

电气设备

发布时间：2016-11-27

证券研究报告 / 行业深度报告

优于大势

上次评级： 优于大势

## 电改持续推进，新热点新方向涌现

——电力设备与新能源行业 2017 年度投资策略

### 核心观点

电改持续推进及能源互联网的大背景之下，配售电业务以及储能应用有望快速开展。国际减排大背景下，国内统一碳市场将在 2017 年揭开大幕，碳主题投资热度将起。2017 年新能源电力设备行业重点关注储能、配售电及碳交易市场的投资机会。

### 报告摘要：

**储能：**在能源互联网大背景下，储能正由示范项目走向商业化应用。

可再生能源装机规模持续增长和分布式能源不断推进给储能带来了巨大潜在市场。短期来看铅炭电池性价比高，储能商业化应用正在拓展之中，重点推荐拥有铅炭电池核心技术的南都电源和圣阳股份。中长期来看，锂电池成本持续下降，锂电池储能路线适用范围广，最具发展潜力。推荐提供锂电储能系统解决方案的科陆电子与阳光电源。

**配售电：**随着售电侧改革不断深化，售电行业迎来持续利好。目前全国成立的售电公司超过 2000 家，售电公司盈利模式将由单一的报价策略制胜转为综合实力制胜。长期来看，具备微电网、分布式光伏及储能运营能力的售电公司，在积累用户资源后能够带动分布式能源的建设、或者分布式能源设备销售更具有优势。推荐具有客户优势，能够提供综合、多样化服务的积成电子、双杰电气、智光电气。

**碳交易市场：**全国碳市场将于 2017 年全面启动。纳入的配额总量有望达到 30-40 亿吨，是目前纳入配额量的 3 倍以上，碳市场容量将快速放大。碳资产管理公司可以为排放企业提供多样化的服务，业务规模将快速扩大。推荐拥有国网旗下唯一碳资产管理公司的置信电气。碳市场扩容将同步带来 CCER 市场的扩大，新能源运营商有望受益，推荐传统风塔业务稳健，拓展风电场运营业务的天顺风能。

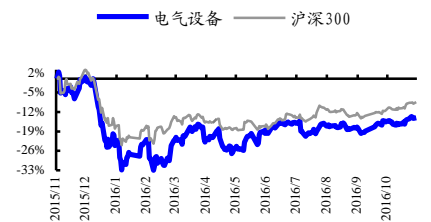
**投资建议：**电网投资不断向下游倾斜，电改持续深化，看好拥有客户资源和综合运营能力的配售电服务商。储能成本不断下降，看好储能市场的爆发。全国碳交易市场开启，看好主题升温，碳资产管理公司业绩提升。明年重点推荐标的的双杰电气、国电南自、积成电子、智光电气、南都电源、置信电气。

**风险因素：**电改后续改革速度不及预期，新兴领域推进不及预期。

### 重点公司主要财务数据

重点公司	现价 11-21	EPS			PE			评级
		2015A	2016E	2017E	2015A	2016E	2017E	
双杰电气	26.95	0.32	0.47	1.31	84.24	57.57	20.52	买入
国电南自	8.58	0.05	0.09	0.48	178.39	83.31	16.43	买入
积成电子	19.13	0.38	0.45	0.65	50.48	42.90	29.61	买入
智光电气	19.93	0.34	0.55	0.78	58.33	36.01	25.49	买入
南都电源	20.44	0.34	0.47	0.76	78.85	43.11	26.98	增持
置信电气	10.78	0.33	0.38	0.45	32.96	28.06	23.77	增持

### 历史收益率曲线



涨跌幅 (%)	1M	3M	12M
绝对收益	1.90%	2.42%	-15.14%
相对收益	-1.51%	0.15%	-6.31%

### 行业数据

成分股数量 (只)	162
总市值 (万亿)	1.86
流通市值 (万亿)	1.34
市盈率 (倍)	61.83
市净率 (倍)	3.35
成分股总营收 (万亿)	0.55
成分股总净利润 (万亿)	0.03
成分股资产负债率 (%)	57.45

### 相关报告

《配售电文件出台,投资有望加速》	2016-10-17
《电改专题:南方电网电力交易市场化改革跟踪报告》	2016-07-12
《光伏价格走低,持续关注电改》	2016-08-23
《储能:政策东风渐进,千亿市场待开》	2015-12-30

### 证券分析师: 龚斯闻

执业证书编号: S0550513050002  
(021)20361173 gongsw@nesc.cn

### 研究助理: 顾一弘

执业证书编号: S0550115100012  
(021)20361163 guyh@nesc.cn

### 研究助理: 孙树明

执业证书编号: S0550115120052  
(010)63210897 sunsm@nesc.cn

## 目 录

<b>1. 储能市场步入发展快车道.....</b>	<b>3</b>
1.1. 储能应用贯穿电力系统.....	3
1.2. 化学储能前景广阔.....	4
1.3. 国内储能装机稳定增长，下游增长强劲.....	4
1.4. 储能商业化大门即将开启.....	5
1.5. 国外政策先行，期待国内政策出台.....	7
1.6. 投资策略.....	8
1.7. 风险.....	9
<b>2. 在电改中配售电存在长期投资机会.....</b>	<b>9</b>
2.1. 本轮电改推进较快.....	9
2.2. 2016年广东售电竞价交易总结.....	10
2.3. 售电公司竞争格局.....	11
2.4. 电改释放利润空间中配售电企业盈利模式.....	15
2.5. 投资策略.....	18
2.6. 风险.....	19
<b>3. 统一碳市场将扬帆起航.....</b>	<b>19</b>
3.1. 国际减排大背景，巴黎气候大会达成温控协议.....	19
3.2. 全球碳市场蓬勃发展.....	20
3.3. 欧盟是碳市场建设典范，供给过剩导致价格低迷.....	20
3.4. 国内碳市场由试点走向统一.....	22
3.5. 碳交易市场规模有望快速扩容.....	23
3.6. 投资策略.....	26
3.7. 风险.....	26
<b>4. 重点公司.....</b>	<b>27</b>
4.1. 双杰电气.....	27
4.2. 国电南自.....	28
4.3. 积成电子.....	29
4.4. 智光电气.....	30
4.5. 南都电源.....	31
4.6. 置信电气.....	32

## 1. 储能市场步入发展快车道

2016 年储能市场已经步入发展快车道，化学储能的成本持续下降。国内化学储能主要包括铅炭和锂电两条技术路线。目前铅炭电池储能成本已经降至商业化应用的范围，正处于项目陆续开拓阶段。受益于新能源汽车的发展，锂电的技术进步与成本下降加速，锂电储能正向商业化应用迈进。

2014 年发布的《能源发展战略行动计划（2014-2020）》中，储能首次被明确为“9 个重点创新领域”和“20 个重点创新方向”之一，目前储能的“十三五”规划大纲正在编写之中，储能的政策也在不断推进，2017 年补贴政策如能出台，下游需求将快速增加，推动储能装机的增长。

### 1.1. 储能应用贯穿电力系统

#### （1）发、配、用电环节削峰填谷

**发电端：稳定设备输出，调节峰谷负荷，提高利用效率。**发电厂机组根据用电负荷需要进行实时调整出力，拉高发电的平均成本。配置储能系统在低谷储电，高峰时段释放，可以稳定发电设备运行，提高设备利用率。

**配电端：减少配电网容量需求，减缓电网阻塞，延缓配电网升级压力。**在用电区域内电力负荷高峰持续时间短，而整体的电力负荷增长又较为缓慢时，对电网进行升级改造会造成负荷的闲置，经济性较低。通过在配电端构建储能系统，在高峰负荷时接入储能装置供电，可以延缓配电网的升级压力。

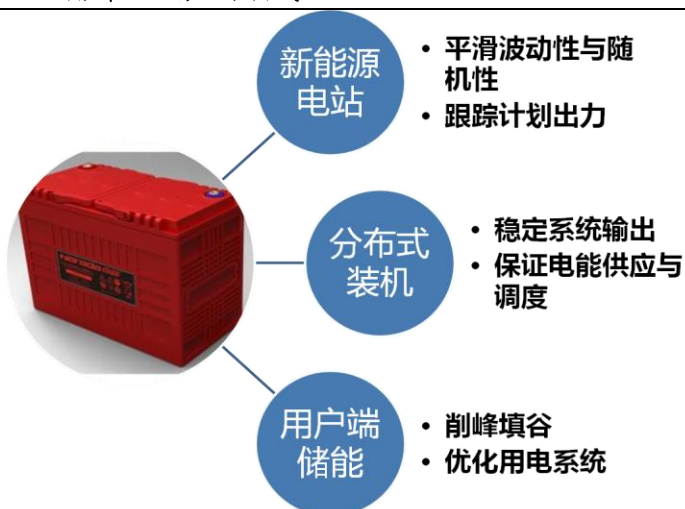
**用电端：利用峰谷电价合理分配用电。**对于峰谷电价差较大的地区，在波谷电价进行存储电能，在波峰时期使用以及出售电能。随着储能成本的逐步下降，储能系统套利空间正在逐步出现。

#### （2）可再生能源发电波动平滑与跟踪计划出力

可再生能源发电的波动性和随机性在并网时会对电网造成冲击。安装储能设备来平滑电能输出，可以削弱冲击，有利于大规模并网。

储能系统还能够确保可再生能源电站按照发电计划进行出力，与区域内的其它发电设备能够更好的协调，减少电能的损耗和浪费。可再生能源主要建设于西北和东北地区，当地电力消纳与输出能力有限，造成了弃风弃光率居高不下，接入储能系统给电能的输出提供缓冲，提高可再生能源的发电质量和效率。

图 1：储能在电网应用领域



数据来源：东北证券

## 1.2. 化学储能前景广阔

储能技术主要有物理储能、化学储能、电磁储能三种。物理储能建设需要一定的自然条件，建设周期较长。电磁储能尚处于实验室研发阶段，实际应用较少。化学储能由于技术相对成熟，应用空间最为广泛，随着持续投入研发以及应用领域的扩展，成本还有很大的下行空间，未来有可能成为最具发展前景的储能路线。

表 1: 储能技术比较

储能技术	技术路线	比容量 (Wh/kg)	比功率 (w/kg)	配置成本 (元/kwh)	循环次数
物理储能	抽水储能	—	200~300	3000~5000 (元/kw)	>10000
	压缩空气储能	—	300~500	4000 (元/kw)	>10000
	飞轮储能	5~50	180~1800	3500 (元/kw)	>10000
化学储能	铅酸电池	30~200	100~300	500~1000	500~1500
	铅炭电池	30~200	200~500	500~1500	2000~5000
	锂离子电池	150~300	200~300	3000~6000	2000~5000
	钒电池	80~130	100~200	3000~6000	>10000
	钠硫电池	100~200	100~200	1500~3000	5000
电磁储能	超级电容	2~5	7000~20000	—	>10000
	超导	<1	1000	—	>10000

数据来源：东北证券

从技术发展与成熟度考虑，适合国内储能装机的主要为铅炭电池和锂电池。

与传统铅酸电池相比，铅炭电池循环次数是铅酸电池 3 倍以上，而成本仅仅增加 10% 左右，单位使用成本下降，性价比较高。铅炭电池技术成熟，目前由示范项目向商业应用领域不断拓展，在国内率先打开储能市场空间。

从技术特点考虑，锂电池具有存储密度高，循环次数多，快速充放电等优点，是最适合用户侧储能装机的。新能源车的发展快速推动锂电技术进步和价格下降，给发展锂电储能带来机遇，长期来看锂电储能适用范围广，潜力更强。

## 1.3. 国内储能装机稳定增长，下游增长强劲

截止 2015 年底，全球储能的累计装机规模（不含抽蓄、压缩空气、储热）达到 947MW，同比增长 12%。美国储能装机规模为 426MW，占全球运行储能项目总装机的 45%，日本位列第二，装机规模为 312MW。储能技术分布中，锂离子电池装机比重首次超过钠硫电池，2015 年的装机规模为 360MW，占总装机比重的 38%，同比增长 29%，增速最快。在建、规划的项目中，锂离子电池的累计装机容量为 2.2GW，占比为 83%，约为其运行项目中的 6 倍。未来 2-3 年内，相较于其他技术，锂离子电池将会迎来爆发式的增长。

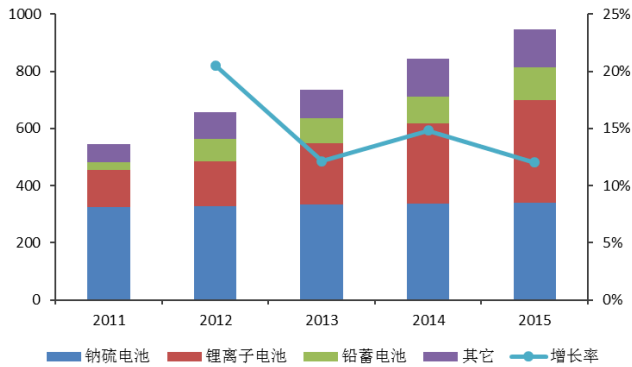
中国的储能于 2011 年起步，近几年保持着强劲的增长态势，截止 2015 年底，中国储能的累计装机规模为 105.5MW，占全球装机的 11%。最近三年的累计装机规模保持着 25% 以上的增长，行业发展态势良好。国内目前主要的化学储能应用基本处于示范项目阶段。

在国内储能技术的分布中，锂电池的装机比例达到了 66%，占据了主导地位。在储能应用分布中，分布式发电及微网占累计装机容量的 56%，可再生能源并网占据了储能应用的 35%，二者累计装机规模超过中国市场的 90%。从短期来看，储能下游中可再生能源并网与分布式发电受国家政策重点支持，处于快速发展期，有望



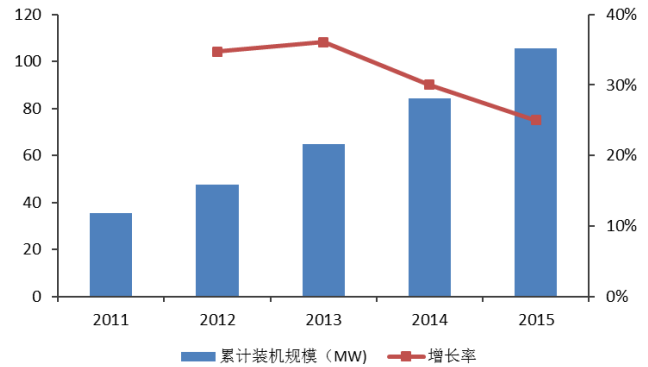
出现大规模的增长，助力储能市场打开。

图 2: 全球储能累计装机与同比 单位: MW、%



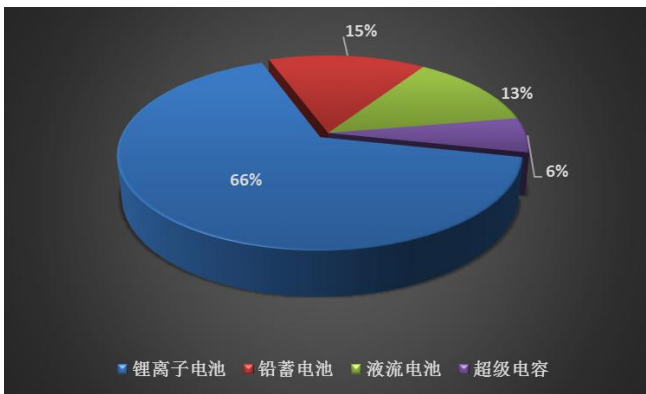
数据来源: 东北证券, CNESA

图 3: 国内储能累计装机与同比 单位: MW、%



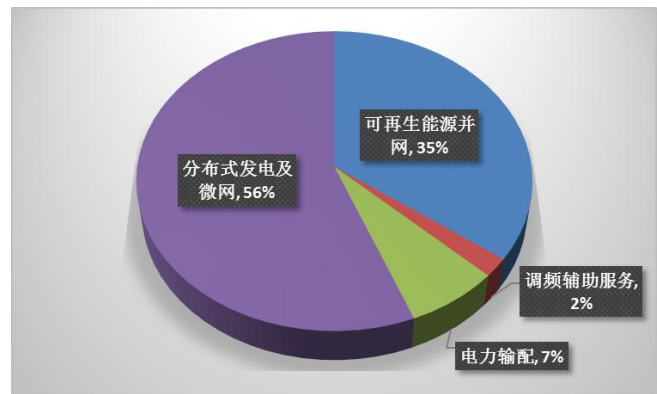
数据来源: 东北证券, CNESA

图 4: 国内储能装机类型占比 单位: MW、%



数据来源: 东北证券, CNESA

图 5: 国内储能下游应用分布



数据来源: 东北证券, CNESA

### 1.4. 储能商业化大门即将开启

(1) **电改打开储能应用空间。**电改的核心在于放开下游配售电业务。我们认为随着经营性电价和售电业务的放开，工商业的峰谷电价差存在继续扩大的可能，给储能的商业化展开了空间。园区配售电业务的放开，可以实现储能商业模式的多样化，售电商通过配置储能系统，为用户提供多样化的售电形式，达到双方的共赢。

(2) **分布式发电+储能是能源互联网基础。**储能在分布式领域的应用可以实现用电优化和对微网负荷的调节，解决分布式光伏发电高峰与用电高峰不匹配的情况，提高微网系统的运行效率。

国内目前 56%的储能装机为分布式能源的配套，分布式发电+储能是能源互联网的基础。在“十三五”电力规划中，分布式发电是发展重点，将带来配套储能需求的日益增长。

对分布式光伏进行储能配置，能充分发挥分布式能源与电网的交互作用，提高分布式发电的利用率与收益率。国家能源局明确了未来的政策会向分布式光伏倾斜，分布式电站的建成会带来储能的大量配置需求，只要储能及光伏建设成本处于不断下行的空间中，分布式光伏配置储能的比例会不断提高。

(3) **国内化学储能的发展日渐成熟，储能成本持续下降。**目前国内铅炭电池度电成本有望降至低于 0.5 元，已经能够覆盖较多地区的峰谷电价差，循环寿命也已经

达到 3000 次，对于工商业企业来说，利用储能进行削峰填谷已经存在一定的套利空间，储能的经济性在用户侧的领域即将得到实现，储能由示范项目向商业化应用发展的大门已经打开。

**(4) 配套政策将带来产业启动。** 储能项目发展较快的国家都是由政策扶持补贴起步，国内目前对储能尚无特定的政策扶持，2014 年发布的《能源发展战略行动计划（2014-2020）》中，首度提及储能为重点创新领域和方向，市场对储能政策的出台有着较高的预期，如能在 2017 年推出扶持政策，会成为储能发展的爆发点。

国内铅炭电池在下游用户侧应用中已经可以不借助任何补贴实现盈利。以工商业用户单纯用于电价差套利测算，当峰谷电价差大于 0.8 元/kWh 时，无杠杆投资回收期可低至 5 年，若考虑节省的容量费和参与需求响应等电力辅助服务所获得的额外收益，则投资回收期将更短。在用户侧储能经济性可以实现的情况下，用电企业与储能公司的合作模式非常值得期待。储能系统的建设可以让用电企业与储能公司共同分享峰谷电价差的收益，目前国内南都电源储能系统在实现经济性的前提下进行推广，已经取得良好进展。

南都电源采用创新的“投资+运营”商业模式，推动公司的用户侧储能项目快速发展。根据公告统计，自 2015 年以来，公司已经签约落地的铅炭储能商业化项目超过 300MW。

**表 2: 南都电源储能项目**

序号	落地项目	项目名称	电站规模 (MWh)
1		与中恒电气股份有限公司签订《战略合作协议》	390
	落地项目	辉腾电子(苏州)有限公司电力储能电站项目	12
	落地项目	苏州中恒普瑞电力储能应用电站项目	68.64
2		中能硅业储能电站工程实施项目	12
3		镇江能源互联网平台建设项目	600
	落地项目	威凡智能、天工国际智慧型储能电站项目	100
4		无锡星洲科苑电力储能电站项目	120

数据来源：东北证券，公司公告

除了电池厂商积极布局储能领域外，诸多光伏厂商及电力设备厂商也已纷纷响应。

**表 3: 参与储能投资企业**

企业	技术路线	产能
阳光电源	锂电	阳光三星 2000MWh
科陆电子	锂电	与 LG 合资公司 400MWh，与国能合资公司 4 亿 Ah
协鑫集成	锂电	500MWh
融科储能	全钒液流	与大连热电签订 200MW/800MWh 储能调峰项目协议

数据来源：东北证券

### 可再生能源储能市场容量预测可达千亿

根据张北风光示范项目的实际测算，储能装机量达到 10%，对风光发电的波动率平滑才有一定效果。2020 年国内风光的装机规模有望达到 350GW，如按照 10% 的储能装机规模进行配置，储能装机能达到 35GW 的规模。如果能达到德国目前光伏系统与储能系统 3: 1 的配比，储能装机能达到 100GW 以上。根据张北示范项目企业中标情况来看，锂电池储能每兆瓦时的平均成本约为 500 万元，每兆瓦的平均成本为 2000 万元，而目前国内铅炭电池每兆瓦时成本大约为 100 万至 150 万，我们测算至 2020 年由可再生能源带动的储能需求至少在千亿级别。

## 1.5. 国外政策先行，期待国内政策出台

### (1) 海外储能补贴先行，民用市场开启

#### 美国在储能方面处于较为领先的地位

美国自 2009 年起每年推出《可再生与绿色能源存储技术法案》，对可再生能源并网与分布式储能提供投资税收减免和财政补贴。2013 年的法案中提供了投资税减免 20% 的优惠，每个项目封顶额度为 4000 万美元。2015 年的法案对储能项目的贷款提供了支持。在加州，德州等地区也有各自对储能的支持方案。

美国加州公共事业委员会(CPUC)于 2013 年通过“储能采购框架与设计项目”，确立了三大电力公司到 2020 年完成 1.325GW 储能采购项目。美国加州的 SGIP 补贴是美国最成功的分布式发电扶持政策，为储能系统提供最高 60% 的成本补贴，其中 1MW 以下的储能系统，补贴标准为 1.46 美元/W，每年的预算金额 8300 万美元。截止至 2014 年底，在 SGIP 激励下展开的储能项目数量达到 1118 个，总资助额为 1.4 亿美元。

#### 德国由光伏补贴转向储能补贴

德国光伏发电量占总发电量的比重已经达到 5% 左右，在峰值时期光伏出力量超越 50%，且德国绝大部分光伏为屋顶分布式光伏，给电网的运营和调度带来了较大的压力。通过加大储能配比降低冲击，提高电网对光伏的接纳能力。

自 2009 年以来，德国逐渐退出光伏并网补贴，由 2004 年 0.57 欧元/KWh 下调到 2014 年 0.12 欧元/KWh，2017 年之后将取消固定上网补贴。2014 年起，政府通过国家复兴信贷银行(KfW)对小于 30kW 的光伏设施及配套储能设备进行补贴，规定给予新安装光伏发电同步建设的储能设施最高不超过 600 欧元的补贴，既有光伏发电加装储能设施给予每千瓦最高不超过 660 欧元的补贴。

#### 日本研发与补贴并重

日本通过前端支持企业研发，后端对用户提供免费补贴，在两端进行支持来提高储能的应用。自 90 年代以来，日本投入大量资金支持储能设备的研发，示范项目建设及商业化运作。其中 NGK 集团在研发钠硫电池的过程中得到了 NEDO（新能源产业技术开发机构）的大额支持。2011 年 3 月日本大地震后，日本政府加大对可再生能源开发和存储的支持，政府拨款 15.1 亿日元，用于研发包括燃料电池、能源交易体系、蓄电池等在内的储能相关技术，用以提高能源自消费率。

2014 年 3 月，日本经济省发起了新一轮针对锂离子电池储能系统的补贴计划，共划拨了 100 亿日元，给予购买者购买系统价格 2/3 的资金补贴。个人和工商业申请者最高可以获得 100 万日元和 1 亿日元的补贴。

#### 部分国家储能系统已实现经济性，分布式光伏+储能爆发在即

对于像德国、澳洲等电价较高的地区，居民和商用储能系统已经可以实现经济性。以德国为例，目前德国的居民电价在 0.28€/kwh，同时每年价格涨幅在 3%-5% 左右，安装分布式光伏+储能系统之后在满足日常应用的同时还可以将多余的电向电网出售。在目前的电价和补贴之下，德国分布式光伏+储能系统的回报周期在 7 年左右，随着锂电成本的不断下降，回报周期有望进一步缩短，市场爆发在即。

海外分布式光伏+储能的爆发在即对于储能企业而言是发展良机，目前不少国内企业在切入海外储能市场。国内储能企业沃太能源自 2012 年成立以来就专注重于海外储能市场，目前在德国，澳洲等地已经建立销售网络，占据了海外储能爆发的先发优势。在高补贴+高电价的驱动下，海外储能市场将先于国内爆发，公司成员大部分具有海外背景且深耕光伏及锂电行业，能够充分抓住市场需求，我们认为海外储能市场的启动将带动公司进入快速发展的阶段，将是在储能爆发中率先受益的标的。

## (2) 国内纲领性文件出台，期待补贴政策

在 2014 年发布的《能源发展战略行动计划（2014-2020）》中，储能首次被明确为“9 个重点创新领域”和“20 个重点创新方向”之一，文件提到了要提高可再生能源利用水平，加强电源与电网统筹规划，科学安排调峰、调频、储能配套能力，切实解决弃风、弃水、弃光问题。储能产业“十三五”规划大纲正在编写中，随着对储能的需求日益强烈，国家储能政策有望加速完善，推动储能产业的爆发。

**表 4: 国内储能相关主要政策**

政策名称	储能相关主要内容	时间
《可再生能源产业发展指导目录》	加快储能电池技术开发与项目示范	2005.11
《中华人民共和国可再生能源法及修正案》	电网企业应加强发展应用储能技术	2009.12
《国家电网公司“十二五”电网智能化规划》	智能电网建设	2010.9
《南方电网公司支持新能源发展若干意见》	新能源与储能技术应用	2010.12
《国家能源科技“十二五”规划》	各类储能电池研究内容与时间布局	2011.12
《关于做好 2012 年金太阳示范工作的通知》	考虑储能装置适当增加补助	2012.1
《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》	作为创新领域和重点创新方向	2014.11
《关于深化电力体制改革若干意见》	积极发展融合先进储能技术、信息技术的微电网和智能电网技术，提高系统消纳能力和能源利用效率	2015.3
《关于推进新能源微电网示范项目建设的指导意见》	储能系统是新能源微电网的重点建设对象	2015.7
《“十三五”规划纲要》	储能与分布式能源被列为战略性新兴产业，受国家政策支持	2016.3
《关于在能源领域积极推广政府和社会资本合作模式的通知》	储能项目适用于能源领域推广 ppp	2016.3
《能源技术革命创新行动计划（2016-2030 年）》	先进储能技术创新被列为重点任务之一，储热/储冷、物理储能、化学储能是战略方向	2016.4
《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知》	促进发电侧和用户侧的电储能设施参与调峰调频辅助服务	2016.6
《电力发展“十三五”规划（2016-2020 年）》	开展风光储多元化技术综合应用示范，积极推进大容量和分布式储能技术的示范应用与推广	2016.11

数据来源：东北证券

从国内的情况来看，我们认为储能的推行政策可能主要有三个方向：一是对储能系统购置的价格补贴。可以参考德国的补贴模式对安装储能设施的可再生能源电站给予一定数额的补贴，降低储能的配置成本。二是对安装储能系统的电站上网的电价进行额外补贴。储能运营中存在一定的损耗和运营成本，对经由储能上网的电给予补贴，让储能输出拥有额外电价。三是对按照计划出力的电站安排优先上网，波动大的电站少上网，利用储能加强可再生能源发电的平滑上网，加强电网的调度能力。企业在该方向之下会增加主动配置储能来实现多发上网。

## 1.6. 投资策略

能源互联网大时代将来临，储能地位将得到空前提高，可再生能源装机规模的持续增长和分布式能源的不断推进给储能带来了潜在的市场空间。从短期来看，铅炭电池性价比高，成本相对较低，市场空间正在打开中。因此，重点推荐拥有铅炭



电池核心技术的**南都电源**和**圣阳股份**。锂电储能适用性最广，锂电池成本不断下降，如有补贴政策将得到快速发展，推荐提供储能系统解决方案，布局全产业链的**科陆电子**与**阳光电源**。

### 1.7. 风险

- (1) 储能经济性可能不及预期：储能目前主要限制因素是经济性，目前铅炭电池已具备某些应用场合的经济性，锂电池需要补贴才能有经济性，未来锂电池价格会下降，但是有下降速度有不确定性。
- (2) 国家补贴政策出台不及预期

## 2. 在电改中配售电存在长期投资机会

### 2.1. 本轮电改推进较快

电改9号文发布以来，地方电力体制改革试点方案加快批复。2015年，深圳、云南、贵州、重庆、广东电改先行试验。今年以来，山西、广西、北京、甘肃、海南、河南、新疆、山东、湖北、四川、辽宁、陕西、安徽、宁夏、上海内蒙古的电力改革综合试点方案，和福建、黑龙江、浙江、吉林、江西、河北的售电侧改革方案相继获批，截至目前已覆盖26个省(区、市)和新疆生产建设兵团。11月16日，发改委发布《省级电网输配电定价办法(试行)征求意见稿》，明确了输配电业务的固定资产范围、电网权益成本收益率以及交叉补贴等一系列问题。在11月7日发布的《电力发展“十三五”规划》中，更是对售电改革列出了边角明确的执行时间表。

表 5: 9号文以来电改核心政策文件

发布时间	全国性核心政策文件
2015.3	《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》
	《关于改善电力运行调节促进清洁能源多发满发的指导意见》
	《关于完善电力应急机制做好电力需求侧管理城市综合试点工作的通知》
2015.4	《关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制有关问题的通知》
	《关于贯彻中发[2015]9号文件精神 加快推进输配电价改革的通知》
2015.6	《输配电价成本监审办法》
	《关于推进输配电价改革的实施意见》
	《关于推进电力市场建设的实施意见》
	《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》
	《关于有序放开发用电计划的实施意见》
2015.11	《关于推进售电侧改革的实施意见》
	《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》
	《电力市场运营基本规则》
2016.3	《电力市场监管办法》
	《电力中长期交易基本规则》
	《关于扩大输配电价改革试点范围有关事项的通知》
2016.3	《关于征求做好电力市场建设有关工作的通知(征求意见稿)意见的函》
	《关于有序放开发用电计划的工作的通知(征求意见稿)》
2016.7	《售电公司准入及退出管理办法》
	《有序放开配电网业务管理办法》
2016.10	《省级电网输配电定价办法(试行)》(征求意见稿)

《电力发展“十三五”规划》

数据来源：东北证券

随着售电侧改革不断深化，售电行业迎来持续利好。不同于传统的电网以高卖低买的盈利模式，新电改要求单独核定输配电价，并妥善处理电价交叉补贴。明确提出：电网企业不再以上网电价和销售电价价差作为收入来源，按照政府核定的输配电价收取过网费，建立相对独立的电力交易机构，有序向社会资本放开售电业务。鼓励社会资本投资配电业务，逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务。我们重点关注其中的“三放开”：有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本放开配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划。在实践层面上也是主要围绕“三放开”的角度进行推进：

一是大用户直购电改革，建立多买多卖的电力市场，用电企业和发电企业绕过电网自主交易，并拥有自主选择权。核心是电价的市场化，其最终目的都是打破电网公司在电力交易中对发电公司的单一买家地位和对电力用户的单一卖家地位，实现电力交易市场化，打破省间壁垒，保障清洁能源优先上网，实现能源资源的最优配置，逐步形成发电和售电价格由市场决定、输配电价由政府制定的价格机制。直购电量份额逐步由增量电过渡到存量电，到 2018 年实现工业电量全部放开，2020 年实现商用电量全部放开，电网公司承担公益性及居民生活用电的兜底业务。推进发电权交易和省间电力交易。通过发电权交易引导鼓励和促使发电成本高的机组将其计划合同电量的部分或全部出售给发电成本低的机组替代其发电。通过建立交易制度，完善跨省电力交易，进一步优化东西部资源配置。

二是放开增量配电网业务、成立独立的售电公司，引入社会资本参与投资与电网公司共享售电环节的利润。允许多元化市场主体参与售电市场竞争，更好地服务工商业用户用电需求，从而让电力市场化改革的红利惠及用户。目前发改委已核准广东、重庆作为售电侧改革试点。2016 年 3 月，广东正式批准售电公司作为新市场主体参与直接交易市场，目前全国成立的售电公司已经超过两千家。

在公益性和调节性以外的发用电计划上，由于涉及到电网运行的稳定性，目前仍然比较慎重。

表 6: 各区域电改情况

区域	北	天	河	山	蒙	蒙	黑	吉	辽	上	江	浙	安	福	江	山	西	河	湖	湖	重	四	陕	甘	青	宁	新	兵	广	深	广	贵	云	海							
	京	津	北	西	西	东	龙	林	宁	海	苏	江	徽	建	西	东	藏	南	北	南	庆	川	西	肃	海	夏	疆	团	东	圳	西	州	南								
交易中心	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	×	×	✓	✓	✓	×
输配电价	✓	✓	✓	✓	✓	×	×	×	×	×	×	×	✓	×	✓	×	✓	×	✓	✓	✓	✓	✓	×	✓	✓	✓	×	✓	✓	×	✓	✓	✓	✓	×	×	×	×		
电改试点	✓	×	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	×	×	✓	✓	✓	✓	✓	×	✓	✓	×	✓	✓	✓	✓	×	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
综合能源管理	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	

数据来源：东北证券

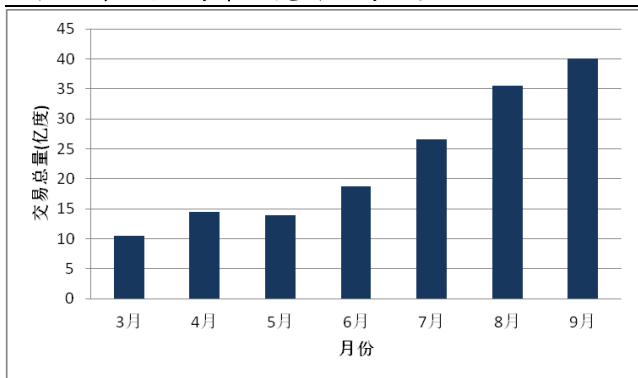
2.2. 2016 年广东售电竞价交易总结

广东售电改革走在最前面。2016 年 3 月，广州电力交易中心正式成立，随后组

织 7 次市场化交易，并允许售电公司代理用户参与竞价交易。根据计划，2016 年广东省安排直接交易电量规模年度目标为 420 亿千瓦时，占 2015 年全省统调发电量的 8.3% 左右。其中 280 亿千瓦时通过年度长协形式确定，140 亿千瓦时通过月度竞价模式。从今年广东省竞价交易来看，实际最终竞价交易成交量 159.8 亿度。

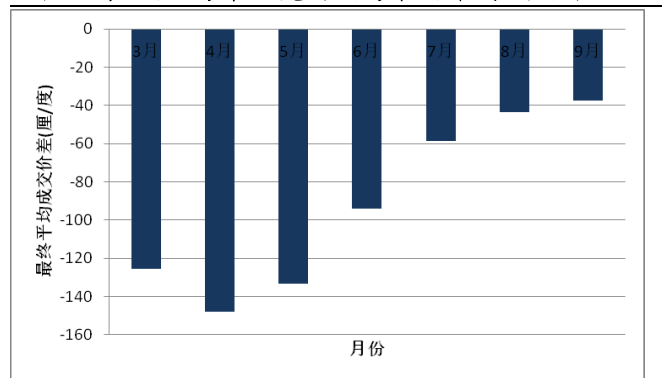
售电公司获得最终结算的平均价差从最初超过 1 毛钱的“暴利”降到九月份的 -37.42 厘/kWh，成交量从 3 月份的 10.5 亿度攀升至九月份的 40 亿度。随着大用户对电价降幅的不断发现，售电公司取得的价差逐步减小。

图 6: 广州交易中心竞价交易电量



数据来源：东北证券，广州交易中心

图 7: 广州交易中心竞价交易最终平均成交价差



数据来源：东北证券，广州交易中心

(1) 未来市场容量会进一步扩大，可竞争电量会进一步放开，售电公司总盈利空间可观。2015 年广东全社会用电量高达 5300 亿千瓦时，本轮电改中只放开 420 亿千瓦时交易电量，其中也仅有 140 亿千瓦时为集中竞价交易电量，此外，用户侧绝大部分中小用户尚未参与到委托购电中，由于这部分用户只能通过售电公司参与竞价购电，我们预测随着电改进程的不断推进以及协商交易电量的不断放开，单纯广东地区还会增加 10 倍以上市场空间。此外，目前南网区域省间交易仍以协商交易的方式开展，到 2018 年，如果竞价电量进一步放开，利润空间将进一步增加。

(2) 售电公司暴利已经被实践证明不可持续，增值服务成为售电公司抢占市场份额的关键。由于去年初大用户与售电公司签订购电协议时尚未预期到电价改革的力度，普遍对电价降幅敏感度不高，因此，协议电价偏高导致过度让利给售电公司。后期随着对用户下调电价认知的不断加深，与售电公司进一步博弈，获取更低的协议电价，从而压缩售电公司的利润空间。此外，新进入的售电公司的数量不断增加，售电公司间竞争会不断加剧，进一步抢占每个售电公司的市场。我们预测未来售电公司主要是以提供差异化服务，包括能源综合管理、配售电综合服务、智能仪表等抢夺市场份额。

(3) 国家电网区域内大多开展双边协商+集中竞价+挂牌，多省电改试点获批，并探索综合能源服务体系建设。国家电网区域关于售电改革方面仍存在激烈博弈，部分省电改试点中允许社会资本投资增量配网、成立售电公司，但在实践层面上进展尚需时日。2016 年 2 月 3 日，作为重庆首批挂牌的 3 家售电试点公司之一的重庆两江长兴电力公司和两江新区内 12 家用户签署了售电协议。2016 年协议售电量 1.3 亿千瓦时，平均签约电价 0.6 元/千瓦时。该区域企业平均用电价格为每度电 0.8 元左右，降幅超过 25%。可以预期，随着竞价购电业务向售电公司的逐步放开，市场体量会进一步加大。

## 2.3. 售电公司竞争格局

### 2.3.1. 电力交易市场准入门槛

#### 售电公司准入门槛

售电公司分三类，第一类是电网企业的售电公司。第二类是社会投资增量配电网，拥有配电网运营权的售电公司。第三类是独立的售电公司，不拥有配电网运营权，不承担保底供电服务。根据发改委《关于推进售电侧改革的实施意见》，成立售电公司需要满足以下基本条件：

1.按照《中华人民共和国公司法》，进行工商注册，具有独立法人资格。

2.资产要求。(1)资产总额在2千万元至1亿元人民币的，可以从事年售电量不超过6至30亿千瓦时的售电业务。(2)资产总额在1亿元至2亿元人民币的，可以从事年售电量不超过30至60亿千瓦时的售电业务。(3)资产总额在2亿元人民币以上的，不限制其售电量。(4)拥有配电网经营权的售电公司其注册资本不低于其总资产的20%。

3.拥有与申请的售电规模和业务范围相适应的设备、经营场所，以及具有掌握电力系统基本技术经济特征的相关专职专业人员，有关要求另行制定。

4.拥有配电网经营权的售电公司应取得电力业务许可证(供电类)。

### 参与直接电力交易的发电企业准入门槛

各省情况不同，以广东为例，可参与市场交易的发电企业为广东省内单机容量30万千瓦及以上的燃煤发电厂，合计装机容量约5090万千瓦。云南电力市场参与售电主体则包括全部火电厂以及2004年1月1日后投产且220kV及以上电压等级并网的水电厂（不含跨境电厂、溪洛渡电厂）。贵州目前在逐步放开火电发电计划，直接参与市场交易，2016年放开的比例达到30-40%。广西则要求参与试点的发电企业，为符合国家基本建设审批程序并取得发电业务许可证的火力发电企业和水力发电企业。其中，火力发电企业为单机容量15万千瓦及以上的企业，水力发电企业为单机容量5万千瓦及以上的企业。

### 参与直接电力交易的用户准入门槛

根据《关于推进售电侧改革的实施意见》，参与直接交易的用户需要满足以下政策性要求：

1.符合国家产业政策，单位能耗、环保排放均应达到国家标准。

2.拥有自备电源的用户应按规定承担国家依法合规设立的政府性基金，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴和系统备用费。

3.微电网用户应满足微电网接入系统的条件。

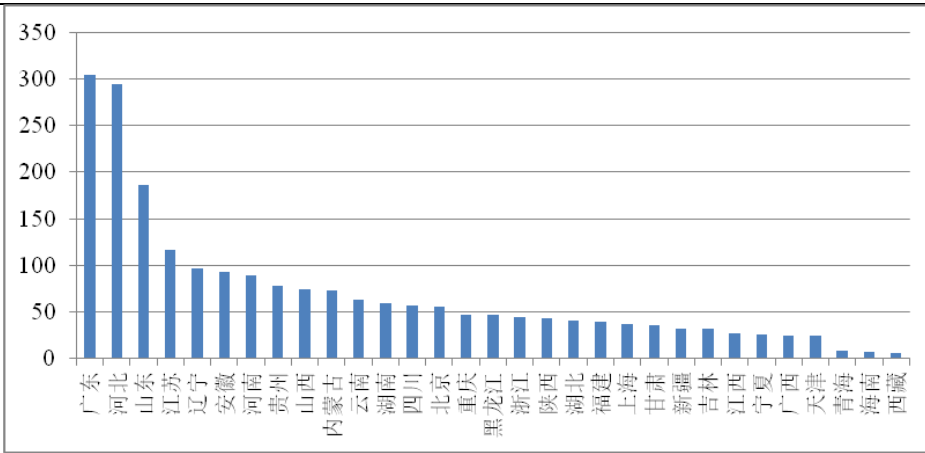
从目前各地区的执行情况来看，用户准入门槛在逐步降低，逐步由大的工业用户向普通用户过度。仍以广东电网为例，目前要求参与大用户直购电的准入门槛为年用电量8000万千瓦时以上的省内大型工业企业；列入《广东省主题功能区开发产业发展指导目录》的园区内年用电量800万千瓦时以上的企业；2015年用电量5000万千瓦时以上的商业用户；另一类是部分省级产业转移园区内的工商业用户。此批园区内电力用户，必须通过售电公司代理进行购电。广西则要求电力直接交易的执行对象为6~12月用电增量在1000万度及以上的广西电网公司用户。云南目前批准用电侧为月生产用电量超过500万千瓦时的电解铝、黄磷、铁合金、工业硅、钢铁、水泥、电石、烧碱、铜、锡、铅锌等行业198家重点工业企业参与直购电交易。贵州则要求2016年先行允许报装机容量1000千伏安及以上用户进入市场交易，视市场交易情况逐步放开其他工业用户，全面放开大工业用户用电计划。

#### 2.3.2. 售电公司成立超过两千家

新一轮电力市场改革广度、深度逐渐加大，售电公司大批成立。截止到2016年11月，全国各省市售电公司至少已超过2000家。



图 8: 目前各省成立的售电公司情况



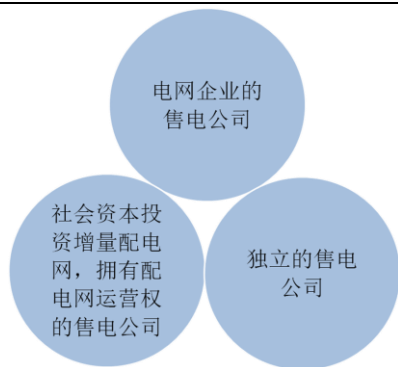
数据来源: 东北证券统计

2.3.3. 不同资质售电公司各有优势

九号文中表述, 售电公司分三类: 第一类是电网企业的售电公司; 第二类是社会资本投资增量配电网, 拥有配电网运营权的售电公司; 第三类是独立的售电公司, 不拥有配电网运营权, 不承担保底供电服务。

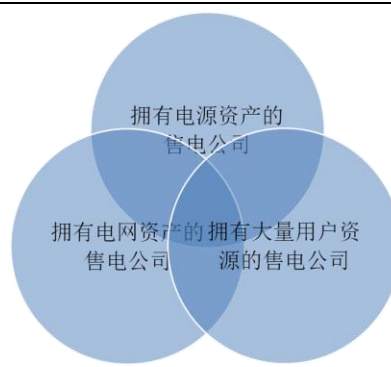
目前国内成立售电公司按照不同的资源禀赋, 其中能够有所作为的, 我们认为实际可以划分为三种类型: 掌握电源资产的售电公司、掌握电网资产的售电公司、掌握大量用户资源的售电公司。其中, 很多售电公司具有多重属性, 在各自区域和领域内具有不同优势, 其中具备属性越多的售电公司, 在市场主体培育和市场竞争中, 将获得越多的资源, 拥有更强的谈判筹码。

图 9: 九号文中的三类售电公司



数据来源: 东北证券, “九号文”

图 10: 掌握三种资源的售电公司及其交叉



数据来源: 东北证券

掌握电源资产的售电公司

发电厂商抢占先机, 成立自有的售电公司是大趋势。随着电改的不断深化, 单一发电商直接参与直购电竞价, 会导致整体售电量变化不大, 竞价部分利润压缩, 整体利润下滑, 因此势必会成立自己的售电公司或参与控股其他售电公司, 这样虽然发电侧整体利润压缩, 售电商可以赚取其他发电侧利润, 整体提升。广州交易中心第一批参与集中竞价 13 家售电公司中, 以粤电力、华能、华润电力、中电投等 8 家国有发电企业成立的售电公司为主, 成交量占据售电公司总成交量的半壁江山, 另有一家民营发电企业成立的售电公司。该类售电公司拥有一定的客户资源, 并且拥有电源优势。

掌握电网资产的售电公司

有三类，一是电网公司成立售电公司，一是增量配电网运营公司成立售电公司，一是社会资本投资成立的售电公司投资增量配电网。

电网公司下属售电公司将逐渐放开中小用户售电利润，承担居民用户及公益性电力用户的兜底业务。电网公司下属售电公司拥有配网优势，供电质量能够得到保证，但缺点是对价格反映滞后，缺乏创新性，并且受政府管制比较严，以后或逐步过渡为小型居民用户及公益性电力用户的兜底售电商。

增量配电网运营公司成立的售电公司，实际上就是原有地方电网、经济开发区投资商或者自建电网的高耗能企业业主参与到售电公司领域。这类售电公司的优势在于，出自身配网资产之外，具有天然的用户资源，自然形成配售一体的售电公司。

社会资本投资成立的售电公司投资增量配电网，这类公司与前叙的区别在于，目前并不掌握配网资产，但可以通过收购或者新建增量配电网资产，成为九号文中的第二类售电公司。目前其瓶颈在于，寻求收购的配网资产估值较高，企业资金压力大回报率要打折扣，新建配网的收益回报时间较长且需要面临用户不达预期的风险。配网 PPP 模式为这类售电公司提供了较好的突破方案。

电气设备厂商及其他民营资本出资成立的售电公司逐渐进入，差异化及创新服务模式是生存关键。其致胜关键之一是需要掌握配网资产。广东经信委批准的首批 13 家售电公司中，3 家属于民营企业，第二批名单中吸纳了更多的民营第三方公司，成为第二批售电公司中的“主力军”。此类售电公司价格不受政府机构管制，但受制于购电价格，浮动空间较小，随着售电公司的不断进入，与大用户的议价能力也会被逐渐削弱。需要提供优质创新的服务，争取客户资源维持生存。部分电气设备厂商下属的售电公司将会推出增值服务，利用设备优势，推出智能计量仪表、能效管理、需求侧管理等服务。因此，该类售电公司以创新服务模式、提高用户体验为主。

### 掌握大量用户资源的售电公司

商业活动，利益为最终标尺。用户资源的绑定主要在于，售电公司是否能为用户带来电费的节省以及节能、维护等增值服务。我们认为，长期来看，掌握用户资源的售电公司和进行配网运营是不可分割的。与国外不同，只有掌握了配网运营，才能够更详尽的数据收集和管理、分析、进一步的增值服务、乃至为所运营的配网系统或者用户提供光伏、储能等电力电量调节，进一步提升商业价值。

综合能源服务售电公司易于将业务向其他能源领域延伸，提供多种能源服务套餐，平衡盈利能力。该类售电公司拥有一定的客户优势，能够在多中能源服务中进行平衡，提供更加综合、多样化的服务，通过峰谷电价差异，实现对电能、热能等能源的优化调度管理，帮助客户降低总体能耗成本，打造独特的核心竞争力。在四川、新疆、江西等综合能源体系试点建设中，这一类公司或将受益。

#### 2.3.4. 2018 年售电市场格局将确定

电力十三五规划发布，其中在电改方面的时间节点具有较强的参考意义：

2016 年，启动东北地区辅助服务市场试点，成熟后全面推广。

2017 年底前，完成分电压等级核定电网企业准许总收入和输配电价。

2018 年底前，启动现货交易试点，完成售电侧市场竞争主体培育工作。

2020 年全面启动现货交易市场，研究风险对冲机制。

图 11: 十三五电力规划中对电改的进度表述



数据来源：东北证券，《电力发展“十三五”规划》

我们认为，其中对于售电主体最为重要的是，在 2018 完成售电侧市场竞争主体培育工作。也就是说，培育售电公司的工作要在 2018 年底完成，相当于一个关门时间。我们在两个方面解读：(1)在 2018 年以前，进入售电市场的主体，没有取得竞争优势的售电主体将被自然淘汰；(2)在 2018 年以后，再想进入售电市场的新进入者，准入门槛可能提高。换言之：一句话，2018 年底售电市场主要竞争格局将会有所确定，明后年售电公司之间的竞争将最为激烈。

## 2.4. 电改释放利润空间中配售电企业盈利模式

### 2.4.1. 竞争报价及撮合办法

电力市场化交易主要采用双边协商、集中竞价和挂牌交易三种模式开展，以双边自主协商为主、集中竞价挂牌交易为辅。

双边协商模式是指电力大用户与发电企业根据交易平台提供的信息，自行协商匹配，经安全校核和交易中心确认后，由购电、售电、输电各方签订年度交易合同确定的直购电交易。协商交易市场中用户选择向发电公司直接购电；或者委托一家售电公司购电，两者只能选择一种方式。

挂牌交易是指市场主体按规定将电量和价格等交易信息通过电力交易平台对外挂牌，由满足需求的一方摘牌，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。

集中竞价模式是指电力大用户与发电企业在指定时间内通过交易平台申报电量和价格，根据买方、卖方申报价差空间由大到小排序成交；申报价差相同时，综合煤耗低的发电企业优先成交，经安全校核和交易中心确认后，由交易中心对外发布成交结果确定的直购电交易。参与市场的大用户可以选择一家或几家售电公司或发电厂进行集中竞价；而参与市场的非大用户只能选择一家售电公司进行购电。

### 2.4.2. 售电公司盈利模式将由单一的报价策略制胜转为综合实力制胜

2017 年广东交易中心新版规则中，对广东电力市场的交易品种、周期和方式、价格机制、电量规模、结算方式等内容做出了详细的规范要求。其中要点主要有以下几点。

(1)市场用户三年内不得自行退出。电力用户自进入市场之日起 3 年内不得自行退出市场，否则对其用电价格给予一定的惩罚。电力用户无法履约的，提前 45 天书面告知电网企业、相关售电公司、电力交易机构以及其他相关方。退出之前，售电公司应将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜，否则不得再参与市场。对于自愿退出，发电企业、售电公司、超过规定期限的电力用户履行完交易合同和交易结算的，可自愿申请退出市场，符合退出条件的，从市场主体目录中剔除。

(2)用户与售电公司不准随便解约。无论是电力大用户还是一般用户，同一时期内原则上只可选择一家售电公司售电。

(3)电力大用户可以选择以下两种方式之一参与市场交易。与发电企业开展年度双边协商交易，直接参与月度集中竞争交易；或者全部电量原则上通过一家售电公司购电，并在合约期限内维持购售电关系不变。

(4)统一价差出清。将购电方申报价差、售电方申报价差配对，形成交易价差对。价差对=购电方申报价差-售电方申报价差，价差对为负值时不能成交，价差对为正值或零时可以成交，价差对大的优先成交。最后一个成交的购电方与售电方申报价差的算术平均值为统一出清价差。排名前3位的发电集团，各集团月度集中竞争市场申报电量份额超过其装机容量时，其所属发电企业申报价差作为统一出清价差计算依据。从已成交的价差对中选择最靠近边际机组的其他发电企业，以其申报价差计算统一出清价差。

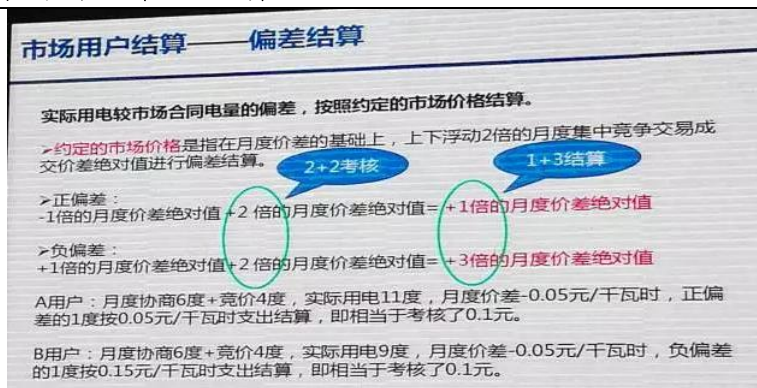
(5)偏差电量考核。发电侧：A类机组全年滚动；B类机组月结月清；西南富余水电机组，市场电量在送出省外送电量中优先结算，偏差在年度后续滚动调整。用户侧：月结月清。偏差结算：实际用电量较市场合同电量的偏差，按照约定的市场价格结算。约定的市场价格是指在月度价差的基础上，上下浮动2倍的月度集中竞争交易成交价差绝对值进行偏差结算：

正偏差：-1倍的月度价差绝对值+2倍的月度价差绝对值=+1倍的月度价差绝对值。

负偏差：+1倍的月度价差绝对值+2倍的月度价差绝对值=+3倍的月度价差绝对值。

在2017版的广东交易中心竞价交易新规中，关注重点除了统一出清意外，实际电量与市场合同电量的偏差最值得关注，当实际电量与合同电量产生偏差时，无论正偏差还是负偏差，都会对售电公司进行处罚。因此，售电公司的符合预测准确度成为售电公司能否获得利润的重要因素。

图 12：“广东新规”中偏差结算



数据来源：东北证券，“新能源李歌”微信公众号



图 13: “广东新规”中偏差结算案例

市场用户结算——算例				
<b>边界条件</b>				
	实际用电	目录电价	双边协商电量	集中竞争电量
用户A	1.3	0.8	1 价差-0.1	0.2 价差-0.2
<b>一、按照目录电量价格结算实际用电量</b>				
用户A	1.3	0.8		<b>支出项M1</b> 1.04
<b>二、结算用户实际用电量对应的价差电费</b>				
2.1 结算双边协商价差	双边协商电量	双边协商价差		<b>收入项M2</b>
用户A	1	-0.1		-0.1
2.2 结算集中竞价价差	集中竞争电量	月度交易价差		<b>收入项M3</b>
用户A	0.2	-0.2		-0.04
2.3 结算偏差电量	月度实际用电量	与合同电量偏差	月度交易价差 绝对值	<b>支出项M4</b>
用户A	1.3	0.1	0.2	0.02
<b>用户总支出</b>				
用户A				<b>总支出</b> 0.92
	<b>支出项M1</b>	<b>收入项M2</b>	<b>收入项M3</b>	<b>支出项M4</b>
	1.04	-0.1	-0.04	0.02

数据来源：东北证券，“新能源李歌”微信公众号

#### 2.4.3. 配网 PPP 模式试点开启，配网运营空间广阔

电改9号文提出,按照有利于促进配电网建设发展和提高配电运营效率的要求,探索社会资本投资配电业务的有效途径,逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务,鼓励以混合所有制方式发展配电业务。国家发改委、国家能源局《有序放开配网业务管理办法》规定,“本办法所称的配电网业务是指满足电力配送需要和规划要求的增量配电网投资、建设、运营及混合所有制方式投资配电网增容扩建”。整理发改委及各省放开增量配电业务试点方案对增量配电网的定义中,基本上可以归纳为“只要不在电网公司手中的配电网,电压等级在220kV及以下的,不管是现已运营的还是新建的,均为增量配电网。”今年9月,国家发改委、能源局下发《关于请报送增量配电业务试点项目》,以增量配电设施为基本单元,吸引社会资本投资100个左右增量配电业务试点项目,发挥试点的示范作用,鼓励社会资本参与投资增量配电业务(配网PPP)。10月,《有序放开配电网业务管理办法》下发。

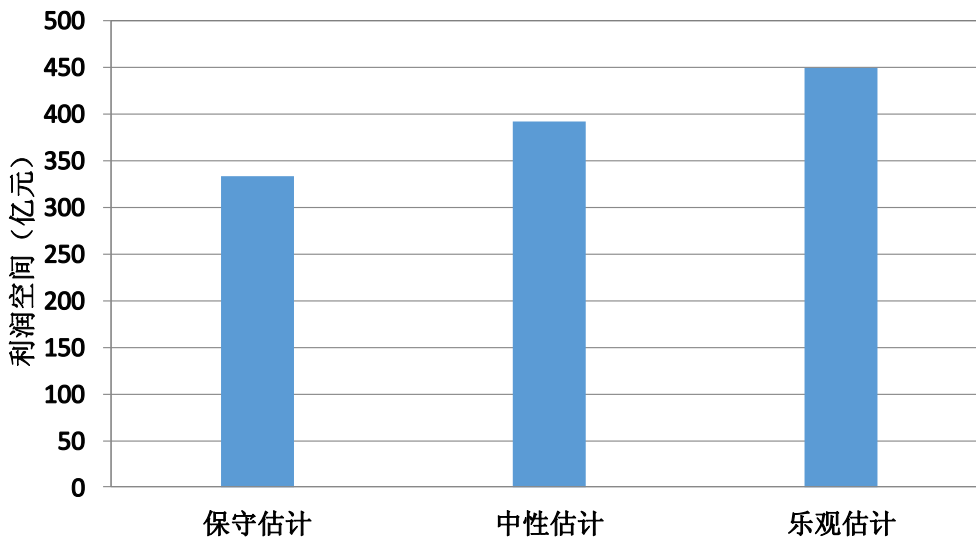
我国有约350家国家级工业园区,超过1000家省级工业园区,全国工业园区年用电量超过12000亿度,价值额为约12000亿元市场。利润上,可以采取两种测算方法进行测算:

(1)参考国家电网2015年收益,售电量34506亿千瓦时,资产总额31149亿元,资产负债率55.4%,利润865亿元,净资产收益率5.15%,度电利润2.78分。不考虑国家电网公司承担社会责任、保证可靠性等因素对网架建设的高投入,仅以2.78分/度作为参考,保守估计工业园区配电网市场年利润空间达到334亿元。

(2)参考广东交易中心今年竞价的实际数据,通过7次交易,供应需求双方竞价经验逐渐成熟,9月份最后一次竞价交易售电公司最终成交平均价差最低,为-37.42厘/度。暂不考虑后续仍有缩小空间,以3.74分/度作为参考,乐观估计工业园区配电网市场年利润空间达到449亿元。

综合以上两种估计方法,中性估计全国工业园区售电价值总额在12000亿元市场,全部放开后利润总额中性估计392亿元。

图 14: 全国工业园区售电利润空间测算



数据来源: 东北证券测算

## 2.5. 投资策略

### 2.5.1. 不同售电公司资质评价

在众多已成立的售电公司中，由于自身属性和资源禀赋不同，能够获得的交易份额和形式也有所区别。

(1)具有电厂背景的售电公司，在长协交易中能够获得量价优势。一类是一些电厂与工业用户供电本身就属于同一集团下关联交易，在客观上形成了局部的发输配一体；另一类是西部电厂与东部大用户合作成立售电公司，西电东送的交易过程中通过长协取得高量低价。价格浮动幅度更加灵活，售电公司能够获得一定份额。

(2)电网公司下属售电公司将逐渐放开中小用户售电利润，承担居民用户及公益性电力用户的兜底业务。电网公司下属售电公司拥有配网优势，但缺点是创新服务和积极性相对滞后，以后或逐步过渡为居民用户及公益性电力用户的兜底售电商。

(3)在电气设备厂商成立的售电公司中，先期已经取得大量用户、并具备较强的数据分析和技术基础的售电公司能够划分重要市场份额。其中差异化及创新服务模式是生存关键。部分电气设备厂商下属的售电公司推出增值服务，利用设备优势，推出智能计量仪表、能效管理、需求侧管理等服务。该类售电公司以创新服务模式、提高用户体验为主。

(4)综合能源服务售电公司易于将业务向其他能源领域延伸，提供多种能源服务套餐，平衡盈利能力。国家电网公司探索综合能源管理创新，在水、电、气、热领域调控技术均有涉猎的企业在国网试点中具有先发优势。该类售电公司拥有一定的客户优势，能够在多中能源服务中进行平衡，提供更加综合、多样化的服务，通过峰谷电价差异，实现对电能、热能等能源的优化调度管理，帮助客户降低总体能耗成本，打造独特的核心竞争力。

(5)具备工程总包资质，能够参与到配网 PPP 建设的电气设备公司有望进行包括售电、运维等后续服务的公司。

(6)长期来看，具备微电网、分布式光伏及储能运营能力的售电公司，在积累用户资源后能够带动分布式能源的建设、或者分布式能源设备销售更具有优势。

### 2.5.2. 推荐标的

重点推荐：积成电子、智光电气、双杰电气。

关注：布局各省售电领域的公司。

**表 7: 参与各省售电的相关上市公司标的**

公司	积成电子	智光电气	双杰电气	新联电子	中恒电气	京运通	合纵科技	泰豪科技	北京科锐
省份	山东	广东	北京、广东	江苏	浙江	北京	北京	江西、贵州	河南、贵州
公司	易事特	福能股份	东方能源	穗恒运 A	科陆电子	华自科技	四方股份	文山电力	韶能股份
省份	广东	福建	河北	广东	广东等	湖南	宁夏	云南	广东
公司	甘肃电投	乐山电力	桂冠电力	桂东电力	皖能电力	京能电力	吉电股份	迪森股份	建投能源
省份	甘肃	四川	广西	广西	安徽	北京	吉林	广东、贵州	河北
公司	恒华科技	广州发展	天壕环境	华润电力	粤电力				
省份	广东	广东	江西	广东	广东				

数据来源：东北证券

## 2.6. 风险

- (1) 电改政策实施不及预期
- (2) 各公司参与配网 ppp 项目落地、售电交易等具体业务开展不及预期

## 3. 统一碳市场将扬帆起航

### 3.1. 国际减排大背景，巴黎气候大会达成温控协议

#### CO<sub>2</sub> 排放与全球变暖相关性强，国际减排压力大

自 1950 年以来，人为 CO<sub>2</sub> 的排放量出现了急剧上升，联合国政府间气候变化专门委员会 (IPCC) 根据过去的观测值进行模拟和测算，每一万亿吨二氧化碳累计排放导致全球温度的变化在 0.8℃-2.5℃ 之间，人类活动是近几十年来影响全球变暖最重要的因素。温室气体的继续排放会导致全球气候继续变暖，对生态系统造成持续性的破坏，只有大幅度、持续性地减少温室气体排放才能够限制气候的变化。因温室气体排放导致的气候变化在国际上的关注程度不断提升，正是在国际减排呼吁的背景之下，碳交易市场逐步兴起。

#### 巴黎大会达成减排协议

经过之前各期谈判的铺垫以及各方对于气候变化的重视程度不断加强，2015 年 12 月，《联合国气候变化框架公约》近 200 个缔约方在巴黎气候大会上达成《巴黎协定》，成为《京都议定书》之后第二份具有法律约束力的气候协议。《巴黎协议》最关键的部分是协定了到 21 世纪末，把全球平均升温控制在工业化前的 2℃ 以内，并为把升温控制在 1.5℃ 之内而努力。同时协定还提到了尽快实现全球温室气体排放达到峰值，本世纪下半叶实现温室气体净零排放。

**表 8: 主要国家 2020 年后自主减排目标**

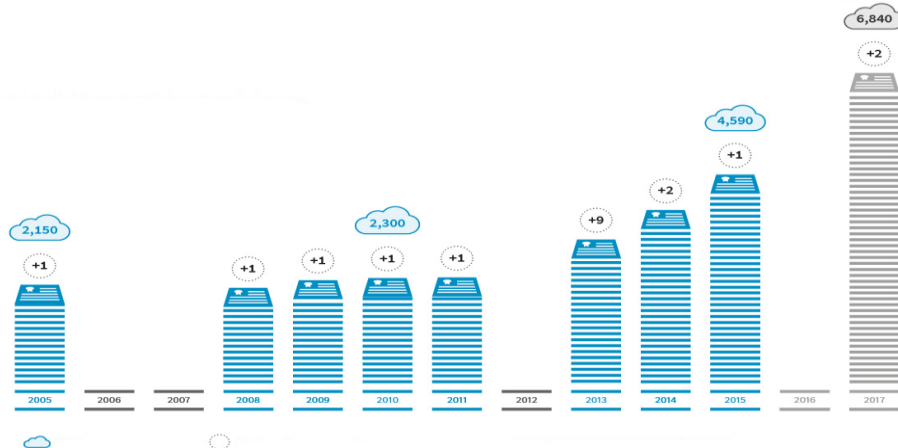
国家	自主减排主要目标
澳大利亚	2030 年在 2005 年基础上削减 26-28%
加拿大	2030 年在 2005 年的基础上削减 30%
中国	2030 年之前达到排放峰值，2030 年在 2005 年基础上碳排放强度下降 60-65%
欧盟	2030 年至少在 2005 年的基础上削减 43%
日本	2030 年在 2013 年的基础上削减 26%
韩国	2030 年在现有日常水平基础上削减 37%
俄罗斯	2030 年在 1990 年基础上削减 25-30%
美国	2025 年在 2005 年基础上削减 26-28%
墨西哥	2030 年在现有日常水平基础上削减 22%

数据来源：东北证券，ECOFYS

### 3.2. 全球碳市场蓬勃发展

截至 2015 年，全球共有 40 个国家和 24 个地区实行了包括碳税与碳交易在内的碳价格工具，一共覆盖了 70 亿吨左右的碳排放，占全球总排放份额的 13% 左右，其中采取碳交易市场的占据了 8% 的份额，采取碳关税的占据 4% 左右份额。纳入碳价格工具体系的年度排放总价值在 500 亿美元左右。

图 15: 全球现有碳交易体系数量及纳入排放量



数据来源：东北证券，ICAP

自欧盟 2005 年成立碳排放交易体系以来，全球碳交易市场不断发展壮大。目前全球共有 17 个碳交易系统，交易达 40 亿吨以上的温室气体排放当量。预计 2017 年中国碳交易市场和安大略碳交易市场会纳入全球碳交易系统的范围，整体覆盖 70 亿吨温室气体排放量。

碳市场中配额的交易价格主要是由供需关系和参与方的边际减排成本共同确定。在供需较为均衡、成熟有效、拍卖方式占主导的碳市场中，配额的价格应该接近于企业平均的边际减排成本，政府通过对供给的控制可以达到理想的减排目的，对于企业的新增投资有一定指引作用。对于边际减排成本较高的企业而言，通过在碳市场上购买配额达到履行配额合约的目的；边际减排成本较低的企业通过加大自身的减排力度，将减排之后多余的配额在市场上进行出售获取收益。

### 3.3. 欧盟是碳市场建设典范，供给过剩导致价格低迷

欧盟是在减排方面响应最为积极的发达国家，2005 年就启动了碳排放交易机制（EU ETS），机制以《京都议定书》的框架为基础，各成员国按照 EU ETS 的标准，确定本国用于分配的碳排放总额以及向企业的分配方法。欧盟的减排可以分为三个阶段：2005-2007 年、2008-2012 年和 2013-2020 年，目前覆盖了欧盟 28 国以及挪威、冰岛、列支敦士登共 31 个国家，纳入的企业约为 1.1 万家，覆盖的排放量在 20 亿吨左右，占欧盟整体排放量的 45% 左右。欧盟碳排放市场整体的交易量占全球碳排放交易量总和的 80% 以上。

**前三个阶段实施进程：**EU ETS 至今为止已进行到第三阶段，第一阶段为 2005 年-2007 年的试验阶段，共有 25 个成员国参与，减排目标为京都议定书承诺目标的 45%，各成员国总量通过 NAP 自行决定，最多可拍卖 5% 的排放许可。第二阶段为 2008 年-2012 年的京都阶段，有 27 个成员国以及冰岛、挪威、列支敦士登，要求在 2005 年的基础上，各国平均减排 6.5%，最多可拍卖 10% 的排放许可。目前正处于第三阶段，从 2013 年-2020 年，目标为 2020 年之前在 2005 年基础上削减 21%，配



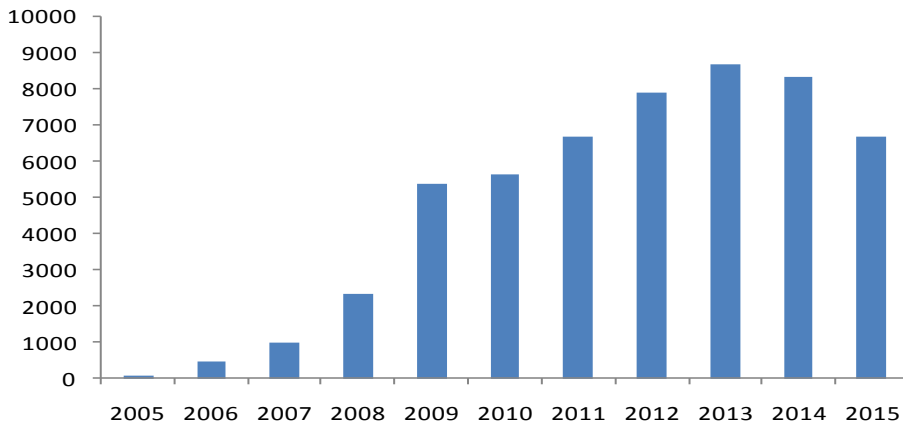
额逐渐实现 100% 拍卖。

### 配额交易量稳定，价格波动剧烈

欧盟 ETS 整体的碳配额交易量经历了一个快速上升，之后保持较为稳定的状态，但碳配额的价格波动非常剧烈，最重要的是受供给总量以及经济环境的影响。

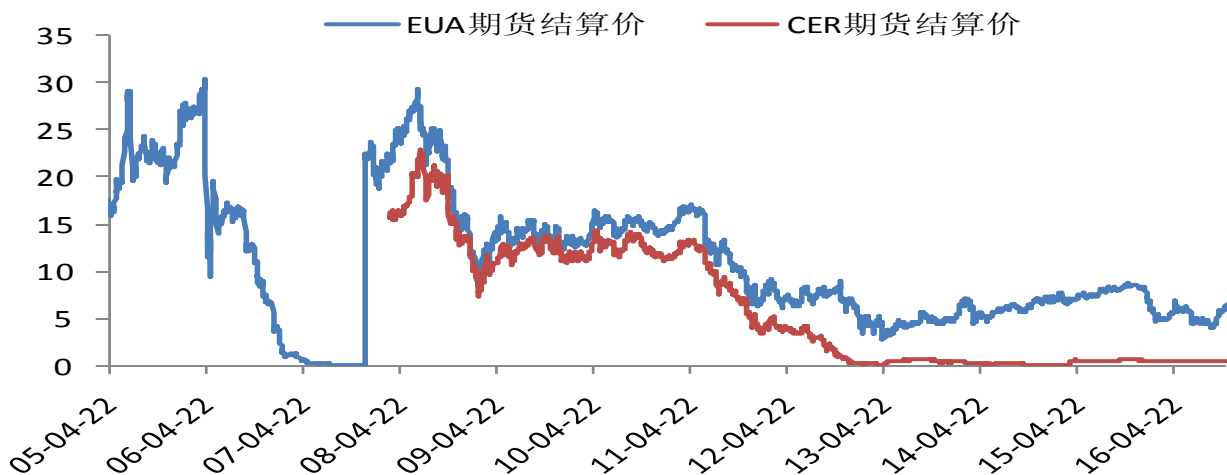
从价格走势来看，在碳市场上线的初期，价格快速攀升至 30 欧元，但随后欧盟发布了 2005 年各国的排放数据，显示配额过剩严重，配额价格经历了快速下跌，在第一阶段的后期，由于配额过剩严重，且第一阶段的配额无法在第二阶段共用，因此配额价格在第一阶段末期基本趋近于零。在第一阶段的剧烈价格波动之后，欧盟委员会在第二阶段进行了交易机制的改变，价格逐步回升至第一阶段高点，但随后受全球金融危机的影响，碳交易市场再度受到重创，欧债危机的全面爆发，欧盟经济下滑带来配额需求的减少，配额价格再度全面下滑。在第三阶段，欧盟委员会提出冻结部分配额到后续年份进行拍卖，建立市场稳定储备机制等手段来调节碳配额的供给，但由于经济的持续低迷以及受到英国脱欧的影响，配额价格依旧处于较低水平。

图 16: 欧盟配额成交量 (百万吨)



数据来源：东北证券，European Commission

图 17: 欧盟 EUA 及 CER 价格走势 (欧元/吨)



数据来源：东北证券，Wind

欧盟 ETS 交易金额巅峰达千亿美元，期货交易为主。从交易金额而言，欧盟碳市场的配额交易额在 2011 年达到顶峰的 1478 亿美元，之后受金融危机及供给过剩影响，配额价格下跌较快，但整体成交量保持较为稳定的状态，基本稳定在纳入碳市场的 20 亿左右的排放量的 3-4 倍。从参与交易的类型来看，EUA 期货与期权的交易占总体交易量的 95% 左右，现货交易仅占 5% 左右。

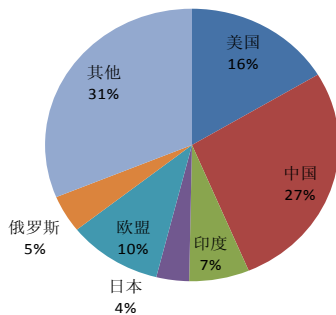
供给过剩是首要问题，主要原因在于经济危机及 CER 的无限量供给。供给过剩的问题贯穿了欧盟碳排放的三个阶段。第一阶段排放上限宽松，企业无需努力减排就能够完成履约，第二阶段正好处于经济危机与欧债危机的周期中，在配额制定初期并没有考虑经济收缩带来的排放减少，加剧了供给过剩，第三阶段目前供给过剩的问题依旧存在。此外，CER 供给的持续增加也加剧了配额市场供给过剩。CDM 项目的初衷是加大排放体系的范围，让发展中国家也参与减排并分享减排的收益。但由于 CDM 的供给只取决于审核机制，与市场价格基本无关，且 CDM 减排项目能在项目周期内持续提供 CER 配额，因此随着项目签发量的增加会带来持续的 CER 增量，带来了无限量的供给从而导致价格崩溃。

### 3.4. 国内碳市场由试点走向统一

#### 外在压力与内在转型驱动国内碳市场建立

国内的碳排放在进入 21 世纪以来经历了快速的增长。自 2006 年碳排放超越美国以来，中国已经稳居世界碳排放第一的位置，2015 年中国碳排放 92 亿吨，占据了世界总排放量的 27%。

图 18: 2015 年主要国家碳排放量占比



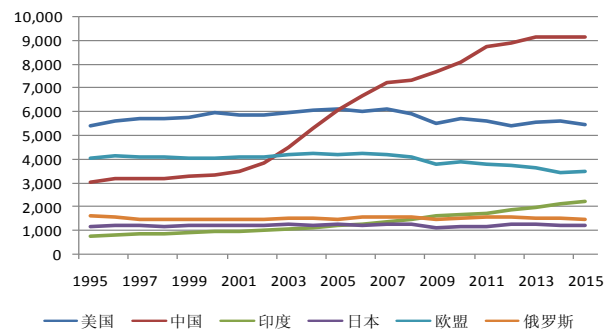
数据来源：东北证券，Wind

从国内发展角度去考虑，在经济增速放缓的背景下，传统的高能耗粗放式发展模式已经难以为继，投资结构的转型升级是迫在眉睫的任务，国内对于低碳和环保的认识也在不断加强，要求企业减少碳排放，提升企业发展质量是自然的要求。从国际要求去考虑，中国作为占据全世界近 30% 碳排放总量的国家，各国对于中国减排的呼吁不断强化，参与减排是中国承担一个大国的责任。

#### 碳交易试点起航，期待全国性碳市场建立

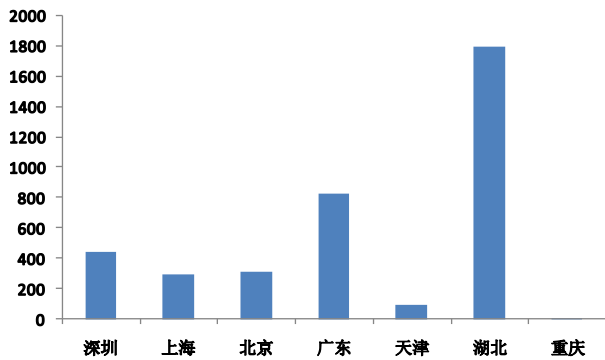
2013 年 6 月以来，国内的地方性碳交易试点陆续启动。截至 2015 年末，全国 7 个碳排放交易试点累计配额成交量超过 6758 万吨，累计成交额超过 23.25 亿元。在过去三年中，7 个试点碳市场的成交量快速提升，各试点的成交量差别较大。

图 19: 主要国家排放额历史情况（百万吨）



数据来源：东北证券，Wind

图 20: 2015 年各试点配额成交量 (万吨)



数据来源: 东北证券, 绿石碳

2015 年全国 7 个碳排放试点累计成交配额 3786 万吨, 累计成交金额 10.04 亿元, 其中湖北碳市场累计成交 1795 万吨, 成交金额 4.25 亿元, 成交量与成交金额均占总成交的 40% 以上。

表 9: 试点配额发放管理

	北京	天津	上海	重庆	湖北	广东	深圳
配额总量 (亿吨)	0.5	1.6	1.5	1.3	2.81	3.86	0.3
覆盖企业数量	871	109	210	254	207	218	835
纳入排放标准	0.5 万吨碳	2 万吨碳	工业 2 万吨碳 非工业 1 万吨	2 万吨碳	6 万吨标准煤	2 万吨碳	工业 0.3 万吨, 政府及工建 1 万平方米
分配方式	逐年分配	逐年分配	分配 3 年	逐年分配	逐年分配	逐年分配	逐年分配
配额结余处理	可存储或交易	可存储或交易	可存储或交易	可存储或交易	通过交易获得的配额可存储	可存储或交易	可存储或交易
涨跌限制	20%	10%	30%	20%	涨 10%, 跌 1%	10%	10%
未履行处罚	均价 3-5 倍罚款	限期改正, 3 年不享优惠	5-10 万	履约前 1 个月配额均价 3 倍	15 万内均价 1-3 倍处罚, 下年双倍扣	下年双倍扣, 罚款 5 万	下年扣除, 市场均价 3 倍罚款

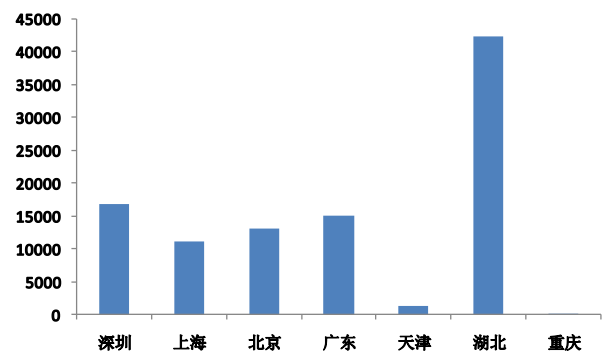
数据来源: 东北证券, 各个碳交易所

纳入 7 个试点的碳配额总量在 12 亿吨左右, 纳入的企业数量在 3000 家左右。根据发改委的表态, 预计全国碳市场首批纳入的企业数量在 7000 家以上, 整体覆盖的排放量在 30-40 亿吨的水平, 覆盖排放量是目前 7 家试点的 3 倍左右。在 2020 年建立完善的碳排放体系之后, 预计纳入排放企业标准将由目前的排放 1 万吨标准煤降低到 5000 吨标准煤, 届时碳排放市场覆盖的企业将会大幅增加, 预计整体纳入排放量会达到 60 亿吨以上。

### 3.5. 碳交易市场规模有望快速扩容

全国性碳市场成立后, 市场交易规模有望快速扩容。目前各碳交易试点的成交价格基本维持在 20 元/吨左右, 平均换手率在 3% 左右, 按照同样的价格与比例推算全国碳市场短期的交易规模在 18-24 亿元之间。在全国碳市场稳定发展的前提下, 2020 年之后纳入市场的排放量将达到 60 亿吨以上, 按照同样的价格与换手率测算,

图 21: 2015 年各试点配额成交额 (万元)



数据来源: 东北证券, 绿石碳

届时全国碳市场的交易规模将达到 36 亿元以上。

我们认为在全国碳市场开启及成熟之后，配额的换手率与价格均会出现一定的变化。目前试点交易所的配额整体都保持比较宽松的状态，企业较少担心履约问题，因此目前的配额交易高峰主要集中于履约期的 6-7 月。全国碳市场开启后的短期内，配额依旧会保持相对宽松的状态，但在企业对碳市场认识逐步加强之后，配额的发放一定会逐步收紧，从而强化企业的减排动力。

从配额价格角度去考虑，如果配额供给过量造成价格过低，企业没有动力从自身角度进行减排，不符合设立碳交易市场的初衷，当配额的价格超越了企业减排的边际成本之后，企业才会去加大低碳方面的投入，通过生产设备改造实现减排，因此预计配额价格会随着减排力度的加强逐渐上升。发改委应对气候变化司副司长蒋兆理表示，200-300 元/吨是未来碳交易的理想价值。

### 碳金融市场完善是市场交易量放大的关键

欧盟碳交易市场的配额交易量中，碳期货与碳期权贡献了 95% 以上的交易量，现货交易仅占 5% 不到的份额，碳金融市场的发展是欧盟配额换手率达到 300% 以上的主要原因。国内的碳金融市场正在逐步构建的过程中，主要受制于各试点市场分割，市场流通性不足，政策尚未完备等问题，整体的发展较为有限。而全国碳市场建设完成之后，各地的试点配额将进行整合和统一，整体市场容量大幅增长，流动性必然会得到加强，碳金融产品的发展有望提速。根据欧盟的历史数据进行推算，2020 年国内碳市场进入发展完善的阶段后，成交量将至少达到千亿以上水平。

### CCER 纳入减排体系，新能源有望受益

类似于欧盟 CDM 项目中提供的 CER 减排量作为配额交易市场的补充，国内同样设立了 CCER 减排项目作为碳配额市场的增量和补充，排放企业可以按照一定的上限比例购买 CCER，用于抵消排放配额不足的部分。

根据绿石碳的统计，截至 2015 年 12 月 31 日，全国 7 个碳交易试点 CCER 累计成交量约为 3548 万吨，其中上海市场 CCER 成交量居首，累计成交 2543 万吨，占全国 CCER 交易总量的 71.68%。

从需求端分析，目前国内 7 个试点的配额发放量在 12 亿吨左右，根据各地的抵消上限计算得出 CCER 的年度最大抵消需求在 1.1 亿吨左右。在全国碳市场开启之后，如 CCER 的抵消上线能够维持在 8%-10% 的水平，年度最大抵消需求有望上升至 2.5-4 亿吨左右。

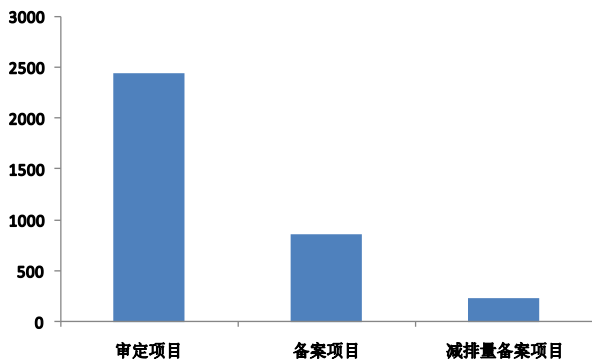
从供给端分析，截至 2016 年 10 月 13 日，国内累计公示的 CCER 审定项目 2455 个，备案项目 861 个，减排量备案项目 234 个。目前 861 个备案项目的年减排总量约 1.08 亿吨，与 7 个试点的年度最大抵消需求基本维持平衡。

目前 CCER 的审定项目充足，CCER 从最初的项目设计到最后完成项目的签发和交易所需要的流程至少在 8 个月以上，因此随着明年全国性碳市场的建立，短期之内 CCER 供需基本能够维持平衡。但如果按照现有的审定和备案速度，未来 2-3 年内 CCER 的供给会出现过剩。

我们认为国内碳市场建设会吸取欧盟 CDM 项目在第三阶段供给严重过剩导致价格趋于零的教训，在全国碳市场成立之后逐步放缓 CCER 的审定和备案节奏，保证 CCER 的价格维持在与碳配额价格相近的水平，才能够保持 CCER 市场的良性发展。上海对于 CCER 的项目审定要求比较宽松，因此前两年累计成交量占据了全国 CCER 成交量的 70% 以上，导致了上海碳配额的价格的一路走低，因此在新出台的上海市 2016 年配额分配方案中，将 CCER 的最高使用比例由 5% 降至 1%。

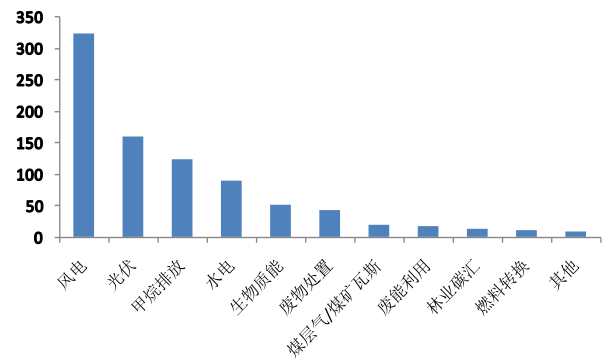


图 22: CCER 审批流程分布 (截至 2016.10.13)



数据来源: 东北证券、和碳环境

图 23: 备案项目分布 (截至 2016.10.13)



数据来源: 东北证券、和碳环境

在 CCER 备案项目分布中, 新能源项目占了最主要的地位。现有的风电备案项目为 325 个, 光伏备案项目为 160 个, 两者合计占据备案项目总数的 56%, 通过参与 CCER 项目, 能够有效提升新能源电站的收入。

新能源发电项目的 CCER 减排量是通过地区电网排放因子乘以项目发电量得到。根据发改委公布的区域电网基准排放因子计算, 风电与光伏项目的减排因子基本位于 0.75-0.95 的区间内, 意味着风电与光伏每发一度电, 可以达到减排 0.75-0.95 千克 CO<sub>2</sub> 的效果。

我们以减排因子 0.8、风电利用小时数为 1800 小时为假设, 测算 CCER 减排量对新能源发电项目带来的收益提升。

假设 100MW 的风电站, 按照 CCER 的价格为 15 元/吨测算, 每年 CCER 减排给电站能够带来额外收入 216 万元。假设上网电价为 0.55 元/KWh, 年发电收入为 9900 万元, CCER 每年能给电站带来 2.18% 的额外收入。假设上网电价降至 0.4 元/KWh, CCER 每年能给风电站带来 3% 的额外收入。

表 10: 风电站开发 CCER 收入提升分析

电价 (元/KWh)	配额价格 (元/吨)		
	15	20	30
0.4	3.00%	4.00%	6.00%
0.5	2.40%	3.20%	4.80%
0.55	2.18%	2.91%	4.36%

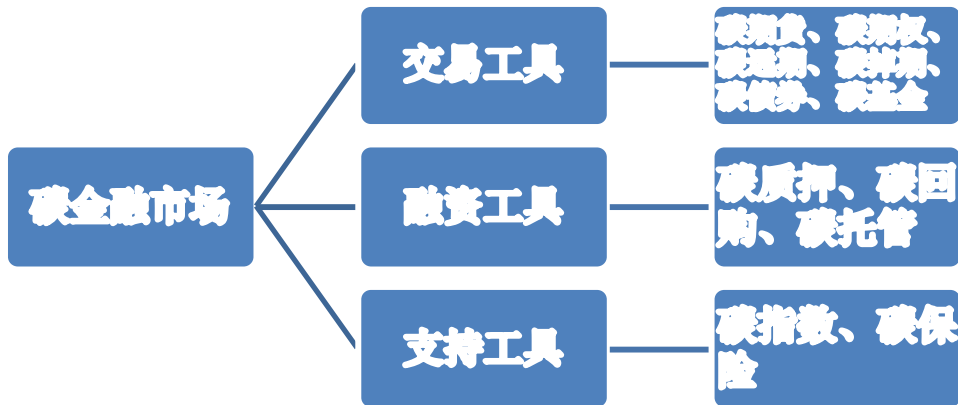
数据来源: 东北证券

可再生能源电价的下调是发展趋势, 如果 CCER 的配额价格能够稳定在目前 15-20 元/吨的水平, 随着电价的下调, CCER 对可再生能源电站带来的额外收益率将不断提升, 拥有一定规模可再生能源电站将会受益。

**碳资产管理公司将迎来快速发展**

目前国内的碳资产公司业务规模均较小, 开展业务有限, 随着国内碳交易规模的扩大, 纳入企业数量的提升, 碳资产管理公司有望率先受益。碳金融市场的逐步拓展将为碳资产管理公司带来新的业务需求。CCER 的开发与投资, 对排放企业进行碳盘查与管理等将成为碳资产管理公司率先实现突破的业务, 随着碳金融市场的成熟, 各类碳金融产品的规模也将不断扩张。

图 24: 碳金融市场分类



数据来源：东北证券

### 3.6. 投资策略

全国性碳交易市场将在 2017 年启动，交易规模及交易产品范围有望快速扩大，碳资产管理公司将率先受益，推荐 A 股稀缺的碳资产标的**置信电气**。新能源电站运营商将长期受益于 CCER 减排量，风电站受益弹性大于光伏电站，推荐风塔龙头，积极布局风电场业务的天**顺风能**。碳交易市场的建立初衷与核心要素在于节能减排，预计配额趋紧后，工业企业对于节能改造的需求会不断提升，推荐节能服务商，同时布局配售电一体化服务的**积成电子**、**智光电气**。

### 3.7. 风险

- (1) 全国碳市场启动速度低于预期
- (2) 在碳市场成立初期，预计配额发放会较为宽松，配额与 CCER 发放过度导致价格下滑

## 4. 重点公司

### 4.1. 双杰电气

**积极布局微电网、售电、分布式光伏、充电桩业务。**设立南杰、北杰两家售电公司，分别主攻北方市场、南方市场。设立北京分公司，负责公司电动汽车充换电设施，电能质量、光伏设施等的研发、生产与销售，以配合公司对新能源行业、充电桩等新的市场领域进行拓展。光伏、电能质量和充电桩均是微电网的重要组成部分，我们认为公司具有向新能源微电网领域进一步布局的潜力，未来发展值得持续关注。

**配网一次设备方面，十三五期间国家配农网升级改造规划将使公司显著受益。**公司主打产品固体绝缘环网柜具有增量替代潜力。近年来在配农网一次设备领域地位始终位列民营企业前三。今年增资无锡变压器，完善配网一次设备行业，与公司固有相关产品协同效果显著，可有效带动柱上开关和JP柜销售。

**增资高端湿法隔膜，公司两次增资持股天津东皋膜 31%，大力提升公司盈利能力和估值水平，产线和进一步收购问题逐渐明晰。**明年国内三元电池扩产，带动湿法隔膜替代干法隔膜效应，各大厂商扩产计划显著，但产能释放较慢，市场仍供不应求，量升价稳。东皋膜双面陶瓷涂覆隔膜技术及产线搭建领先市场，现有产能 2500 万平米，第一条 5000 万平新产线搭建中。预计明年产能达到 2.25 亿平米，净利率近 30%，东皋膜并表后对公司业绩增厚显著。大客户已经要求稳定供货或试供应，市场口碑优秀。二股东“深圳产学研创投”为财务投资人、双杰为东皋膜 2.8 亿元担保等事件，我们认为后续新产线建成后公司收购迹象更加明确。

**业绩预测：**预计 2016-2018 年归属于母公司的净利润为 1.32、3.70、5.01 亿元，EPS 0.47、1.31、1.77 元/股，公司业绩受配、农网行业景气度影响稳步快速提升，东皋膜并表增厚显著，维持“买入”评级。

**风险提示：**系统性风险；配网建设不及预期；东皋膜业绩不及预期

表 11: 双杰电气主要财务数据

财务摘要 (百万元)	2014A	2015A	2016E	2017E	2018E
营业收入	545	661	1078	2400	3159
(+/-)%	21.59%	21.31%	63.07%	122.63%	31.65%
归属母公司净利润	74	90	132	370	501
(+/-)%	10.37%	21.43%	46.32%	180.59%	35.39%
每股收益 (元)	0.72	0.32	0.47	1.31	1.77
市盈率	102.29	84.24	57.57	20.52	15.16
市净率	19.18	9.29	7.46	5.47	4.02

## 4.2. 国电南自

公司将打造为华电集团应对电源、电网、以及用电侧的能源互联网战略平台。推进电源侧自动化装备完全国产化进程，巩固智能电网及主动配电网第一梯队地位，并在电动汽车相关产业、轨道交通自动化等战略新兴领域在国内占据重要的一席之地。在智能电网、电厂与工业自动化、信息与安全、新能源与节能环保四大领域业务聚焦；两大拳头产品——南自 ABB 电网自动化产品和拥有全部源代码的南自美卓电厂自动化产品在市场扩张能力雄厚，保持稳健发展；积极拓展输变电总包、新能源领域、充电桩领域，提供未来业绩增长点。

**新任管理层上任发力提升公司业绩。**去年业绩取得初步成果，实现扭亏为盈。今年将重点进行开源节流、提质增效，发力提升公司业绩。在转型升级上，从“母子公司”管控向“事业部+子公司”管控转型，提升管理效率，降低成本。上半年业绩中费用管控效果明显，管理费用减少 2354 万元，财务费用减少 864 万元，各项费用与营业收入占比均有显著下降。去年子公司中亏损总计 1.75 亿元，贡献给母公司的亏损为 1.3 亿元。今年公司将进行力抓主要子公司业绩考核，力使主要子公司业绩明显改善。

**积极参与电动汽车充电市场，已具备充电站建设和充电桩生产能力，将大举发力充电桩、充电站。**公司 10 项型式充电桩产品通过试验检验，包括 1 种交流充电桩、7 种一体式直流充电机和 2 种分体式直流充电机。与其余充电桩生产企业相比，国电南自不仅提供充电桩的生产和销售，同时具备充电站建设工程资质和所需全部设备，具备 EPC 能力，并可直接供货充电站的配电系统、监控系统、以及除计费外的全部信息系统。

**业绩预测：**预计 2016-2018 年归属于母公司的净利润为 0.65、3.30、5.10 亿元，EPS 0.09、0.48、0.73 元/股，公司管理改善，业绩逐步释放，打造华电集团用电侧能源互联网战略平台，维持“买入”评级。

**风险提示：**业绩改善进度不及预期；战略落地不及预期

表 12: 国电南自主要财务数据

财务摘要 (百万元)	2014A	2015A	2016E	2017E	2018E
营业收入	4861	5585	6994	8722	10873
(+/-)%	-6.41%	14.91%	25.22%	24.71%	24.66%
归属母公司净利润	-341	30	65	330	510
(+/-)%	-6754%	108.93%	114.11%	406.94%	54.33%
每股收益 (元)	-0.54	0.05	0.09	0.48	0.73
市盈率	—	178.39	83.31	16.43	10.65
市净率	2.74	2.78	2.27	2.00	1.68



### 4.3. 积成电子

**两万亿配网投资拉开序幕，二次设备领先企业受益：**“十三五”期间，配电网建设改造累计投资不低于 1.7 万亿元。在新一轮农网改造中，国网和南网合计投资达 6522 亿元。公司是国内少数几家能够提供智能电网自动化整体解决方案的厂家之一，受益于配网投资和农网升级改造，公司传统业务将保持稳定增长。

**公用事业自动化需求旺盛，业绩保持高速增长：**智慧城市的建设，带动智慧水务和智慧燃气的旺盛需求。目前，我国智能水表的渗透率仅为 15%，智能燃气表的渗透率仅为 50%，远低于智能电表 80% 的渗透率，未来增长空间巨大。公司智能远传水表省会级市场占有率排名第一；燃气自动化系统覆盖了全国 20 多个省市，是目前国内最大的燃气自动化供应商。

**积极布局能源互联网：**公司全面布局能源互联网，在智慧能源方面，“山东智慧能源公共云平台”已开通；定增重点投向面向需求侧的微能源网，且与多个地方政府签订了建设区域微网项目的合作协议。未来公司将借助在电力自动化及公用事业自动化领域的积累，为企业提供电、水、气、热等综合能源服务。

**军工业务新拓展：**公司在 2015 年与北京久远共同成立总规模为 15 亿元的产业并购基金，双方可实现资源互补，军民融合顶层设计出台，军工业务拓展有望加速。

**盈利预测：**预计公司 2016-2018 年的 EPS 分别为 0.45、0.65 和 0.84 元。公司传统业务稳定，能源互联网综合方案业内领先，积极拓展军工业务，维持公司“买入”评级。

**风险提示：**能源互联网拓展不及预期，传统主业竞争激烈

表 13: 积成电子主要财务数据

财务摘要 (百万元)	2014A	2015A	2016E	2017E	2018E
营业收入	1109	1286	1560	2150	2616
(+/-)%	25.17%	15.97%	21.35%	37.81%	21.68%
归属母公司净利润	130	144	170	246	319
(+/-)%	13.62%	11.12%	17.68%	44.89%	29.81%
每股收益 (元)	0.34	0.38	0.45	0.65	0.84
市盈率	56.09	50.48	42.90	29.61	22.81
市净率	5.38	4.94	4.43	3.85	3.29

#### 4.4. 智光电气

**产品+服务双轮驱动，产品市场保持稳定。**公司保持电气设备与电力电缆产品+节能与用电服务的双轮驱动模式，转型综合能源服务商初显成效。上半年电气设备营收 2.0 亿元，同比下滑 5.96%，但订单同比增长 8.78%；电力电缆营收 2.7 亿元，同比增长 23.06%，实现净利润 2022.5 万元，市场开拓增强。公司产品为节能和用电服务的开展提供了有效的支持。

**节能服务进入业绩释放期。**上半年公司节能业务营收 9592.9 万元，同比下降 4.97%，净利润总额 3374.2 万元，同比增长 68.40%。公司为国内节能龙头之一，市场认可度不断提升，前期的节能项目陆续进入回收周期，新增合同将保持稳定增长，业绩进入释放期。

**用电服务客户资源优势显著。**上半年公司用电服务实现营收 2761.8 万元，同比增长 46.74%，实现净利润 251.7 万元。公司吸纳大批南网体制内专业人员开拓用电服务市场，在南网范围内客户资源优势显著，下半年线下服务网点将陆续获得承装资格，预计用电服务业务规模将出现快速增长。

**售电实现突破，能源互联网闭环打造顺利。**智光电力销售公司在 7 月进入广东售电公司名录并实现成交 100 万度，目前公司已经代理电力大用户竞价电量 2470 万度，并为大用户提供售电竞价策略 1.33 亿度。通过为客户提供售电+用电服务的闭环，提供差异化产品，将强化公司竞争优势。

**盈利预测：**预计公司 2016-2018 年的 EPS 分别为 0.55、0.78 和 1.03 元，维持对公司的“买入”评级。

**风险提示：**用电业务拓展低于预期、节能项目收益分享下滑

表 14: 智光电气主要财务数据

财务摘要 (百万元)	2014A	2015A	2016E	2017E	2018E
营业收入	607	1307	1785	2280	2785
(+/-)%	7.75%	115.16%	36.58%	27.73%	22.15%
归属母公司净利润	42	108	175	247	326
(+/-)%	107.14%	158.74%	61.98%	41.27%	31.87%
每股收益 (元)	0.16	0.34	0.55	0.78	1.03
市盈率	150.91	58.33	36.01	25.49	19.33
市净率	10.57	5.48	4.76	4.01	3.32

#### 4.5. 南都电源

- **传统主业稳定，铅回收带动业绩高增长。**公司的业绩增长最主要来自于华铂科技的并表，前三季度华铂科技铅回收实现净利润 2.2 亿元，贡献归母净利润 1.1 亿元。华铂科技 2016 年业绩承诺为净利润 2.3 亿元，目前来看将大幅超出预期。上半年后备电源业务实现营收 18.7 亿元，同比增长 7.1%。
- **锂动力电池快速增长，将成为业绩主要增长点。**公司前三季度锂动力电池实现营收 1.67 亿元，同比增长 155.7%。公司与长安签订 3 亿元订单，与东风签订战略合作协议，保证了公司产能的稳定消化。南都动力于 2016 年 6 月入围工信部《汽车动力蓄电池行业规范条件》第四批目录，为后续市场拓展起到关键作用。公司目前锂电动力产能 1.2GWh，预计年底能够扩至 1.7GWh，将成为公司后续业绩增长的主要来源。
- **拓展储能“投资+运营”商业模式。**公司储能已经能在没有补贴的情况下实现商业化应用，“投资+运营”的商业模式正处于加速拓展期，目前公司已与客户签署超过 300MWh 商用储能电站项目，其中中能硅业 12MWh 铅炭储能项目已经建成并运行良好，与镇江新区管委会签订 600MWh 分布式能源网络协议，公司的储能商业模式已经得到验证，将充分受益储能市场爆发。
- **盈利预测：**预计公司 2016-2018 年 EPS 分别为 0.47、0.76 和 0.92 元，维持“增持”评级。
- **风险提示：**储能政策不及预期，动力锂电池业务不及预期

表 15: 南都电源主要财务数据

财务摘要 (百万元)	2014A	2015A	2016E	2017E	2018E
营业收入	3786	5153	6603	8775	10755
(+/-)%	7.95%	36.10%	28.14%	32.89%	22.56%
归属母公司净利润	106	203	372	594	718
(+/-)%	-18.85%	92.52%	82.92%	59.77%	20.81%
每股收益 (元)	0.17	0.34	0.47	0.76	0.92
市盈率	151.80	78.85	43.11	26.98	22.33
市净率	5.71	5.27	2.73	2.48	2.23

#### 4.6. 置信电气

**全国碳市场启动在即,碳资产业务将快速增长:** 国务院于 2016 年 11 月印发《“十三五”控制温室气体排放工作方案》,明确了全国碳市场在 2017 年的全面启动。目前国内 7 个试点碳交易所的配额总量在 12 亿吨左右,2017 年全国碳市场纳入的配额总量有望达到 30-40 亿吨,碳市场容量将快速放大。公司全资子公司置信碳资产是国网下属唯一的碳资产管理公司,与 7 家试点交易所建立良好合作关系,碳市场全面打开后业务具有较强的增长空间。公司目前在手碳资产充足,在碳市场逐步成熟之后,配额价格有望上行,公司充分受益。

**配网投资稳定增长,非晶变龙头受益:** 十三五期间农配网升级改造是电网投资的重点,受益于投资规模的增加,公司传统电气设备业务将保持稳定增长。非晶变压器将逐步实现对传统钢硅变压器的替代,公司作为非晶变龙头将受益。

**节能业务快速增长,协议陆续落地:** 2016 年上半年公司节能业务实现营业收入 4.71 亿元,同比增长 156.92%。2014 年,公司与国网浙江电力签订 60 亿元的合作协议,2016 年 6 月与南瑞集团签订 10.45 亿元的采购合同,预计节能板块的订单将持续落地。

**盈利预测:** 预计公司 2016-2018 年 EPS 分别为 0.38、0.45 和 0.53 元,给予“增持”评级。

□ **风险提示:** 配网投资低于预期,全国碳市场启动低于预期

表 16: 置信电气主要财务数据

财务摘要(百万元)	2014A	2015A	2016E	2017E	2018E
营业收入	4201	6377	7230	8341	9552
(+/-)%	28.53%	51.78%	13.38%	15.37%	14.52%
归属母公司净利润	286	444	521	615	723
(+/-)%	0.76%	55.33%	17.45%	18.04%	17.56%
每股收益(元)	0.23	0.33	0.38	0.45	0.53
市盈率	51.19	32.96	28.06	23.77	20.22
市净率	6.35	4.59	4.12	3.71	3.36