

电改能为天然气改革带来什么启示

电力和油气改革是能源革命的重要内容。其中天然气市场化改革在国际上，又往往与电力市场建设并行推进。

自全面深化改革启动至今，两大领域又面临截然不同的局面。电改拥有一批坚定的推动者，从事理论研究或与实践、探索商业模式，碰撞多年后形成了“放开两头、管住中间”的改革框架。中发9号文印发至今，28项重点任务已有多项落地完成。然而，天然气行业对于气改，却常常感到困惑甚至质疑，无论是改革的必要性、改革目标以及路径选择，至今难以获得共识。

电力与天然气有许多共通之处，产业链均分为发（产）、输、配、售四大环节，不易储存而格外注重消费端的匹配，也都属于规制经典理论中的能源产业，同样会存在由来已久的央、地博弈。不少国家对于电力和天然气两大产业的监管，甚至绑定在一起。

历经上一轮改革，以及本轮市场化浪潮的初期探索后，电改的研究力量和理论体系显然更为充分。电改在得失之间的经验和教训，尤其是改革理念和方法论的探索，或许可以为即将启动的中国天然气市场化改革，带来一些启示。

但是两大行业在国内市场的培育路径和行业特征并不相同。在电力市场中，电源点分散且产业链矛盾集中；而在天然气市场中，气源点集中而产业链矛盾分散，这都导致天然气改革在实际操作过程中的路径选择与权衡要素，比电改更为复杂。

本质上，电力是二次能源，天然气是一次能源。电改可以幸运地在相对封闭的市场环境中运行、试错，且应用场景丰富。气改却不只是单纯的国内市场建设，产业本身还承担着地缘政治与大国外交功能。伴随不断提升的对外依存度，中国天然气产业又势不可挡地，将越来越多参与到全球市场当中。这都加大了天然气改革的复杂程度和不确定性。

以电改为镜，认清关键共性与差异，有助于真正理解气改，及之于中国天然气市场不同发展阶段的功能。

未有明确的顶层设计

顶层设计是否明确，影响着市场主体对于改革的信心指数。毫无疑问，电改获得了业界以及跨界玩家的关注和信心，气改则却数度陷入僵局。

电改一路走来，尽管存在反复争论，但最终方案步骤清晰、可期，基本规律有迹可循。最早可以追溯到国家电力公司提出的“四步走”计划。尽管由于国家电力公司的夭折而未能执行，但依旧为接下来的分步改革思路打下了基础。

2002年第一轮电改，从优先解决供应矛盾入手，然后以强有力的电网为主体，保障执行普遍服务的功能。这个阶段，分离出来的五大发电公司彼此竞争且专注于生产业务，发电投资得到刺激，逐步缓解了电力供应不足的形势。与此同时，电网建设与终端销售合一的方式，使电网拥有强大的执行力和加速建设意愿。

以“厂网分开”为主线的这一步电改，满足了中国经济发展高速增长长期对于电力工业加快建设的需求。近几年，中国经济增速出现下滑并逐渐进入新常态，降成本、提质增效成为宏观经济的工作重点。如何通过进一步深化电力体制改革释放改革红利与活力，倒逼电力价格降低和电力服务水平的提升，就成为第二轮电改的主基调。

相比之下，天然气改革从一开始就面临许多质疑。即使在顶层设计的节选版通稿发布后，也未能有所改观。

2017年5月，业内期待已久的《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》发布。在此前，这份文件的发布数度推迟。由于完整版仍未公布，外界依旧难以从这份通稿当中，准确读取天然气改革的目标和具体路径。由于当时包括管道如何独立的重点议题仍在研究当中，这份文件的推出，“就略显被动”。

尽管同为各自领域体制改革的“重磅文件”，相比市场对电改的热烈反响，市场对气改的反映要平淡得多。对于改革的疑问，也未有缓解。天然气的安全属性与商品属性孰重？天然气改革目的到底是什么？改革的红利又是什么？这些基本问题依旧是记者在采访过程中时常被反问的话题。“恐怕改革者自己都没有搞清楚。”多位油气公司的管理层表示。

另一点是配套文件的发布时间。本轮电改的一系列配套文件是在中发9号文印发后半年发布的，紧接着是试点的公

布，节奏紧密。油气体制改革总体意见出台至今已有8个月，配套文件依旧未印发，这加重了市场主体的疑惑。对于有意愿试点的地方，也难以获得准确的改革信号预期。

或许是由于主要供应主体的一致性，石油和天然气两大产业体制改革的提法总是并行提出。事实上，石油与天然气是两大属性完全不同的行业，尤其是天然气的季节性调峰价值是石油所不具备的，需要格外受到政策上的重视。石油储存容易，天然气则不易储存性，与电力类似，强调接收端的提前落实，这同样会影响到主管部门的决策。如此，石油和天然气相关改革政策混合在一起，理解天然气改革的路径就更令人困惑。

改革无法一步到位，如电改制定明确（最好是单独的气改方案）、分步骤、可预期的路径，正是天然气市场主体所期待的。

把所有利益相关者放在改革对立面不是明智的路径

产业链结构复杂程度的不同，为理顺行业、设计改革思路带来的挑战也不同。电改矛盾集中，得以路径清晰。气改则由于矛盾足够分散，常常陷入把所有主体都放在改革对立面的困境中。

在气改领域，由于各环节的主体呈现多样化，更多的提法是“产业链改革”。某种程度上，“产业链改革”强调改革的“同时性”，而无须分阶段、把握主次矛盾。当所有环节都需要挤进同一页改革文件时，反而加大了改革难度。

更为糟糕的是，这就把所有环节的市场主体都放在了改革的对立面，改革者容易陷入孤立无援的处境，也难以调动市场主体参与改革的积极性。

相比之下，本轮电改通过在配售端通过推动增量试点，创造了一个更大的蛋糕，成功吸引众多玩家的加入。更为关键的是，本轮电改选择与省级政府站在一起，充分授予地方制定规则的权利，共同推动改革的进程。

同时发力意味着力量的分散。物理学上的说法是，相同的能量，接触面越大，产生的作用力的越小。找准主要矛盾，找到协同方，再集中发力，一次解决一次主要问题。这是改革的自我解压，也取决于改革者能否使出巧劲。

上一轮电改前，电力工业的资产结构相对单一。这与电力工业作为宏观经济的基础部门无不关系，从水利部到电力工业部，再到后来的国家电力公司，都是高度集中的一体化主体。

天然气的产业结构复杂得多。基本面中，三大供应巨头控制着绝大部分的油气田、进口贸易以及干线。跨省干线以下的管线资产颇为复杂，分支管线各省发展模式各异、资产组合多元，配送部分则由大小不同属性的燃气公司掌握着配售一体的资源。

如今被定义为主体能源的天然气，很长一段时间在中国被视作过渡能源，消费量占并不高，监管层面也并未给予足够重视。而且由于天然气在全国起步应用时，主要来自油田的伴生气、价格低廉，加之主体气源商正好处在高油价时代，对于天然气在终端销售的重视程度不够，反过来也给了不同资本进入市场的机会。因而未能形成如电力工业直面终端的一体化结构。

正是得益于资产构成的简洁，电改主线清晰，走的几乎是一条“自上而下”放权的路子：从打破高度集中的政企合一，到厂网分离，再到配售环节的有序放松。其中，既包括产业链上从开放发电（生产）侧开始，逐步走向靠近终端的配售电侧；也包括权力从政府交给企业，再从央企逐渐将权利下放到地方。通过一次改革解决一个主要矛盾，逐步形成多买多卖的市场格局。

在电力人眼中，天然气行业在配、售环节拥有更丰富的主体，市场化程度更高，而且从技术层面讲，改革难度更小。然而，在许多天然气人士看来，所谓的主体多元实际上是“大垄断与小垄断并存”，存量矛盾庞大，为梳理矛盾、明确改革路径添加了不少麻烦，也对增量改革的探索提出了更高的要求。

而且，规则与监管严重滞后于天然气市场“主体多元化”的速度，甚至存在产业链监管不协调的情况，都为灰色地带留出了更多空间。

从终端供应主体来说，城市燃气商的主管部门是住建系统，LNG分销商却处于监管真空地带。与此同时，上游供应商和中游主干和分支管线的主管部门为能源系统。产业链监管的割裂，为行业标准的统一（例如热值计量）和监管的协同带来了不小的难度。电力市场则不存在这个问题。

价格结构对比是另一个可以观察产业结构的视角。由于电网从上网环节开始一统到底，几乎是面对终端用户的唯一主体。发电端与电网之间的结算价格为“上网电价”，电网与用户双方执行“目录电价”，然后在目录电价环节分居民价格和工商业价格。

天然气的定价情况则是，批发环节执行发改委门站价格，零售环节由物价局制定销售价格，而两个定价环节均做了居民用气和非居民用气价格的划分。有业内人士对此提出质疑，“为什么在批发环节不直接采用打包价格？对于居民用气价格的优待，在零售端的销售价格做区分即可。”目前价格机制理顺的难点，恰恰包括气价的并轨。

电价结构示意图



管道气价结构示意图



难以控制的供给侧导致双重矛盾

供应端是否可控，是电力和天然气市场最大的区别，也是理顺天然气改革主次矛盾的关键所在。气改能否直接套用电力领域的“管住中间、放开两头”路径，这应是当前最值得探讨的问题，电力改革正好是一面镜头，借此看清改革路径。

这不仅带来市场培育方式的差异，导致完全不同的产业链结构。也是顶层设计在明确改革目标和主要矛盾时，最为关键的考虑因素。

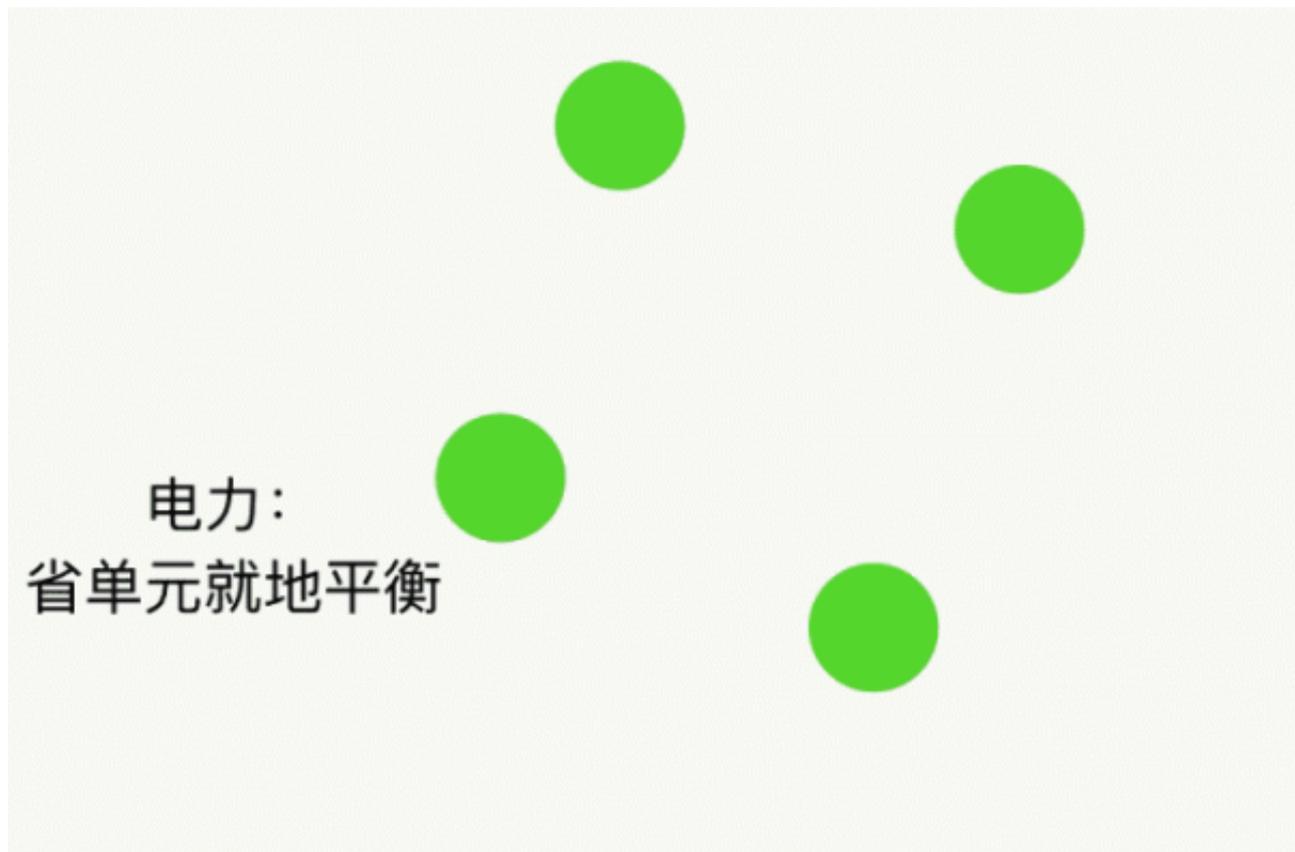
电力市场中，由于电力产品可以通过多种一次能源转化而来，电源点相对分散，因而各省讲究就地平衡。供应宽松时期，省级单元对于接受外来电缺乏动力，省际间存在一定壁垒，跨区域调度成为难题。这种自主性还体现在，第一轮电改之前，中国电网体系由十二块互不相连的电网构成，应急保障较弱。之后才形成由国家电网覆盖26个省市、南方电网覆盖5个省（此外内蒙古电网并行存在）的管理体系。

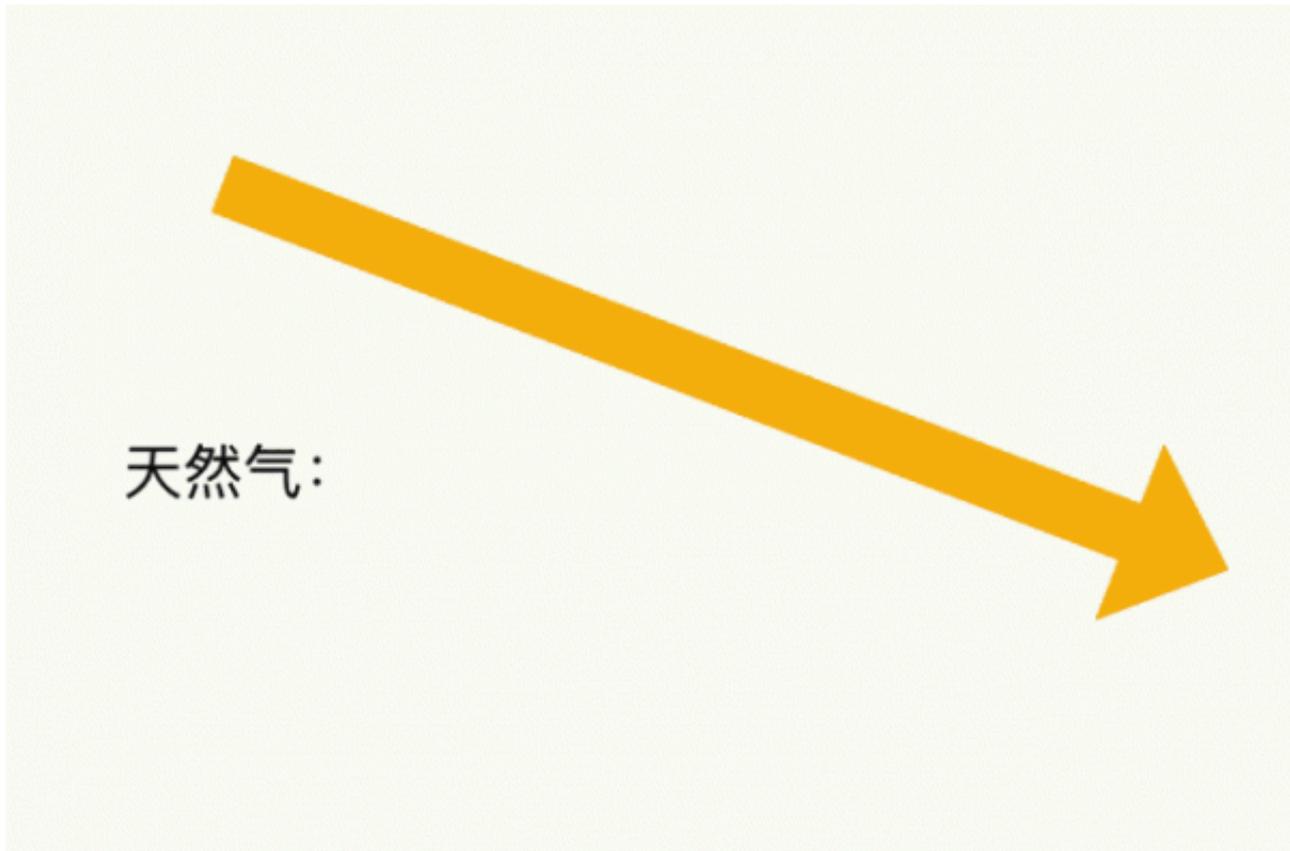
天然气市场的情况截然相反。国产陆上气源点匮乏，分布集中不均衡，多数省份并非气源地，于是省际间天然具有联网的诉求。事实上，是先有了跨区域干线的建设，后有了天然气市场的大发展。2004年，跨越十个省市、全长4200多公里的西气东输一线贯通后，才开始在中国大范围逐渐培育起用气习惯。此前，仅限于少数几个油气田周边。

无论是西气东输（一二三四线）还是川气东送（以及新粤浙、鄂安沧），主要管道气供应商建设的都是长距离输送的跨区域干线。2013年中贵联络线落成后，中石油实现了自身在全国范围内的联网。而中石化今后在青宁线建成之后

，也将串起分布在南北区域的管线。

因此，与电力市场以省为单元进行平衡不同，天然气市场的供应格局是：干线将各省串联起来，由拥有干线的资源供应商作为国家工具，面向沿线各省市进行气源的分配和补给。这相当于实现的是资源在跨区域市场内的平衡。





从总体上看，中国的天然气市场无法依靠自有资源平衡，需要进口大量海外来气，外部气源的多元化与供应商的稳定性就至关重要。

从省级单元来说，由于常规气流入主干管网，多数省份难以拥有自己的气源点，因而主要通过干线补充资源，或修建省间联络线进行资源调剂和应急保障。这就意味着全国物理联网的必要，当重要气源出现中断时，能够在更大范围内进行资源调配，尤其保障单一气源地区的运行。与此同时，省际间自发的资源调剂需要伴随二级市场的放开。

实际上需要解决三个问题、两大矛盾，一是进口气源的多元化；二是基础设施（包括接收站）的物理互联；三是天然气资源在各省的配置规则。既需要应对国际市场的变数，又需要协调国内市场的博弈。既要寻求国家的安全保障，也要探索资源的高效配置。

安全性与商品性的如何协调，恰恰是气改难以赢得共识的难点所在，也是比电改单纯建设内部市场更为纠结的地方。双重矛盾同时存在，极为考验天然气改革的顶层设计。

但，这并非没有平衡点。（eo记者周慧之）

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/120963.html>