



北京大学能源研究院
INSTITUTE OF ENERGY

中国天然气市场化改革政策体系研究 市场设计报告（修订稿）

北京大学能源研究院

2020 年 7 月

中国天然气市场化改革政策体系研究

市场设计报告（修订稿）

北京大学能源研究院

2020 年 7 月

致谢

本报告是受国家能源局油气司委托，由北京大学能源研究院牵头承担的天然气市场化政策体系研究的内容，油气司对项目研究给予了大量支持和指导。本研究是在北京大学能源研究院院长金之钧院士的领导下开展的。报告的执笔人是杨雷、刘知海、顾顺聪和吕秦昊。陈新华、郭焦锋、李雷、刘满平、李遥以及国际能源署的研究成果为本报告提供了大量的基础素材。王新茹、丁奕如参加了课题有关工作。课题研究得到了发展改革委价格司、体改司、运行局和国家能源局油气司、法改司、监管司等相关部门的指导支持。

国务院发展研究中心邓郁松研究员、郭焦锋研究员，北京国际能源专家俱乐部总裁陈新华博士，国家发改委价格监测中心刘满平高级经济师，中国石油规划计划部副总师朱兴珊博士，中国国际经济交流中心景春梅研究员，国家能源局油气司王晓伟，上海石油天然气交易中心李雷，国家石油天然气管网集团有限公司（简称国家油气管网公司）闫彦全文审议了报告草稿，提出了大量富有价值的建议和意见。

国家油气管网公司生产经营本部总经理闫宝东、王勐高工，科技信息部孙云峰高工，油气调控中心杨毅博士，北京天然气管道有限公司副总经理张利亚高工，浙江天然气董事

长杨敬东高工、经营部主任缪圣陶高工、调度中心主任刘承松高工参与了相关课题的研究。

bp 中国公司对项目研究提供了慷慨的支持，杨筱萍、陈新、吴玥、赵莹、时钟鸣参与了课题研究。在项目研究过程中，埃克森美孚公司的肖阳、黄佩燕、Shelley，意大利国家管网公司 SNAM 中国公司董事副总裁彭宁科，美国切尼尔能源公司北京首席代表贾颖等提供了大量支持。IDG 能源参与了本报告的编写工作。

对报告有何意见，请联系杨雷 yanglei.energy@pku.edu.cn

执行摘要

我国的天然气市场化改革正在进入深水区。国家油气管网公司的成立是天然气市场化改革里程碑式的事件，为中国产生真正竞争性的天然气市场铺平了道路，但这并不意味着竞争性的天然气市场会自然实现。市场设计是关键的一环，适应我国现实条件的市场设计可以加快推进竞争性天然气市场的形成。

过去的十年不仅是中国天然气市场持续高速发展的阶段，也是天然气市场化改革不断推进的时期，从价格管制的不断放松、交易中心的陆续成立和基础设施第三方准入的推进等，直到去年底国家油气管网公司的成立，应该说我国的天然气市场化改革取得了长足的进展。

建立竞争性的天然气市场，形成气气充分竞争、气源自由流动、市场调节供需的发展格局，是改革成功的重要标志，目前看实现这一目标尚需付出巨大的努力。天然气市场化改革面临的挑战依然十分艰巨，主要包括资源供应方数量有限、省网公司定位模糊、基础设施第三方准入有待加强、交易中心难以反映真实市场供需、管输定价方式难以还原天然气商品属性以及体积计价与市场化交易不匹配等，但这些挑战背

后，都与一个问题有着深刻的内在联系：缺乏有效的市场设计。

目前从全国范围的骨干管网来看，我国的天然气市场实际上实行的是点对点交易为主的市场模式，这也是我国天然气发展历史形成的模式。同时，不同的省区按照自己的实际情况，有更加多样化的市场设计模式，有“统购统销”，“一省一价”，也有像四川地区那样按照“邮票制”全省管网运费均一收费等各种模式，但更多的仍然是基于点对点的运距收费模式。

按照这样的市场框架，天然气跨省的管输费定价方式基本上采用的也是点对点基于运距测算的模式，与原来的一体化发展模式适应。在新的市场化框架下，这种点对点的市场设计无法支持规模化的交易，导致了市场的碎片化；天然气的门站价格（批发环节）附带了复杂多变的管输费支出，难以还原天然气本身的商品属性，阻碍统一的竞争性市场的形成。在国家油气管网公司成立以后，如何设计有效的市场结构，统筹全国和地方利益，并且有利于新进入主体较容易地开展业务，是关系改革成败的重要一环。

天然气市场设计的一个核心目的是有利于竞争性市场的形成。所以无论美国的基于物理枢纽的区域市场划分和费率设计，还是欧洲的基于虚拟枢纽的“资源池”市场设计，其目的都是能够形成规模化的标准产品，避免市场的过度碎

片化，从而促进多对多交易的形成，支持交易平台产生市场化的价格。

我国上游主体不足并不意味着无法形成多对多的市场竞争，其核心仍在于市场设计，适合的市场设计可以尽量化解这种劣势，人为创造规模化的竞争性市场。欧洲市场化开始时也多是寡头控制天然气供应，但通过虚拟中心的设计，快速提高了市场的流动性和规模。

由于我国存在着诸多省级天然气管网公司，各家投资力度、管网覆盖面、运营模式等方面各有千秋，背后利益错综复杂。如何引导和鼓励省级管网以市场化方式融入国家管网，真正打造“全国一张网”，目前尚无清晰明确的实施方案。

“X+1+X”市场格局中的“1”，是作为1个管输主体存在，或是作为1个系统监管，还是作为1个垄断环节的表述，需要进一步深化研究。但其最终目的就是实现天然气在“全国一张网”中可以自由流动，不论是在物理连通上还是调度运行上，不论是在行政上还是在市场中，都不存在“肠梗阻和瓶颈”。

如何让省级管网公司为下游的用户提供无差别第三方准入服务，是问题的实质所在。借鉴天然气网络较发达国家的经验，在一个天然气市场中如果存在着足够多的天然气批发商、供应商和天然气终端客户，再结合统一而公平准入的

管网系统，也可以形成竞争性的区域市场，在局部地区形成有效的、基于市场供需关系的市场价格。

基于上述考虑，我国天然气市场在总体布局上，可参考美国干线管道那种区域划分式的市场结构，这也与国家油气管网公司成立后跨省输送的格局相吻合。实行大区划分的好处是有利于形成规模化的交易，简化管理费率，并尽可能消除跨区流动时天然气定价的路径依赖。具体而言，可根据物理枢纽的布局，划分成若干天然气市场区，不同区域之间的价差主要是管输费差异，在同一区域内采取简化的管输费率，最简化的就是邮票制，例如我国四川地区和欧洲的大部分国家。如果在枢纽区采取单一管输费，考虑中国的实际情况，基于行政区划（也可几个省区市组成一个大区，如京津冀）更加容易实施。

在地方层面，根据不同类型的区域实际情况，应有针对性的设计不同的市场模式，有些地方合适参照美国模式设计邮票制的区域市场，有些地方则适合按照欧洲模式的出入口法的模式。从本质上讲，这两种模式的出发点是一致的，都是为了构建竞争性的市场交易。应当看到，美国模式和欧洲模式间，并不是非此即彼、截然不同的两种模式。从宏观上，将欧洲各国作为一个整体与美国对比，各国区域内统一定价（或以出入口模式近似统一定价），恰似美国按区域划分的定价模式。从微观上，比如美国 Henry Hub 管输定价区同

网同价，也正似欧盟一国“虚拟平衡点”出入口定价模式的极端简化版本，而南加州天然气管网干脆就是全盘采用了欧洲的出入口法。

这样从全国来看，大的布局是一个由主干管网组成的统一国家油气管网体系，但在特定区域，存在多个基于交易实体或虚拟枢纽的区域天然气市场，每个交易枢纽通过供需平衡形成自己的枢纽价格，枢纽之间通过均衡实现全国天然气市场的一体化。各交易枢纽通过竞争不断优化，参与者多、交易量大、流动性好、透明度高的交易枢纽可能逐渐发展为类似 Henry Hub 或 TTF 的基准交易枢纽。多个交易枢纽与交易中心（目前的沪、渝天然气交易中心和其他地方的大宗商品交易中心）互相协作，共同促进我国天然气市场的流动性提高。

就区域市场结构而言，我国具有完善省级管网的省份与地区与欧洲更相似。尽管欧盟内部单个国家的国土面积和天然气消费量与我国相差甚远，但若将欧盟看作一个整体，用气结构与我国有一定的相似。欧洲天然气改革前，各国管网主要由其国有控股公司控制。随着欧盟一体化的推进，各国逐渐打破隔阂，形成了完善的市场格局。我国如采取在某个或某些区域内建立虚拟交易枢纽的方式，构建多对多的交易结构，欧盟的鲜活经验具有较好的参考价值，可以避免走不必要的弯路。

中国有多个天然气生产或消费比较集中的地区，交易规模大，因此可以考虑在气源多、基础设施较为完善、配套条件好的省份率先试点建设竞争性市场。目前看，川渝、京津冀、长三角和珠三角基本具备这样的条件，可以率先在这些地区开展区域交易的试点。作为天然气交汇枢纽的京津冀地区可以建设基于物理枢纽的天然气交易，而作为主要天然气消费区的广东省和浙江省可以建设基于虚拟交易枢纽的试点，尽早形成与国际接轨并被国际接受的市场化价格指数。这也将为全国油气体制改革和天然气改革路径进行有价值的探索，早期成果的获得也有利于坚定改革的信心。

目录

一、 中国天然气市场化改革背景	16
(一) 中国天然气市场概况	16
1、 多元化的供应渠道	16
2、 国内需求不断增加	18
(二) 价格改革历程	20
1、 天然气价格的市场化探索历程	21
2、 现有天然气价格结构	24
3、 以交易中心推进市场化定价	26
(三) 管输、销售分离和第三方准入机制	26
1、 天然气基础设施改革政策	27
2、 国家油气管网公司的成立	28
二、 中国天然气市场结构	30
(一) 中国天然气市场格局综述	30
(二) 中国天然气管道基本情况	31
1、 长输管道	32
2、 省级管网	34
(三) 区域天然气市场案例	38
1、 浙江省	38
2、 广东省	45
(四) 市场结构存在的问题	50

1、	资源供应方主体有限	50
2、	基础设施第三方准入有待落实	51
3、	基础设施能力总体紧张	52
4、	交易中心难以反映真实市场供需	53
5、	管输定价难以还原天然气商品属性	54
6、	天然气计量计价方式亟待转变	55
7、	缺乏有效的市场设计	57
三、	国际天然气市场设计经验	58
(一)	国际经验对中国天然气改革的启示	58
1、	国际天然气市场开放的共性	58
2、	中国天然气市场设计没有可完全照搬的模板	60
3、	天然气改革需要新的市场模式	62
(二)	国际参考——美国实体天然气交易枢纽	63
1、	实体交易枢纽简介	64
2、	管道市场结构设计	64
3、	管道监管	69
4、	定价机制	69
5、	管容交易方式	71
6、	美国天然气市场发展改革历史	72
(三)	国际参考——欧洲虚拟交易枢纽	74
1、	虚拟交易枢纽简介	74

2、	管道结构设计	75
3、	管道监管	76
4、	定价机制	77
5、	管容交易方式	80
6、	欧洲天然气市场化改革历程	81
四、	中国天然气市场设计建议	84
(一)	市场结构设计面临的问题	84
(二)	省网公司的定位	85
(三)	天然气市场设计构想	86
(四)	推动地区试点	90
1、	试点建设京津冀区域交易枢纽	90
2、	试点建设广东和浙江虚拟枢纽市场	92
	主要参考文献	98

一、中国天然气市场化改革背景

（一）中国天然气市场概况

中国是全球增长最快的天然气市场，天然气消费量仅次于美国和俄罗斯。“十三五”期间，我国天然气消费量年均增长 12%，于 2019 年达到 3067 亿立方米。其中，国内产气量 1777 亿立方米，进口管道气 500 亿立方米，LNG 进口 6055 万吨，中国已经超越日本成为世界第一大天然气进口国，对外依存度从 2015 年的不足 31%升至 42%。

1、多元化的供应渠道

“十三五”以来，国内天然气产量迅速增加。2019 年同比增长 11.5%，连续三年增产超 100 亿立方米。常规气源中，产量大于 30 亿立方米的盆地有鄂尔多斯、四川、塔里木、松辽和珠江口，其中鄂尔多斯盆地连续十年蝉联全国最大产气区。非常规气源中，页岩气产量在 2019 年突破 150 亿立方米，形成的川南、涪陵两大产区生产能力均超过 100 亿立方米；煤层气产量保持稳定增长，2019 年已突破 88 亿立方米，建成了沁水盆地和鄂尔多斯盆地两大产区。

2019 年进口管道气总量同比减少 1%。中亚三条管道目前总输气能力为 550 亿立方米/年，中缅管道输气能力为 52 亿立方米/年，2019 年 12 月开通的中俄东线天然气管道规划

输气能力为 380 亿立方米/年。以进口国划分，2019 年我国从土库曼斯坦进口管道气 332 亿立方米，自哈萨克斯坦进口 70 亿立方米，从乌兹别克斯坦进口 51 亿立方米，从缅甸进口 47 亿立方米。目前，仍有总输气量超过 600 亿立方米的中亚、中俄新管道尚在计划中。

进口 LNG 方面，“十三五”期间 LNG 进口量增长近 2 倍，已超越管道气成为进口天然气的主力，进口来源国扩大至十多个国家。2019 年澳大利亚仍是第一大 LNG 供应国，共供应 2788 万吨，供应量同比增长 18%，占到我国 LNG 总供应量的 46%；卡塔尔供应 833 万吨，同比减少 14%；从马来西亚进口 685 万吨，同比增长 21%；进口最多的前三大国家共占到中国 LNG 进口份额的 71%。基础设施方面，中国大陆现有 LNG 接收站 22 座，接收能力超过 9000 万吨/年，其中“十三五”期间投产 13 座。目前在建（扩建）中的接收站 14 座，预计新增接收能力 3800 万吨/年，规划中的 LNG 接收站 20 余座，总接收能力约 6300 万吨/年。

目前，中国石油、中国石化和中国海油在全国的天然气总供应量占比约 90%，LNG 进口总量中占比 86.4%。未来，随着三大石油公司之外的市场主体投资 LNG 接收站比例不断增加，非三大石油公司的 LNG 接收站接收能力占比将提高。随着更多企业进入 LNG 进口市场，预计在部分沿海地区将形成更有竞争性的市场格局。

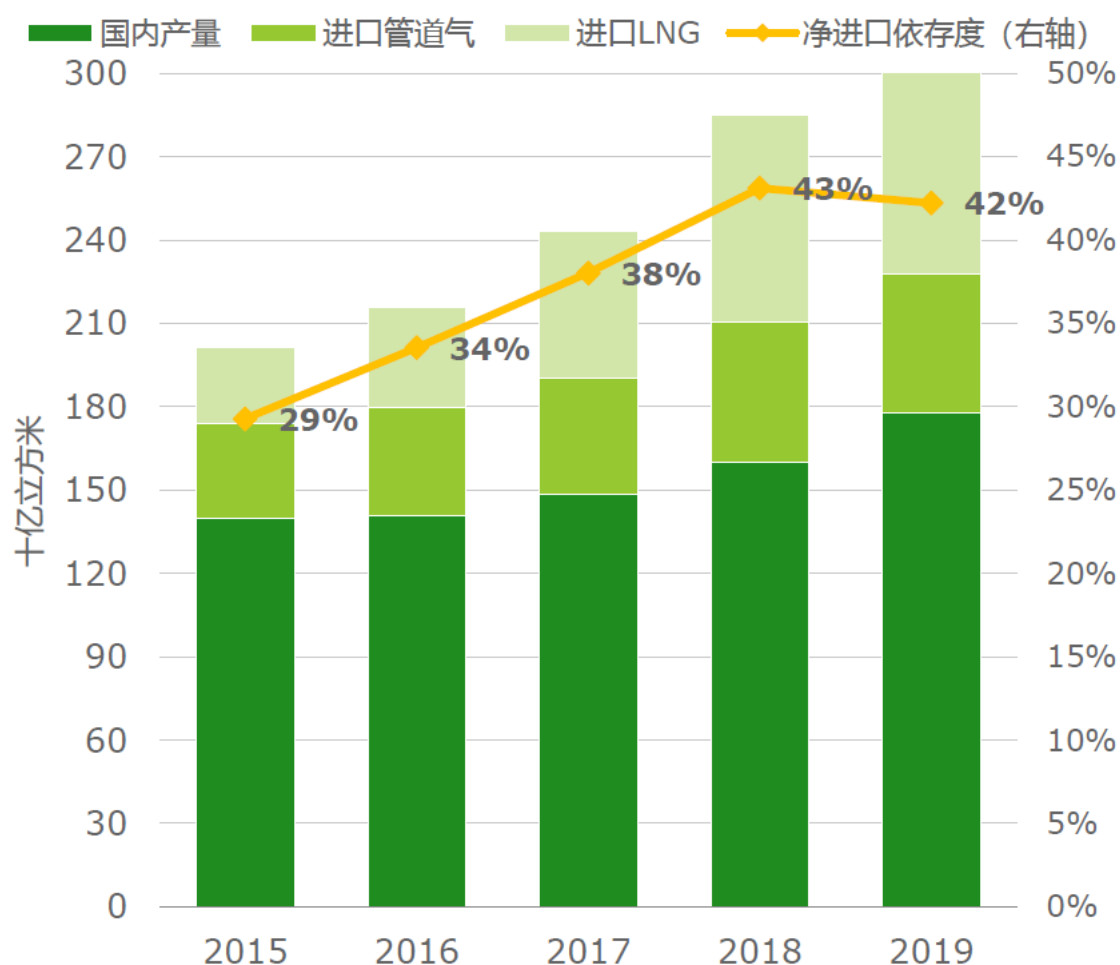


图 1-1 中国天然气供应及消费增长情况 2015-2019 (SIA)

2、 国内需求不断增加

2019 年，天然气在一次能源消费中的占比达到 8.4%，在 2015 年的 5.9%的基础上提高了 2.5 个百分点。全国城镇气化率从 2015 年的 42.8%提高到 2019 年的 53%，气化人口数量从 3.3 亿提高到 4 亿人，城镇居民人均年用气量达到 372.4 立方米。以地域划分，消费量超过 200 亿立方米的省份有江苏、广东、四川三个，超过 100 亿立方米的省份有山

东、北京等十个省市。以使用行业划分，工业、发电与集中供热、居民用气、商业和交通消费量分别为 1311 亿立方米、585 亿立方米、434 亿立方米、321 亿立方米和 201 亿立方米，占比分别为 44%、20%、14%、11%和 7%，还有小部分为损失量。其中工业消费量比 2016 年增长约 41%，发电与集中供热比 2016 年增长 35%，居民用气增长 21%，商业和交通分别增长 62%和 31%。目前，三大石油公司及外资、港资、民营企业都在积极布局下游城市燃气市场，全国 3000 多家城市燃气公司中，民营和外资占比超过 50%，逐步形成中央企业、地方国企、港资企业和民营企业为主体的多元化市场竞争格局。

在需求的拉动下，我国近年来天然气产量年均增速超过 7.8%，但产量增量显著落后于消费增量，2019 年我国天然气进口 1322 亿立方米，同比增长 7%，其中 LNG 进口同比增长 12%，为进口气贡献了大多数增量，更加灵活的现货比重不断提高。

“十四五”期间，从天然气作为主体能源之一的战略定位出发，预计 2025 年我国天然气市场需求规模将突破 4000 亿立方米，国产天然气产量增长将不能满足国内日益增长的天然气消费需求，进口增量将持续增长，同时进口 LNG 将承担更重要的天然气供应角色。

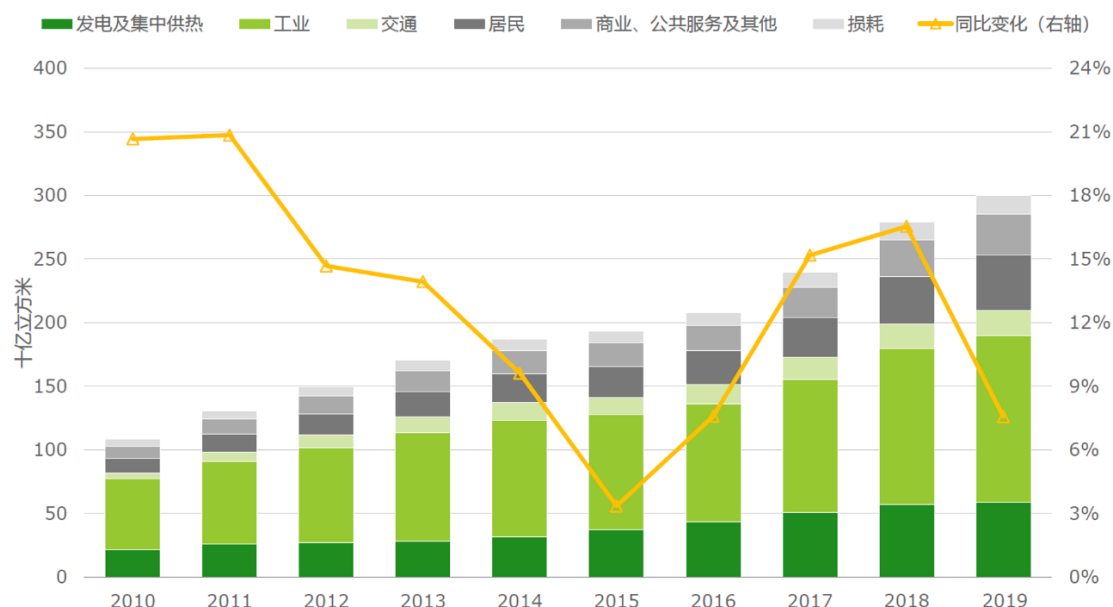


图 1-2 中国分行业天然气需求 2010-2019 (SIA)

(二) 价格改革历程

近年来，中国天然气价格改革一直在持续推进。自 2005 年国家发展和改革委员会发布《关于改革天然气出厂价格形成机制及近期适当提高天然气出厂价格的通知》以来，我国按照“管住中间、放开两头”的改革思路不断放松价格管制，包括逐步放开非常规气源和部分常规气源价格管制、成立油气交易中心发现市场价格、多次核算长短途管输成本等措施。

截至到目前，尽管已有 80%以上的天然气市场价格都由市场决定，但由于体制性改革仍未完成，加上国产管道气和已投产的进口管道气等尚未实现市场化定价，实际操作中大部分的交易仍然参照了政府制定的门站价格。

1、 天然气价格的市场化探索历程

2011 年，国家发展改革委将广东、广西作为天然气价格改革试点，采用“市场净回值”定价，不再对天然气进行井口定价，探索从市场角度出发的天然气价格形成机制。“净回值”法根据燃烧热值建立天然气与可替代能源价格挂钩机制，确定各省（区、市）天然气门站价格，放开页岩气、煤层气、煤制气等非常规天然气出厂价格。

国家进行改革试点后，一些地方也在积极探索价格改革实践。例如，2012 年四川尝试在规定门站最高气价的前提下，由用气大户和供应方协商确定价格，门站价内包含两大石油公司的标准管输费用。后续的《规范天然气短途运输费》则规定了省内各短途输气网络的配气费用，为四川省内天然气价格由供求关系决定打下了基础。

2013 年，国家发展改革委在全国范围内推广天然气价格改革试点，提出对全国范围内的增量气价实行“市场净回值”定价，且不按用途进行分类。已有存量气价适当提高，分三步调整到位，当年价格上调 0.40 元/立方米。改革后，全国范围内增量气门站价格比已有存量气约高 0.80-1.00 元/立方米。

2014 年，国家发展改革委再次调整非居民用气价格，再次将存量气价格上调 0.40 元/立方米。同时放开了进口 LNG 的市场销售价格，具体价格由供需双方单独确定。如需通过管道运输，费用按已有规定执行。

2015 年，受挂钩能源价格波动影响，国家发展改革委累计下调基准天然气最高门站价格 1.14 元/立方米，存量气提价 0.04 元/立方米，基本实现增存量价格并轨。同时，放开了直供工业用气的市场销售价格，允许居民和化肥以外的用气价格在门站基准价基础上最高上浮 20%。

2016 年底，国家发展改革委连续出台政策，明确了储气服务价格及后续销售价格均由市场供需决定，不受门站价格限制。全面放开化肥用气价格，至此非居民用气门站价格在政策层面彻底放开。在福建省开展门站价格市场化改革试点，西气东输至福建的天然气价格由供需双方决定。

2017 年，国家发展改革委再次降低非居民用气门站价格 0.10 元/立方米。另由于 2016 年底和 2018 年上海、重庆两大石油天然气交易中心的正式投入运行，鼓励天然气生产企业和天然气用户企业进入交易，以便由市场确定公允的天然气价格，为推进价格市场化奠定基础。

2018 年 5 月，《国家发展改革委关于理顺居民用气门站价格的通知》（发改价格规〔2018〕794 号）最终明确了居民与非居民用气价格机制衔接，在 2018 年 6 月起，将居民用气由最高门站价格管理改为基准门站价格管理，价格水平按非居民用气基准门站价格水平安排，供需双方可以基准门站价格为基础，在上浮 20%、下浮不限的范围内协商确定具体门站价格。随后，各地方政府根据指示相应调整居民天然气销售价格。

在居民与非居民用气价差较大的省市地区，原则上一次性调价不超过 0.35 元/立方米，后续价差在一年后择机理顺。改革前，部分省份居民用气价格比非居民用气价格低 0.20 元-0.50 元/立方米，而此次改革可以一定程度上削减居民用气与非居民用气之间的套利空间。政策执行中，为支持清洁取暖居民煤改气，供气企业承诺 2018-2020 年采暖季居民煤改气执行门站基准价格不上浮。

2019 年，国家发展改革委再次下调天然气门站基准价 0.01-0.02 元/立方米。

2020 年，新版《中央定价目录》出台，其中将“天然气”项目修改为“油气管道运输”。同时，在已有非常规气源价格由市场决定的基础上，将 2015 年后投产的进口管道气价格及具备竞争条件省份的门站价格也交由市场供需确定。至此，我国天然气价格管制进一步放开，仅其它国产陆上管道气和 2014 年底前投产的进口管道气气源价格受政府管制，并进一步体现到门站价格管制层面（如居民门站气价上浮不得超过基准门站气价的 20%）。

纵观 2011 年以来近十年的天然气价格改革历程，我国天然气市场化定价范围逐渐扩大，天然气定价标准逐步趋于统一，在价格透明度上也加大监管力度，国家油气管网公司的成立也表明国家进一步市场化天然气价格的决心，推进商品价格和运输价格的分离，更好地让市场供需决定天然气价格。

2、 现有天然气价格结构

在现行的天然气纵向一体化的体制中，上游的供气商按照国家发展改革委规定的基准门站价格，在双方协商适当上下浮动的基础上，按用途或调峰需求区分定价，将天然气批发给地方配送公司、管道直供大用户；地方配送公司的终端零售价由地方价格主管部门按照成本加成原则制定，由国家发展改革委管理的门站销售价格（上下浮动）加上城市燃气公司的输配气价格所构成。气源价（井口价）、进口价、储气价、LNG 接卸存储和气化价、管输价皆为上游供气企业内部核算价格，不直接面向终端消费用户。

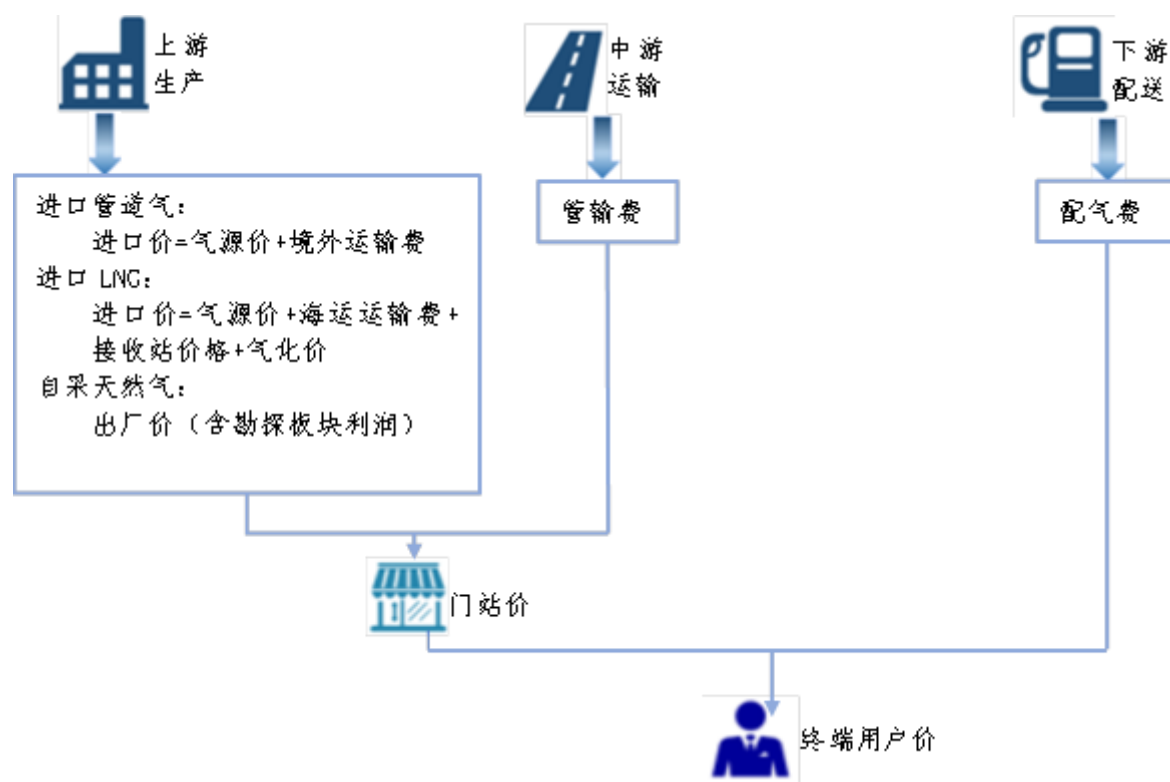


图 1-3 天然气价格产业链

上游气源采集、净化、处理后进入干线管道运输，现阶段，政府参与制定门站价格基准，地方相关部门对下游配气价格实行监管。国家发展改革委对门站批发价格采取“基准价+浮动幅度”的价格管理方式，允许上浮 20%，下浮不限。其中，基准价采取与油价挂钩方式。门站基准价按照省级行政单位制定，省份门站基准价等于上海计价基准点价格减去具体各省份的贴水。其中，上海基准点价格采取与油价挂钩的方式确定，计算公式为：

$$P = R * \left(0.6 * P_{\text{燃料油}} * \frac{H_{\text{天然气}}}{H_{\text{燃料油}}} + 0.4 * P_{\text{LPG}} * \frac{H_{\text{天然气}}}{H_{\text{LPG}}} \right) * (1 + \text{增值税税率})$$

其中 P 代表上海计价基准点价格，单位是元/立方米，R 表示折价系数，目前为 0.85， $P_{\text{燃料油}}$ 、 P_{LPG} 分别表示计价周期内我国海关统计进口燃料油和液化石油气（LPG）的价格，单位是元/千克， $H_{\text{天然气}}$ 、 $H_{\text{燃料油}}$ 、 H_{LPG} 分别表示天然气、燃料油和 LPG 的净热值（低位热值），分别取值 8000 千卡/立方米、10000 千卡/千克和 12000 千卡/千克。

地区贴水主要考虑不同省份用户使用国产天然气和进口管道天然气运输成本的差异、地区开发战略差异、地区产气量等因素确定管输价格按照“准许成本+合理收益”的原则制定。通过核定管道运输企业的准许成本，监管准许收益，考虑税收等因素确定年度准许总收入，核定管道运输价格。其中，准许收益率按管道负荷率（实际输气量除以设计输气能

力) 不低于 75%取得税后全投资收益率 8%的原则确定; 管道运输价格原则上每 3 年校核调整一次; 固定资产净值和无形资产净值通过成本监审确定。

3、 以交易中心推进市场化定价

2014 年-2017 年间, 为推进天然气定价市场化进程, 我国先后在上海和重庆建立了两个石油天然气交易中心, 为供气企业和用户提供公开透明的交易平台。目前, 交易品种主要为管道气和 LNG 的现货, 交易方式包括挂牌、竞价、竞拍等。到 2019 年底, 两大交易中心交易量已经达 600 亿立方米, 占全国天然气消费量的约 20%。其中管道气交易量超过 540 亿立方米, LNG 交易量超过 50 亿立方米, 液来气走、南气北上、储气库调峰等交易品种不断涌现。2019 年上海石油天然气交易中心“南气北上”交易量达到了 3.21 亿立方米, 管道气合同外用气竞价成交 7.69 亿立方米。但由于交易中心天然气供应商较少, 而需求方较多, 导致现货交易中挂牌交易多、市场化竞争性价格的交易少。建设交易中心, 由供需确定价格的初衷尚未得到很好的体现; 随着天然气市场化改革的深入, 以及相应的市场设计日益成熟, 多对多的区域交易将逐步增加, 交易中心的作用将会更加显现。

(三) 管输、销售分离和第三方准入机制

过去几年间, 为促进天然气价格反映商品价格的本质,

我国在开展基础设施第三方准入、推进管输销售分离方面相继出台了一系列政策和措施，为改革打下了坚实的基础。

1、 天然气基础设施改革政策

2014 年，发展改革委和国家能源局分别出台《油气管网设施公平开放监管办法（试行）》和《天然气基础设施建设及运营管理办法》，规定了 LNG 接收站及干线、支线管网应该向第三方无差别开放，并在有富余能力的前提下提供无差别的天然气输送、存储等服务。但由于体制并未理顺，也缺乏具体执行措施，在实施与监管中与期望的目的相差甚远。

2016 年国家出台印发《天然气管道运输价格管理办法（试行）》和《天然气管道运输定价成本监审办法（试行）》，并对 13 条管线进行成本监审和核定。《办法》要求各地区全面梳理气价中各中间环节成本。根据实际情况核算各地气源价格，降低过高的省内运输和配气费用，规范收费行为并减轻用气企业的负担。后续要求管道企业对已有的成本进行公示，并允许在有合理收益的前提下制定管输价格。

2017 年，国家发展改革委针对承担城镇燃气配送环节的城市燃气出台《关于加强配气价格监管的指导意见》，要求根据实际成本，在有合理收益的前提下制定配气价格。按照这些规定，管输价格和配气价格的基本框架初步成型。与此同时，国家发展改革委对 13 家跨省管道企业进行了成本核算，并根据结果下调了管道运输价格，平均管输费用降低约 15%，

反映到门站价中，下调的 0.1 元/立方米中大部分由管输费下调贡献。2019 年国家发展改革委再次调整了部分跨省管道输送价格。

2019 年，国家发展改革委、国家能源局、住房城乡建设部和市场监管总局四部委联合发布《油气管网设施公平开放监管办法》，要求管网、LNG 接收站、储气库运营企业等按制式范本进行信息公开，并于指定平台进行公示。公开信息包括设施富余能力、服务条件、标准、价格和申请流程等。

2、 国家油气管网公司的成立

2017 年，党中央国务院印发的《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》中强调，要正确处理企业、市场、政府之间的关系，发挥市场在资源配置中的决定性作用，还原能源的商品属性。其中，重点任务包括改革油气管网运营机制、推进国有油气企业干线管道独立、实现管输和销售分离及各类第三方准入机制。

经历了两年多的酝酿和准备，2019 年 12 月 9 日，国家油气管网公司正式宣布成立。由国资委作为大股东，纳入三大石油公司主要管网资产、控股省管网公司股权、部分 LNG 接收站及储气库。国家油气管网公司的成立，标志着我国天然气市场化改革进入新阶段，是改革的里程碑事件。国家油气管网公司的成立为推动基础设施向第三方公平开放，促进中国天然气市场加快向竞争性市场转变奠定了更加坚实的

基础。

二、中国天然气市场结构

（一）中国天然气市场格局综述

天然气产业主要分为生产、运输和销售三个环节。我国天然气生产和运输市场格局较为集中，早期发展以一体化为主导。近年来随着天然气需求不断增大、各产业环节的参与者逐渐增加、市场化机制逐渐落地，我国天然气产业迎来了关键的发展时期。我国天然气勘探开发主要由中国石油、中国石化和中国海油为主体进行，这三大石油公司也是 LNG 进口接收站最大的参与方，三大石油公司在国内天然气总供应量中占比约 90%。

我国天然气陆上管道最初主要由中国石油为主按照上下游一体化的模式建设运营，经过二十多年迅速的发展，目前已经形成了较为成熟的干线网络，未来仍有较大增量空间。沿海以中国海油 LNG 接收站为主，包括中国石油、中国石化及其它主体接收站的进口终端及沿海管道，也初具规模。新成立的国家油气管网公司将对目前我国主要的跨省管网资产进行整合，也将与各省网公司合作，期望形成更科学的管网建设运营机制，完善天然气供需双方的交易机制。

天然气销售环节主要以城市燃气为主，参与者相对多样化，包括国内大型公共事业企业、民营燃气公司和一体化能源公司。在天然气用途方面，居民、商业和工业大用户是城

市燃气企业的主要用户群体。近年来，天然气作为清洁能源的影响力不断深化，城镇居民气化率和城市工商业对于天然气的需求逐渐提高，围绕着天然气市场化改革的呼声也愈发强烈。

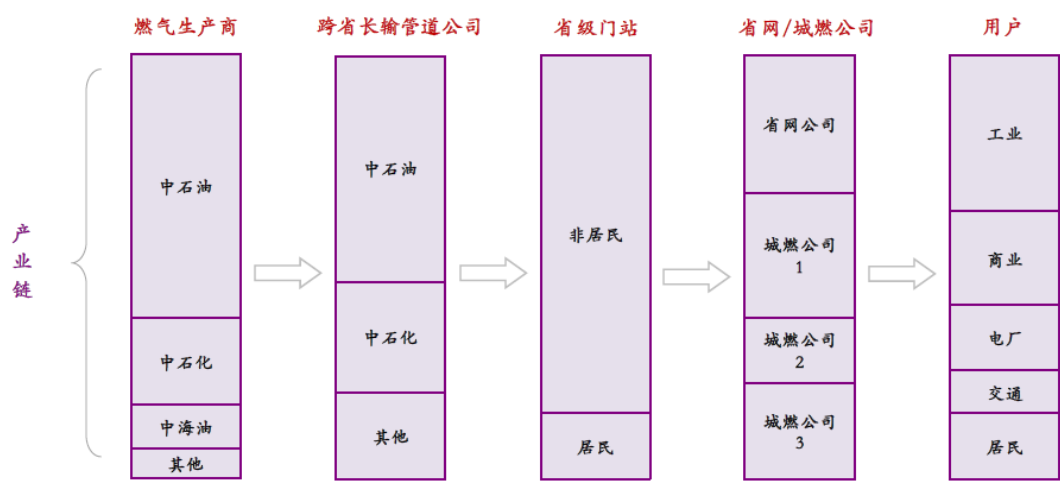


图 2-1 中国天然气行业市场参与者

（二）中国天然气管道基本情况

中国天然气管道主要包括长输管道和省级管道。截至 2019 年底，中国建成各类干线输气管道超过 8 万公里，一次输气能力超过 3500 亿立方米/年。“十三五”期间建成长输天然气管道超过 1.3 万公里。根据相关部门的中长期发展规划，到 2020、2025 年，全国天然气管道里程分别为 10.4 万公里和 16.3 万公里，“十三五”、“十四五”期间天然气管道里程年复合增速接近 10%，形成以“主干互联、区域成网”为核心设计方向的全国天然气基础网络。

1、 长输管道

我国目前已建成了四个国家骨干天然气管网系统，分别是西气东输管道系统、川气东送管道系统、陕京联通管道系统和中部联络管道系统，将国产天然气从新疆、陕西、四川等气源地跨越数千公里输送至京津冀、长三角、珠三角等天然气消费中心。其中，西气东输管道是我国距离最长、口径最大的输气管道，承接了新疆天然气和部分中亚进口天然气的重要调度任务；目前西气东输共有三条主线，将天然气输送至长三角和珠三角地区，途经省份超过 10 余个；西气东输四线和五线还在规划设计中。川气东送是川渝地区常规和页岩气外输的重要干线，跨越 6 省 2 市，包括从普光气田起始的川气东送主线和从重庆忠县起始的忠武线。陕京联通管道系统负责保障京津冀地区的用气需求，对接陕西等地的天然气资源；目前陕京联通管道系统共有四条主线，将苏里格气田、子洲-米脂气田、榆林气田、靖边气田、长北气田、克拉 2 气田、涩北气田和大牛地气田等八大气源送至京津冀经济区。中部联络天然气管道主要包括兰银线、冀宁线、中贵线和淮武线，联络管道在我国布局天然气网络中发挥重要作用，承载着连接主干管道的作用。

除从国内气源地起始的长输管道外，目前我国已形成了四大天然气进口渠道，分别为中亚天然气管道、中缅天然气管道、中俄天然气管道和东部沿海 LNG 进口渠道。其中，中

亚管道分为四条管线,已建三线输气规模 550 亿立方米/年,中亚 D 线预计规模约 250-300 亿立方米/年,正在开展前期工作,西气东输管道系统承接中亚来气。中缅管道增压后将提升规模至 120 亿立方米/年,目前输气规模 50 亿立方米/年,国内段覆盖滇黔桂等省份。中俄东线北段已于 2019 年 12 月投产,整体设计输气规模 380 亿立方米,中俄西线、中俄远东等引进俄罗斯天然气的管道正在规划中。沿海 LNG 进口渠道在“十三五”期间增长迅速,目前大陆共有 LNG 接收站及储转站 22 座,接收能力超过 9,000 万吨。若包括在建、扩建和规划的 LNG 接收站,未来预计新增接收能力近 1 亿吨。

我国幅员辽阔,天然气地域供需不匹配。虽然我国天然气管道长度绝对值在全球排名位居前列,但是管道密度与发达国家相比仍具有较大差距,未来天然气管道建设将需要更多的投入。伴随着“十三五”天然气产业的发展进程,全国“一张网”初具雏形,新形成北气南下(中俄东线、辽河储气库等)、陕京四线增输、南气北上(中贵线和西二线反输)、天津区域增输等日增加输送能力达到约 1.5 亿方的资源灵活调配能力。“西气东输、北气南下、海气登陆、南北互联、就近外供”的供气格局进一步完善。



图 2-2 中国天然气长输管道及 LNG 接收站示意图

2、 省级管网

目前,国内 20 多个省份组建了超过 30 家省级管网公司,主要职能包括:一是负责本区域内天然气输送管网的规划、投资、建设及运营管理,二是作为本区域内天然气开发利用的总买卖方,三是对相关天然气利用项目进行投资开发。虽然各地省级管网公司功能职责不尽相同,但成立的初衷无外乎几个方面:一是有利于调控本区域内天然气资源,保障区域内天然气供应安全和应急调峰,二是利用“批发商”身份增强与天然气供应企业谈判地位和话语权,三是有利于引导区域内管网建设的有序发展,减少重复建设,四是看好天然气朝阳产业特点和发展前景,五是在省内实现天然气的交叉补贴,肥瘦均摊。从股东组成来看,省管网公司既有地方政府牵头成立的,也有三大石油公司控股或参股的;三大石油公司控股的省管网公司主要包括山东、湖南、广西、广东、

福建、重庆、海南等，而从股权上较为独立的省管网公司包括吉林、河北、陕西、安徽、贵州、云南、浙江、上海等。

省级天然气管道按管网性质可以分成四类，分别是省级输气管网、主干网支干网、气源衍生管网、以及高压管道。省级输气管网一般是地方政府牵头成立的介于长输管网和城镇配气网之间负责省内天然气输送的省级天然气管网，省级输气管网的建立决策权和管理权在于省级地方政府，截至2018年底，全国省级干线管网共有2.5万公里。主干网支干网是跨省长输主干管线在省内的支干线，利用原本三大油在区域内布有的管道行使省网职责，一般管道由三大油控股，最有代表的是山东省。气源衍生管网是气源地的集输管网经过长期发展后形成的当地输气网络，在管道归属上隶属于三大油的上游勘探开发板块，但在功能上承担省级管网的输送功能，例如川渝地区。高压管道严格来说不能算为省网，因为是下游的城市燃气企业修建的，但是事实上在部分省份这一界限存在较为模糊的定义，例如上海和天津。

总体来看，我国省级管网公司的经营模式大致可分为四大类：“统购统销型”、“允许代输型”、“全面开放型”和“一体型”。

“统购统销型”模式下，省管网公司获得政府授权，可以特许经营当地天然气管网建设及运营，以形成“全省一张网”，负责区域内气源采购、天然气下游市场开发及销售，

无论是国内气源或是进口 LNG 都由省管网统一调配销售。目前，“统购统销型”省管网公司根据实际执行的难度差异，演化为强势和弱势两种形态。前者以浙江省为代表，由于省内气源多样化原因，管网的统购统销更加彻底；后者以广西为代表，名义上得到省政府统购统销授权，但执行起来却难以形成省内一张网，地方政府与中国石油之间意见相悖也导致基础设施建设一直停滞不前，形成了省政府授权的统购统销“一大”与其它地方性的支线管网“N 小”同时并存的“弱化”的统购统销。

“允许代输型”模式下，对于居民和公共服务用气，省级管网公司统筹采购并销售给下游城市燃气公司统筹调配；而省内发电和工业等大用户可以直接与供气企业签订合同，由省级管网公司提供代输服务，收取管输费；与“统购统销”模式相比，省管网增加了代输承运的功能，国内实现该模式的典型省份是广东省。

“全面开放型”模式下，上游供气企业可直接与城市燃气企业、大用户等下游用户签订购销合同，省管网建设运营主体是开放和多元化的，既可以由供气企业、用户等直接建设和运营，也可以通过省级管网公司建设、运营和代输等；该模式相当于“纯代输”模式，目前国内实现该模式的典型省份是江苏，天然气从省门站到终端用户产业链环节较少。

表 2-1 我国现有省级管网公司的经营模式分类

模式类型	模式特点	代表省份
“统购统销”	管网公司得到政府授权，特许经营当地天然气管网建设及运营，形成“全省一张网”，还负责区域内气源采购、天然气下游市场开发及销售，天然气供应企业不能与下游用户直接交易。	浙江、陕西
“允许代输”	管网公司得到政府授权，特许经营当地天然气管网的建设及运营，省内居民、公共服务用气等采用统筹调配模式，由省级管网公司统筹采购并销售给下游城市燃气企业。但省内发电、工业等大用户可直接与供气企业签订合同，由省级管网公司提供代输服务，收取管输费。	广东
“全面开放型”	上游供气企业可直接与城市燃气企业、大用户等下游用户签订购销合同，省内天然气管网建设运营主体是开放和多元化的，既可以由供气企业、用户等直接建设和运营，也可以通过省级管网公司建设、运营和代输。	江苏
“一体型”	省级管网公司是下游城市燃气企业投资建立或所属，实质上与城市配气网是一体的。	上海、北京、天津

“一体型”模式下，省管网公司由下游城市燃气企业投资建立并负责运营，实质上与城市配气网是一体的；该模式

下，省管网公司集批发商、零售商与运输商的功能于一身，典型代表是上海。

总体来看，各省天然气管网系统在发展过程中主要根据自身情况和需要，并考虑了国家油气改革的方向，不断加快管道建设，促进管道互联互通。但各省管网公司在下步市场化改革举措尚不明确的情况下，希望加强对省内资源的控制力，掌握更大的话语权。而国家油气管网从全国的角度统筹管道规划建设，势必与地方省份依据本地发展所制定的规划存在不尽一致之处，国家油气管网公司正式运行后需要妥善协调与地方省网公司的分工和合作，目前对省级管网改革意见尚未出台，地方管网公司可能面临控股股东变更、运营模式调整等问题，未来走向有较大的不确定性。

（三） 区域天然气市场案例

1、 浙江省

浙江省是我国沿海经济最发达的省份之一，化石能源消费占其能源消费总量约 3/4，其中煤炭在能源消费总量中占比近一半。根据《浙江省能源发展“十三五”规划》和《浙江省“十三五”节能减排综合工作方案》，到 2020 年煤炭消费量应降到 43%，而天然气消费预计将为 10%左右。2019 年天然气消费总量达到 148 亿立方米，比上年同期增长 9.6%，其中管输气消费量 118 亿立方米，同比增长 7.1%，非管输消

费量约 30 亿立方米，同比增长 20%。浙江省有约 12GW 的天然气发电机组，目前的年利用小时只有 1000 小时，没能达到经济的运营小时数。虽然目前浙江省天然气总量小于江苏和广东，但是未来市场增长空间较大，浙江省发展改革委预计到 2035 年，全省天然气消费将达到 450 亿立方米。从消费结构来看，城市用气占比近 80%，而发电用气目前约 30 亿立方米/年。

浙江省的气源较为多样化，已在运营的天然气供应方包括西气、川气、东气、宁波 LNG、新奥 LNG、丽水 36-1、新疆煤制气等，今后随着更多接收站的投产，还会有更多 LNG 进口渠道和更多的市场主体为浙江省供气。浙江省终端城市燃气业务一直以来处于激烈的市场竞争环境下，包括华润、新奥、中华燃气、昆仑燃气、中国燃气、深圳燃气、浙能城燃在内的多家国内大型城燃公司和其它地方投资平台等小型投资商共同开展竞争；全省 89 个县区中，有城燃企业超过 130 多家。

浙江省是全国为数不多的执行全省天然气“一张网”的省份，早期是从浙江省山多地少、人口密度大、区域经济发展不平衡的客观实际出发，明确了“多气源一张网”的建设、运行管理体系和集约化的天然气购销格局。

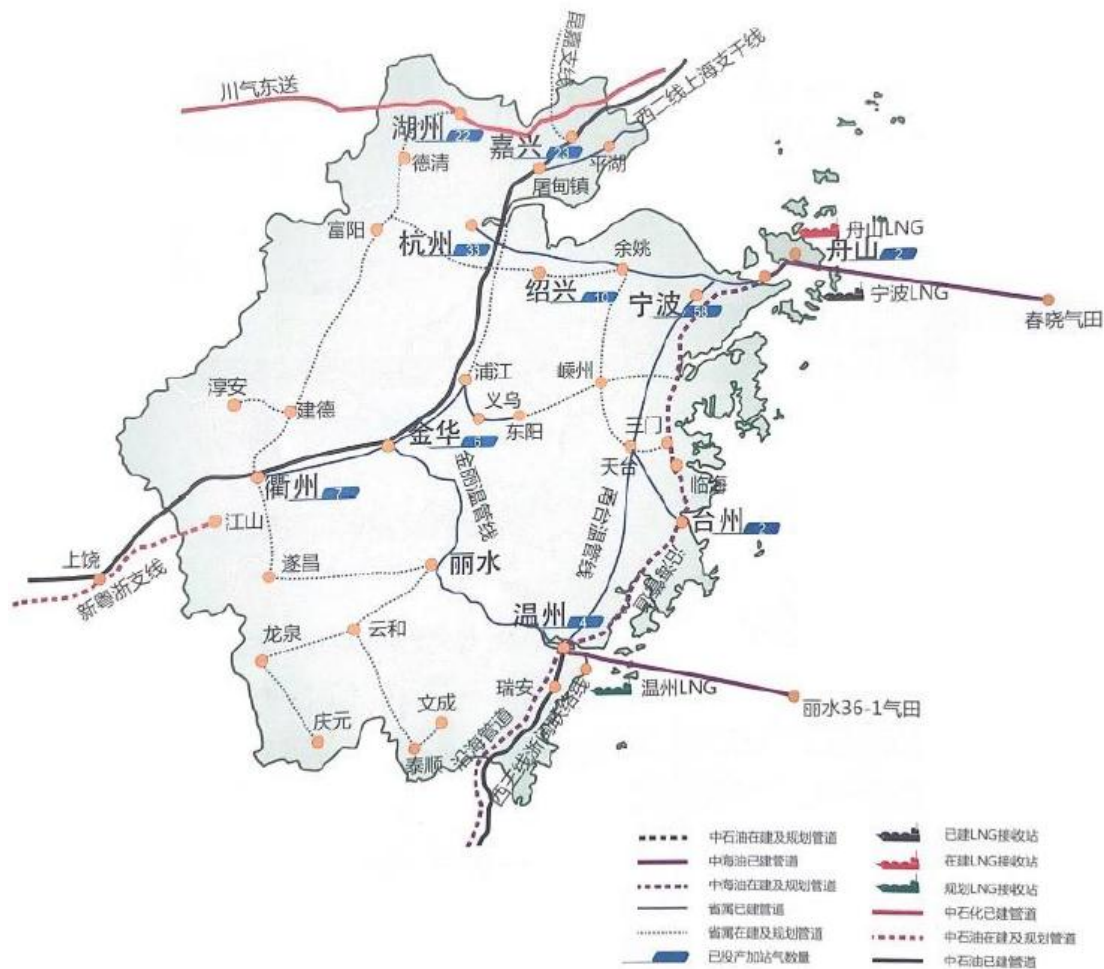


图 2-3 浙江省管网示意图

浙江省管网分为两个名义运营主体，即浙江省天然气开发公司和浙江省浙能天然气管网公司，前者是浙能、中国石化、中国海油的合资公司，浙能占股 40%，中国石化和中国海油占股 30%，后者为浙能 100% 独资。浙江省天然气开发公司成立于西气东输建设阶段（2001 年 12 月），主要宗旨是以国家实施西气东输、川气东送天然气工程、开发东海油田气田和 LNG 为契机，努力加快浙江省天然气开发利用步伐和天

然气产业的培育发展；浙江省天然气开发公司主要服务于经济相对比较发达的中北部地区市场，而浙能天然气管网公司主要服务于经济相对欠发达地区，更多的是承担普遍服务的职责。截至 2019 年底，浙江省天然气开发公司已建（在建）省级管道里程 1158 公里，浙江省浙能天然气管网公司已建（在建）省级管道里程 1378 公里。除此之外，国家长输支线管道（西一、西二、川气东送）及海底输送气管道（春晓和丽水气田）合计 1215 公里，再加上城镇高压管道 1300 多公里，浙江省内高压管道里程总计将达到 5050 公里。经过近 19 年时间的发展，浙江省已经投资建成杭湖线、杭甬线、杭嘉线、宁波 LNG 配套、金衢配套以及甬台温、金丽温等省级输气干线、支线。目前已基本形成全省“一环网”的供气格局。除了着力推进全省一张网，浙江省还提出要加强省际互联互通，规划中将与上海、江苏、福建、安徽、江西等周边省市天然气管网互联互通，未来将具备向周边省市供气及国家干线反输的能力。LNG 接收站方面，浙江省已经投运的接收站接收能力约 600 万吨，目前正在建设中新增接收能力包括宁波 LNG 二期 300 万吨、温州 LNG 一期 300 万吨和舟山 LNG 二期 200 万吨、玉环大麦屿、嘉兴独山港等 LNG 中转储运站。同时，浙江省正在向国家申请建设全国 LNG 登陆中心，也在规划温州状元岙 LNG 接收站。长期来看，浙江省“海气登陆” LNG 预计将达到 5000 万吨/年。

浙江省天然气定价主要由省内主管部门制定。2018 年 8 月 31 日，浙江省物价局颁布《浙江省城镇燃气价格管理办法》以确定配气价格的计算原则和方法。《办法》基本沿用了国家指导意见的相关规定，要求配气价格按照“准许成本加合理收益”的原则制定，即通过核定城镇燃气企业的准许成本，监管准许收益；在考虑税收等因素的前提下确定年度准许收入，最终核定平均配气价格。目前，准许收益以在配气管网负荷率不低于 50%前提下，税后全投资收益率 6%为原则确定。根据该办法，配气价格区分为居民价格和非居民价格，依据用户特性和成本差异，在核定的平均配气价格基础上合理确定；居民、非居民配气价格差控制在合理的成本差异之内。目前国家发展改革委制定的浙江省天然气门站价为 2.03 元/立方米（2019 年 4 月），浙江省发展改革委规定省天然气开发公司向各通气城市燃气企业销售天然气的门站价格为 2.38 元/立方米，向天然气发电企业销售天然气的门站价高于销售给城燃的非居民用天然气价格。各市发展改革委根据省发展改革委的政策，制定市区内非居民管道天然气最高销售价格，同时允许燃气企业根据经营成本、用户用气实际情况，在制定价格之上合理确定下浮幅度。各市对于居民用气价格有梯次定价，如嘉兴市根据《关于嘉兴市港区居民生活用天然气价格等问题的批复》将价格分成 3 档，用气量少于 300 方部分按照 2.98 元/立方米收费、300-480 方之

间的部分按照 3.6 元/立方米收费、多于 480 方的部分按照 4.5 元/立方米收费。

浙江省内天然气主干管网由浙能集团统一建设，所有气源进入浙江省须由浙能集团统购统销，全部进入省级管网输送，统一调配输送至下游用户。省政府授权省管网公司特许经营当地天然气管网建设及运营，同时负责区内气源采购、天然气下游市场开发及销售；省级管网直接与下游县（市、区）级门站、电厂门站以及直供大用户门站相连。2019 年省级天然气管网输气量达到 118 亿立方米，相当于 80%气量由省级管网统购统销。

浙江省是最早在全国实施天然气管网统购统销的省份，对保障资源、稳定价格起到了一定的积极作用。但随着我国油气体制改革的推进，统购统销的模式已经不再适用于新的政策格局，也无法构建竞争性的天然气市场。也应当正视浙江当前模式下天然气基础设施建设和市场开发缓慢、各类用户间交叉补贴严重，市场潜力无法充分释放，浙江与周边江苏等地天然气产业发展越拉越大的现实。

2019 年以来，中央深化改组审议通过《石油天然气管网运营机制改革实施意见》。随后，浙江省政府也组织了对天然气管网改革方案的重新评估，其政策设计思路与国家油气体制改革“管住中间、放开两头”的天然气改革思路保持一致。2020 年 2 月，浙江省发展改革委、浙江省能源局下发《2020

年浙江省能源领域体制改革工作要点》，该要点坚持以市场化改革为方向，到 2020 年初步形成“网络化、县县通，多气源、少层级，管中间、放两头”的、符合浙江省实际的天然气新体制。2020 年 4 月，浙江省出台了《2020-2021 年浙江省管道天然气上下游直接交易暨管网代输试点实施方案（试行）》，按照管网独立、管销分离的改革要求，鼓励管道天然气上下游企业开展直接交易，不断扩大代输试点，切实降低企业用气成本。该方案明确了 2020 年全省管道天然气上下游直接交易规模争取达到 30 亿立方米以上，降低用气成本 3 亿元以上。此外浙江省在 2020 年 5 月 8 日就《浙江省天然气管网设施公平开放实施细则（试行）》《浙江省天然气上下游直接交易暨代输试点规则（试行）》《浙江省省级天然气管网调度管理办法（试行）》公开征求意见加快推进有关工作。同时依托中国（浙江省）自由贸易试验区，浙江省力争推动大宗能源商品贸易，推进天然气交易平台和储运集散中心建设，开展能源金融服务，吸引各类符合条件的主体参与市场交易，扩大天然气自由交易市场辐射范围，提升价格竞争力；力求实现天然气贸易国际化发展，逐步形成具有一定国际影响力的天然气价格指数。

值得强调的是，浙江推进的天然气市场化改革需要与国家油气管网公司、相关部委进行充分的沟通，因为国家油气管网公司作为其省网的大股东，对新的运行体制具有较大话

语权。同时，在新的政策框架下推进的改革举措，也需要得到中央政府的支持才有可能顺利推进。

2、 广东省

广东省是我国珠三角经济区主要省份，2018 年广东省天然气消费约 220 亿立方米，同比增长 12%，是广东全省消费增长最快的能源品种。根据广东省政府规划，2020 年广东省天然气消费量将达 280 亿立方米。根据《广东省能源发展“十三五”规划》的要求，2020 年广东一次能源消费结构中，煤炭、石油、天然气、其它能源的占比分别达到 37%、22%、11%、30%；逐步降低对于煤、油能源的依赖程度，向清洁能源和非化石能源转型。从天然气消费结构来看，城市居民用气、发电用气、工业燃料及其它用气占比分别为 21%、49%、30%。广东省是中国的气电第一大省，天然气消费量主要为发电用气：根据《广东电力市场 2019 年年度报告》，截至 2019 年底，广东省各类机组发电总装机容量为 126GW，同比增速 8.5%；其中气电 22GW，占比 17.5%，同比增速 12.4%。广东省天然气气源较为多源化，供应方包括西气东输二线气源、中国海油南海气源、中国海油和地方 LNG 接收站气源等，目前已建成的粤东 LNG 接收站、大鹏 LNG 接收站、深圳 LNG 接收站、东莞九丰 LNG 接收站、珠海金湾 LNG 接收站等，LNG 总接收能力超过 1800 万吨/年；按照规划，若在建和拟建的接收站在 2025 年建成投产，届时广东省 LNG 接收能力将超过 3700

万吨/年，未来 LNG 气源供应能力将十分充足。以下是广东省管网示意图：

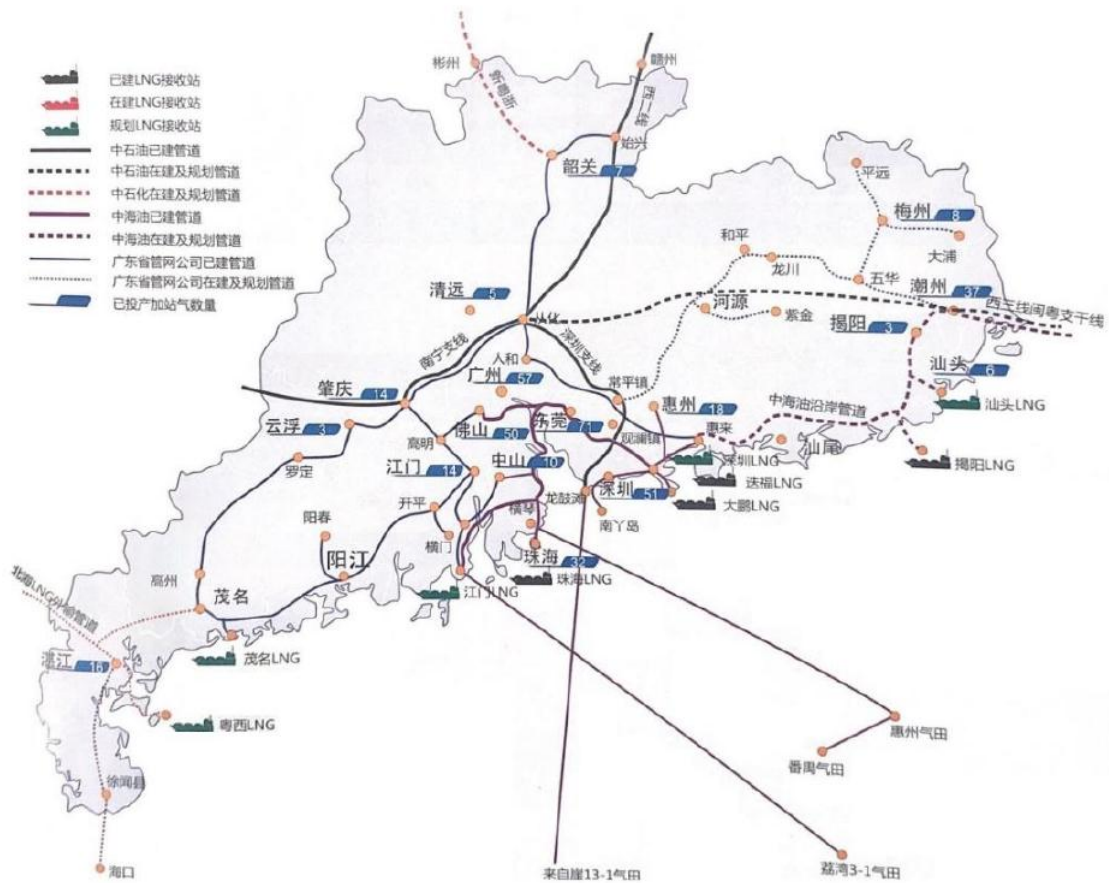


图 2-4 广东省管网示意图

广东省内的天然气管网可分为两大类，第一类是上游气源方的外输管道，如深圳大鹏 LNG 的外输线、中国海油海气上岸的管网、中国石油西气东输线。目前上游气源方的外输管道承担了主要的省内天然气输气量，中国海油的大鹏和迭福 LNG 接收站合计拥有超过 1000 万吨/年的接收能力，每年接收天然气总气量可达到目前广东省用气量的近一半。未来随着闽粤支干线、新粤浙管网的投产，上游气源方的外输管

道量将进一步扩大。第二类是省级长输管网，即广东省管网公司。“十一五”期间广东省天然气市场的供应能力和消费规划进入规模化发展阶段，为保证广东气源供应，提高下游用户的议价能力，协调天然气产业链发展，防止管网重复建设，促进市场开发，在广东省人民政府积极倡导下，以“全省一张网，总买总卖”的模式，于2008年3月由中国海油、中国石化、粤电集团出资组建成立广东管网。在2017年股权结构调整后，广东省天然气管网公司股东为粤电集团（28%）、中国海油（26%）、中国石油（23%）、中国石化（23%）。省管网公司的主要任务是建设和运营省主干管网，形成“全省一张网”；同时作为独立运营的公共平台，为各类气源和省内用户提供代输服务。为促进资源价格的竞争，形成多资源供应、价格合理的供应格局，广东管网不断推动粤东西北天然气利用和经济发展，力求通过“同网同价”，达到“以丰补欠”。广东省天然气管网一、二期工程已建成并投产，管线全长619公里，目前已通达11个地级市。广东省内其它6个天然气主干管网项目共839公里，计划2020年底建成，在与已建珠三角内环管网互联互通后，将形成以珠三角为中心、向东西两翼和北部延伸、通达全省21个地级市以上的天然气输送网络。

广东省天然气定价同样由省内主管部门制定。2018年8月，广东省发展改革委发布的《广东省发展改革委天然气管

道运输价格管理办法》中，调整已有定价方法。由原来运用建设项目财务评价的原理监管管道运输价格为主的定价方法，调整为按照“准许成本加合理收益”的原则定价，即在核定准许成本的基础上，通过监管管道运输企业的准许收益，确定年度准许总收入，进而核定管道运输价格；准许收益率一般按管道负荷率不低于 60%时取得税后全投资收益率不高于 8%的原则确定；同时，该办法规定“同网同价”，考虑到欠发达地区离天然气资源项目较远，若采用距离定价，欠发达地区管输价格反而会高于省内经济发达地区。

2018 年 12 月，广东省人民政府发布《广东省促进天然气利用实施方案》规定，省主干管网由广东省天然气管网公司作为独立运营的公共平台，负责建设和运营管理，为各类气源和省内用户提供代输服务，收取合理管输费。委托省管网公司代输的电厂用户、其它工商业用户的含税管道运输费为 0.15 元/立方米、0.20 元/立方米；省天然气主干管网可以实现供气的大用户，城镇燃气公司不得以“统购统销”和“代输”等名义增设供气环节，推动城镇燃气企业的整合重组，减少供气层级；该方案规定已利用管道天然气的城市需要核定独立的非居民配气价格，原则上城镇管道天然气综合购销差价不得超过 1 元/立方米。结合省发展改革委的定价指导，各市调整天然气价格：比如广州 2019 年 6 月调整了市区内管道天然气配气价格及非居民销售价格，非居民用气

配气价格以 0.81 元/立方米为基准，供需双方以基准价格为基础，在上浮 20%下浮不限的范围内协商确定具体价格，非居民销售价格最高售价为 4.15 元/立方米。深圳市对于非居民用气的配气价格以 0.79 元/立方米为基础，电厂用气配气价格以 0.18 元/立方米，非居民销售价格最高售价为 4.39 元/立方米，而对于居民生活用气则根据用气量梯次定价 3.50-5.25 元/立方米不等。

广东省天然气管网公司可以归为允许代输型的省管网公司，广东省一方面赋予广东省天然气管网公司买卖气的权利，另一方面，广东省内发电、工业等具有一定规模的大用户也可选择直接与供气商签订合同，由省管网公司提供代输服务，收取管输费。根据《广东省促进天然气利用实施方案》指导，各类管网应按照以用户为中心、合理就近供气的原则，降低输气成本。省主干管网尚未通达但国家主干管网已通达的区域，经省能源主管部门同意，可由国家主干管网就近向大用户供气，原则上直供专线不再额外收取管输费用，而省主干管网已通达的城镇区域，可由省主干管网就近向大用户供气，各级管网应互联互通，互为补充。至此，广东省已逐步形成“多张网”的天然气管网格局：一方面中国海油 LNG 气化管道直供珠三角形成闭环内统购统销和直供、中国石油直供深圳而其余地区省网代输，另一方面广东省管网在气源供应商与用户直接签订购销合同的情况下，提供管网运输服

务收取代输费。在实际执行中，代输的模式与管道运营相关天然气销售主体的利益存在冲突，执行并不顺畅。

总体来看，广东省管道相对比较发达，气源也比较丰富，改革方向主要是落实目前规划的省主干管网建设，同时积极推进电厂、工业园区等大用户供气专线建设。面对未来天然气供应量逐渐增加的情况，广东省也将支持城镇燃气配套设施建设及改造，提高农村天然气通达能力，引导城乡居民因地制宜使用天然气，在符合条件的工业园区和产业集聚区有序推进天然气集中供热建设，压减煤炭消费。2019年7月，广东省推进粤港澳大湾区建设领导小组印发了《广东省推进粤港澳大湾区建设三年行动计划（2018-2020）》，明确提出推动在广东省设立区域性天然气交易机构。

值得指出的是，广东省网在下一步的改革中，同样面临国家油气管网公司将成为其大股东的问题，同时由于省内还存在其它管网主体，利益关系并未理顺。广东的市场化改革政策也需要与中央政府充分协调，才能顺利推动。

（四） 市场结构存在的问题

1、 资源供应方主体有限

我国天然气市场供应方仍以三大石油公司为主，尽管非油企业和民企供应量在稳步上升，短时间内仍难以撼动现有市场格局。2019年中国石油天然气供应量为1824亿立方米，

一己之力供应了中国 2019 年天然气全年消费量的 59.5%，尽管市场占有率比 2018 年下降了 2 个百分点，但垄断地位短时间内仍旧无法改变。LNG 接收站方面，中国海油旗下接收站总接卸能力占到全国 43%，紧随其后的中国石油和中国石化分别占 26%和 17%。2019 年，三大石油公司共供应了天然气全年消费量的 90%，拥有 LNG 市场 86%的接卸能力，进口了 87%的 LNG。其它天然气供应商仅有新奥、九丰、广汇等少数民营公司拥有 LNG 接收站及进口输气管道。国内非常规气方面，虽然有部分民营主体开始参与勘探开发，但体量非常小，而且基本尚未形成独立供气能力。

2、 基础设施第三方准入有待落实

随着国家油气管网公司的成立，干线管网间的缺乏互联互通有望得到改善，但由于资产交接需要时间，可能还需一定时间才能形成长输干线管网“全国一张网”的顺畅运营。由于部分地区干线管网和地区管网之间有多重利益诉求不能达成一致，如部分地区“全省一张网、统购统销”等模式，与国家油气管网公司需要找到合适的融合模式，短期形成无缝连接难度较大。目前管网等基础设施的第三方准入具备了更好的基础，实践中开放案例也会增多，在国家油气管网公司成立的背景下，各地有关部门对基础设施第三方准入有了较为清晰的认识，但落实的办法仍待出台。

需要指出的是，传统的管输费点对点费率设计，以及复杂的计算方法并不利于新进入者使用提前基础设施。同时，对于管道等基础设施使用者，或者说托运商的责权利规定也不明晰，需要建立托运商与管网协同运作的新模式，这些制度的不明确也影响了第三方准入的推进。

3、 基础设施能力总体紧张

中国的天然气管道总量相对不足，平均每平方公里国土面积仅有不到 8 米的管道长度，是美国的不到 1/8，是德国的不到 1/10。基础设施的不足，客观上也限制了第三方准入，给天然气改革也带来了挑战。

中国的天然气消费季节峰谷差很大，因此对储气库需求也比较高，但中国已有的天然气储气库容量远低于国际平均水平，也一定程度引起了供气安全的担心。资源供应充足、基础设施富余是市场化竞争的有利条件，目前看基础设施的紧张也将构成对改革推进的压力。

国家油气管网公司成立后，新建管道项目决策条件发生变化。管道由油气产业链中的一个环节，成为管道公司的主营业务后，外部环境发生了很大变化，新建管道项目在决策上面临较大挑战。在欧美都设立了基础托运商（Anchor Shipper）这一市场角色，即指愿意为新建管道项目购买长期预定容量的托运商。新建管道需确保一定的输送需求才能

启动，基础托运商的承诺对于管道公司进行最终决策和项目融资来说至关重要。目前，我国尚缺少对这一方面的研究和探索，这也给加快油气基础设施建设带来了一定难度。

4、 交易中心难以反映真实市场供需

上海、重庆的石油天然气交易中心是我国推进天然气价格市场化发现功能的重要组成部分。尽管已经运行了几年的时间，但目前供需关系体现的价格仍未能成为主导。现行市场交易仍然主要以政府公布的门站指导价作为参照，还存在线上交易是线下交易的简单延伸等不足，导致线上交易不够活跃、交易价格参考作用有限。

受限于上游气源供应商有限的现状，目前买卖双方话语权严重不对等。根据下游企业反馈，交易中心主要作用为竞买高价气，成交价格往往高于部分企业的可承受范围；有时因合同气量不够，交易中心竞拍气量也严重不足，导致下游企业无法获得所需气量。目前来看，由于线上交易价格高于线下市场，短期内交易中心仍然难以形成反映国内市场真实供需的基准价格。缺乏基准价格，也就无法更有效的发挥我国作为天然气消费和进口大国的优势，在国际天然气市场上也难以提升议价能力和定价权，吸引更多贸易商参与交易。现货交易的成熟也是支撑期货交易的前提，从而进一步发挥市场的价格发现功能。

值得指出的是，交易中心和交易枢纽是两个不同的概念。

交易中心或交易所（trading centre 或 exchange）是不实际运营交易枢纽等物理设施，而负责指定交割地点并设计合约，只做交易撮合的合约交易场所，例如纽约商业交易所，上海石油天然气交易中心、大连商品交易所等。

交易枢纽（trading hub）是允许天然气作为气体商品的合约进行实物交割的管网设施，例如美国的亨利枢纽（Henry Hub），英国的统一天然气管网，荷兰的高压和中压统一管网，浙江、四川、广东等的统一管网等。

目前全国各地有不少地方都在启动或准备启动建设自己的天然气交易中心，这里有必要厘清这两个概念，良好运行的天然气枢纽是天然气交易中心健康发展的前提，是不是有必要都建立交易中心是一个值得研究的问题。理论上讲，只要有交易枢纽，在任何其他地方的交易中心都可以基于该交易枢纽设计合约实现异地交易。同时，要注意到，天然气交易枢纽是一步步发展形成的，与该区域的天然气消费体量、基础设施覆盖及联通程度等市场条件息息相关。

5、管输定价难以还原天然气商品属性

尽管各级政府多次核算管输价格，但由于气源供应方采取资源池策略，各地下游企业购气价格仍以门站价为基准进行调整。门站价反映了不同来源、不同运输距离的各类汇聚气源中五花八门的气源成本和管输成本，是一个加权平均的

“黑箱子”概念，也就无从拆分定价中天然气的输送价格和真实成本价格占比，为后续推进用户付费由门站价转为“气价+管输费”带来挑战。

由于国内部分气源供应商长协价格长期和门站价倒挂，需要用混合低价气源或长协卖高价等策略填补亏损。如果不能平衡好各方利益，气源供应商短期内将缺乏各个气源单独报价的动力，用户采购价格也将较难反映天然气作为商品的应有价格。

6、 天然气计量计价方式亟待转变

虽然天然气主要成分都是甲烷，但会因气源不同含有乙烷等高分子气体和其它成分，导致不同组分的天然气热值有所不同，这对于居民用户而言并不敏感，但对于发电企业和工业用户而言差异很大，因此天然气按热值计量和计价是在国际天然气市场上普遍采用的方式。

我国长期以来采取体积计价方式，这也是因为气源相对单一，但从国际市场进口的天然气，全部采取按热值计价的方式，在价格公式中普遍采取了与 Henry Hub、NBP 挂钩，或者与布伦特、WTI 等国际原油价格基准挂钩的方式。即使从中亚国家进口的管道天然气习惯上采取以立方米为单位的体积计价方式，在进口合同的定价公式中依然采取与国际接轨的热值计价方式，然后在国内市场按照一定的方式将热

值计价采购的天然气转换折算为按体积计价进行销售。这样的反复折算一方面易于产生折算损耗，另一方面也不利于市场建立清晰的概念。

以“热值”计价不仅更好地反应客户需求，而且能够提高管容有效利用率。体积计价使得供应商往往在高热值气源里添加惰性气体，拉低高热值气源的热值，来面对与低热值气源的竞争。有限的管道容量本应该用来运输有效能源，却因为不合理的计量方式，导致管容浪费在运输惰性气体上。

美国天然气贸易 20 世纪 70 年代末才逐步由体积计价转向用热值计价，最初是以“离线热值”计量方式为主：通过在管道输入口和输出口采集样品，并将气体样本送到实验室进行气相色谱分析，从而确定天然气的成分/热值。现在很多管网开始使用“在线热值计量”法，即将气相色谱和流量仪装在管线通路上，进行热值的在线测量。只要在一些关键输气网络的节点上进行热值测量，就能保证该节点到最终用户的天然气稳定热值。在美国并不要求所有下游用户都安装热值计量仪，比如居民用户仍然使用体积计量方式。只有对热值比较敏感的企业，比如发电企业可以自主选择是否安装热值计量仪。这也为我国探索如何在气源热值计价、与计量设备更新成本之间取得平衡具有一定参考价值。

按照天然气市场化改革的要求，建议尽快完善相关标准体系及计量规范，强制实施热值计价方式，逐步建立起公平、

合理的天然气价格体系，促进公平交易。

7、 缺乏有效的市场设计

天然气市场化改革面临的主要挑战，都与一个问题有着深刻的内在联系：缺乏有效的市场设计。

目前从全国范围的骨干管网来看，我国的天然气市场主要基于的是点对点交易为主的市场模式，不同的省区按照自己的实际情况，有更加多样化的市场设计模式，有前面所述的“统购统销”，也有“一省一价”，也有像四川地区那样按照“邮票制”全省管网运费均一收费等各种模式，但更多的仍然是基于点对点的运距收费模式。

按照这样的市场框架，天然气跨省的管输定价基本上也采用点对点模式，不存在多对多的规模交易问题，与原来的一体化发展模式相适应，但在新的市场化框架下，这种点对点的市场设计无法支持规模化的交易，导致了市场的碎片化，也很难形成竞争性的市场。

在国家油气管网成立以后，如何设计有效的市场结构，统筹全国和地方利益，实现多对多的交易，并且有利于新进入主体简便地开展业务，是关系改革成败的重要一环。

三、国际天然气市场设计经验

（一）国际经验对中国天然气改革的启示

国际上各国天然气市场市场化启动时间各不相同，市场化路线也因各国市场情况基础不同各不相同。但是，市场化的目标是一致的，即通过培育竞争性的市场环境和增强市场中的流动性，让终端用户受益。在破除垄断、形成竞争性的市场环境后，供应商可自主选择消费者、消费者也可自由选择供应商，从而从量和价的角度，协助消费者享受到最优的资源配置。破除垄断这一过程需要产业各利益相关方参与，根据实际情况分为多个步骤培育市场竞争氛围，逐渐形成一套可覆盖市场各个方面的落地方案。

1、国际天然气市场开放的共性

国际上开放的天然气市场化有着基本的共性特征，包括一个受监管的市场框架，多元的市场参与主体以及主管部门在市场化过程中的积极参与和转变。

一个受监管的市场竞争环境是市场开放的基础，监管措施包括确保天然气管网的公平准入、引入第三方对准入措施进行监督和促进市场化定价。为了确保天然气管网的公平准入，一般需要对上下游一体化企业的天然气销售业务和管输

业务进行拆分，针对管输环节确定合理的收益率，推动独立的管输系统运营商发展。

多元的市场参与主体是市场开放的核心。需要对供需主体和基础设施运营商提供足够的激励以促进竞争，进而扩展市场的流动性，避免出现价格扭曲。为了确保足够的市场流动性，就需要管网容量能够充分对第三方开放，以便在市场需要的时候提供新的竞争主体。纯交易商、金融机构等其它机构的参与也创造了非常重要的价值，因为他们可以提供信贷融资和对冲等关键的市场补充服务。

为营造一个良好的市场环境，鼓励更多不同属性的机构参与市场发展，主管部门需要在过程中起到主导作用，从直接市场决策人转变为通过独立机构对市场进行引导和监测。可参考的重要措施包括设立天然气商品的交易平台，确保其中产生的价格可以较好地反映当前和未来的市场状态；逐步放开各批发环节价格管制，包括商品成本、服务费用和商业利润等（但不包括管输费），用市场的力量确定各个环节合理的价格和收益；建立合理的管网监督机制和反垄断机构，确保出台一套完善的管网管理规则和与之配套的透明公正的投资机制，以便引导更多资金参与市场建设，促进未来增长。

北美和欧洲的经验表明，建立功能完善的成熟市场是一套耗时较长的系统工程，需要一些时间和举措才能使消费者

受益。我们应意识到天然气市场化改革的复杂性与长期性，走出一条符合我国实际的改革道路。

2、 中国天然气市场设计没有可完全照搬的模板

美国、欧洲和其它一些国家已经建立了较为成熟的天然气价格市场化形成机制和天然气现货交易枢纽，后续又在现货交易的基础上发展出了天然气期货等金融衍生品交易，并最终形成了天然气期货交易市场、场外交易市场等衍生品交易市场。通过一系列的天然气市场改革，这些国家优化了天然气市场的资源配置，为天然气市场保持高质量发展打下了良好的基础。

尽管欧美等国所发展出的交易方式、交易工具及所在市场的天然气资源配置解决方案对其它国家有借鉴意义，发展中碰到的经验和教训可以为我国所参考；但是也需要看到，由于各国的资源条件、市场基础及天然气管管理体制有较大区别，我国的市场化之路只能参考，不能照搬。

与美国模式的对比：

美国天然气市场与中国有不少相同之处，如地理跨度较大、气源地和消费中心距离较远、天然气消费量总量较大、自产气规模大等。

同时，美国天然气市场高度互联，市场参与者超过数千

家，仅上游就有从小型独立生产商到大型跨国油气公司的分公司等大大小小的气源提供方参与供气，下游包括不同规模的配气公司、独立交易商、大型的终端用户等，这些参与方都可以无差别使用已有的天然气管道基础设施。

目前中国上游市场参与方仍主要为三大石油公司。虽然页岩气已使用独立招标模式，LNG 进口企业数量也在不断增加，但能够提供资源的企业依旧较少，资源供应的多元化进程仍然相对缓慢，仅有个别省份实现了气源多元化供应。同时，中国的天然气管道仍处在高速发展阶段，管道容量并不十分充足。同时孤岛式的区域气源和 LNG 接收站仍然存在，具有互联互通和双向输气管道的枢纽站较少，这也使得额外气源和富余 LNG 接收站容量无法得到有效利用，制约了类似美国多对多交易市场的形成。

此外，在美国实行管输和销售业务分离后的近 30 年间，干线管网总里程仅增加了不足 4%。而中国目前干线铺设里程仍低于规划，总里程仍不足美国干线里程的 1/4。这些基础设施差异决定了中国天然气市场的发展无法照搬美国模式。

与欧洲模式的对比：

欧洲部分国家的天然气行业体制和中国较为相似。如起初大多数国家只有 1-2 个自然垄断的天然气管道运营商，需要大量进口天然气等。同时，欧洲的一些国家也在推行进一

步市场化的过程中。

欧洲和中国最大的不同点在于国土面积较小，使得创建一个高度互联的管网系统并建立虚拟交易枢纽、保障“一国一价”有实现的可能性。由于中国国土面积远大于欧盟内的单个国家，中国不可能仅建立一个虚拟交易枢纽。但是，欧盟的交易模式对于中国一些省份来说值得借鉴，尤其是对气源多、基础设施较为完善的省份形成反映地区供需的价格有很高的参考价值。

3、 天然气改革需要新的市场模式

在我国现有的天然气基础设施条件下，全国各地天然气市场结构十分复杂，不同地区之间市场化程度不同。美欧等国家天然气市场化改革经历十年才有所成效，我国也需意识到改革不可能一蹴而就，而是需要尊重市场意愿，不断优化提升的过程。不过，随着市场化改革的不断深入，一个更加透明和市场化的中国市场将给国际油气公司更多信心，将有助于中国气源的多元化。随着上游天然气供应方的数量增多，交易中心的流动性也将不断增加，也会协助我国在国际天然气市场中掌握更多的定价权，为我国天然气事业高质量发展展开新的篇章。

从国际上看，实行天然气市场化模式较为成熟的市场，主要的市场设计代表是美国的实体枢纽和欧洲的虚拟枢纽。

尽管其模式表面差异很大，但其实质都是要构建一个多对多的交易模式，从而实现市场化的定价，具有较大的相通性，其本质是一样的。

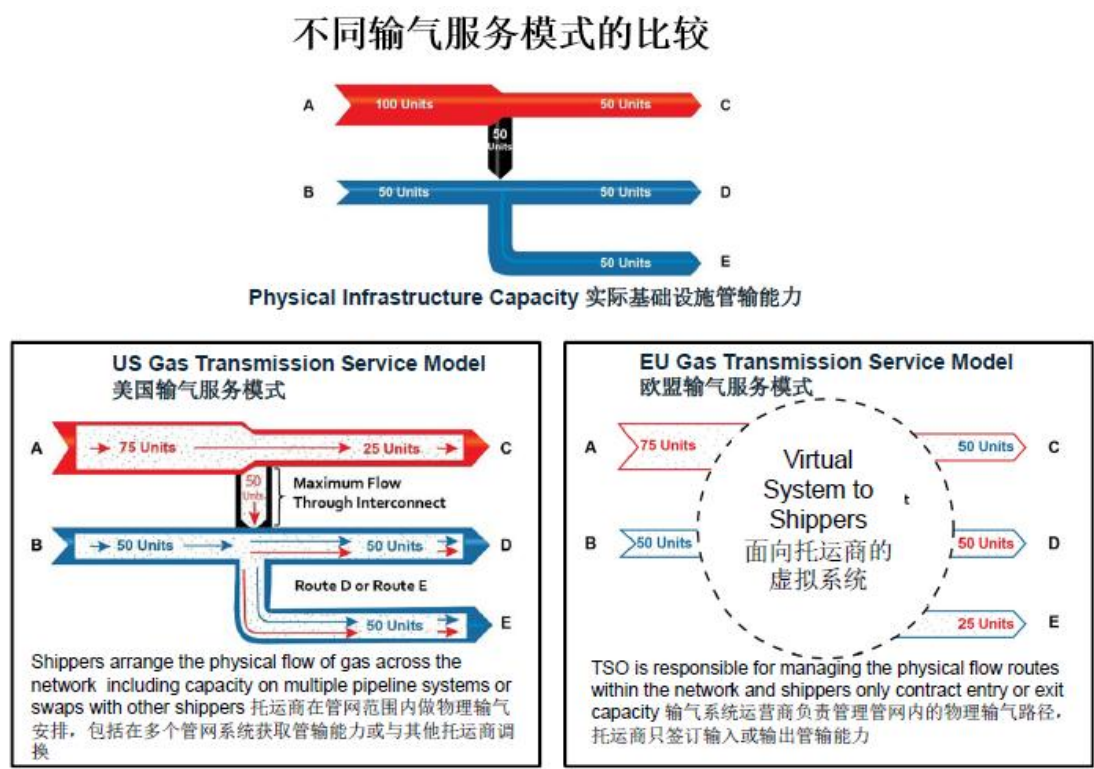


图 3-1 欧美不同输气服务模式的比较

上图是不同输气服务模式的比较，美国输气服务模式主要为实体交易模式，而欧盟主要为虚拟交易模式，相关的具体细节会在下一部分展开。

（二） 国际参考——美国实体天然气交易枢纽

美国天然气市场活跃度较高，在其开展天然气市场化改革之初就拥有数以千计的市场参与者，包括上游天然气公司、

地方配气公司、独立交易商、大型终端用户等，改革完成后这些公司都能公平地使用基础设施。美国并不是真正意义的“点对点”的交易模式，准确地说是“区域对区域”的物理交易，这些区域包括生产区和消费区，根据市场情况划分为多个区或带。其主要目的是为了扩大市场交易规模，管道公司也相应大大简化管输费率，从一个区到另一个区基本就是一个价格，这样天然气交易成交价格就不会受制于管输费的影响，从而拓展了交易规模。

1、 实体交易枢纽简介

实体交易枢纽发源并广泛应用于美国。实体交易枢纽是指于具体地点的天然气定价和交割设施，包括输气管网及储气库、LNG 接收站等配套设施。美国早期的实体交易枢纽选择建在多条管道的交汇点，后来部分管道公司转变经营方式，将整条管道或一段管道建成实体交易枢纽，枢纽内运输费率保持一致，排除了地点对于气价的影响。美国目前一共有 24 个交易枢纽，其中最具有影响力的是 1988 年成立的亨利枢纽（Henry Hub），该枢纽是纽交所天然气期货合约指定的交割地，其价格是北美天然气交易的基准价，在全球天然气贸易中有着重要的影响力。

2、 管道市场结构设计

美国天然气管道根据区域来分可以分为州内管道和州际管道，其中州际管道为 39 万公里，占长输管道总长度的 71%，州内长输管道占剩下的 29%。美国天然气市场处于完全竞争状态，所有天然气企业均为私营公司，排名前 30 的大型天然气公司拥有约 75%以上的州际管道。金德摩根(Kinder Morgan)是北美最大的中游管道公司，也是美国最大的天然气管道和储气库运营商，拥有全美天然气管道总长度占比超过 28%。管道公司通常将其管道系统划分为较小的部分或区段，这有助于其运营和简化天然气运输价格计算。管道运输价格通常按照所跨区段来计算，而不是具体的接收和输送点。

管道公司可以提升其部分管道系统成为枢纽或市场交易中心。枢纽可以是某条管道连接天然气加工厂或储气库的一小段、与多条其它管道交汇的一长段管道、或一整条管道。亨利枢纽(Henry Hub)位于美国中南部路易斯安那州 Erath，属于塞班管道(Sabine Pipeline)的一小段，但是却与其它 13 条天然气管道、1 个储气库和 1 个天然气加工厂(目前已关闭)交汇，构成了其得天独厚的定价交易枢纽的优势。

管道系统通常划分为多个区域或分段，有助于运营并简化管输费确立。某管道系统会跨越几个交易枢纽，每个枢纽内都会形成相应的接受和交付点。下图为美国金德摩根比较有名的 NGPL 管道系统中某一枢纽的接受及交付点，其区内的干线管输费率是一致的，这样就使得这个区内的天然气资

源都可以平等地参与市场竞争，而不再因为距离的远近而在市场上有所区别。同时，不同区域间天然气流动的管输费也是一目了然的，脱离了具体管输路径和管网运行调度的限制，也更有利于区域间天然气的自由流动和不同气源间的充分竞争。

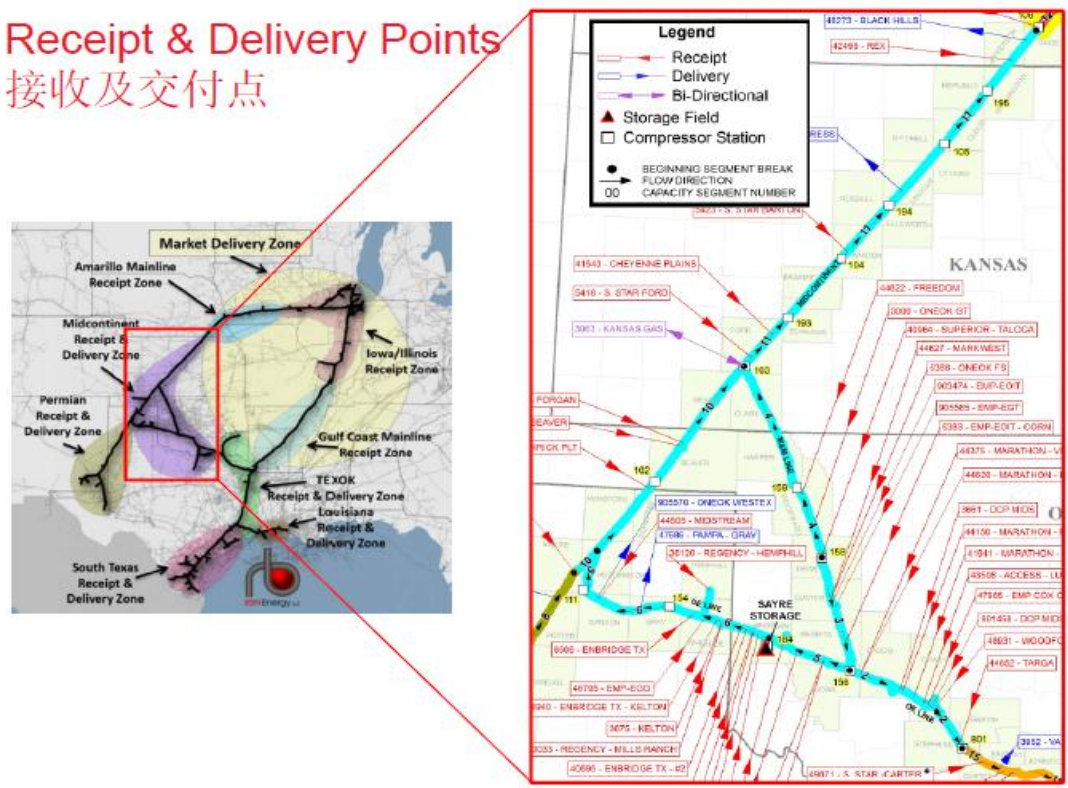


图 3-2 美国 NGPL 管道区域划分示意图

值得指出的是，美国也并不都是实体交易枢纽的模式，比如南加州天然气公司（SoCal Gas）管理着整个南加州内的天然气管道系统，超过 90%的天然气是从其他州通过跨州

管道输入的。只要进入南加州天然气管道系统的天然气都会按出入口法收管输费，并没有具体的枢纽，无论接收点和交付点的具体位置在哪，管输定价一致。因此，南加州天然气管道系统的所有交付点相当于组成了一个统一的虚拟枢纽中心，类似欧盟的设计。这充分说明了美国的天然气市场设计是非常目标导向的，并不拘泥于某种具体模式。下图为南加州天然气管道的大致布局，紫色区域为虚拟枢纽部分。



图 3-3 美国南加州天然气管道示意图

在市场化的环境下各个交易枢纽的天然气交易价格，可以作为基础设施投资需求评估的一个重要参考。即：如果某

个区域天然气指数明显低于或者高于另一个区域，很大可能是由于管输及储存能力不足。以美国 2016-2018 年纽约商品交易所公布的各区域天然气价格图表为例，位于西德克萨斯州的 Waha Hub 的交易价格明显低于其他区域，这是一个增加管容的信号。这使得管道公司决策在 2019-2021 年建设三个位于西德克萨斯州天然气管道建设项目：Gulf Coast Express pipeline（2019 年 10 月启用）；Permian Highway Pipeline（预计 2021 年 1Q 投入使用）；Whistler Pipeline（预计 2021 年 3Q 投入使用）。



图 3-4 区域价格的不平衡也是新建管道需求的信号

中国的天然气管道资源相对与需求来说，还非常缺乏。通过天然气区域市场价格差作为管道基础设施建设的参考，可以将有限的资金投入有效管道增容项目里去，确保基础设施项目投资效益。

3、 管道监管

美国州际管道的监管主要由联邦能源管理委员会（FERC）负责，其主要责任包括监管州际管道的定价机制和管道的建设以及投产审批。FERC 最早成立于 1977 年，自建立起就作为独立机构运营，不受政党、总统和国会的影响。FERC 根据“公正合理”和“不过度歧视或优待”的标准判断费率、条款和条件。2017 年，FERC 共有 1480 名员工，主要由律师、工程师、经济学家、环境学家、地质学家等构成。除了 FERC 外，美国国家环境保护局（EPA）对管道建设的环境影响进行评估，作为 FERC 新管道认证过程的一部分。而美国交通部下的管道及危险品安全管理局（PHMSA）管道安全办公室对管道全生命周期的安全标准进行制定和监管。州内管道一般交由州内的公共事务委员会负责管道的监管（除去几个州比较特别，例如德克萨斯州的监管机构就是本周的铁路委员会）。

4、 定价机制

美国州际交付天然气“门站价格”由天然气商品价格和州际管输成本组成，其中商品价格由现货或期货交易形成。FERC 核定州际管道的准许费率分别按以下两步：一是根据“准许成本加合理收益”核定管网企业在下阶段允许获取的

收入；二是通过设计费率结构，来确定准许收入该如何在不同地区、不同用户间分配。由于美国管道公司众多，如果一个客户要把天然气从一个地方运送到另一个地方，需要在途经所有天然气管网公司分别预定管容。下图为美国金德摩根下 NGPL 管道系统最高不可中断输气费率的展示，该管道系统跨越了几个交易枢纽，而区域之间的管输费用由固定的预留费率和可变的商品费率构成。

从美国的长输管道费率定价机制，也可以清晰地看到其天然气市场设计具有明确的“区对区”特征，像是我们的公交车票，这样就可以把不同区内的供应或需求都纳入尽量形成规模化的多对过交易。

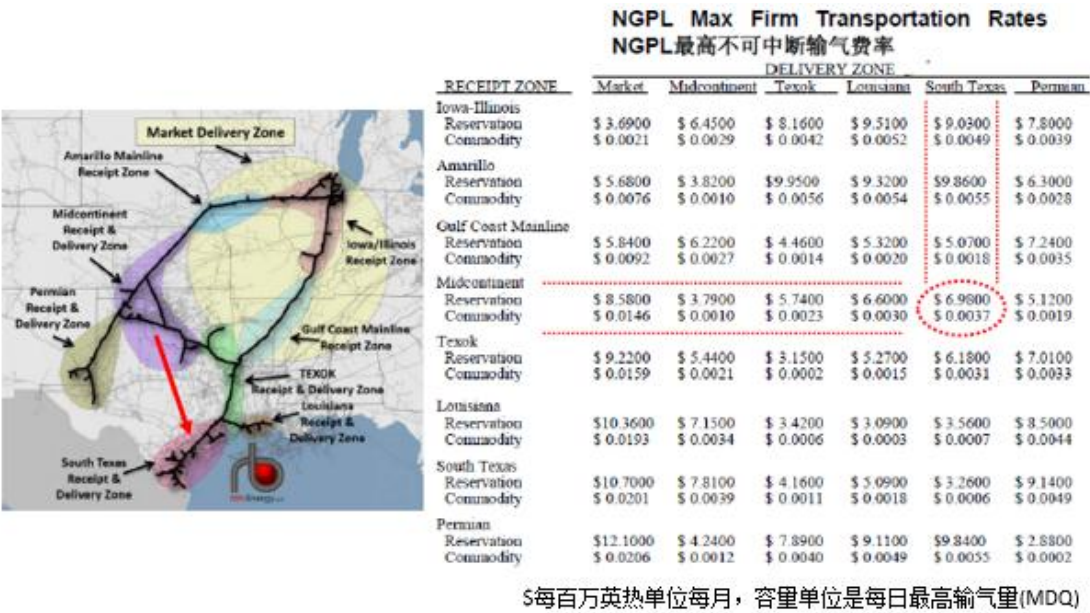


图 3-5 美国 NGPL 管道费率设计示意图

美国的新建管输价格由基础托运商（Anchor Shipper）

和管道公司共同商定，基础托运商往往享有较低的市场化费率。管网公司在锁定基础托运商后，将按照 FERC 公布的程序公开询价，并依照法定的收益率确定价格。其管容价格也可以通过挂牌拍卖确定，管道公司把管容卖给出价最高的买家，但拍卖的最高价不能超过由 FERC 制定的费率天花板，如果拍卖至最高费率仍供不应求，则采用按比例分配原则，即按照所有提交用户的需求量，按比例分配，用户最终的总管输费为竞拍量和相应费率的乘积。

5、 管容交易方式

管容一般分为合同运输方式或普通运输方式，合同运输是指用户签订合同购买一段时间内一定数量的管输能力（“固定能力”），并且无论他们是否使用这些能力，都支付这些能力的费用；同时，管道企业要确保这些用户可以使用其预定的能力。如果一条管道的所有能力都已签订了购买合同，那么新的固定能力的潜在用户只能排队等候，直到现有用户放弃其签订的能力。采用合同运输方式的管道设施要按订单建设，即只有在托运商愿意签订合同为新运输能力付费的时候，新管道才会开始建设。

另一种是普通运输方式的合同，是指在管道建设前，并没有签署购买合同的运输方式，而是管道建成后临时产生的运输方式。这种情况下，用户无权获得稳定的、预先规定的、

一定数量成本的管容。

在管容交易中，所有的管容交易信息都需要在各个管道公司的电子公告牌上进行公示。一次管容是直接从管道公司购买的管容，二次管容是购买者进行二次转售的管容，美国的二次管容市场要求买卖双方必须通过管道公司的电子公告牌系统对外公告，不可以双方私下协定。

6、 美国天然气市场发展改革历史

美国天然气管道最初是运销一体化的，管道公司直接将生产的天然气买断，并通过自身管道销售给地方分销商，由于管道高度垄断的特性，该模式导致天然气终端价格定价不透明，消费者承担过高的费用。1938 年，美国联邦政府颁布《天然气法案》并成立联邦动力委员会（FPC）实行对州际管道的监管，但是由于并没有对涉及天然气供应的业务进行监管，结果使得生产端的成本提高通过管道公司的捆绑式销售转移给了消费者。1954 年，最高法院通过了《菲利普决议》将井口价格纳入 FPC 监管，但是 FPC 设定的井口价长期维持不变严重抑制了天然气生产商增大开发的积极性。

1978 年，国会颁布《天然气政策法案》希望通过按类分阶段放开井口价格监管实现市场决定价格的目标。对于已经签订长协的存量价格仍维持不变，但增量部分的气价逐渐放开，预计到 1985 年天然气上限价格与届时的市场价格一致，

从而完全放开价格管制。同年，FERC 取代 FPC 成为美国州际管道的监管者。

1992-1993 年，《636 号法案》明确要求管道公司彻底拆分运输和销售业务，无条件向第三方提供管道和储气服务，FERC 对于管道公司收取的运输费进行监管。随着天然气市场的逐渐放开，很多市场交易枢纽逐渐在不同管道的交汇点形成，市场交易枢纽数量的增加也带动了更多管道公司新增管道，以此来提升已有管道的价值。随着交易量逐渐增大，买卖双方开始对价格透明化提出了更高的要求，而天然气纸货和期货市场的发展也进一步推动了交易中心价格标准化和透明化的形成，以 Henry Hub 为首的定价体系也逐渐形成。

自 20 世纪末以来，美国天然气市场进入了以用户选择为主导的新阶段，这一阶段的特点是天然气分销模式的运销分离，即用户直接从生产商或者其它中间商处购买资源，地方分销商将更多地承担代输服务。进入 21 世纪以后，美国页岩气革命成功使天然气生产成本大幅下降，页岩气产量迅速攀升，天然气价格下降进一步刺激了消费。回顾美国超过 70 年的天然气监管和改革历史，很多监管政策是针对当时出现的市场问题而制定的。但是长期来看，改革都是为了让天然气商品价格更加公平合理，并保持合理的管道建设盈利性来推动更多商业驱动的管道建设。

（三） 国际参考——欧洲虚拟交易枢纽

欧洲大多数国家是自然垄断的天然气管道运营商，改革初始阶段天然气供应商也多是寡头垄断。因此，欧洲探索了与美国不同的天然气市场化设计，有明显的“自上而下”特征。值得指出的是，欧洲各国的天然气市场化改革程度不一，不少国家仍在继续推进改革。

1、 虚拟交易枢纽简介

欧洲主要以虚拟交易枢纽为主。虚拟交易枢纽是人为划出的一定地域及地域范围内的天然气管网和储气库、LNG 接收站等配套设施，设施内部的天然气管网互联互通，交易可以在管网内部的任何一点发生，与具体所处位置无关。在英国脱欧前的欧盟 28 个国家里，已经建立大大小小的枢纽共 21 个，但是比较活跃的只有 10 个。其中最为成功也是最为成熟的是英国 NBP 枢纽和荷兰 TTF 枢纽。2018 年 TTF 和 NBP 两家的交易量已经达到了欧洲所有交易枢纽天然气交易总额的 87%。作为虚拟枢纽的交易平台，NBP 和 TTF 都是在统一管网的基础上，围绕着管网的气体压力平衡而设立“入口-出口”制度的天然气交易平台。

英国 NBP 枢纽建于 1996 年，范围包括英国国土内的整个高压输气管网（NTS），由英国国家管网公司的天然气分公司负责运营。NBP 是欧洲历史最为悠久、也是流动性最强的

天然气市场枢纽之一。NBP 平衡点建立的初衷是为了保证整个国家管网系统的天然气平衡。荷兰 TTF 成立于 2003 年，由荷兰国家统一天然气公司建立。虽然诞生晚于 NBP 枢纽，但是 TTF 枢纽得益于 2009 年德国和俄罗斯天然气合同选择 TTF 枢纽作为参考定价，从而大大增加了 TTF 枢纽的流动性。

2、 管道结构设计

欧洲天然气设计模型是一个连接不同国家的“入口-出口”天然气输送系统，入口点是从国内生产、跨界进口、LNG 设施或储存设施接收天然气进入管道系统的实际点，而出口点是一般区域内的一个实际点或一组实际点，它将天然气输送给系统外的大用户、地方配气公司、储存设施和跨界出口商。由于欧洲国家的供应来源较为有限，总体上入口点数量远少于出口点数量。

管输系统运营商 (TSO) 既可以是私有也可以是国有的，TSO 不允许成为自有管道中的托运商。实物天然气可以运输到 TSO 管网内的任何地方，无论天然气实际需要通过多少管道区段进行运输，托运商都只需购买两份容量合同，一份是进气合同（向管网输入天然气），一份是出气合同（从管网中提取天然气），托运商不必规划从入口点到出口点的实际路线。TSO 负责通过其管网进行天然气的实际运输，并确定“出口-入口”点可提供的容量。

TSO 监控和优化实际天然气流动路线，并管理增量容量开发，以使其管网能够作为单一虚拟市场枢纽。大多数欧洲国家已经实现了单一 TSO 和单一虚拟市场设计。在单个虚拟枢纽的管网中，TSO 负责管理管网中的实物天然气流动，而托运商只负责进气和出气容量合同。

不同国家 TSO 间的互连点成为跨界互联，TSO 以捆绑产品的形式提供跨境互连的入口和出口点容量。在整个欧盟，有 44 个 TSO，相邻的 TSO 需要签订一些互连协议，规定相互合作和争端解决的规则。在欧盟，TSO 遵循欧盟集中规划指导，在整个地区开发相对统一的管道系统和枢纽。TSO 和管道的设计最终需要监管部门的批准。

3、 管道监管

欧盟层面设立了专门的监管机构-能源监管合作署（ACER）与欧盟能源监管会（CEER）。能源监管合作署负责制定“第三方准入”一揽子法规准则，协调各国能源监管机构（NRA），监督各成员国第三方准入制度的执行及等效监管，发展合适的跨境输气能力以满足市场需求等等；欧盟能源监管委员会是欧洲国家能源监管机构间进行合作、协调和交换信息的平台，也是欧盟委员会高层交流的主要平台。

作为各国能源监管机构，NRA 的主要目标是促进欧盟内部天然气市场的竞争、安全和环境可持续发展，向所有客户

和供应商开放有效市场，取消成员国之间的天然气贸易限制，促使天然气新进入者进入管网。NRA 设定或批准输配率的制定方法，设定或批准进入国家输配管网、平衡服务和跨境基础设施的条款和条件，对天然气市场的运行进行调查等。

根据欧盟发布“第三次能源改革关于欧盟境内天然气市场运营规则”指令（2009/73EC）和“天然气管网准入条件”指令（EC715/2009），建立了具有法律效力的、所有管道运营商必须遵守的“天然气管网运营法则”（network codes）。该法则包含管道容量分配、天然气平衡、不同区域之间的兼容性和数据交换、以及管输服务费等。指令要求专门成立欧盟天然气运输系统运营商协会（European Network of Transmission System Operators for Gas, ENTSOG）来完成此项任务。指令还要求各国的能源市场监管机构提供本国的天然气市场架构设计，来“支持透明而高效运营的批发市场”的产生。

4、 定价机制

在欧盟，TSO 拥有受 NRA 监管的可允许收益，即在其运营成本 and 资本成本上的一个合理收益回报。TSO 自行决定如何在入口点和出口点之间分配该收益。管输费的默认分配方法是 50%来自入口管输费，50%来自出口管输费。两种最常见决定管输费的方法是邮票法和容量加权距离法。在邮票法中，

将从入口费中获得的允许收入除以所有入口点的总容量，同样，将从出口费中获得的允许收入除以所有出口点的总容量，来确定入口和出口费。因此，这些入口和出口费对于每个入口点或出口点都是一样的，无论这些点离供应中心或需求中心有多近或多远。在容量加权距离法中，每个入口点都根据该点的技术容量和到系统中所有出口点的容量加权平均距离获得权重因数。每个入口点的入口费为从所有入口点获得的允许收入乘以该点的权重因数除以预订容量，这同样适用于每个出口点。

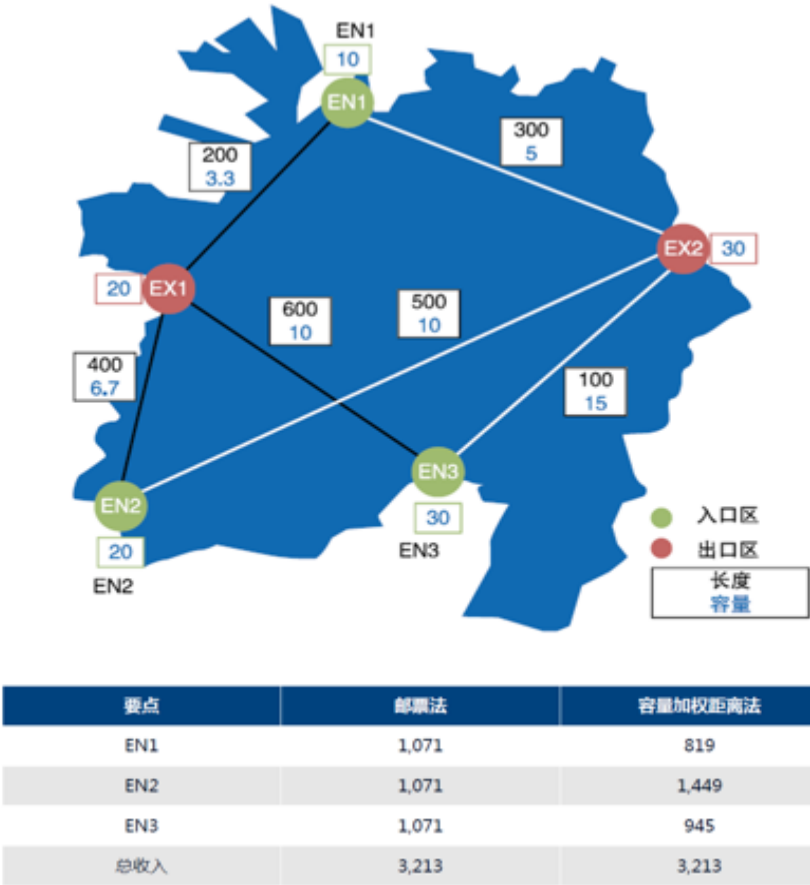


图 3-6 欧洲的出入口法费率设计示意图

上图说明了出入口计价方式的一个示例，显示了单个管

网中入口和出口点，并表示了这些点之间的距离（长度）和容量。如果本例中允许管道运营商从其入口点收取 3213 个单位的收入，那么按照加权法和邮票法，会有不同的管输费结果。

EN1 和 EN3 入口点更靠近出口点，容量低于入口点 EN2。对于 EN1，容量加权距离为 $(200 \times 3.3 + 300 \times 5) / (3.3 + 5) = 260$ ，对于 EN3，容量加权距离为 $(600 \times 10 + 100 \times 15) / (10 + 15) = 300$ 。EN2 的容量加权距离为 $(400 \times 6.7 + 500 \times 10) / (6.7 + 10) = 460$ 。这样每个点的费率是该点的容量加权距离与所有容量加权距离之和的比率乘以入口点的总允许收入，计算结果列在了图下面的表里。如果按照邮票法，则所有入口点都有相同的费率。值得指出的是，简化的计价方式更加有利于增加市场的流动性和新进入者，从而增加竞争性市场的活力，因此欧洲国家普遍在转向更加简化的计价方式。

欧盟为实现各个区域天然气市场逐步融合，形成一体化的天然气市场，采用的手段是强制性的天然气管网运营法则（network codes）。对于跨境互连点，每个 TSO 在其成本估算和经济分析中包括其互连开发部分的投资成本。每个 TSO 都为己侧的互联点设置自己的费率。如果两个 TSO 之间的成本和收益或费率存在偏差，那么一个 TSO 可以向另一个 TSO 支付补偿，不过须经监管部门批准。每个受影响国家的 NRA 都需要批准 TSO 间的补偿。如果 NRAs 不同意，那么 ACER 将

做出最终决定。

5、 管容交易方式

在欧盟，TSO 使用拍卖或先到先得（FCFS）程序来交易可用容量。挪威的一些互联点、英国的跨境点以及欧盟国家的所有其它点的容量都可以在名为 PRISMA 的欧洲互联网平台上预订或交易。PRISMA 只是 TSO 用来销售其容量的平台。所有运输合同和义务完全在于托运商和 TSO 之间，PRISMA 并非此类合同的一方。

同一国家内两个 TSO 管网之间的跨境或互连出入口点容量必须走拍卖程序，并在拍卖中作为单一捆绑产品进行分配。如果互连两侧的管道容量不同，那么在拍卖中提供的捆绑容量将满足互连两侧中较小的容量。更大容量市场的 TSO 将额外的容量作为非捆绑产品。在生产端的入口点和大用户的出口点容量不需要拍卖。在先到先得的基础上提供，任何一个托运商都可以在这些出入口点上提交容量请求，如果有相应容量，就会将容量授予他们。

所有容量合同的拍卖都遵循拍卖程序。程序详细说明了拍卖频率、提供的产品、发布日期、拍卖开始日期、投标回合、通知要求和拍卖类型。拍卖开始前，即将推向市场的容量将在 PRISMA 网站上公布。

6、 欧洲天然气市场化改革历程

欧盟天然气市场在 1960 年到 1998 年间都是国家或区域垄断市场，主要由天然气生产商一体化运营。从 1998 年开始，欧盟希望通过增加选择和竞争创造新的商业机会和更多的跨境交易，保持天然气价格和安全的双稳定。1998 年 5 月，欧盟发布第一号天然气改革指令 98/30/EC，主要内容包括推动垄断企业在财务上分离输气、配气业务，鼓励成员国开放本国天然气主要用户（电厂和工厂）市场，引入第三方准入并规定天然气市场的开放进程表。欧盟 15 个成员国一致通过采纳了 98/30/EC 准则，并承诺在 2000 年 8 月之前付诸全面实施，但是德、法等国坚持能源产业由本国控制，因此该项指令仅仅处于“鼓励层面”，未形成有效约束力。

由于一号指令的实施效果远未达到预期目标，2003 年欧盟发布第二号天然气改革指令 2003/55EC，态度从“鼓励”层面升级为“强制”层面，主要内容包括要求所有非居民和居民用户都自主选择供应商，在管理权和经营权层面上拆分垄断企业的输配气业务，明确要求实行监管形式的第三方准入。“强制”指令的出台并没有削弱各国垄断公司的垄断力量，新的市场主体依然很难进入传统的天然气市场。2004 年欧盟扩张新纳入的 10 个国家多为天然气行业市场化程度低的东欧国家，这使得欧盟新旧天然气市场一体化协调难度更高。

2009 年，欧洲议会和欧盟理事会《第 73 号指令》以更坚决的态度启动新一轮天然气管网改革，又被称为第三次能源改革。《第 73 号指令》提出三个拆分方案供成员国根据国情自行选择转化为国内法。第一种是所有权拆分模式，要求在产权上、主体上将管网业务与生产、销售业务完全分离。第二种是独立运营商模式，需要实现管网资产产权和运营管理的分离，所有者不得以任何形式参与管网资产的投资决策和日常商业决策，即所有者不运营、运营者无产权的委托运营模式。在这两种模式遭到一些国家的强烈反对后，正式方案中增加了第三种模式，即独立管输运营商模式，是三种方案中最为宽松的。其核心内容是允许持有生产、销售自产的主体保留管网资产的所有权、控股权或少数股东权益。虽然，第三种模式也要求将管网资产委托第三方运营，但产权方仍然有较强的混业控制力。这三种模式本质都是希望通过制度安排实现对管网资产垄断力的控制，确保管网公司公平开放和相关市场的透明、公平。

同年，欧盟颁布了关于管网准入的《715/2009 号准则》，制定了 10 年欧盟天然气网络规划并要求 TSO 使用“入口-出口”的管输费价格机制，这直接促使管道中的天然气可以独立于物理入口和出口进行交易，形成了天然气虚拟枢纽的概念。2013 年欧盟颁布的《天然气管网系统管输能力分配机制的管理准则》和 2014 年颁布的《天然气管网平衡机制的管

理准则》在管输费结构、管输分配能力等方面又做了进一步的规定。

目前，欧洲各国已基本完成天然气市场化改革，管输业务与其它业务在经营实体和财务上能够做到独立运作。欧洲地区按照不同的功能将天然气管网划分为干线管网、区域管网和配气管网。欧洲地区围绕主要的干线管网已经形成了 10 多个地区中心，或称交汇点，各国或区域性管网系统既相互独立，又通过多条联络线相互连通。英国、法国和德国等主要国家建立了多个管网控制中心，保障天然气的灵活调度。

欧洲国家众多，各国的天然气市场发展背景也不尽相同，因此市场化改革进程也不一样，有些国家的改革还在继续深化之中。欧洲的改革经验及教训对中国而言具有更加鲜活的参考价值。

四、中国天然气市场设计建议

（一）市场结构设计面临的问题

过去几年来，我国在天然气市场化改革方面取得了长足的进展，通过一系列措施促进了天然气市场的逐步放开，但仍未建成充分竞争性的天然气市场，在完善市场体系方面任重道远。

受我国天然气资源禀赋影响，我国的气源结构、气源地和消纳地地理位置结构与世界各单一国家都有一定差异，难以直接沿用已有成熟天然气市场国家的市场化设计方案。所以，我国天然气市场的架构势必需要从我国天然气市场现实出发，完善顶层设计，以市场为中心，探索出与我国基础条件配套的市场结构设计方案。

天然气市场设计的一个核心目的是有利于竞争性市场的形成。所以无论美国的区域市场划分和费率设计，还是欧洲的虚拟中心“资源池”市场设计，其目的都是能够形成规模化的标准产品，避免市场的过度碎片化，从而促进多对多交易的形成，支持交易平台产生市场化的价格。经验表明，天然气的价格也都是地区性价格，欧洲和美国均有二十多个有影响的价格指数。

我国传统上下游一体化的天然气市场模式，意味着管输模式是“点对点”方式，这样的点对点并不能形成规模化的

市场交易，尤其是供应主体更是有限，在很多地区往往只是中国石油、中国石化或中国海油中的一家。

但我国上游主体不足并不意味着无法形成多对多的市场竞争，其核心仍在于市场设计，适合的市场设计可以尽量化解这种劣势，实现规模化的竞争性市场。欧洲市场化开始时也多是寡头控制天然气供应，但通过虚拟中心的设计，快速提高了市场的流动性和规模。

（二）省网公司的定位

在国家油气管网公司成立后，“X+1+X”这一提法中间的“1”的范围和权利已经逐渐清晰；上游的“X”随着我国逐步放开 LNG 接收站建设，允许民营企业开采非常规气等措施，局部地区已经呈现出天然气供应多元化的竞争格局。然而，下游的“X”的范围，目前认识还比较模糊。

由于我国存在着诸多省级天然气管网公司，各家投资力度、管网覆盖面、运营模式等各有千秋，背后利益错综复杂。如何引导和鼓励省级管网以市场化方式融入国家管网，真正打造“全国一张网”，目前尚无清晰明确的实施方案。“X+1+X”市场格局中的“1”是作为 1 个管输主体存在，或是作为 1 个系统监管，还是作为 1 个垄断环节的表述，需要进一步深入研究。但其最终目的就是实现天然气在“全国一张网”中可以自由流动，不论是在物理连通上还是调度运行上，不论是在行政还是在市场中，都不存在“肠梗阻和瓶颈”。

如何让省级管网公司为下游的用户提供无差别第三方准入服务，是问题的实质所在。借鉴天然气网络较发达国家的经验，在一个天然气市场中如果存在着足够多的天然气批发商、供应商和天然气终端客户，再结合统一而公平准入的管网系统，也可以形成竞争性的区域市场，在局部地区形成有效的、基于市场供需关系的市场价格。

（三） 天然气市场设计构想

综上所述，我国天然气市场在总体布局上，可参考美国那种区域划分式的市场结构，这也与国家油气管网公司成立后跨省输送的格局相吻合。实行区域划分的好处是可形成规模化的交易，中国天然气市场区域辽阔，可根据物理枢纽的布局，划分成若干天然气市场区，不同区域之间的价差主要是管输费差异。

我国天然气的流向总体比较清晰，在那些流向单一的地区，比如西部、中部和东北地区，可以采取类似美国管网公司的区域收费制，与我们常见的公交车收费相似，在划定管输定价区段内，不管距离远近，管输收费都一样。在这个区域内的多个上气或下气点就可以产生平等竞争的条件，促进规模化的市场发育。这样的均价客观上也会使偏远的地区，往往也是相对贫困的地区减少输气费，有利于这些地区增加天然气的消费。

在那些天然气的主要消费区，尤其是沿海地区，天然气

的流向则往往是多元的，既有从海上来的 LNG 资源，也有从内陆来的管道气，这样的地区更加适合参照欧洲经验设立基于虚拟枢纽的交易区，设定进口/出口费率，在区域内实现“资源池”的交易，天然气流向不再具有管输收费的意义，从而也可以实现规模化的交易。这样的地区主要是京津冀、长三角和珠三角地区，内陆的川渝地区也具备这样的条件。实际上四川地区执行的基本就是邮票制管输费（区内 0.15 元/方），与欧洲的进口/出口费率类似。当然，以上区域也可以采用美国模式下区域内同网同价这一更简单的管输收费体制，至于是否设置区域的虚拟平衡点，更多的是管道调度范畴考虑的问题，对管输收费体系不构成重大影响。

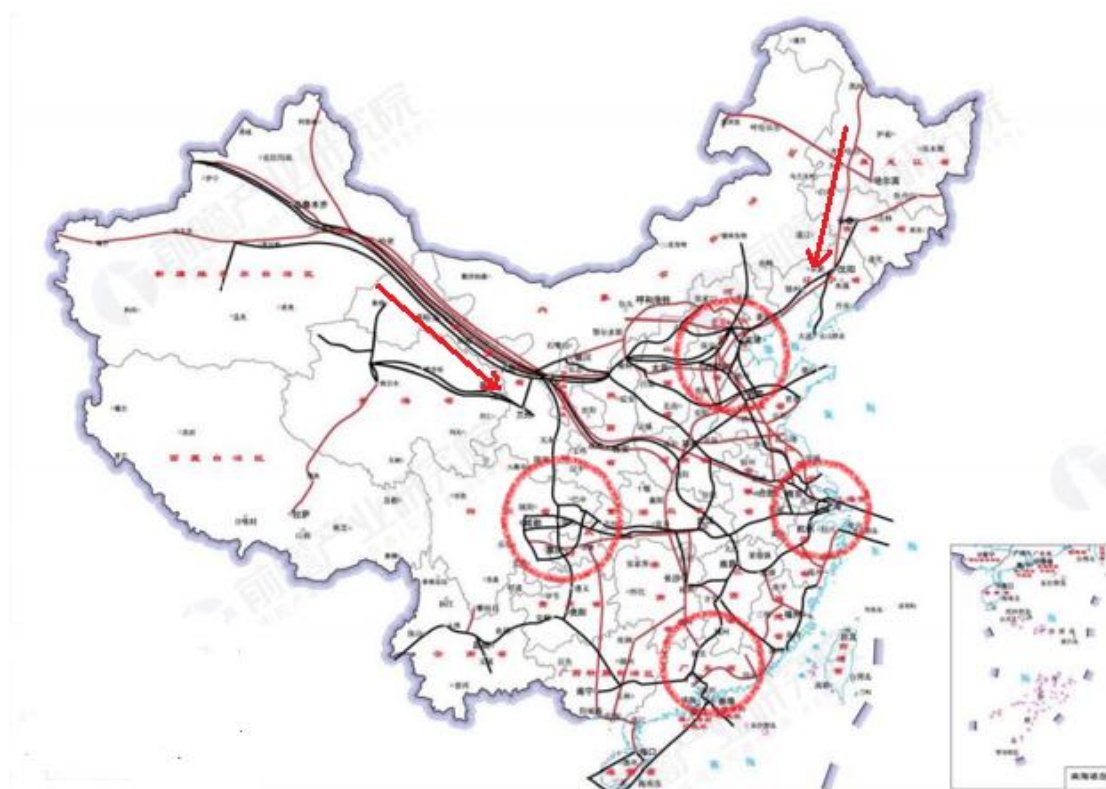


图 4-1 全国天然气交易枢纽示意图

这样从全国来看，大的布局是一个由主干管网组成的统一国家油气管网体系，但在特定区域，存在多个基于物理或虚拟枢纽的区域天然气市场，每个交易枢纽通过供需平衡形成自己的枢纽价格，枢纽之间通过均衡实现全国天然气市场的一体化。从区域看改革点对点的管输定价，代之以区域定价，鼓励交易枢纽的形成和完善。

参与者多、交易量大、流动性好、透明度高的交易枢纽逐渐成熟并发展为类似 Henry Hub 或 TTF 的基准交易枢纽。多个交易枢纽与交易中心（目前的沪、渝天然气交易中心和其他地方的大宗商品交易中心）互相协作，共同促进我国天然气市场的流动性提高。

值得一提的是，采取区域的简化管输费办法，应考虑中国的实际情况，基于省级行政区划更加容易操作，不宜划得过大。举一个典型的例子，如将东三省作为一个枢纽区，并在这一区内实行均价管输费，因为主要气源来自俄罗斯，势必使黑龙江承受相对而言过高的管输费，而使辽宁得到事实上的交叉补贴，这必然很难被黑龙江省接受。

针对上述和的京津冀、长三角、珠三角和川渝地区的区域市场，根据不同地区的情况（前文已论述了不同类型的省级管网公司），应有针对性的设计不同的市场模式，其目标是实现规模化的多对多的市场化竞争。有些地方更合适设计

邮票制的区域市场，有些地方则适合按照欧洲模式的出入口法设计管输费模式。从本质上讲，这两种模式的出发点是一致的，都是为了构建竞争性的市场交易。我们也将结合广东和浙江的案例介绍以一个省为单位建立欧洲模式交易枢纽的可行性。

就区域市场结构而言，我国具有完善省级管网的省份与地区与欧洲更相似。尽管欧盟内部单个国家的国土面积和天然气消费量与我国相差甚远，但若将欧盟看作一个整体，用气结构与我国有一定的相似。欧盟 2018 年所消费的天然气中，39%来自海上 LNG 进口、27%来自挪威、12%来自管道进口天然气，气源结构与地理位置较为分散。此外，管道气主要来自于“东气西输”，LNG 接收站主要位于西部沿海，和我国的布局大致呈现镜像对称。欧洲天然气改革前，各国管网主要由各国国有控股公司控制。随着欧盟一体化的推进，才逐渐打破隔阂，形成完善的管网第三方准入和上下游拆分格局。

我国一个省的面积及天然气消费规模基本与欧盟各国有可比性，形成单一的交易枢纽后实现“一省一价”较为容易。实际上我国基本上执行的也是政府制定门站价的“一省一价”，向区域性的竞争性市场定价转变比较容易，我国如采取在某个或某些区域内建立虚拟交易枢纽的方式，构建多对多的交易结构，欧盟的经验具有较好的参考价值，可以避

免走不必要的弯路。

（四） 推动地区试点

中国有多个天然气生产或消费比较集中的地区，交易规模大，因此可以考虑在气源多、基础设施较为完善、配套条件好的省份率先试点建设竞争性市场。考虑中国各省的管网条件和资源条件，作为天然气交汇枢纽的京津冀地区可以参考美国经验建设大区制的天然气交易枢纽，而作为主要天然气消费区的广东省和浙江省可以考虑欧洲经验建设虚拟交易枢纽试点，形成国际可接受的市场化价格指数。这也将对全国油气体制改革和天然气价格改革起到引领作用，为全国天然气市场化改革路径进行有价值的探索。

1、 试点建设京津冀区域交易枢纽

河北永清是陕京管道干线和储气库系统的重要连接点，陕京线等 8 条管道在此汇集、联结，同时也可通过相关管道与西气东输、中俄东线相连，是北京、天津、河北的天然气市场最重要交割点，也是中国北方地区的天然气汇聚地，是一个比较典型的物理枢纽，能够支撑一定规模的天然气交易量。与美国类似，界定这样的枢纽的一个重要方面是确定枢纽的范围，送达这个范围边界后，不管从何方向来的天然气，再到达这一枢纽的天然气管输费是一样的，按照行政区域可以把京、津、冀整个都划入这个枢纽的范围。一种更加简化的管输费选择是在这个区域内不仅是边界到枢纽，而是整个

区域内采取邮票制的管输费，这样能够进一步扩大市场规模。

区域内实行均一管输价格后，就消除了运距因素造成的市场碎片化，也有利于新进入的主体掌握交易规则，实现有效的市场竞争。这样的安排客观上也可形成北京、天津两个发达地区对河北省在天然气管输上的补贴，在经济和政治上具有双重意义。



图 4-2 永清交易枢纽及相关地区示意图

永清枢纽既可以是京津冀天然气市场的交割点，也可以

是上海石油天然气交易中心、渤海大宗商品交易所、大连商品交易所等交易中心/交易所、以及其他现货或期货交易所的交割地。该区域还可进一步纳入安平、天津等次一级的天然气交易枢纽。

通过这个交易平台，京津冀地区的自产气、鄂尔多斯气、新疆气、山西煤层气、大唐煤制气，和来自中亚以及俄罗斯的管道气，以及进口的 LNG 进行充分的竞争，形成富有竞争力的中国北方区域天气市场。

2、 试点建设广东和浙江虚拟枢纽市场

广东和浙江都建有互联互通的区域管网，而且运行较为成熟，具有包括本地产量、长输管线和进口 LNG 在内的多个气源，与欧洲具有很好的可比性，具备建设类似欧洲“资源池”式的虚拟枢纽条件，可以试点建设虚拟枢纽市场。

广东省市场规模较大，基础设施条件完善，已经具有多元化的市场基础，广东省开展“全省一张网”建设已经取得阶段性成果，初步实现了管道的“互联互通”，广东也开展过“同网同价”等价格政策的尝试，具有宝贵的经验和教训。广东省天然气供应能力持续增强，已形成沿海进口 LNG、陆上跨省管道天然气、海上天然气等“多源互补、就近供应”的供气格局，较为完备的管网和 LNG 设施可为交易中心供需平衡、实物交割提供基础保障。另外广东省金融市场具备完

善的软硬件设施，也能够提供有力的技术和金融支持。

广东省是中国第一气电大省，天然气发电占了省内终端用气近一半的水平，鼓励终端气电企业参与到广东天然气交易枢纽的建设中有重要意义，倡导气电企业更多地通过交易平台来买卖天然气，并通过逐步成熟的交易产品设计来保证气价的合理性和灵活性，这将对促进交易平台辐射扩大交易主体范围有很大的帮助。随着交易市场的进一步成熟，可通过试点的方式，继续推进电力、碳排放权等多元化能源交易的发展。

浙江省也具备建立虚拟交易枢纽的物理条件。目前浙江省已经建成全省环网相对完善的基础设施，可以使得网上任何一点都可以成为全国的虚拟平衡点。同时，浙江省正在建设和规划建设的 4 条周边省市连接线。此外，浙江省已经存在多气源供气结构，目前共有 13 个注气点，日后有更多的 LNG 接收站附属管线的接入。浙江省实行多年的“统购统销”，可以鼓励浙江省天然气管网公司按照网销分离的原则，将原来的天然气销售批发功能剥离，并转移到天然气交易平台上，由买卖双方在平台上达成交易。同时，参考欧盟区域市场“入口-出口”模型，设定天然气资源进入浙江省管网的多个“入口”和交付用户的“出口”，将目前的统一管输费，改为按照入口和出口分别收费的新管输收费模式。依托浙江省自由贸易试验区的资源，结合虚拟交易枢纽开展能源

金融服务，吸引符合条件的主体参与市场交易，逐步形成有国际影响力的天然气价格指数。

无论是广东省或者浙江省的试点交易枢纽，都应当基于区域现货交易。对于正在进行的中国天然气市场化改革来说，能否建立有效运行的区域天然气现货市场非常关键。

建设基于虚拟枢纽的区域市场，核心是将地方管网按照国家油气管网独立的模式进行所有权拆分，实现管输和销售分开，所有基础设施均能够实现第三方公平准入，同时明确试点区范围（按行政区划较为简单易行），设定进气口与下气口，管输费可以按照进口/出口设置，也可以采取邮票制均一收费。同时制定基于管网运营规则的市场准则，明确相关方责权利，实现与国家油气管网的无缝对接。

目前看，广东省管网三桶油的股比占 72%，按照国家油气管网公司成立的制度安排，这 72%的股份将转移到国家油气管网公司。国家油气管网公司明确不能参与天然气市场买卖，这也就基本保证了广东省管网的相对独立性。目前广东能源集团占有 28%的股份，但广东能源集团下属天然气公司仍然从事天然气贸易，形成关联交易，如果广东能源集团不剥离天然气销售业务，那在管网公司中就应确保小股东地位，一个选择是将广东能源集团的股份进一步稀释，转移给广东省国资委一部分，就如同国家油气管网的大股东是国资委一样，这样就可以进一步避免未来广东天然气市场的不公平竞

争问题。广东面临的另外一个问题是，如何将广东省其它主体运营的管道一并纳入统一管网体系中也将是非常现实的问题。

相对而言，浙江的情况更加复杂一些，中海油和中石化在浙江北部管网的股份合计是 60%，如果按照浙江目前推进的改革思路，南网和北网将要整合为一，那么国家油气管网接收中海油和中石化在北网的股比后在新的省网中股比将会缩小为小股东。而大股东浙江能源集团公司下属子公司目前也同时从事天然气贸易，这在构建输售分离的竞争性天然气市场中是一个需要解决的问题。浙能面临的选择一是剥离自己的天然气销售业务，当然也可以参照国家管网成立过程中中国石油的做法，将主要股比出售给浙江省国资委。另外的选项包括直接将股比卖给国家油气管网公司（作为股东可能有优先收购权），或者是将股比出售给其它投资主体。鉴于国家油气管网公司在浙江北部管网的大股东地位，无论采取何种方式，浙能集团和浙江省政府都必须获得国家油气管网公司的支持。同时国家发改委等主要部门的意见也至关重要，在改革过程中很多政策边界条件并不明确，政策部门的意见至关重要。

国家油气管网公司的发展离不开地方政府的支持，无论是改革的推进还是未来大量新建管道的建设。同时，国家油气管网公司成立的初衷也是更好地服务天然气用户，国家油

气管网公司和地方政府及企业的良性互动，是顺利推进改革至关重要的方面。

符合国际惯例并结合中国实际而建立的天然气区域市场及交易平台，将在调动地方政府积极性的同时，有助于国际资源供应方的认可并参与，吸引国际 LNG 资源进入沿海市场，同时实现“海气西送”，加强内陆省份的供气安全。

天然气区域市场建设及改革面临的另外一个重要问题是运营调度，如果设立省级的交易枢纽和市场，那么如何顺畅实现国家骨干管网和省级管网的协同调度是一个非常重要的问题。鉴于这一问题本身的专业性，项目已经专门成立课题组将进一步开展专题研究。

中国天然气改革面临诸多矛盾，十分期待创新的模式来化解矛盾并体现改革的早期红利。鼓励有条件的地区在吸收借鉴欧美各国成熟市场经验的基础上，试点建立竞争性的区域天然气市场和交易平台，形成具有国际影响力的天然气价格指数，可以实现国家油气体制改革目标提供区域样板。这样的早期成果对整个天然气市场化改革而言都将是提振信心的举措。

主要参考文献

1. 国务院发展研究中心，中国天然气高质量发展白皮书，2020 年
2. 国际能源署，《天然气市场化改革：国际经验要点及对中国的启示》，2019 年 5 月
3. 杨雷，关于中国天然气市场结构设计的思考，2019 年 6 月
4. 刘满平等，我国省级管网改革实践以及未来改革思路，2019 年
5. 上海石油天然气交易中心，《地方天然气管网改革问题研究》，2020 年 3 月
6. IEA, 《Key Points of the Gas Market Liberalization Reform - International Practices and Implications to China》，2019 年 5 月
7. 陈新华，先试先行，建设浙江区域天然气市场，打造具有国际影响力的天然气交易平台 - 浙江天然气交易平台模式研究，2020 年 4 月
8. 陈新华等，在具备完善的省级天然气管网地区实现“X+1+X”的目标模型的建议
9. 思亚能源，中国天然气市场年报 2019 年
10. 思亚能源，中国天然气基础设施年报 2019 年
11. 埃克森美孚，有关美国市场设计的多媒体及信函往来，2020