

中国电力体系基础研究（上）

——中国电力系统构成及电力交易机制

专题报告 2018年第170期 总第708期

内容摘要

工商企业部

电力行业研究团队

冯秀娟

电话：010-88090184

邮件：fengxiujuan@chinaratings.com.cn

刘艳

电话：010-88090158

邮件：liuyan2@chinaratings.com.cn

市场部

电话：010-88090123

邮件：cs@chinaratings.com.cn

中债资信是国内首家以采用投资人付费营运模式为主的新型信用评级公司，以“依托市场、植根市场、服务市场”为经营理念，按照独立、客观、公正的原则为客户提供评级等信用信息综合服务。

公司网站：www.chinaratings.com.cn

电话：010-88090001

地址：北京市西城区金融大街28号院盈泰中心2号楼6层

本专题主要从电力系统构成、电力交易机制以及电力跨区域调配等三个方面研究中国电力体系，分为上下两篇，本篇为上篇，主要总结我国的电力系统构成以及电力交易机制；下篇将在分析当前电力供需格局的基础上，对目前的跨区域电力调配及影响进行分析。本篇报告的主要结论如下：

1、中国电力系统涉及运营主体包括发电系统、输变配电系统、售电公司及用户。其中**发电端**装机容量及发电量以火电和水电为主，风电、光伏等清洁能源近年增幅显著；**输变配电系统**包括输电、变电和配电系统，其中增量配电改革是新电改的重要方向之一，但改革推进速度缓慢；**售电公司**新电改后发展迅速，其中配售一体、发售一体及用户型售电公司将在市场竞争中占据相对优势地位；**用电侧方面**，随着供给侧改革的推进及第三产业的快速发展，预计未来二产用电量仍将呈下降趋势，三产用电量占比将持续增加。

2、电力交易机制方面：

（1）电价形成机制：我国销售电价主要由上网电价、输配电价和政府性基金及附加三大部分构成，新电改对电价改革的思路是“管住中间，放开两头”，即管住中间输配电的价格，放开上网电价和销售电价。其中，输配电价体系包括省级电网输配电价、区域电网输电价格、跨省跨区专项工程输电价格以及地方电网和增量配电网配电价格。目前除省级电网输配电改革基本完成之外，其余三项改革全面完成仍尚需时日。

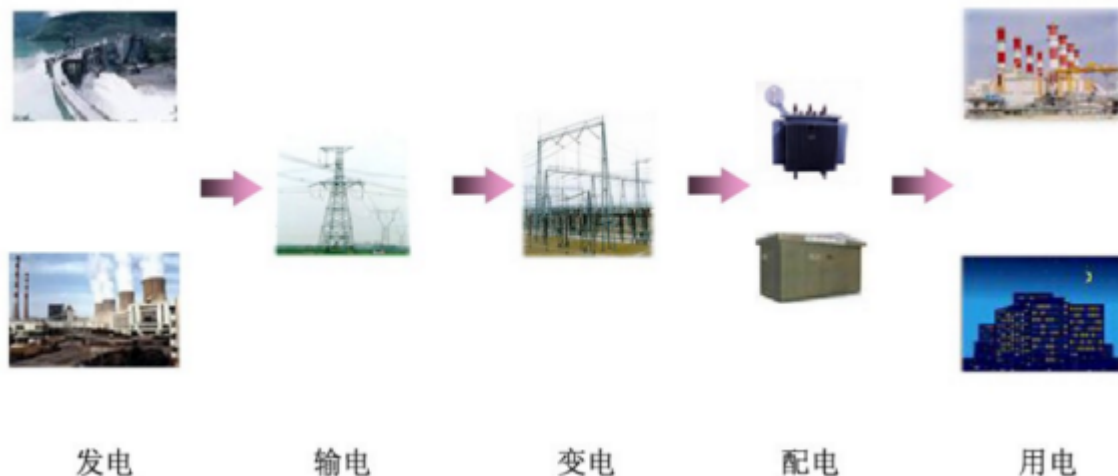
（2）电力交易体系：**电力交易品种**包括电力用户与发电企业直接交易、跨省（区）电能交易、发电权交易等，随着交易市场化进程逐步深化，市场化交易电量规模快速增长，但省间交易占比不高。**电力交易方式**主要包括双边协商交易、集中竞价交易、挂牌交易等，其中双边协商方式仍为主要方式，随着市场逐渐成熟，集中交易及挂牌交易占比将有所提升。



1、中国电力系统构成

中国电力系统主要由五个部分组成：发电厂、输电线路、变电所、配电系统及用户。其中发电厂所发出的电能，经过输电线路送到变电所降压后送到配电系统，再由配电系统把电能分配到各用户，构成一个完整的电力系统，涉及主体包括发电系统、输变配电系统、售电公司及终端用户。

图1：电力系统构成图解



资料来源：中债资信整理

（一）发电系统

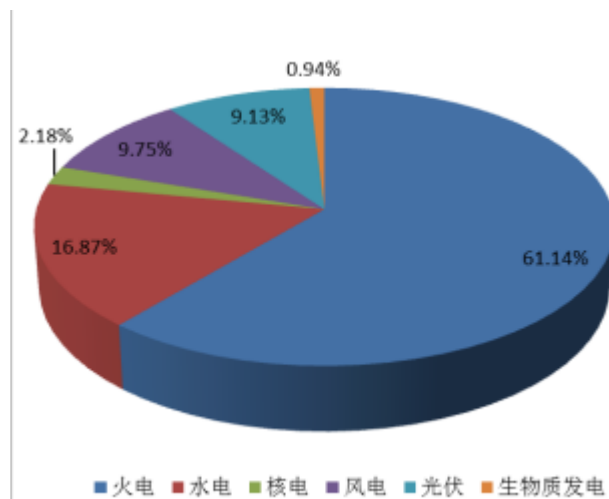
发电系统的主要功能是将自然界的一次能源转变为电能，按照电源类型划分为火电、水电、风电、核电、光伏及生物质能发电等。其中，除火电和核电外，其他均属于可再生能源；此外，狭义的清洁能源即指可再生能源，而广义的清洁能源还包括核电。

从发电类型来看，目前，电力装机容量和发电量均以火电为主，其他电源装机容量及发电量占比较小，但受近年国家鼓励发展清洁能源的影响，清洁能源装机容量及发电量占比均呈逐年上升趋势，火电装机及发电量占比持续下降。2013~2018年9月末，火电装机容量占比从68.46%下降至61.14%，火电发电量占比从77.67%下降至70.61%。清洁能源中风电和光伏装机容量和发电量目前占比较小但增幅显著，其中光伏装机占比从2013年的1.19%提升至2018年9月末的9.13%，发电量占比从0.16%提升至2.61%；风电装机占比从2013年的6.05%提升至2018年9月末的9.75%，发电量占比2.61%提升至5.21%。未来，清洁能源占比仍将持续上升。

从各电源类型的区域分布来看，火电区域分布相对广泛，核电主要分布在东部沿海地区；清洁能源中，水电主要分布在西南地区，风电、光伏主要分布在“三北”地区（即西北、华北、东北）。受区域消纳有限、外送通道能力不足等因素影响，目前普遍存在弃水、弃风和弃光等问题。但随着特高压外送通道的持续建设，且光伏、风电装机的重心向中东部地区转移，外加国家出台一系列鼓励清洁能源消纳的相关政策，例如《清洁能源消纳行动计划（2018~2020年）》提出到2020年，弃水、弃风和弃光率均控制在5%以内，上述问题在持续改善。2018年1~9月，全国弃水率、弃

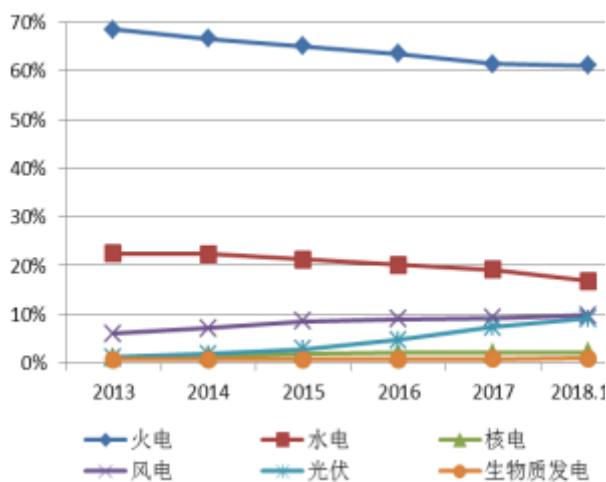
风率和弃光率分别为6.02%、7.70%和2.90%，分别较去年同期下降1.1、4.5和2.7个百分点，未来预计将持续下降。

图2：发电端装机容量占比（2018年9月末）



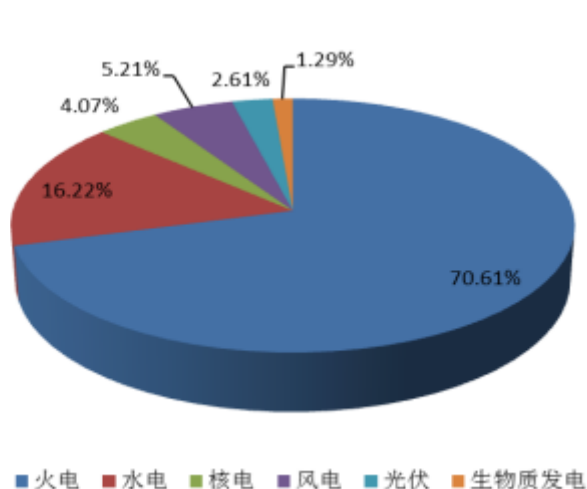
资料来源：Wind，中债资信整理

图3：2013~2018年9月末装机容量占比变化趋势



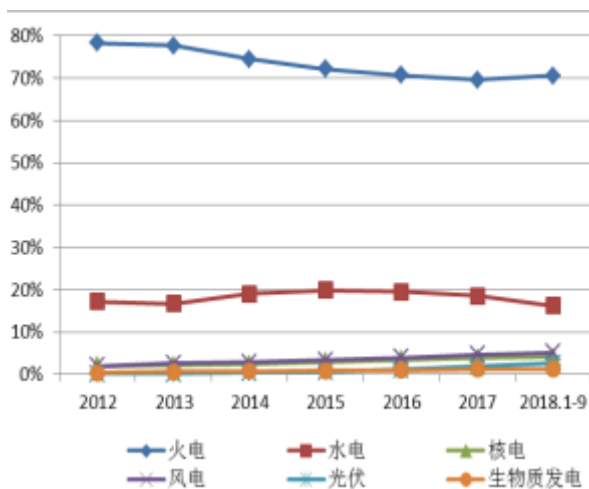
资料来源：Wind，中债资信整理

图4：发电端发电量占比（2018年前三季度）



资料来源：Wind，中债资信整理

图5：2013~2018年前三季度发电量占比趋势

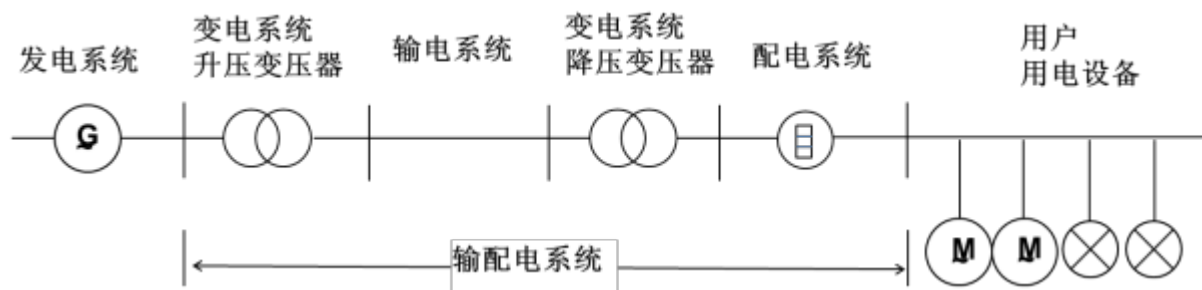


资料来源：Wind，中债资信整理

（二）输变配电系统

输变配电系统主要包括电能传输过程中途经的所有变电所和各种不同电压等级的电力线路，主要包括输电、变电和配电系统三个方面，也称作电力网（简称“电网”）。目前，全国电网主要由国家电网、南方电网以及一些地方独立电网组成。其中，南方电网负责我国广东、广西、云南、贵州、海南五省的供电业务，国家电网负责除南方电网管理区域以及部分地方电网之外的全国26个省（市、区）的供电服务；地方独立电网主要包括一个省级电网（蒙西电网）、13个地级市电网和近400个县级电网。其中，内蒙古电力有限责任公司负责呼和浩特、鄂尔多斯等内蒙古中西部8个盟市的供电服务。

图6：输变配电系统图示



资料来源：中债资信整理

1、输电系统

输电是指电能的传输，通过变压器将发电机发出的电能升压后，再经断路器等控制设备接入输电线路。通过输电，可将电能输送到数千公里的各地区配电网或直接输送给大型工厂企业，使电能的开发和利用超越地域的限制。**输电网一般是由220KV及以上电厂等级的输电线路和与之相连的变电所组成，是电力系统的主干部分。**输电线路根据输电电压的高低可分为高压输电线路、超高压输电线路和特高压输电线路，其中高压输电线路为输电电压在110KV、220KV的线路，超高压输电线路为输电电压在330KV、550KV、以及750KV的线路，而特高压输电线路指的是1000KV交流电压和±800kV直流电压输电线路。

输电能力主要与输电容量大小与输送距离远近有关，一般而言，输送的电压越高，输送功率越大，输送距离也越长。只有将输电容量和输电距离合理化，才能减少输电损耗并达到输送电能的目的。若输电容量过大而输电距离过短，将导致电流超标，输电损耗增加；若输电容量过小而输电距离过大，将导致终端用户的电压不标准而无法正常使用。当前，特高压输电容量普遍在500万千瓦（5,000MW）以上，以±800kV溪洛渡-浙江金华特高压直流工程为例，该项工程于2014年7月投运，输送距离1,653KM，输送容量800万千瓦，按照工程规划，建成后每年可向华东送电约400亿千瓦时，2017年实际输送电量约350亿千瓦时。

表1：我国输电电压、输送容量和输送距离的合理范围

输电电压 (KV)	输送容量 (MW)	输送距离 (KM)
10	0.2~2	6~20
35	2~10	20~50
110	10~50	50~150
220	110~500	100~300
330	200~800	200~600
500	1000~1500	450~850
750	2000~2500	500~1000

资料来源：输变电工程设计，中债资信整理

2、变电系统

变电是指在变电站中利用变压器将电压由低等级转变为高等级（升压）或由高等级转变为低能级的过程。在电能输送过程中，电流在导线中产生电能损耗，为了减少输送过程中的能量损失，需要提高电压，因此电流从电厂出来会先经过**升压变压器**将电压升高；到了负荷端，再经过**降压变压器**将



电压降下来供用户使用。根据变电站在电力系统中的地位和作用，可将其划分为系统枢纽变电站、地区一次变电站（区域及地区变电站）、地区二次变电站（地方变电所）和终端变电站四类：

（1）系统枢纽变电站：枢纽变电站位于电力系统的枢纽点，其电压是系统最高输电电压。枢纽变电站的一次电压通常为330KV和500KV，二次电压为220KV或110KV。枢纽变电站连成环网，全站停电后，将引起整个系统瘫痪，因此枢纽变电站的可靠性要求较高。枢纽变电站主变压器容量大，供电范围广。

（2）地区一次变电站：也叫区域及地区变电站，位于地区网络的枢纽点，是与输电主网相连的地区受电端变电站，任务是直接从主网受电，向本供电区域供电。其中，区域变电站向数个地区或大城市供电，而地区变电站向一个地区或大、中城市供电。其一次电压一般为220KV和330KV，二次电压为110KV、35KV或10KV。全站停电后，可导致地区电网瓦解，影响整个区域供电。地区一次变电站主变压器容量较大，出线回路数较多，对供电的可靠性要求也较高。

（3）地区二次变电站：一般是地方变电所，由地区一次变电站受电，直接向本地区负荷供电，供电范围小。主变压器容量与台数根据电力负荷而定，一次电压多为110KV，二次电压为10KV及以下等级。全站停电后，只有本地区中断供电。

（4）终端变电站：终端变电站在输电线路终端，接近负荷点，经降压后直接向用户供电，全站停电后，只是终端用户停电。

3、配电系统

配电系统是指电力系统中从降压配电变电站（高压配电变电站）出口到用户端的一段网络，直接与用户相连并向用户分配电能。**按照电压等级分类**，我国配电网可划分为高压配电网、中压配电网和低压配电网三部分。其中，35KV、66KV、110KV为高压配电网，6KV、10KV为中压配电网，220V、380V为低压配电网。**按照用户进行分类**，配电网主要包括城市配电网、农村配电网、工厂配电网等，其中工厂配电网多为自建自用，而城市和农村配电网多由各地方电网公司投资建设。

我国早期电网投资存在“重输轻配”的现象，即重视输电网建设，而对配电网投资不足，导致城市和农村配电网发展滞后。由于配电网与售电、用电等各环节联系密切，此轮电力体制改革（以下简称“新电改”）¹的推进亟需配电网的配套发展。因此，增量配电改革成为2015年以来新电改的重要方向之一。2015年7月，国家能源局下发《配电网建设改造行动计划（2015-2020）》，提出2015-2020年配电网建设改造投资不低于2万亿元，其中，2015年投资不低于3000亿元，2016-2020年累计投资不低于1.7万亿元。2016年10月，国家发改委、能源局发布的《有序放开配电网业务管理办法》明确，鼓励社会资本有序投资、建设、运营增量配电网，2018年以来又相继出台多项政策。**配电网原则上指110千伏及以下电压等级电网和220（330）千伏及以下电压等级工业园区（经济开发区）等局域电网，不涉及220千伏以上输电网建设；而增量配电网包括新建配电网、混合所有制方式投资配电网增容扩建和电网企业存量资产外的存量配电网。**目前，国家发改委共分三批公布了增量配电改革试点项目，总数为320个，分布于31个省区市，从区域范围上已实现2017年底发

¹ 为方便区分，本文将2002年的电改称作“旧电改”，而将2015年起实施的电改称作“新电改”。

改委提出的增量配电业务“地级以上城市全覆盖”的目标。目前试点多以工业园区为主，主要由于园区配电网平均负荷率高，因而在投资回报方面较城网、农网更高。此外，由于该项改革存在供电区域划分争议、增量配网价格不明、配网工程接入障碍等多方面问题，改革推进速度缓慢。截至2018年上半年，全国真正运营的增量配电业务改革试点占比不足10%，且超半数试点项目尚未启动，而已建成的试点项目多由电网企业控股或参股。在“管住中间、放开两头”的改革思路下，增量配售电主体的参与将改变电力市场交易秩序，一方面打破电网垄断格局，另一方面可在一定程度上降低园区用电成本。因此，增量配电改革落地缓慢将影响新电改的进展及效果。

（三）售电公司

新电改之前，我国售电模式主要包括三种：公共电网（国网和南网）售电、大用户直购电和分布式电源售电。其中公共电网售电是最普遍的售电方式，电网公司通过供电局向用户售电；大用户直购电是指电厂直接面向大用户的售电模式，市场推进较为缓慢；分布式电源售电是指以分布式光伏为代表的发电企业直接将分布式电量销售给用户与公共电网，市场规模很小。

新电改之后，向社会资本放开售电业务使大量民营售电公司纷纷成立，政策明确允许现有供电公司、大型发电公司、工程建设公司/节能服务公司、大型工业园区、有条件的社会资本成立的独立售电公司。第一家售电公司于2015年在深圳注册成立。**截至2017年末，全国注册的售电公司超过12,000家，其中在电力交易中心注册生效的售电公司超过3,200家。**

根据9号文配套文件，售电公司分三类，第一类是电网企业售电公司，该类售电公司具有背靠电网企业的先天优势，但目前在电力交易机构没有相对独立的情况下，暂不开展竞争性售电业务；**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（简称“配售一体公司”）**，此类公司拥有输配电网资源，可以同时从售电业务和输配电网业务中获取收益；**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。2018年3月，国家发改委、国家能源局印发《增量配电业务配电区域划分实施办法（试行）》，要求一个配电区域内只有一家售电公司拥有配电网运营权。这意味着配售电一体化公司凭借自身的配网资源，相对其它售电公司存在一定的壁垒优势。此外，**在独立售电公司中，按照股东背景进一步分为电厂型（简称“发售一体公司”）、用户型以及独立第三方售电公司**。其中，电厂型售电公司有发电企业作为强大后盾，以销售集团内部发电电量为主，具备渠道优势和谈判优势；用户型售电公司拥有用电大户作为股东，例如大型工业园区等，具备客户资源优势，可以得到销量保障以及一些政府支持等；而独立第三方售电公司没有电量和客户资源优势，单纯从电力市场购买电力再销售给用户赚取差价，竞争力较差，提供增值服务或成为该类公司未来可发展的优势点。整体来看，**除电网企业售电公司外，配售一体、发售一体及用户型售电公司将在市场竞争中占据相对优势地位。**

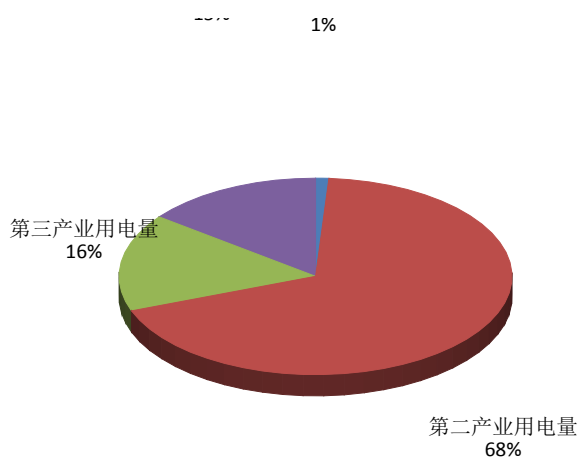
（四）用电端

从用电端的产业结构分布来看，我国社会用电量主要来自于产业用电和城乡居民生活用电，2018年1~10月第一产业、第二产业、第三产业和城乡居民生活用电占比分别为1.09%、68.21%、16.05%

和14.65%。其中第二产业用电是我国社会用电量的主要来源，但受高耗能产业用电量增速放缓影响，2018年以来第二产业对全社会用电量增长贡献率²下降显著，由2017年的60.02%下降至2018年1~10月的50.63%；随着第三产业中信息技术等服务业快速发展，其对全社会用电量增长贡献率显著增加，第三产业用电量对全社会用电量增长贡献率由2017年的21.82%增加至2018年1~10月的37.74%，成为拉动社会用电量增长的第二大动力；此外，随着国家城镇化率和居民生活电气化水平持续提高，天气因素对用电负荷和用电量的影响愈发明显，2018年以来城乡居民生活用电对全社会用电量增长贡献率有所增加，由2017年的7.78%增加至2018年1~10月的12.31%，贡献率增幅较大。随着我国供给侧改革的推进及第三产业的快速发展，预计未来第二产业用电量仍将呈下降趋势，第三产业用电量占比将持续增加。

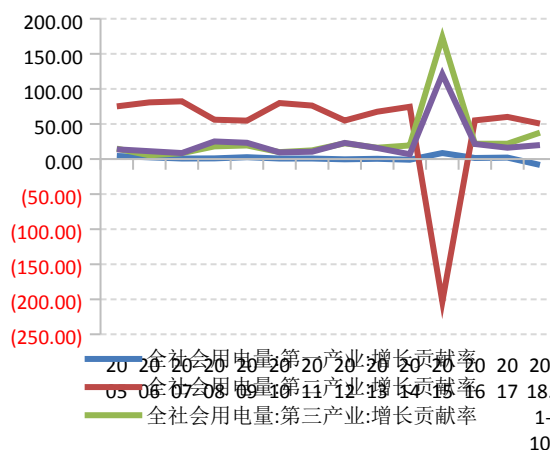
从用电端的区域分布来看，用电端集中于东部地区（华东、华南、华北），其中华东地区用电量占比持续维持在30%以上。目前东部地区电力供应相对紧张，而“三西”地区电力相对过剩。为解决电力区域错配问题，一方面，近年高能耗行业逐步向西部转移，从而拉动西部电力需求，2010年到2018年前三季度，西北地区用电量占比从15.1%上升至17.8%；另一方面，特高压输电通道持续建设，以消纳西部过剩的电力。因此，未来随着西部地区用电量的增加，以及特高压运输通道的完善，西部地区用电过剩的局面将逐步缓解，东部地区用电缺口较大的局面亦将逐步改善。

图7：2018年1~10月我国社会用电量占比（%）



资料来源：Wind资讯，中债资信整理

图8：社会用电量各要素增长贡献率变化趋势（%）

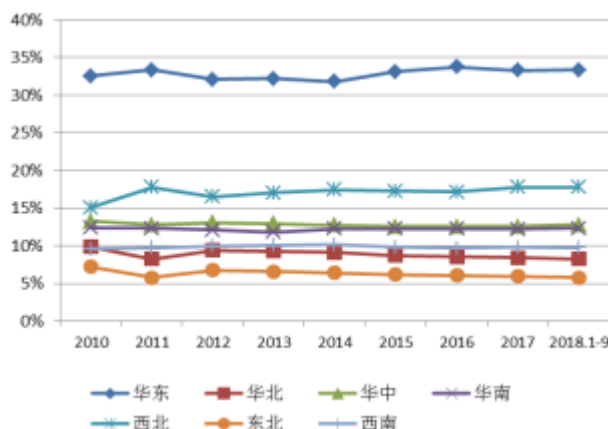


资料来源：Wind资讯，中债资信整理

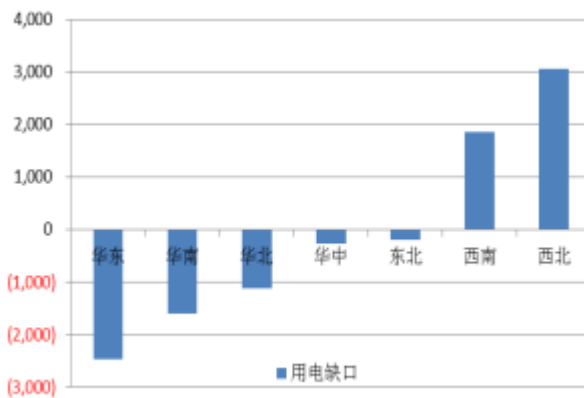
图9：近年我国分区域用电量占比变化（%）

图10：各区域用电缺口情况（万千瓦时）

² 增长贡献率=产业用电增量/社会用电量增量



资料来源：Wind资讯，中债资信整理



资料来源：Wind资讯，中债资信整理

2、 电力交易体系的形成

（一）电价形成机制及电价分类

我国销售电价主要由上网电价、输配电价（含输配电损耗）和政府性基金及附加三大部分构成。新电改之前，销售电价和上网电价主要由政府制定，而输配电价则由电网企业的购销价差获得。新电改对电价改革的思路是“管住中间，放开两头”，即国家要管住中间输配电的价格，放开上网电价和销售电价，打破电网在“买电”和“卖电”两头的“双重垄断”。下文将对以上各要素在新电改前后的情况进行分析。

1、上网电价

上网电价指电网企业从发电企业或其他电网购入电能所支付的费用及依法缴纳的税金。新电改之前，上网电价主要是指标杆上网电价，是由国家发改委根据各省情况统一制定并定期调整，包括基准电价、脱硫脱硝费等。2004年，我国首次公布各地的燃煤机组发电统一的上网电价水平，并在以后年度根据发电企业燃煤成本的变化进行适当调整。当前，各电力类型的标杆上网电价确定方式见表2。标杆电价对应的电量为计划电量，即依据政府或其授权部门下达的计划，在购电方（电网企业）和售电方（发电企业）签订的合同中约定的非竞争电量。

新电改的目标之一为放开上网电价，即由发电企业和电力用户（或售电公司）通过双边协商、集中竞价、挂牌等方式批发交易部分电量，交易价格即为市场交易电价。2018年第三季度全国市场化交易电量14,457亿千瓦时，占同期全社会用电量的比重为28.30%，剩余部分仍为计划电量，因此目前发电端上网电价仍以标杆上网电价为主。由于目前市场化交易电价存在让利行为，随着电力市场化交易的推进，短期发电企业上网电价或将呈现下行趋势，但长期来看上网电价将取决于区域电力供需水平。

表2：我国标杆上网电价确定方式

电力种类	标杆上网电价确定方式
火电	分省核定标杆上网电价，一方面考虑当地煤炭资源禀赋状况，另一方面将当地经济发展状况纳入重要考量。
光伏、风电	分区域制定标杆单价，由燃煤机组标杆上网电价和可再生能源补贴两部分组成，电网企业按照燃煤机组标杆电价向其支付电费，并受财政等相关部门委托，代发可再生能源补贴。
水电	目前水电上网电价的形成机制有成本加成收益和标杆电价两种。
核电	标杆电价0.43元/千瓦时。

资料来源：公开资料，中债资信整理

2、输配电价

输配电价是指电网经营企业提供接入系统、联网、电能输送和销售服务的价格总称。**输配电价体系包括省级电网输配电价、区域电网输电价格、跨省跨区专项工程输电价格以及地方电网和增量配电网配电价格。**其中，区域电网是指跨省共用网络，是省级电网的向上延伸；跨省跨区专项工程主要服务于远距离大容量输电，是共用网络的必要补充；地方电网和增量配电网是指省内配电网，是省级电网的向下延伸。

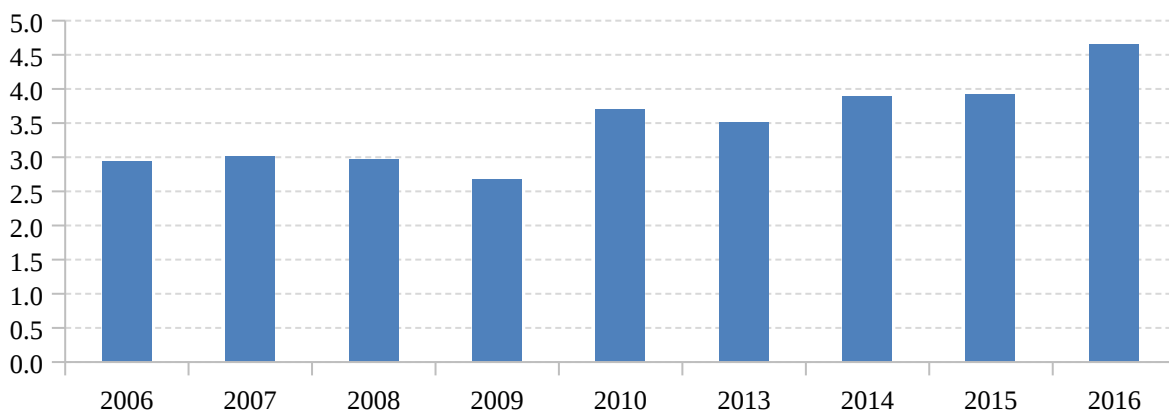
新电改之前，电网企业负责输配售三个环节，盈利模式依靠销售端的目录电价与供电端的上网电价差价，其实际输配电成本构成并不透明。新电改提出“由政府主要核定输配电价，逐步过渡到按**“准许成本加合理收益”**原则，分电压等级核定”，在成本监审方面核减不相关、不合理的投资和成本费用。2016年11月，国家发改委发布《省级电网输配电价定价办法（试行）》，2018年1月3日，国家发改委发布《区域电网输电价格定价办法（试行）》、《跨省跨区专项工程输电价格定价办法（试行）》和《关于制定地方电网和增量配电网配电价格的指导意见》的通知，以上四个定价办法构成我国输配电价体系改革的基本政策框架。截至2017年底，我国省级电网输配电价改革工作基本完成，除西藏外各省级电网输配电价已全部批复；2018年8月，国家发展改革委发布《关于核定部分跨省跨区专项工程输电价格有关问题的通知》，对21个跨省跨区专项工程输电价格做出调整。**但整体来看，除省级电网输配电改革基本完成之外，其余三项改革全面完成仍尚需时日。**

以省级电网输配电定价改革为例，输配电价采用“准许成本+合理收益”的原则，各省分别核定。输配电价中多包含增值税、线损、交叉补贴等，但不含政府性基金及附加。**核定输配电价的用户主要为“一般工商业及其他用电”“大工业用电”两类，且后者输配电价显著低于前者。此外，输配电价的定价根据不同的电压等级有所不同，用电电压等级越高，输配电价越低。**根据发改委公布的核定结果，输配电价改革后，平均输配电价比现行购销价差，平均每千瓦时减少将近1分钱，核减32个省级电网准许收入约600亿元。官方未公布各省输配电价具体核定依据，从核定结果来看，各区域输配电价存在一定差异，具体表现为：**大工业输配电价从东部往西部逐渐走低，而工商业输配电价从东部往西部走高。**其原因或在于，东部地区较中西部地区更发达，对于更高的输配电成本具有更强的承受能力；而工商业输配电价呈现相反走势的原因可能与交叉补贴有关，由于中西部的工业对于高输配电成本承受能力低，导致交叉补贴很大部分落在工商业输配电价上。此外，输配电价核定后多数省份的电价有所下降，仅少数省份不变或有所上升。因此，**核定输配电价使得电网环节收费进一步规范，且整体有助于降低终端用户的用电成本。**

3、政府性基金及附加

政府性基金及附加是指经国务院以及国务院授权部门批准，由电网企业向电力用户收取电费时一并代收的基金及附加。**政府性基金及附加主要有6种，包括重大水利工程建设基金、农网还贷资金、水库移民后期扶持资金、可再生能源电价附加、城市公用事业附加和地方性基金。**此外，2016年1月1日，国务院批准在电费中开征一种新的政府性基金“工业企业结构调整专项资金”，但随着2016年下半年以来煤价持续上涨，发电企业经营压力增加，2017年7月1日，国家发改委宣布取消该项资金征收，同时将国家重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金征收标准各降低25%，腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆上网电价，相当于销售电价不变的情况下，提高发电企业上网电价；2018年7月1日起，国家重大水利工程建设基金的征收标准再统一降低25%。目前，各省政府性基金及附加费用基本在3~5分/千瓦时之间，且各类用户的征收标准有所不同。由于政府性基金及附加包含在销售电价中，因而对上网电价无直接影响。**整体来看，政府性基金及附加的调整主要对两类主体产生影响，一类是终端用户，另一类是自备电厂，随着近年国家出台相关政策全面清理自备电厂欠缴的政府性基金及附加，该项基金的绝对水平及调整将对自备电价格产生重大影响。**

图11：销售电价中的政府性基金及附加费用均值（单位：分/千瓦时）



资料来源：国家能源局，中债资信整理

4、销售电价

在用电端，目前可放开进行电力市场化交易的主要是部分大工业用电及一般工商业用电，对应销售电价为市场化交易形成，即销售电价=市场交易电价+输配电价+政府性基金及附加；而居民、农业、重要公用事业和公益性服务用电等尚未放开，继续执行政府定价（即目录电价）。未来，随着电力市场化的持续推进，预计参与电力市场化交易的用户范围将持续扩大。此外，销售电价根据不同的口径有以下几种分类方式：

按照电价分时情况，为鼓励用电客户合理安排用电时间，提高电力资源利用效率，很多地区的销售电价分为分季节的丰枯电价和分时段的峰谷电价。其中，丰枯电价主要针对的是水电，即将一年的时间按水流量的大小分为丰、平、枯水期三种季节，根据水电发电成本的不同而进行季节差别定价；峰谷电价是指根据电网的负荷变化情况，将每天24小时划分为高峰、平段、低谷等多个时段，对各时段分别制定不同的电价水平。以四川省最新丰枯峰谷电价政策为例，销售侧执行目录电价的类别为大工业、一般工商业及其他、趸售工商业用电。其丰枯季节、峰谷时段划分为，丰水期

为6月—10月，枯水期为1月—4月、12月，平水期为5月、11月；高峰时段为7:00—11:00、19:00—23:00，低谷时段为23:00—次日7:00，平段为11:00—19:00。销售侧丰枯电价为枯水期电价上浮5%，丰水期电价下浮5%；峰谷分时浮动电价按高峰时段在丰枯浮动基础上上浮50%，低谷时段下浮50%。

按照容量进行区分，销售电价分为单一制电价和两部制电价。其中，单一制电价是以客户安装的电能表每月计算出的实际用电量为计费依据。两部制电价将电价分成基本电价和电度电价两部分：（1）基本电价，又称容量电价，是按照工业企业的变压器容量（kVA）或最大需用量作为计算电价的依据，每月固定收取，与客户每月实际用电量无关。（2）电量电价，又称电度电价，反映电力企业的变动成本，以客户每月实际用电量（kWh）计算电费。**我国目前对变压器容量在315KVA及以上的大工业用电执行两部制电价，其他用电均执行单一制电价。**

按照终端用电情况，全国大部分省的用电分为四大类：居民生活用电、一般工商业及其他用电、大工业用电和农业生产用电。以上四类电价从高到低排序依次为：**一般工商业及其他用电>大工业用电>居民生活用电>农业生产用电**。根据国家发改委披露，目前全国平均销售电价为0.65元/千瓦时，其中居民电价0.55元/千瓦时，农业电价0.48元/千瓦时，大工业电价0.64元/千瓦时，一般工商业电价0.80元/千瓦时。一般工商业电价较高的主要原因为定价方式的不同和交叉补贴的存在。大工业用电一般采用两部制定价方式，而一般工商业用电则采用单一制定价方式；此外，销售电价长期以来实行“企业补居民、城市补农村”的交叉补贴制度。2018年政府工作报告提出将一般工商业电价降低10%，但降低后仍处于四类中的最高水平。

（二）电力交易体系的形成

电力交易市场分为电力批发交易与电力零售交易——电力批发交易指发电端与售电端（售电公司或电力大用户）的交易，电力零售交易指售电端与中小型终端电力用户的交易，本部分所关注的电力交易为电力批发交易。此外，按交割方式分，电力批发交易可分为中长期交易和现货交易，其中，中长期交易主要开展多年、年、季、月、周等日以上电力交易，现货交易主要开展日前、日内、实时电力交易。由于现货交易需要发、输、配、用电过程瞬时完成以保证电力实时平衡，而国内大规模存储技术尚不成熟，全国多数省份还无法满足建立现货交易市场所需条件，因此目前**国内电力市场化交易均为中长期交易**。而国外发达国家中，欧洲电力市场中长期交易占全部电量的60%，美国约占70~80%，相比之下，国内现货交易市场发展仍相对缓慢。长期以来，我国电力交易主要为政府管制下的电力购销模式，在电网企业和用户之间进行，即发电企业按政府下达的计划指标将发电量上网销售给供电局（以国家电网和南方电网为主），供电局按照政府定价将电量销售给电力用户。自2002年国务院印发《电力体制改革方案》（国发[2002]5号文件）以来，国家开始探索电力市场化交易，而2015年起的新电改进一步对电力交易体系作出改革。本部分将对电力交易品种和交易方式及其演变历程展开分析。

1、电力交易品种的演进

市场电力交易品种主要有电力用户与发电企业直接交易、跨省（区）电能交易（含跨境）和发电权交易（合同电量转让交易）、辅助服务补偿交易等方式。以9号文新电改为节点，可将电力交易品种的演进分为两个阶段。

（1） 新电改之前的电力交易（2002~2014年）

1 电力用户与发电企业直接交易

自2002年启动旧电改以来，国家即开始探索电力市场化交易，国务院发布的《关于印发电力体制改革方案的通知》首次提出“大用户直购电”的概念，政策明确“在具备条件的地区，开展发电企业向较高电压等级或较大用电量的用户和配电网直接供电的试点工作”。其中，“**大用户**”一般指**供电电压在10KV及以上的用户**。2004年4月，原国家电监会、国家发展改革委联合下发《电力用户向发电企业直接购电试点暂行办法》，**大用户直购电试点开始起步**。2009年6月，原国家电监会等三部门联合出台《关于完善电力用户与发电企业直接交易试点工作有关问题的通知》，为全国启动电力用户与发电企业直接交易试点工作奠定政策法规基础。但随后，国家开始大力倡导节能减排，坚决压缩高耗能、高排放企业用电，由于**大用户直购电的购电侧主要为高耗能企业，大用户直购电降低企业用电成本的结果与国家政策矛盾**。2010~2013年，全国大部分省份的大用户直购电暂停交易。2013年5月，国务院办公厅发文，决定取消“电力用户向发电企业直接购电试点”行政审批，大用户直购电迎来转机。但直到**2014年，全国大用户直购电交易电量规模依然很小（1,540亿千瓦时），仅占全社会用电量的3%**。

2 跨省（区）电能交易

跨省（区）电能交易是指电力企业与本省、区以外的电力企业开展的电能交易。跨省电能交易可以在区域电力交易平台上组织发电企业与省外的购电主体进行交易，也可由发电企业委托本省电网企业与省区以外的电网企业进行电能交易。自2003年以来，国家先后出台了《跨区跨省电力优化调度暂行规则》、《关于促进跨省（区）电能交易的指导意见》、《跨省（区）电能交易监管办法（试行）》等政策文件，支持和培育各地区开展以市场为导向、以市场主体自愿为原则的跨省（区）电能交易。2008年以来跨省（区）电能交易电量增长较快，**2014年全国跨省区交易电量8,842亿千瓦时，占全社会用电量的17.15%，但计划安排和地方政府间协议仍是确定跨省（区）交易电量和交易价格的主要形式，该类型的交易电量约占跨省区交易电量的80%以上，真正市场化交易电量不足2,000亿千瓦时**。

3 发电权交易

发电权交易是指以市场方式实现发电机组、发电厂之间电量替代的交易行为，也称替代发电交易，发电权交易的电量包括各类合约电量。主要有“由高效环保机组替代低效、高污染火电机组发电”以及“由水电、核电等清洁能源发电机组替代火电机组发电”两类交易方式。自2008年电监会印发《发电权交易监管暂行办法》以来，电力监管派出机构会同政府有关部门制定发电权交易实施办法，推进区域和省级发电权交易。**交易方式方面**，以水火电发电权交易为例，火电企业出让电量的交易补偿价格由水电企业与火电企业协商确定，并由水电企业委托电网企业按交易补偿价格支付给火电企业。电网企业再按照已核定的水电上网电价扣除交易补偿价格后的价格与水电企业结算。**2014年全国发电权交易电量1,237.5亿千瓦时，仅占全社会用电量的2.40%**。

（2）新电改之后的电力交易（2015年~至今）

2015年3月，以9号文为标志的新电改总体思路为“管住中间，放开两头”，有序放开输配以外的竞争性环节电价，推动电力行业市场化。从电力交易品种来看，仍然分为电力用户与发电企业直接交易、跨省（区）电能交易、发电权交易等，但具体内容有一些变化。**电力用户与发电企业直接交易**，新电改之前主要是指大客户直购电，新电改之后，还包括售电公司代理的方式参与电力交易。但由于售电公司尚处于起步阶段，代理电量占比不大，2017年占市场交易量的20%左右。此外，电力用户的范围也在进一步扩大，根据2018年7月国家发改委、能源局发布的《关于积极推进电力市场化交易，进一步完善交易机制的通知》，将进一步放开用户电压等级及用电量限制，符合条件的10千伏及以上电压等级用户均可参与交易；支持年用电量超过500万千瓦时的用户与发电企业开展电力直接交易；2018年放开煤炭、钢铁、有色、建材4个行业电力用户发电计划，全电量参与交易。**跨省（区）电能交易**，新电改之前以计划安排和地方政府间协议为主，新电改要求跨省跨区送电由送电、受电市场主体双方在自愿平等基础上协商或通过市场化交易方式确定送受电量、价格，并建立相应的价格调整机制，逐步减少计划安排和地方政府间协议交易。**发电权交易**，新电改之后的发电权交易是指发电企业将优先发电合同、基数电量合同、直接交易合同、跨省跨区交易等合同电量，通过市场化方式转让给其他发电企业。

整体来看，随着交易市场化进程逐步深化，市场化交易电量规模快速增长，**2017年全国电力市场化交易电量³增加至1.63亿千瓦时，占全国电网销售电量的33.5%，占全社会用电量的25.9%**。其中，省内市场交易电量合计1.34万亿千瓦时（含发电权交易），占比82%，其中发电权交易约占11%；省间（含跨区）市场交易电量合计0.29亿千瓦时（按受端口计入、不含西电东送协议电量），占比18%。目前，省间交易占比不高的主要原因包括：部分省份通过设置外购电量上限或电价下限等手段，限制本地企业外购电；各省份在新电改中的利益诉求不同，对开放市场主体存在顾虑等。

2、电力交易方式的演进

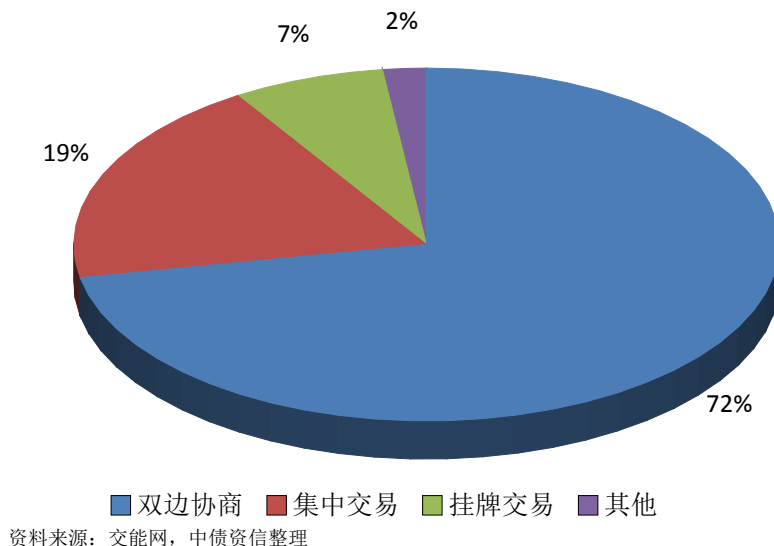
新电改前，大客户直购电多为“点对点”或“点对面”协商形式，形式主要为双边协商交易，政府在其中发挥一定作用。为促进更多主体参与交易、赋予市场主体更多选择权，新电改以来，各地相继成立电力交易中心，丰富电力交易方式。2016年3月，北京电力交易中心和广州电力交易中心两个国家级电力交易中心成立，截至2017年末，全国已成立33家电力交易中心（2个国家级，31个省级）。目前，**电力批发交易主要包括双边协商交易、集中竞价交易、挂牌交易等方式**。

双边协商交易指交易双（多）方自主协商确定交易的数量、价格及相关条款的方式；**集中竞价交易**指电力用户和发电企业在一个统一的交易平台上进行双向报价的方式；**挂牌交易**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。从2017年电力交易成交电量来看，以双边协商方式成交的电量占总成交量的比例超过2/3，而集中交易占19%，挂牌交易仅占7%。因此，**双边协商方式仍为目前电力交易主要方式**。一般来说，双边协商属于场外交易，给予供需双方较大的自由度，但缺点是不够透

³不包含跨省（区）电能交易（含跨境）中计划安排及政府间协议部分。

明，受人为因素影响大，降低了市场效率；而集中交易及挂牌交易均属场内交易，市场主体在统一平台公平公开竞争，有较好的价格发现作用。因此，场内交易的发展常被认为是市场逐渐成熟的体现，发达国家集中竞价交易电量占总电量比例约在30%~50%，后续随着市场的逐渐成熟，集中交易及挂牌交易占比将有所提升。

图12：2017年不同交易方式交易电量占比



免责声明：本报告版权归中债资信评估有限责任公司所有。如为合理使用的目的而引用本报告中的定义、观点或其他内容，请注明信息来源于中债资信评估有限责任公司。在任何情况下，中债资信及其雇员对任何机构或个人因使用本报告所引发的任何直接或间接损失不承担任何法律责任。