

电改连出三大利好！

日前，记者从国家发改委和国家能源局召开的电改吹风会和发改委召开的输配电价改革及价格市场化程度测算有关情况发布会上获悉，第三批14个省级电网输配电价核定工作已基本完成，近期将由各省级价格主管部门向社会公布，这意味着输配电价改革将实现省级电网全覆盖。电力体制改革试点已经覆盖除西藏以外的所有省(区、市)，形成了以综合试点为主、多模式探索的格局。下半年电改将以点带面全面铺开，迎来第二轮爆发期。

输配电价改革将实现省级电网全覆盖

输配电价改革是电力体制改革至关重要的一环，其全面推开对于理顺电价形成机制、深化电力体制改革具有重大意义。2015年3月发布的《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》(俗称9号文)提出的28个重点任务中，单独核定输配电价位列第一项。输配电价形成机制的完善，可以为其他环节电价的逐步市场化准备条件。

2014年12月，输配电价改革首先在深圳电网和蒙西电网“破冰”，而后经历了扩围，即2015年选了五个省份，包括湖北、安徽、云南、贵州、宁夏进行试点。

2016年，输配电改进入提速阶段，当年3月，将北京、天津等12个省级电网纳入试点范围。此后，在当年9月，又在全国剩余的14个省级电网推开，实现了全覆盖。

据相关人士介绍，截至目前，首轮输配电价改革试点已经全面完成，经各省级人民政府和国家发改委审核后的输配电价已陆续向社会公布。

据了解，输配电改以“准许成本加上合理收益”作为主要原则，以严格的成本监审为基础，弥补电网企业准许成本并获得合理收益。

改革后，电网企业成本降低，张满英介绍说，对电网企业涉及到与输配电价不相关的资产，不合理的成本、费用支出要剔除，进行严格的成本监审。从统计数据来看，不相关的或者不合理的金额的比例是14.5%。统计下来，金额是180亿元，比例也是不小的。

同时，值得注意的是，输配电价也在降低。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480亿元。

输配电价改革的推进，核减成本、降低企业用电成本的同时，电力交易市场也更加活跃。

张满英指出，2016年，电力市场化交易比例已经达到22.25%。今年上半年，通过国家电网、南方电网和蒙西电网营业区范围内的电力直接交易规模达5000亿千瓦时，占电网企业销售电量的比重已经达到22%，同比增长了50%。

对于今年全年电力交易的预测上，张满英表示，预计年底全国包括电力直接交易、发电权交易、跨省送电交易等在内的电力市场化规模将达到2万亿千瓦时，占电网销售电量的35%，增长幅度很大，同比要达到50%，电力市场化交易更活跃。

到6月底，全部省级电网完成了输配电价改革，今年改革涉及省份将核减省级电网准许收入约380亿元。

电力现货市场即将开启你“备货”了没？

据记者从吹风会上了解，我国将于2018年底启动电力现货交易试点，或选择7个地区。

“电力市场建设是电力市场化改革核心内容，电力现货市场建设是电力市场建设重要内容”，国家能源局法制和体制改革司司长梁昌新表示，建立电力现货市场意义重大，有利于通过市场机制发现电力价格，有利于资源优化配置，有利于促进可再生能源消纳。

“比如，风电、光伏的边际成本是很低的，如果有现货市场，它们是有竞争优势的”。梁昌新认为，当前推进电力现货市场建设具备良好条件。

他表示，有序放开电价、发用电计划，正在消除电力市场面临的机制约束。其次，现货交易是市场化反应最充分最关键的部分，已经成为行业基本共识。而且，从国际经验看，现货市场建设经验更丰富，实践更成熟。此外，目前国内电力供应总体宽松。这些都是当前推进电力现货市场建设的有利条件。通过试点，研究建立以中长期交易规避风险、以现货交易发现价格的电力市场体系，总结经验后逐步完善推广。

记者了解到，电力现货市场建设有利于发现电力价格，有利于资源优化配置，也有利于促进可再生能源消纳。随着电力体制改革重点任务的深化，推动电力中长期交易面临的计划调度和市场交易的矛盾日益突出，亟待通过试点加快推进电力现货市场建设，研究建立以中长期交易规避风险、现货交易发现价格的电力电量平衡机制，以发挥市场在能源资源配置中的决定性作用。

1998年我国就开始了电力市场建设试点探索，2003年开展华东等区域电力市场试点。与之前相比，当前推动现货市场建设的时机条件更为有利：一是有序放开竞争性环节电价和有序放开发用电计划两项改革，正在消除电力市场建设面临的机制约束。二是现货交易是市场化反映最充分、也是最关键的一部分，已成电力行业内的基本共识。三是从国际经验看，现货市场相关机制更趋完善，技术支持系统更为强大，市场建设实践相对成熟。四是目前电力供需总体宽松，有利于加快电力市场建设。

“第二批增量配电试点项目通知”下发

发改委、能源局发布报送第二批增量配电业务改革试点项目目标通知。要求各地于8月11日前，报送3-5个增量配电试点项目，并附简要说明，包括项目名称、所在区域、建设规模、电压等级、供电范围(面积)、年供电量、投资规模、属于增量配电网还是电网公司以外的村里配电资产等。

同时指出，将加快推动第一批试点项目的落地实施，第一批试点须在9月底前肯定项目业主，开展项目实施工作。其中，属于电网企业以外的其他企业投资、建设和运营的存量配电网，应按照依法保护产权的原则，有项目投资者直接向地方能源管理部门申请作为配电网项目业主，不在履行招标程序；除此之外的新增配电网项目，应按照《招标投标法》及其《实施条例》的有关规定，一律通过招标等市场化机制优选确定项目业主。任何政府部门不得直接指定项目业主，任何企业不得通过非竞争方式要求获取项目控股权，存在问题的要进行整改。9月底前未完成的项目将不再保存试点资格。

据了解，增量配电网原则上指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220千伏及以上输电网建设，是相对于电网等企业存量资产来说的。

增量配电和售电放开本质不同

《关于推进售电侧改革的实施意见》明确了三类售电主体：一是电网企业的售电公司；二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；三是独立的售电公司，不拥有配电网运营权，不承担保底供电服务。

《实施意见》同时明确，同一供电营业区内可以有多家售电公司，但只能有一家公司拥有该配电网经营权，并提供保底供电服务；同一售电公司可以在多个供电营业区内售电。国网能源研究院战略研究所所长马莉对本刊记者表示，增量配电投资业务和售电业务放开的本质不同，售电属于可竞争环节，重在引入竞争，释放市场主体活力；而配电网属于自然垄断环节，重在引入社会资本，促进配电网建设，放大国有资本的功能。这也就是9号文提出的，要区分竞争性和垄断性环节。

当前，电力体制改革与混合所有制改革交叉进行。混合所有制改革作为国企改革的重要突破口，今年将在电力、石油、天然气等重点领域迈出实质性步伐。

马莉认为，以国有电网企业控股并引入社会资本成立混合所有制企业的方式发展增量配电业务，一方面可以放大国有资本功能，促进电网企业进一步提高运营效率，另一方面可以盘活社会资本，而且社会资本和国有资本合作，在供电安全、经营管理上有更好的保障，能够降低投资风险。

华北电力大学教授曾鸣在接受采访时曾表示，从能源资源优化配置、电力系统运行技术特点、规模效应等方面来看，电网公司应该成为混合所有制的一方，共同参与竞争。电网公司参与能保证电网统一规划、不重复建设以及电网安全，其技术实力也将满足用户对于用电服务的各种需求。

增量配电先选择在工业园区进行试点有何优势？

在华北电力大学教授、能源互联网研究中心主任曾鸣看来，首先工业园区电力消耗量大，有大量的电力需求，是拉动各地经济的增长点。另外，工业园区的用户用能方式多元化，具备形成综合用能增值服务的条件。

“工业园区配网范围清晰，扯皮少，社会资本进入容易。”协鑫南方售电公司总经理张传名这样说。而且工业园区的电力负荷大，更有可能产生效益。从另一个角度上看，园区政府可以通过降电价增强招商引资优势，体现改革成果。

“拥有了工业园区的配电业务，自然也会向售电业务以及其他增值业务发展。”陕西一家能源企业人称，单独做配电业务的收益可能较小，所以配售一体，甚至发配售一体会有竞争力。未来也极有可能朝着这个方向去发展。

伴随第一批增量配电业务试点的确定，配电改革的脚步也算是正式迈开了，配电本身就是很有潜力的环节，再加上有国家的支持，相信很快就会出成果了。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/112148.html>