

配额购买比例/ 碳价	10	30	50	70	90	110	130	150
1%	-0.20%	-0.59%	-0.98%	-1.37%	-1.76%	-2.15%	-2.54%	-2.93%
2%	-0.39%	-1.17%	-1.95%	-2.73%	-3.51%	-4.29%	-5.07%	-5.85%
3%	-0.59%	-1.76%	-2.93%	-4.10%	-5.27%	-6.44%	-7.61%	-8.78%
4%	-0.78%	-2.34%	-3.90%	-5.46%	-7.02%	-8.58%	-10.14%	-11.70%
5%	-0.98%	-2.93%	-4.88%	-6.83%	-8.78%	-10.73%	-12.68%	-14.63%

6%	-1.17%	-3.51%	-5.85%	-8.19%	-10.53%	-12.87%	-15.21%	-17.55%
7%	-1.37%	-4.10%	-6.83%	-9.56%	-12.29%	-15.02%	-17.75%	-20.48%

数据来源：广州期货研究中心

（三）碳交易市场对风/光电项目营收影响

风/光等绿色发电企业在项目运营初期，国家出于鼓励低碳绿色发电项目发展的需要，将按一定的减排比例授予企业相应的CCER，企业可以通过出售CCER增厚营收。本文选定30万千瓦风/光发电项目进行测算，相关参数设定如下：

（1）发电小时数：选取2020年全国不同区域风/光平均利用小时数均值，分别为2100小时和1150小时。

（2）减排量转化CCER比例：政策对于尚未能实现盈亏平衡的风/光伏发电项目的补贴支持力度相对较大，但随着风/光伏发电项目技术逐步成熟，成本下降后，补贴力度相应的减弱。因此，我们假定新能源项目申请CCER成功后，项目产生的减排量将逐步按递减系数转化为CCER。

（3）风/光上网电价：参考2020年各省份燃煤基准价，取0.35元/千瓦时。

（4）营业成本：以三峡能源、国投电力以及节能风电等上市公司相关业务毛利率平均值为参考，风电项目约为51.5%，光电项目约为52.5%。

（5）期间费用率：参考三峡能源、节能风电、大唐新能源等公司数据，风电项目为20%，光电项目为25%。

图表16：碳市场运行前后风/光电项目营收和净利润变化测算

火力发电	参与碳市场前 (风电)	参与碳市场后 (风电)	参与碳市场前 (光电)	参与碳市场后 (光电)
利用小时数	2100	2100	1150	1150
项目机组容量(万千瓦)	30	30	30	30
年发电量(亿千瓦时)	6.3	6.3	3.45	3.45
火电单位碳排放(克/千瓦时)	817	817	817	817
机组碳减排量(万吨)	51.47	51.47	28.19	28.19
CCER 授予比例	100%初始	100%初始	100%初始	100%初始
碳价(元/吨)	/	50.00	/	50.00
出售配额增加收入(万元)	/	2573.5	/	1409.5
度电收入增加(元)	/	0.0409	/	0.0409
风/光电上网电价(元/千瓦时)	0.354	0.35	0.35	0.35
营收增加比例	/	11.67%	/	11.67%
净利润变化测算				
电力业务收入(亿元)	2.205	2.462	1.208	1.349
电力业务成本(亿元)	1.069	1.069	0.574	0.574
毛利(包含出售配额收入)(亿元)	1.136	1.393	0.634	0.775
期间费用率	20%	20%	25%	25%
营业利润(亿元)	0.695	0.901	0.332	0.438
所得税率	15%	15%	15%	15%
净利润(亿元)	0.591	0.766	0.282	0.372
净利润变化测算结果		29.57%		31.93%

数据来源：国家能源局 中电联 广州期货研究中心

测算结果表明，对于风电项目，如果项目产生CCER全部按50元/吨价格出售，则企业营收可增加11.67%，净利润增加29.57%；对于光伏发电项目，企业营收可增加11.67%，净利润增加31.93%。

尽管如此，我们认为随着新能源项目的经济性不断提升，国家政策对于新项目审批以及CCER授予的比重将逐步下降，为此，我们进行了敏感性分析，结果如图表17-19。最乐观的情况下，即当转化比例为100%，且碳配额价格达到150元/吨时，风/光电项目营收可增厚35%，风电和光电项目的净利润可分别增厚88.79%和95.66%。

(四) 风/光电项目营收及利润敏感性测算

图表17：对风/光电项目度电收入（元）变化的敏感性分析

减排转化比例/ 碳价	10	30	50	70	90	110	130	150
20%	0.0016	0.0033	0.0082	0.0114	0.0147	0.0180	0.0212	0.0245
40%	0.0033	0.0065	0.0163	0.0229	0.0294	0.0359	0.0425	0.0490
60%	0.0049	0.0098	0.0245	0.0343	0.0441	0.0539	0.0637	0.0735
80%	0.0065	0.0131	0.0327	0.0458	0.0588	0.0719	0.0850	0.0980
100%	0.0082	0.0163	0.0408	0.0572	0.0735	0.0899	0.1062	0.1225

数据来源：广州期货研究中心

图表18：对风电项目净利润变化的敏感性分析

减排转化比例/ 碳价	10	30	50	70	90	110	130	150
20%	1.14%	3.51%	5.88%	8.25%	10.62%	12.99%	15.36%	17.72%
40%	2.33%	7.06%	11.80%	16.54%	21.28%	26.01%	30.75%	35.49%
60%	3.51%	10.62%	17.72%	24.83%	31.94%	39.04%	46.15%	53.26%
80%	4.70%	14.17%	23.65%	33.12%	42.60%	52.07%	61.55%	71.02%
100%	5.88%	17.72%	29.57%	41.41%	53.26%	65.10%	76.94%	88.79%

数据来源：广州期货研究中心

图表19：对光伏项目净利润变化的敏感性分析

减排转化比例/ 碳价	10	30	50	70	90	110	130	150
20%	5.56%	3.89%	6.44%	8.99%	11.54%	14.09%	16.64%	19.19%
40%	6.76%	7.72%	12.82%	17.91%	23.01%	28.11%	33.21%	38.31%
60%	7.96%	11.54%	19.19%	26.84%	34.48%	42.13%	49.78%	57.43%
80%	9.16%	15.37%	25.56%	35.76%	45.95%	56.15%	66.35%	76.54%
100%	10.36%	19.19%	31.93%	44.68%	57.43%	70.17%	82.92%	95.66%

数据来源：广州期货研究中心

免责声明

本报告的信息均来源于公开资料，我公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，报告中的信息或意见并不构成所述品种的操作依据，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。

研究中心简介

广州期货研究中心秉承公司“不断超越、更加优秀”的核心价值观和“简单、用心、创新、拼搏”的团队文化，以“稳中求进、志存高远”为指导思想，在“合规、诚信、专业、图强”的经营方针下，试图将研究能力打造成引领公司业务发展的名片，让风险管理文化惠及全球的衍生品投资者。

研究中心下设综合部、农产品研究部、金属研究部、化工能源研究部、金融衍生品研究部、创新研究部等六个二级部门，覆盖了宏观、金融、金属、能化、农牧等全品种衍生工具的研究，拥有一批理论基础扎实、产业经验丰富、机构服务有效的分析师，以满足业务开发及机构、产业和个人投资者的需求。同时，研究中心形成了以早报、晨会、周报、月报、年报等定期报告和深度专题、行情分析、调研报告、数据时事点评、策略报告等不定期报告为主体的研究报告体系，通过纸质/电子报告、公司网站、公众号、媒体转载、电视台等方式推动给客户，力争为投资者提供全面、深入、及时的研究服务。此外，研究中心还会提供定制的套保套利方案、委托课题研究等，以满足客户的个性化、专业化需求。

研究中心在服务公司业务的同时，也积极地为期货市场发展建言献策。研究中心与监管部门、政府部门、行业协会、期货交易所、高校及各类研究机构都有着广泛的交流与合作，在期货行业发展、交易策略模式、风险管理控制、投资者行为等方面做了很多前瞻性研究。

未来，广州期货研究中心将依托股东越秀金控在研究中的资源优势，进一步搭建适合公司发展、适合期货市场现状的研究模式，更好服务公司业务、公司品牌和公司战略，成为公司的人才培养基地。

研究中心联系方式

金融衍生品研究部：(020) 22139858

金属研究部：(020) 22139817

化工能源研究部：(020) 23382623

创新研究部：(020) 22139858

农产品研究部：(020) 22139813

综合部：(020) 22139817

办公地址：广州市天河区珠江西路5号广州国际金融中心主塔写字楼10楼

邮政编码：510623

广州期货业务单元一览

广州期货是大连商品交易所（会员号：0225）、郑州商品交易所（会员号：0225）、上海期货交易所（会员号：0338）、上海国际能源交易中心（会员号：8338）会员单位，中国金融期货交易所（会员号：0196）交易结算会员单位，可代理国内所有商品期货和期权、金融期货品种交易。除从事传统期货经纪业务外，公司可开展期货投资咨询、资产管理、银行间债券市场交易以及风险管理子公司业务。公司总部位于广州，业务范围覆盖全国，可为投资者提供一站式的金融服务。

广州期货主要业务单元联系方式

成都营业部	佛山南海营业部	清远营业部	上海陆家嘴营业部
联系方式：028-86528580 办公地址：成都市高新区交子大道 88 号 2 栋 5 层 507 号	联系电话：0757-88772888 办公地址：佛山市南海区桂城街道海五路 28 号华南国际金融中心 2 幢 2301 房	联系电话：0763-3882201 办公地址：清远市清城区人民四路 36 号美吉特华南装饰商贸中心永泰中心 5 层(19-23A 号)	联系电话：021-50568018 办公地址：中国（上海）自由贸易试验区东方路 899 号 1201-1202 室
北京分公司	深圳营业部	长沙营业部	东莞营业部
联系电话：010-68525389 办公地址：北京市西城区月坛南街 59 号 5 层 501-1、501-26、501-27	联系电话：0755-83533302 办公地址：广东省深圳市福田区梅林街道梅林路卓越梅林中心广场（南区）A 座 704A、705	联系电话：0731-82898516 办公地址：湖南省长沙市芙蓉区五一大道 618 号银华大酒店 18 楼 1801	联系电话：0769-22900598 办公地址：广东省东莞市南城街道三元路 2 号粤丰大厦办公 1501B
广州体育中心营业部	杭州城星路营业部	天津营业部	郑州营业部
联系电话：020-28180338 办公地址：广州市天河区体育东路 136,138 号 17 层 02 房、17 层 03 房自编 A	联系电话：0571-89809632 办公地址：浙江省杭州市江干区城星路 111 号钱江国际时代广场 2 幢 1301 室	联系电话：022-87560710 办公地址：天津市南开区长江道与南开三马路交口融汇广场 2-1-1604、1605、1606	联系电话：0371-86533821 办公地址：河南自贸试验区郑州片区（郑东）普惠路 80 号 1 号楼 2 单元 23 层 2301 号
湖北分公司	苏州营业部	山东分公司	肇庆营业部
联系电话：027-59219121 办公地址：湖北省武汉市江汉区香港路 193 号中华城 A 写字楼 14 层 1401-9 号	联系电话：0512-69883586 办公地址：中国（江苏）自由贸易试验区苏州片区苏州工业园区苏州中心广场 58 幢苏州中心广场办公楼 A 座 07 层 07 号	联系电话：0531-85181099 办公地址：山东省济南市历下区泺源大街 150 号中信广场主楼七层 703、705 室	联系电话：0758-2270760 办公地址：广东省肇庆市端州区星湖大道六路 36 号大唐盛世第一幢首层 04A
广东金融高新区分公司	青岛分公司	四川分公司	上海分公司
联系电话：0757-88772666 办公地址：广东省佛山市南海区海五路 28 号华南国际金融中心 2 幢 2302 房	联系电话：0532-88697836 办公地址：山东省青岛市崂山区秦岭路 6 号农商财富大厦 8 层 801 室	联系电话：028-86282772 办公地址：四川省成都市武侯区人民南路 4 段 12 号 6 栋 802 号	联系电话：021-68905325 办公地址：上海市浦东新区向城路 69 号 1 幢 12 层（电梯楼层 15 层）03 室
总部金融发展部	总部机构发展部	总部产业发展部	总部机构业务部
联系电话：020-22139814 办公地址：广州市天河区珠江江西路 5 号广州国际金融中心主塔写字楼 10 楼	联系电话：020-22139836 办公地址：广州市天河区珠江江西路 5 号广州国际金融中心主塔写字楼 10 楼	联系电话：020-23382586 办公地址：广州市天河区珠江江西路 5 号广州国际金融中心主塔写字楼 10 楼	联系电话：020-22139802 办公地址：广州市天河区珠江江西路 5 号广州国际金融中心主塔写字楼 10 楼
广期资本管理（上海）有限公司			
联系电话：(021) 50390265 办公地址：上海市浦东新区福山路 388 号越秀大厦 701 室			