



# 贵州燃气

总第**97**期

2024年01期

(内部资料 免费交流)

准印证号: (黔) 2023401

GUIZHOU GAS

# 目 录

## CONTENTS



《贵州燃气》主办单位  
贵州省燃气协会

《贵州燃气》编委会

顾问：朱家禄 单晓刚

主编：广宏

副主编：程跃东 余中刚

责任编辑：余中刚

法律顾问：曾庆福

编辑：刘智强 杜娟 吕燕萍  
谭莲 杭洪 左磊  
周小珊

编印单位：贵州省燃气协会

地址：贵阳市中华中路178号

邮编：550001

电话：0851-85817948

发送对象：燃气管理部门、会员单位

印刷单位：贵阳云岩新盛印刷装订厂

准印证号：（黔）2023401

印刷时间：2024年2月27日

印数：300本

期号：总第97期 2024年01期

2024



## 要闻

胡忠雄主持召开贵阳贵安燃气安全工作专题会（人民政府网2024.3.23） 1

---



## 政策与法规

《贵州省油气管道运输价格管理办法》（试行）(黔发改价格【2024】

---

111号，2024年4月1日起实施) 3

---



## 学术与交流

国土空间规划背景下的燃气发展专项规划编制与实施对策建议（黔西南

---

州住房和城乡建设局 陈国文） 11

---

运用5G技术提升山地管道保护智能化水平——西南管道贵阳输油气分

---

公司马涛 韩林元等 22

---

区域化模式下油气管网无人站集中调控管理研究与实践 西南管道贵阳

---

输油气分公司马涛 韩林元 赵潇等 27

---



## 协会工作

关于印发贵州省瓶装燃气在公共用餐区域“瓶改管”指导意见的通知

---

【贵州省燃气协会】 45

---







## 胡忠雄主持召开贵阳贵安燃气 安全工作专题会

3月22日,省委常委、市委书记胡忠雄在市城市运行管理中心主持召开贵阳贵安燃气安全工作专题会。他强调,要深入学习贯彻习近平总书记关于安全生产的重要论述和关于燃气安全的重要指示精神,认真落实省委、省政府部署要求,深入开展燃气安全大排查大整治,全力保障人民群众生命财产安全。

贵阳贵安领导刘本立、王崧、范辉政、吴熙、刘岚、高杨,贵州燃气集团党委书记、董事长杨铨参加。

在听取贵阳贵安燃气安全工作情况汇报后,胡忠雄通过“城市大脑”现场调度燃气安全有关工作。他指出,燃气安全事关千家万户,是一项重要的民生工程、安全工程、治理工程。要坚持人民至上、生命至上,把“时时放心不下”的责任感转化为“事事心中有底”的行动力,拿出更有力、更有针对性的举措,迅速开展燃气管道安全问题专项治理,“大起底”排查、全链条整治燃气安全风险隐患,确保城市燃气管网安全运行。



胡忠雄强调,要强化工作统筹,市级领导要提高能力本领、做到靠前指挥,坚

持抓在日常、管在经常,进一步完善工作机制、优化工作方案,深入细致严谨精准做好燃气安全工作。要强化责任落实,压紧压实党政领导责任、部门监管责任、属地管理责任、企业主体责任,把燃气安全工作时时刻刻放在心上、抓在手上、扛在肩上、落在行动上。要强化隐患排查,全面排查燃气管道老化或带病运行、施工破坏等风险隐患,建立燃气安全隐患排查整治长效机制,真正做到早发现、早处置。要强化打非治违,严管重罚“黑气黑瓶”、第三方违规施工等行为,严格督促管道燃气经营企业做好常态化巡查维护和定期安全检查。要强化全生命周期管理,紧盯生产、充气、运输、存储、配送、用气等关键环节,抓好全链条安全监管,有效提升行业安全管理水平。要强化应急处置,用好“城市大脑”预设多种场景开展模拟演练,不断强化队伍统筹、力量调度、救援能力,确保一旦发生险情第一时间反应、第一时间应对。要强化宣传教育,充分发挥基层干部、网格员作用,有针对性地开展常态化、多形式燃气安全宣传教育,提高群众安全防范意识和应急处置能力,形成群防共治的良好局面。



贵阳贵安有关部门和企业负责人参加。



# 《贵州省油气管道运输价格管理办法 (试行)》的通知

黔发改价格【2024】111号

各市（州）发展改革委（局）、  
各县（市、区、特区）发展改革委，  
各油气管道运输企业：

为深入贯彻落实党中央、国务院，省委、省政府关于深化石油天然气体制改革的总体要求，健全完善油气管道运输定价机制，促进行业高质量发展，根据《天然气管道运输价格管理办法（暂行）》有关规定，贵州省发展改革委制定了《贵州省油气管道运输价格管理办法（试行）》的通知，现印发给你们，请遵照执行。

附件：贵州省油气管道运输价格  
管理办法（试行）

贵州省发展和改革委员会2024年  
3月6日

贵州省油气管道运输价格管理办  
法（试行）

## 第一章 总 则

**第一条** 按照党中央、国务院，省委、省政府关于深化石油天然气体制改革的总体要求，为完善油气管道运输定价机制，健全定价规则，提高定价的科学性、规范性和透明度，加强网络型自然垄断环节价格监管，促进行业高质量发展，根据《中华人民共和国价格法》《国务院关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》等有关规定，制定本办法。

**第二条** 本办法适用于制定贵州省行政区域内的天然气和成品油管道运输价格（以下统称管道运输价格），不包括跨省管道和城镇燃气管道。本办法所指管道运输价格，是指管道运输企业通过管道提供的输送和配套的分输站、阀室等提供的分离、过滤、调

压、计量、清管、冷却等服务的价格。所指天然气，包括常规天然气，页岩气、煤层气等非常规天然气，煤制气、生物质气等。

**第三条** 制定管道运输价格遵循以下原则。

（一）促进行业高质量发展。坚持“全省一张网”改革方向，加强网络型自然垄断环节监管，科学确定价格机制，合理保障投资收益，促进管网公平开放、互联互通和高效集输，提升管网安全可靠，推动资源自由流动和上下游市场竞争，构建公平竞争的油气市场体系。

（二）坚持激励约束并重。强化激励约束，适应管网不同发展阶段和改革进程的需要，对标行业先进水平合理确定定价参数，并根据行业发展形势动态调整，推动管道运输企业降本增效，促进管道运输优化路径、压缩层级、降低费用。

（三）严格规范政府定价行为。明晰定价规则，规范定价程序，最大限度减少自由裁量权，提高政府定价

的法治化、规范化、透明度。

**第四条** 管道运输价格实行政府最高指导价管理，由省级价格主管部门按照“准许成本加合理收益”的原则核定。气田生产专用集输管道、炼化企业生产作业区内的专用管道、直供用户自建自用的管道运输成本纳入油气生产或上游批发销售环节成本，不单独向用户收费。

**第五条** 管道运输企业应当将管道运输业务与其他业务分离，实行财务独立核算。对管道资产、费用、收入、运输量、管网负荷率、运输损耗率等与管道运输价格相关的基础数据进行统计归集，形成各类财务报表、资产清单等，于每年5月底之前向省级价格主管部门报送。

## 第二章 管道运输价格制定的一般规定

**第六条** 管道运输价格管理原则上以管道运输企业法人单位为管理对象。同一母公司、实际控制人或受益所有人及其设立的子公司、分公司投资的不同管道，可以将母公司、实际控制



人、受益所有人等作为管理对象，统一制定运输价格。

**第七条** 管道运输价格实行定期校核、动态调整，在每一监管周期开始前核定，监管周期原则上为3年。测算的管道运输价格较上一监管周期变动幅度较大时，可以在不同监管周期平滑处理。监管周期内如产生较大新增投资，运输量、成本等发生重大变化的，可以提前校核。

**第八条** 管道运输企业的运输业务准许收入由准许成本、准许收益和税金构成。

**第九条** 准许成本包括固定资产折旧费、无形资产摊销费和运行维护费，通过成本监审核定。管道与储气库、储油库以及其他基础设施共用设备设施的，合理分摊共用成本。核定的运行维护费在固定资产原值中的占比应不高于已投运的省内管道运输企业排名前50%的平均水平，超出部分不计入准许收入。

**第十条** 准许收益=有效资产×准许收益率。

(一) 有效资产。有效资产指管道运输企业投资的，与管道运输业务相关的可计提收益的资产，包括固定资产净值（铺底气、铺底油为原值）、无形资产净值和营运资本。有效资产不含政府无偿投入（投资补助、贷款贴息等）和社会无偿投入形成的固定资产和无形资产、固定资产评估增值的部分、储气库、储油库资产，以及从管道运输企业分离出去的辅业、多种经营等资产。可计提收益的无形资产主要包括软件、土地使用权等。可计提收益的营运资本指管道运输企业为提供管道运输服务正常运营所需的周转资金，按运行维护费的20%确定。固定资产净值、无形资产净值通过成本监审核定，按成本监审期间最末一年可计提折旧、可摊销计入定价成本的固定资产和无形资产原值所对应的账面净值确定。

(二) 准许收益率。准许收益率按权益资本收益率和债务资本收益率加权平均值确定，最高不超过8%。后续统筹行业发展需要、用户承受能力

等因数调整。准许收益率=权益资本收益率×(1-资产负债率)+债务资本收益率×资产负债率。其中：权益资本收益率，按照监管周期初始年前一年国家10年期国债平均收益率加不超过6个百分点核定；债务资本收益率，参考监管周期初始年前一年贷款（5年期以上）市场报价利率（LPR）确定；资产负债率参照监管周期初始年前三年管道运输企业实际资产负债率平均值核定。首次核定价格的，以开展成本监审时的前一年度财务数据核定。如管道运输企业实际加权平均贷款利率高于市场报价利率，按照LPR核定；如实际加权平均贷款利率低于LPR，按照实际加权平均贷款利率加二者差额的50%核定。

**第十一条** 税金包括企业所得税、城市维护建设税、教育费附加，依据现行国家相关税法规定核定。其中：企业所得税=可计提收益的有效资产×(1-资产负债率)×权益资本收益率÷(1-企业所得税率)×企业所得税率；城市维护建设税及教育费附加=

(不含增值税的准许收入×增值税税率-准许成本进项税抵扣额)×(城市维护建设税税率+教育费附加计征比率)。

**第十二条** 通过管道运输价格回收的准许收入，应扣减以下收入或利润：

(一)管道运输企业的其他业务与管道运输业务共同使用资产、人员或统一支付费用，以及依托管道运输业务从事其他业务而获得的利润。

(二)特定项目或特殊情况的政府补贴收入。

(三)涉及管道运输业务关联交易在其他业务或公司形成的不合理收益等其他未在准许成本中扣减的部分。

(四)其他应予扣减的收入。

**第十三条** 管道运输价格=管道运输企业年度准许收入÷核定运输量。管道按运输距离收费的，管道运价率=管道运输企业年度准许总收入÷核定运输周转量。其中，运输周转量=运输距离×核定运输量。含增值税管道运输价格=管道运输价格+[不含增值税的准



许收入×增值税税率-准许成本进项税抵扣额]÷核定运输量。

**第十四条** 管道运输企业首个新投产管道，或实行分区域定价时在某一区域首个新投产管道，按照经营期法核定试行运输价格。管道运营满3年或完成竣工财务决算且达到1个以上完整会计年度的，按照“准许成本+合理收益”方法制定正式运输价格。经营期法以弥补成本、获取合理收益为基础，按照内部收益率对管网经营期内年度净现金流进行折现，以实现整个经营期现金流收支平衡为目标，核定试行运输价格。工程投资、设计运输量按照主管部门批复的项目核准文件确定，其他相关定价参数参考可行性研究报告或项目申请报告确定，定价参数与管道运输价格监管政策不一致的，按政策规定进行调整。资本金内部收益率按不超过6.5%核定，统筹管道运输企业实际融资结构、贷款利率，形成的全投资内部收益率最高应不超过8%。经营期限按40年计算。核定试行运输价格，主要定价参数按以

下方法确定：年净现金流=年现金流入-年现金流出；年现金流入和年现金流出均为不含税金额。

(一) 年现金流出=资本金投入+偿还的贷款本金+利息支出+运行维护费+税金及附加。其中：利息支出，根据贷款额、还贷期限和贷款利率计算。贷款额据实核定，还贷期限按25年计算，贷款利率参考管道投运初始年前一年贷款（5年期以上）市场报价利率（LPR）确定。运行维护费率按已投运的省内管道运输企业费率从低到高排名前50%的平均水平核定。运行维护费率，是指管道运行维护费除以固定资产原值的比例。

(二) 年现金流入为实现累计净现金流折现值为零的年均收入水平，经营期最后一年还应包括固定资产残值收入。固定资产残值收入=固定资产原值×残值率。固定资产原值根据工程投资考虑增值税抵扣因素确定。

**第十五条** 从同一跨省长输管道下载油气、可通过省内不同管道向同一出口输送且管容均具备富余能力的，托

运方应当选择费用最低路径输送油气。城镇燃气企业作为托运方的，因路径选择不当增加的运输费用，不计入起源采购价，不得通过天然气上下游价格联动机制向终端用户疏导。

**第十六条** 管输运输企业新建管道投产时，经省级价格主管部门同意，新建管道运输价格可先按该企业已建成管道运输价格执行，下一监管周期统一核定运输价格。

### 第三章 天然气管道运输价格的制定

**第十七条** 天然气管道运输价格原则上实行同企同价，也可根据天然气市场结构和管道分布情况，对同一企业在不同区域的管道分别定价。实行同企同价的，管道运输价格=准许总收入÷核定总运输气量。总运输气量为管道运输企业拥有的所有管道运输气量之和。实行分区域定价的，分区域管道运输价格=为该区域提供服务的管道运输准许收入÷该区域核定运输量。区域划分原则上以市（州）为单位，并统筹考虑不同价区之间的衔接。各区域管网互联互通后，适时统一定

价。

**第十八条** 核定运输量的计算。管网负荷率高于控制负荷率的，按监管周期初始年前一年实际运输气量确定；管网负荷率低于控制负荷率的，按控制负荷率对应的运输量计算。管道投运3年内的控制负荷率为30%，3年以上6年以内的为40%，6年以上10年以内的为50%，10年以上为60%。后续统筹考虑行业发展等情况，适时研究调整控制负荷率。

**第十九条** 城镇燃气企业投资建设、与跨省长输管道直接连接且未向第三方市场主体服务的管道，相关投资和成本统筹纳入当地配气成本，通过配气价格予以补偿。城镇燃气企业转售给管道运输企业的配气管网，2020年9月以后核准的连接城市门站与上游输气管道且长度不足20公里的管道，一律纳入配气环节，按转供气类配气价格定价，原则上最高不超过0.1元/立方米。

**第二十条** 通过不同管道运输企业投建的管道接续向送受端输气的，管输

费累加最高不超过0.6元/立方米，超过0.6元/立方米的，各条管道最高结算管输费分别按比例折算。

#### 第四章 成品油管道运输价格的制定

**第二十一条** 成品油管道采取核定运价率、按路径形成价格的方法。运价率=准许总收入÷核定总周转量。

**第二十二条** 核定周转量计算。总周转量为管道运输企业拥有的所有成品油管道周转量之和。其中，单条管道周转量=管道运输合同约定路径的距离×运输量。核定周转量按以下原则确定：管网负荷率高于控制负荷率的，按成本监审期间最末一年实际周转量确定；管网负荷率低于控制负荷率的，按控制负荷率对应的运输量乘以运输距离计算。管道投运3年内的控制负荷率为40%，3年以上6年以内的为50%，6年以上10年以内的为60%，10年以上为75%。后续统筹考虑行业发展等情况，适时研究调整控制负荷率。

#### 第五章 监督机制

**第二十三条** 管道运输企业应当与用

户签订管道运输合同。管道运输企业无正当理由不得拖延、拒绝与符合开放条件的用户签订服务合同，不得提出不合理要求。管道运输企业未落实油气管网设施公平开放监管制度且不按监管部门要求及时整改的，从低核定准许收益率。由此造成管网负荷率增速减缓或者下降的，核定运输量应当包括符合开放条件但未向其开放的下游用户的合理运输量。

**第二十四条** 管道运输企业应建立健全内部关联方交易管理制度，按照社会公允水平确定内部关联方交易费用项目价格，书面向价格主管部门报告内部关联方交易事项的相关情况，包括内部关联方交易对象、定价方法、交易价格和金额，以及与关联方的关系等，说明关联交易的合理性及其理由。内部关联方交易，是指管道运输企业与关联方之间转移、交易、租赁、运维资产等所发生的各类行为以及提供劳务的行为。

**第二十五条** 管道运输企业应当保证所报送信息和材料完整、真实、准



确。故意瞒报、虚报相关信息的，可以根据情况采取降低准许收益率等措施，并依法依规将其不良信用记录纳入全国信用信息共享平台，实施失信惩戒。因故意瞒报、虚报相关信息并已获得不当收益的，在后续调整价格时进行追溯。

**第二十六条** 省级价格主管部门制定管道运输价格，应当自觉接受社会监督。单位和个人可以对制定价格过程中的违法违规行为进行举报。

## 第六章 信息公开

**第二十七条** 省级价格主管部门应当通过门户网站向社会公开管道运输价格或运价率水平，并按照有关规定公布成本监审结论等信息。

**第二十八条** 按照运价率定价的管道运输企业，应根据省级价格主管部门制定的运价率，以及所有入口与出口的名称、距离等相关信息，计算确定管道运输具体价格表并通过公司门户网站或指定平台向社会公开。

**第二十九条** 每年6月1日前，管道运输企业应当通过门户网站或指定平台

向社会公开上一年度管道运输收入、成本等相关信息。

## 第七章 附 则

**第三十条** 输送其他介质的管道，运输价格参照本办法制定。

**第三十一条** 省级价格主管部门可以根据行业发展实际情况，适时对有关定价参数进行调整。

**第三十二条** 本办法由贵州省发展和改革委员会负责解释。此前有关文件规定与本办法不符的，以本办法为准。

**第三十三条** 本办法自2024年4月1日起实施，有效期3年。

# 国土空间规划背景下的燃气发展专项 规划编制与实施对策建议

【摘要】燃气发展专项规划是国土空间规划体系中十分重要组成部分。在国土空间规划背景下，燃气发展专项规划应与综合管廊工程、城市道路工程规划等市政工程专项规划的同步开展，规划呈现多样化与复杂化态势，规划面临由单一规划向多规划融合转变，由单专业、单系统向多专业、多系统集成演变，规划编制要求进一步提高。本文在梳理新时期国土空间规划体系框架的基础上，结合城镇燃气发展规划主要内容，分析了国土空间规划背景下燃气发展规划层次定位，编制内容重难点要求，提出规划审批与管理对策建议，以期为国土空间规划体系框架下城镇燃气发展专项规划的编制和实施提供借鉴。

关键词：国土空间 燃气发展 专项规划 “一张图”

## 1、引言

《城镇燃气管理条例》第八条规定，“国务院建设主管部门应当会同国务院有关部门，依据国民经济和社会发展规划、土地利用总体规划、城乡规划以及能源规划，结合全国燃气资源总量平衡情况，组织编制全国燃气发展规划并组织实施。县级以上地方人民政府燃气管理部门应当会同有关部门，依据国民经济和社会发展规划、土地利用总体规划、城乡规划、能源规划以及上一级燃气发展规划，组织编制本行政区域的燃气发展规划，报本级人民政府批准后组织实施，并报上一级人民政府燃气管理部门备案。”

2019年5月，《中共中央国务院关于建立国土空间规划体系并监督实施的意见》(以下简称《意见》)提出构建“五级三类”的国土空间规划体系。《意见》明确了国土空间规划体系的构成和各类专项规划的定义，国土空间规划由总体

规划、详细规划和相关专项规划构成，专项规划包括海岸带、自然保护地等专项规划和交通、市政、能源等基础设施专项规划。在此规划背景下，燃气发展规划属于国土空间规划体系中的相关专项规划，燃气发展专项规划如何适应新的空间规划体系，值得燃气及规划从业者深思。

## 2、新规划背景下燃气发展专项规划简述

### 2.1 燃气发展专项规划在国空体系下定位

《意见》中提出要强化国家发展规划的统领作用、空间规划的基础作用、专项规划的支撑作用，明确“专项规划是指导特定领域发展、布局重大工程项目、合理配置公共资源、引导社会资本投向、制定相关政策的重要依据”。根据《意见》中“国土空间规划是对一定区域国土空间开发保护在空间和时间上作出的安排，包括总体规划、详细规划和相关专项规划”，“专项规划是指在特定区域（流域）、特定领域，为体现特定功能，对国土空间开发保护利用作出的专门安排，是涉及空间利用的专项规划”，“强化国土空间规划对各专项规划的指导约束作用”。

可见，在国空规划体系中，燃气发展专项规划从属于国土空间规划体系，既受国民经济和社会发展规划（发展规划）的宏观调控，又受国土空间总体规划对空间利用相关内容的指导和约束。（见图 1）

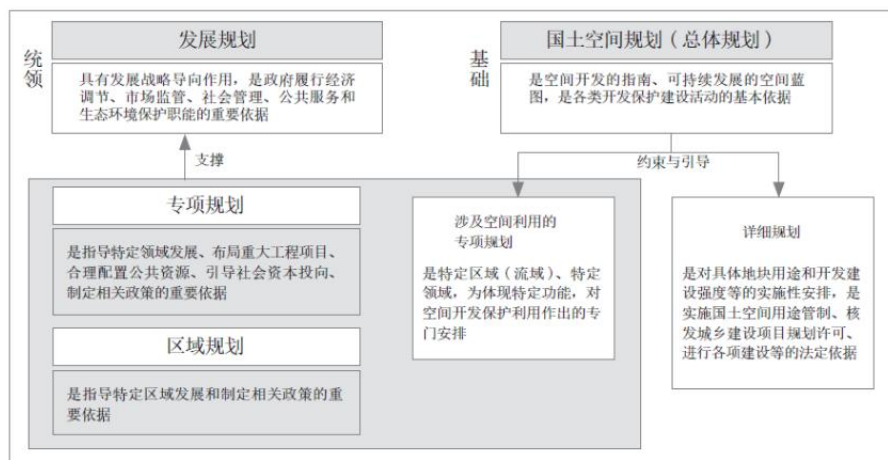


图1 专项规划与发展规划体系、国土空间规划体系的关系示意图

资料来源：根据《意见》与《若干意见》绘制。



## 2.2 燃气发展专项规划的基本效用

燃气发展专项规划是涉及空间利用的专项规划，根据《意见》，“国土空间总体规划是详细规划的依据、相关专项规划的基础，相关专项规划要相互协同，并与详细规划做好衔接”。从《意见》对城镇燃气发展规划的定位来看，在国土空间规划体系中，城镇燃气发展专项规划需要发挥好三个基本效用：一是支撑性，在符合同级国土空间总体规划要求的基础上，落实、细化总体规划的引导和管控并起到支撑作用，对燃气发展做出专门的空间保护利用安排；二是协同性，国土空间总体规划为城镇燃气发展规划提供空间依据，城镇燃气专项规划需要服从国土空间总体规划的统筹，提出专项发展的空间诉求，将燃气发展诉求进行转译并落实到空间上；三是传导性，对国土空间总体规划中的燃气发展进行细化安排后传导至详细规划，实现对详细规划中燃气设施配套及用途管制的整体统筹（图2）。

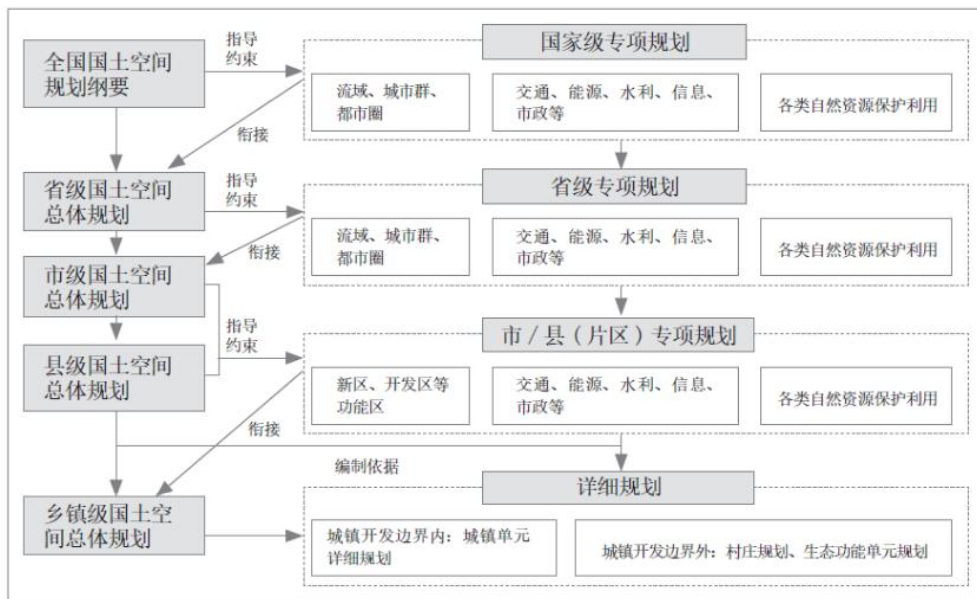


图2 国土空间规划体系下总体规划与专项规划、详细规划的关系示意图

资料来源：根据《若干意见》绘制。

## 3、燃气发展专项规划主要内容

国土空间规划中的燃气规划编制内容和深度已有初步要求。2019年6月自

然资源部国土空间规划局发布的《市县国土总体空间规划编制指南》提出“明确划定城市黄线、蓝线、绿线、紫线，建立‘城市四线’管控体系，提出分级管控和规划传导要求。城市重大交通、市政基础设施和公共安全设施控制线，……应纳入线控范围。”“提出市域燃气干线布局要求。在中心城区内，预测供气需求，明确各类设施的建设规模、标准、重大设施布局 and 重要线性工程网络；确定输气管网等级，控制走廊。”2020年9月自然资源部发布的《市级国土空间总体规划编制指南》明确“提出市域天然气高压干线等能源通道空间布局……提出中心城区能源基础设施的规模和网络化布局要求，明确廊道控制要求，鼓励新建城区提出综合管廊布局方案。”“确定重要交通、能源、市政、防灾等基础设施用地控制范围，划定中心城区重要基础设施的黄线，与生态保护红线、永久基本农田等控制线相协调”。可见，国土空间总体规划编制指南对燃气气源、燃气储配站、燃气干线管廊等城市供燃气设施进行了明确，提出原则性、导向性要求，作为燃气发展专项规划编制的基础和重要依据。

《城镇燃气发展规划》(GB/T501098-2015)明确了城镇燃气规划的主要内容应包括：“负荷预测、气源选择、管网布置、厂站布局、储气调峰、应急储备等；成果文件应包括规划文本、说明书及图纸”。城镇燃气规划应结合当地资源状况及发展需求，统筹并科学合力选择各类气源，满足市场需求、保障供需平衡。规划的编制应与城市或镇的总体规划、详细规划相衔接，规划范围及期限的划分应与城市或镇规划相一致。规划应与城镇道路交通、水系、给水、排水、电力、电信、热力及其他专业规划相协调。此为燃气规划编制主要内容、基本要求，在国空规划背景下，燃气发展专项规划需符合国民经济和社会发展规划、国土空间总体规划、能源规划及上一级燃气发展专项规划，并与城镇道路交通、给水排水、电力电信等其他专项规划相衔接，是对总体规划阶段燃气设施、管廊空间布局和建设要求的落实和深化，其主要内容纳入国土空间详细规划。

当前,国土空间规划体系已基本形成。总体来看,国土空间总体规划阶段,对于燃气发展专项规划而言,重点在于总体性安排城市气源、储气站、门站及线路设施的总体布局和用地管控。燃气发展专项规划应满足国土空间规划中燃气规划有关要求,在规划年限和规划范围内,侧重于科学合理地协调落实气源和燃气干线用地空间,衔接上层次能源规划和相关燃气规划,成果应纳入国土空间基础信息平台,明确上下位规划刚性传导内容。详细规划是开展国土空间开发保护活动,包括实施国土空间用途管制、核发城乡建设项目规划许可,进行各项建设的法定依据。详细规划强调实施性,一般是在市县以下组织编制,是对具体地块用途和开发强度等作出的实施性安排。

## 4、规划内容的重难点编制要求

### 4.1 负荷预测

负荷预测是城镇燃气发展专项规划的基础、是燃气规划和设施布局的重要依据,其准确与否决定了燃气发展规划是否切合实际、满足未来城镇发展的需要。以往燃气主管部门的五年规划时间年限较短,负荷预测精度相对较高,而新时期国土空间规划年限明确目标年为2035年,远景展望至2050年,较长的时间跨度大幅增加了负荷预测难度。在此背景下合理预测燃气用气负荷,既要研究燃气负荷变化规律,也要对城市的发展建设规律有相当深度的理解和把握。

负荷预测的方法有多种,如人均用气指标法、分类指标预测法、横向比较法、弹性系数法、回归分析法、增长率法等,但由于所需的数据难以得到或由于预测模型存在不适应性,针对某一具体区域而言可供选择的预测方法并不多。同时,未来由于生物质燃油、醇基燃料等新型燃料的推广和普及,影响燃气负荷的因素也越来越多。其中,电力、新型燃料大力普及,给远期负荷预测造成较大不确定性。

燃气发展规划的负荷预测只进行了城市负荷总量的预测,没有对各片区进



行合理的分配研究，因不同的用地结构布局对区域负荷密度水平会有较大影响，规划的燃气设施与负荷需求容易出现错配，造成供气设施的布局偏离负荷中心，导致管网投资增加，影响经济效益。编制燃气规划时，应积极开展负荷专项研究，结合现状用地、人口、产业相关的用气负荷特性，深入分析负荷发展规律，选择合适的预测方法，与国土空间总体规划用地布局和建设规模紧密衔接，与国内外发展定位相近的发达地区相类比参照，与城市未来发展趋势相适应，合理预测分阶段负荷和饱和负荷，以作为管网规划和布局规划的重要依据。

#### 4.2 气源选择

燃气气源主要包括天然气、液化石油气和人工煤气。燃气气源选择应遵循国家能源政策，坚持降低能耗、高效利用的原则；应与本地区的能源、资源条件相适应，满足资源节约、环境友好、安全可靠的要求。燃气气源宜优先选择天然气、液化石油气和其他清洁燃料。当选择人工煤气作为气源时，应综合考虑原料运输、水资源因素及环境保护、节能减排要求。

燃气气源供气压力 and 高峰日供气量，应满足燃气管网的输配要求，气源点的布局、规模、数量等应根据上游来气方向、交接点位置、交接压力、高峰日供气量、季节调峰措施等因素，经经济技术比较确定。门站负荷率宜取 50%—80%。

中心城区规划人口大于 100 万人的城镇输配管网，宜选择 2 个及以上的气源点。气源选择时应考虑不同种类气源的互换性。

#### 4.3 燃气管网布置

国土空间规划下的燃气发展专项规划，需要对城市用地空间布局和燃气管网技术性要求进行统一协调，为能在国土空间规划中统筹落实气源、储气站、门站以及线路廊道设施布局，燃气管网规划过程中需要重点考虑以下因素。

压力级制确定。燃气管网系统压力级制选择应通过技术经济比较确定，应简化压力级制，减少调压层级，优化网络结构，燃气管道的设计压力分级应符合现行国

家标准《城镇燃气设计规范》。最高压力级制的设计压力，应充分利用门站前输气系统压能，并结合用户用气压力、负荷量和调峰量等综合确定，其他压力级制的设计压力应根据城镇规划布局、负荷分布、用户压力等因素确定。燃气管网系统宜结合城镇远期规划，优先选择较高压力级制管网，提高供气压力。

管网布置。城镇燃气管网主干管网应沿城镇规划道路敷设，减少穿跨越河流、铁路及其他不宜穿越的地区，较少对城镇用地的分割和限制，同时方便管道的巡检和管理。应避免与高压电缆、电气化铁路、城市轨道等设施平行敷设；与建（构）筑物的水平净距应符合规范要求。中心城区规划人口大于100万人的城市，城市主干管应选择环状管网。长输管道应布置在规划城镇区域外围，当必须在城镇内布置时，应严格执行燃气设施保护范围要求。

以往的燃气管网建设规划一般由燃气企业为主网五年规划中完成，规划年限较短，难以适应国土空间规划要求。目前部分城市已在开展饱和网架和保底燃气管网规划研究，但存在与城市规划衔接不足的问题。因此，燃气发展专项规划宜由规划编制单位与燃气企业、燃气主管部门共同完成，加强远景饱和用气负荷情况下的饱和网架研究，将饱和网架规划落进城市用地空间，同时结合远期布局优化十四五燃气管道规划，实现燃气管道技术要求和空间布局的协调统一。

#### 4.4 燃气厂站落地

燃气厂站的布局和选址应符合城市、城总体规划要求，应根据负荷分布、站内工艺、管网布置、气源条件，合理配置厂站数量和用地规模。应具有适宜的交通、供电、给排水、通讯及工程地址条件，并应满足耕地保护、环境保护、防洪和抗震等方面要求，避开地震断裂带、地基沉陷、滑坡等不良地址构造地段。天然气厂站应根据长输管道走向、负荷分布、城镇布局等因素确定，宜设在规划城市或镇建设用地边缘。储配站站址应根据负荷分布、管网布局、调峰需求等因素设在城镇主干网附近；调压站（调压箱）应按供应方式与用户类型，根据负荷分布、压力

级制、环境影响、水文地址等因素布局。液化石油气供应站的站址应选择在全年最小频率的上风侧,地势平坦、开阔,不易积存液化石油气地段。

#### 4.5 储气调峰与应急储备设施建设

城镇燃气应急气源应与主供气源具有互换性,应急储备设施的储备量应按3天-10天城镇不可中断用户的年均日用气量计算,应急储备设施布局应结合城镇燃气负荷分布、输配管网结构确定,调峰设施应根据季、日、时调峰量确定,并按实际调峰需求,统一规划、分期建设。

### 5、规划数据管理与项目审批

2021年4月,自然资源部办公厅印发了《市级国土空间总体规划制图规范(试行)》和《市级国土空间总体规划数据库规范(试行)》,对国土空间规划的规划图纸和数据库建设提出了明确要求。燃气发展规划应依据上述标准建立坐标一致、边界吻合的燃气规划图集和数据库,经依法批准后将纳入同级国土空间基础信息平台,叠加到国土空间规划“一张图”上。

国土空间规划对燃气发展专项规划深度和精度要求更高,燃气发展专项规划数据库纳入“一张图”管理后,规划方案将不得随意更改,规划调整难度加大。因此,规划宜刚性与弹性结合,在城镇开发边界内,应充分论证远景负荷发展水平,预留足够的站址和廊道用地,落实燃气设施保护范围和控制范围,严格控制用地边界;在城镇开发边界外的区域,宜落实现状站址和线路廊道并控制用地边界,规划新增燃气设施站址和线路廊道重点避让永久基本农田、生态保护红线等刚性管控区域,完成初步的布局方案,最终的选址选线可在项目建设中结合实际情况进一步落实,规划数据管理中宜明确具体的管控要求,给规划实施预留一定的弹性空间。



燃气工程设施建设前期，可行性研究阶段的选址选线，办理用地预审与选址意见书、环评、水保、风评等审查，均与用地规划密切相关。以往因燃气主管部门的传统规划与城乡规划缺少协调，造成前期工作开展难度大，尤其涉及征地拆迁、基本农田等问题，更加难以协调。国土空间规划“一张图”，有利于燃气设施与用地规划的协调。燃气设施纳入国土空间规划，在规划阶段应充分考虑与城乡用地布局、城镇道路交通、水系、给水、排水、电力、电信、热力及其他专项规划的衔接与协调，尽量不占或少占用永久基本农田和生态保护红线，避开国家重点保护的文化遗址或有重要开采价值的矿藏，将有利于简化燃气项目前期审批手续。

## 6、燃气规划编制与实施建议

城镇燃气发展规划属于其中的相关专项规划，要遵循国土空间总体规划，不得违背总体规划强制性内容，其主要内容要纳入详细规划。燃气设施的气源、储备站、门站站址和管网建设与城镇用地布局规划具有重大关系，燃气主管部门应在本次国土空间规划背景下，积极参与国土空间规划的编制工作，加强燃气规划研究，协调落实设施用地，专项规划成果应纳入国土空间规划和下阶段的控制性详细规划，提高规划的可实施性。

建立统一的规划体系。县级以上人民政府燃气主管部门应在国土空间规划背景下，积极参与国土空间规划的编制工作，协调自然资源部门，形成的专项规划成果应纳入国土空间规划和下一阶段的控制性详细规划，落实气源、气化站（储气站）选址和中高压燃气廊道空间，从而缩减燃气设施建设的审批流程，提高规划的可实施性。深度衔接城市近期建设规划，必要时可编制燃气工程近期建设规划或区域燃气工程详细规划，进一步细化深化落实燃气设施布局，优化燃气建设项目的时序安排，使燃气设施建设与城市用气负荷增长相匹配，达到最佳

的经济效益和社会效益。(附图 3 燃气发展规划体系)

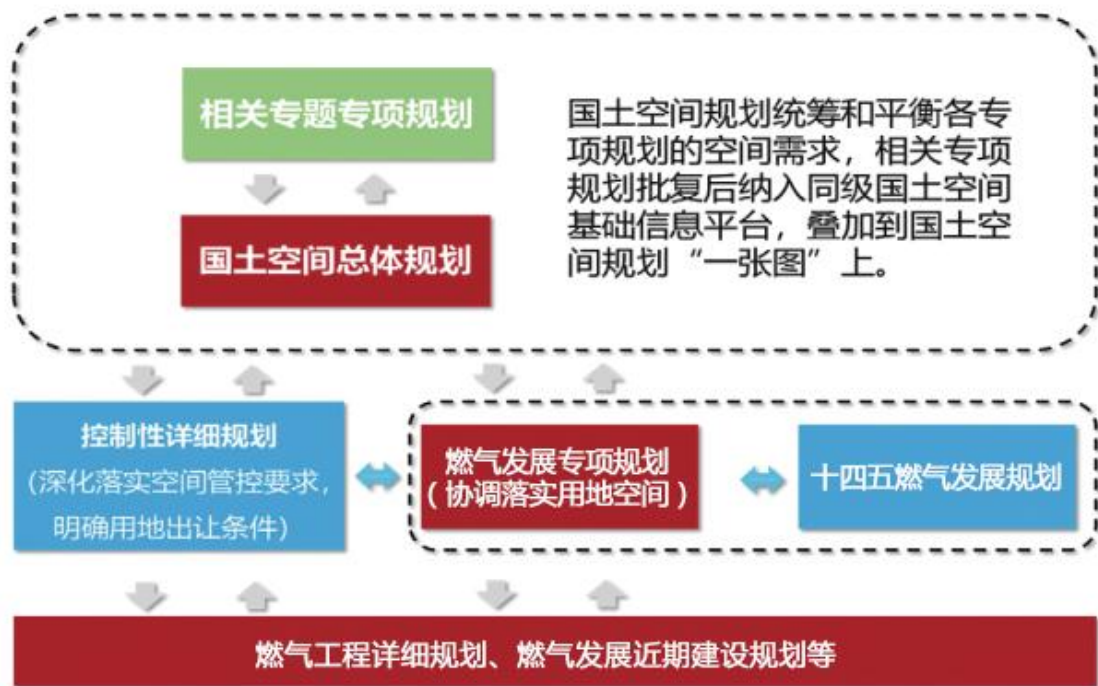


图 3 燃气发展规划体系图

**建立有效的协调机制。**燃气设施纳入市(县)级国土空间基础信息平台后，应建立两个规划间的常态协调机制。燃气主管部门、自然资源部门和燃气企业应加强沟通，共同就燃气专项规划的目标、范围、技术方法、规划年限、用地管控与规划的实施管理机制等方面作进一步探讨协商，从规划编制、修编、审查等各个方面建立完善的组织体系和协调机制，从燃气管网布局、储配站、门站站址用地、线路走廊等各个方面采取相应的技术手段和管理措施，保证两个规划相互衔接。

**建立基础信息共享机制。**国土空间规划实施中，在保障数据安全的情况下，严格按照国土空间“一张图”基础信息共享机制，实现基础信息的动态反馈和互联互通。燃气主管部门在组织燃气企业开展燃气设施及管网建设中，可依据“一张图”基础信息，结合城市开发合理安排建设计划，缩减项目前期论证审查时间，

实现燃气设施建设与城市用气需求的有效匹配；自然资源部门在用地管理中，将能更加便捷地查询燃气设施现状和规划建设情况，加强燃气设施用地管控，满足行政监督、公众参与和意见征询等需求，提升国土空间治理能力和公共服务水平。

总之，国土空间规划是未来各类建设活动的基本依据，城镇燃气发展规划加强与用地规划协调，有利于规划落地实施，可进一步优化建设项目前期审批管理流程，实现燃气设施建设与城镇开发的有效协同。目前国土空间规划体系已基本形成，燃气发展专项规划仍处于探索阶段，建议实践中加强部门协调，建立基础信息共享机制，统筹燃气规划规范技术要求和城镇空间落地可行性，提升规划的科学性和可操作性。

#### 参考文献及文件

- 【1】奚文斌，南京港华燃气有限公司，城市燃气管网规划设计研究，2017年9月
- 【2】梁峥，陆巍，浅析城市规划中的市政燃气管网规划设计[J].上海煤气，2008(12)
- 【3】陈世峰，徐欣.城市燃气管网规划设计研究[J].化工管理，2014
- 【4】《中共中央国务院关于建立国土空间规划体系并监督实施的若干意见》
- 【5】《城镇燃气规划规范》(GB/T51098-2015)

# 运用 5G 技术提升山地管道保护智能化水平

马涛<sup>1</sup> 韩林元<sup>2</sup> 闫瑞强<sup>3</sup> 杨元培<sup>4</sup> 王浩人<sup>5</sup> 姜慧春<sup>6</sup> 李小冬<sup>7</sup>

1.马涛 韩林元 闫瑞强 杨元培 王浩人 李小冬：国家管网集团贵州省管网有限公司 贵州 贵阳 550081

2.姜慧春：西南管道贵阳输油气分公司 贵州 贵阳 550081

**摘要：**本文分析山地油气管道保护的难点，通过引入具有高速率、大容量、低延时功能的新一代 5G 移动通信技术，探究其在管道阴极保护、网联无人机巡护、视频监控、应急抢险上的智能化应用。

**关键词：**5G 技术；山地油气管道；阴极保护；无人机巡护；视频监控；应急抢险

山地管道途经崇山峻岭，沟壑纵横，雨水充沛，环境气候条件复杂。地质沉降、山体滑坡、暴雨冲刷、塌方等严重威胁管道安全。再者山地油气管道沿线高差较大，列如中缅油气管道，高程差大于1000m的管段近10段，最大高程差1800m，沿线陡坡管段近100处[2]，给管道巡护带来挑战。人工巡检又存在局限性，长期以来，由于受技术条件的制约，管道外部安全监测主要靠人工巡检。山地不比平原，让工人常年累月不分春夏秋冬跋山涉水，非常危险。一旦管道发生事故，必将巡检人员置于危险之中，而且人工巡检不能实现时间与空间维度上的无盲区巡检。

## 1 5G通信技术特点

5G技术有如下特点[3]：(1)高速度，在实际应用中5G 移动通信技术网络的速率是4G 网络 10 倍以上。(2)低时延，相对于2G的时延为600ms (0.6



秒)、3G的时延200ms、4G的时延最好的结果98ms,5G的最好时延能达到1ms,这对汽车的自动驾驶、医疗的远程手术、运行高铁、网联无人机的信号覆盖却意义非凡。(3)大容量,5G移动通信技术网络出现,配合其他技术,空间将在数据意义上剧烈压缩,很有可能出现一套万物互联的全新景象。(4)低功耗,5G要支持大规模物联网应用,就必须要有功耗的要求。而5G就能把功耗降下来,让大部分物联网产品一周充一次电,甚或一个月充一次电,就能大大改善用户体验,促进物联网产品的快速普及。此外,5G无线通信还有扩展性特点,5G并没有脱离于3G、4G,而是将这些通信技术的优势有效的结合在一起,能够为用户提供更加丰富的使用体验与服务。

## 2 提升管道保护智能化效果

### 2.1 基于5G的智能阴极保护

长输油气管道需要对管道阴极保护数据进行监测,由于普通测试桩只能采集数据,而不能远程传输数据,只能依靠人工巡检定期获取数据,这种方式效率较低、费时费力,山区管道测量点现场环境复杂,导致阴保数据采集不及时甚至缺失,恒电位仪布置分散,依靠人工调节不仅容易错误操作而且难以做到集中统一管理,也不利阴保数据的动态管理。为顺应当今油气管道管理数字化、智能化的发展趋势,需建设阴极保护智能采集监控系统。

目前阴极保护智能化已有许多有益的探索,典型做法就是在山地管道上安装了管线阴极保护/杂散电流智能监控终端,作为系统平台的数据采集支撑,实现管道阴极保护状态监测、阴极保护设备远程控制、管道杂散电流监测、管道安全预警等功能,实现对管道阴极保护状况的评价与评估,为管道的阴极保护综合评价和风险管控提供基于大数据的智能调节和决策支持[4]。这些数据经过光纤和卫星通信方式进行传送,光纤通信有遭第三方施工破坏和地灾损毁断缆造成通信中断的风险。卫星通信有资费高、频率受限、传输效率低缺点,不适

合作为智能阴极保护系统的通信。通过将油气管道阴极保护智能监控终端改造为具有5G通信功能的阴极保护智能监控终端，实现监控终端与中心的高速、低延时通信，达到对山地油气管道阴保数据全天候动态监测和控制。同时在5G智能阴极保护智能监控终端在加装太阳能电池，实现油气管道阴极保护智能保护终端的节能环保。

## 2.2 基于5G网联无人机的山地管道智能巡护

传统的山地管道巡护主要主要依靠人工徒步巡检，效率低，而且人员置于山地环境风险较大，通过引入5G网联无人机代替传统人工巡检，实现山地管道无盲点巡检。目前国家管网集团贵州省管网公司在无人机管道智能巡护上做了一些探究（以清镇支线为列），通过对清镇支线全线进行坐标测量、无人机采集模型数据、拍摄全景照片，然后进行三维建模、VR全景合成、添加热点等数据处理，最后在将三维模型、VR全景、视频、正射影像拼接等可视化数据进行整合、搭建平台，录入相关信息，实现数据系统化、可视化。

后期通过无人机定时对油气管道精细巡检，利用可视化数据平台，实现三维建模技术高精度还原管线模型，进行可视化的细节查勘、测量与变量评估；VR-全景虚拟现实技术真实还原管道周边环境，添加热点录入相关信息，足不出户总揽全局，可视化管理；人工智能识别技术实时监测，快速识别目标物并上报问题点，同时为可视化数据提供更新依据，高后果区识别评估与第三方变量监测，为管理者提供危险报警和决策支持。

但是无人机一般通过遥控系统进行控制，民用无人机与遥控器之间的数据传输，通常采用低功耗蓝牙或 WiFi 技术，受发射功率限制，只能在不超过500米的视距范围进行数据传输，且传输图像最大分辨率不能超过1080p[5]。极大限制了无人机在山地油气管道巡航的应用，长距离的，因此无法一次完成整条长输油气管道巡护，且智能油气管道需要实时传输高清视频、VR全景虚拟

现实、控制信号等海量数据，机载蓝牙、WiFi、4G已无法满足无人机管道智能巡检高速率、低延时、大容量的应用需求。5G提供的大带宽、高可靠、低时延通信更好地契合了无人机管道智能巡检的要求，通过引入5G无线通信，搭建5G网联无人机智能管道巡检平台，突破以往通信手段的限制，结合人工智能和大数据算法，通过给山地管道设置巡检路由，让无人机按照设定轨迹自动巡检，利用远程终端对智能山地管道巡检系统进行智能监控，达到山地管道无盲点管理。

### 2.3 基于5G的智能视频监控

目前山地管道管理中常用固定式监控探头、移动式监控探头，固定式监控探头主要用于高后果区监控，移动式监控探头主要用于第三方施工管理。现行主要的做法是在高后果区管段安装固定高杆式太阳能监控终端、在第三方施工现场安装移动式太阳能监控终端，利用是4G网络上传至监控中心。由于4G网络受带宽的限制，无法高清实时的传输，延迟卡顿，采集数据有效性和一致性不佳，无法对现场变量进行精细管控。5G技术的引入可以依托其更快的传输速度和更低的延时，结合人工智能，可以对高后果区、第三方施工现场进行高清智能监控，实时对高后果区进行动态评估，对第三施工中的危险动作进行识别报警。

### 2.4 基于5G的智能山地管道应急抢险

山地管道地区地质灾害风险较平原地区大，经常出现管道露管、漂管、断缆、防腐层破损等事故，因此建立山地管道应急抢险平台，对保障油气管道的安全平稳运行时完全有必要的。通过引入5G技术借助其优势，结合网联无人机对事故管段的周边环境进行三维全景建模，AR增强现实，利用5G网络上传至应急平台中心，借助人工智能算法、大数据分析、物联网技术，智能选择最优抢险路径、调配最佳的抢险机具、合理分配抢险人员，为抢险决策者提供数据

支撑。

### 3 结语

随着5G技术的日趋成熟和大规模推广使用,借助其高速率、大容量、低延时的优势,深度融合人工智能、大数据、物联网技术,通过将山地油气管道保护全面数字化、智能化,破解山地管道管理症结。未来的山地管道保护平台将具备态势全面感知、智能决策、智能控制、自主学习功能,也会是低风险的、高效率的。

### 参考文献

- [1]国家发展改革委,国家能源局.关于印发《中长期油气管网规划》的通知:发改基础〔2017〕965[EB/OL].(2017-05-19)[2019-03-21].  
[http://www.ndrc.gov.cn/gzdt/201707/t20170712\\_854427.html](http://www.ndrc.gov.cn/gzdt/201707/t20170712_854427.html).
- [2]王学军,陈怡静,余志峰.中缅油气管道工程建设难点与创新设计[J].油气储运,2014,33(10):1039-1046
- [3]丁玲台.试论5G移动通信核心网关键技术研究[J].科技风,2020(08):109.
- [4]王爱玲,刘玉展,余东亮,朱建平,何黎,黄文.山区管道阴极保护智能采集监控管理系统应用[J].油气田地面工程,2019,38(S1):149-153.
- [5]杜斌.基于5G的无人机技术和应用研究[N].人民邮电,2019-10-25(005).

### 第一作者简介

马涛(1982年12月出生),男,国家管网集团贵州省管网有限公司,高级工程师,生产运行部科长;通讯地址:贵州省贵阳市观山湖区金城街101号黔桂商务中心,联系电话:18841370163。



# 区域化模式下油气管网无人站集中调控管理研究与实践

马涛<sup>1</sup> 赵潇<sup>2</sup> 韩林元<sup>3</sup> 朱云飞<sup>4</sup> 闫瑞强<sup>5</sup> 王浩人<sup>6</sup> 杨元培<sup>7</sup> 李小冬<sup>8</sup>

**摘要：**在实施区域化模式之前，管道运营企业站场因建设时间及设计理念不同，站场采用倒班运行、2-4小时巡检、24小时实时监屏、各站点分散的传统运行模式，导致过多的人员投入到管道运行监视中。针对区域化模式下站场无人化管理还存在站场风险识别不到位、监控措施还不够完善、巡检质效未达到最优、应急处置等安全生产工作流程还不够简洁实效。以燕楼—孟关支线等7个站场为试点开展站场生产运行岗位无人值守集中调控管理，结合管道和站场设施完整性管理的难点，初步探索油气管线无人值守运维的场景和方法，在生产运行模式转变、标准化站队建设及设备设施优化、风险隐患排查与治理、生产运行技术试点应用、员工素质提升等五个方面下功夫，通过站场无人值守站集中调控的试运行，在管理效率提高、节约成本、风险管控、本质安全、员工素质及幸福感等方面取得了良好的效果，可以为管道企业无人值守集中调控模式的探索及常态化运行提供参考。

## 一、前言

面对油气能源行业发展的新形势，油气管道企业积极促进新一代信息技术与油气主营业务融合发展，坚定不移地走新型工业化、信息化道路。诸多企业克服自动化系统与物联网建设标准的差异积极实施“无人化”建设，而“无人化”运营也逐渐成为管道企业数字化转型、智能化发展、强化本质安全、提高系统效率、控降运营成本、实现高质量发展的关键支撑。

通过该项目管理实践，在区域化模式下实施安全生产业务扁平化、专业化为目标，以风险管控为核心，以自动化、信息化、智能化为支撑，以标准化为抓手，以提升员工素质及能动性为根本的管理理念，加强贵阳调控中心对所属各站场集中监视、精准控制管理，油气管道及站场设备设施的可靠性、安全防护能力显著提高，安全生产管理制度不断优化，员工技能由技术单一向综合能力发展，生产管理由分散的站场管理向区域化管理转变，运行维护实现集中监控、集中巡检、集中维修，多工种联合作战优势逐渐显

现，维检修效率明显提高，燕楼-孟关支线、安顺站、都匀站、遵义首站、麦架站实现了天然气站场无人值守站集中调控标准化生产运行模式。

## 二、成果实施背景

### （一）无人站集中调控生产运行模式是油气管道企业标准化建设趋势

目前国内绝大多数的油气管道站场为24小时有人值守，随着自动化技术和设备可靠性的提升，可降低操作人员安全风险和运营成本的无人值守站场成为未来主流趋势。为了进一步优化管道运行管理体制，建立国际先进水平管道运营企业，开展长输天然气管道数字化无人值守站场探索研究及建设工作，采用“由点带面”的方式推动整体数字化转型，促进公司管理变革，实现降本增效，为企业高质量发展提供重要支撑，无人站集中调控生产运行模式是油气管道企业标准化建设趋势。

### （二）现代自动化、信息化、智能化技术为无人站集中调控生产运行管理提供技术支撑

以人工智能、大数据、云计算、物联网等为标志的第四次工业革命孕育兴起，开启了智能时代的序幕。中国油气管道行业向更高阶段的信息化与智能化发展加速迈进，是大势所趋，也是必然选择。国家管网集团在管网规模、集中调控能力、信息系统建设、自动化控制、完整性管理等方面一直走在前列，基本完成了从传统管道向数字管道的升级转变，管道业务“标准化、模块化、信息化”水平持续上升。面对智能化发展浪潮，一方面持续巩固既有成果及优势，一方面高位谋划、高点起步、高效推进。经过原中石油管道企业多年探索实践，区域化管理模式已逐渐成熟，在扁平化组织形态及自动化、信息化、智能化新技术不断涌现的催化作用下，可以将其作为管理提升措施改进提供支撑，为实践无人站集中调控生产运行管理的必然需要。

### （三）无人站集中调控是促进油气管网企业集约化、标准化、专业化的需要

结合国家制定的《中长期油气管网规划》[1]要求，2025年全国油气管网规模要达到24万公里，这也意味着未来5年国家管网集团公司每年需新建管网超过1万公里以上。随着油气管网系统每年会新增大量管线和场站，从而需要新增劳动力来管理维护这些站点，但企业靠新增定员扩大生产不符合“集约高效”的战略发展方针，研究场站的无人值守显得十分必要。分输站是油气站场数量最多、覆盖面最广的一种典型站场，适宜进行无人值守站场管理研究。其生产采用了中心站生产管理模式，分输站采用无人值守进行生产

管理；在作业区内部设置中心站，中心站通过运检维一体化的方式进行生产管理，人员收集管辖分输站的生产数据并进行周期巡检、维检修作业；区域调控中心向指挥中心上传生产数据并接受指挥中心的调度指令。以调控中心为核心，加强站场物物互联力度，实现对所属各无人站场集中监视、精准控制管理，是油气管道企业高质量发展必然需求。

### 三、主要措施及方法

按照区域化工作要求，贵州省管网有限公司全面深化及探索区域化管理模式，在设备设施优化及可靠性提升、适应性升级改造、风险辨识与管控、员工素质提升、区域化管理及技术创新等五个方面全面深化区域化管理模式。自探索区域化管理模式以来，采取试点先行、稳步推进的方式，按照安全第一、实事求是、统筹兼顾、循序渐进的原则逐步实施。立足完善升级作业区的“软件”，通过优化作业区巡检工作、增强维保配置和能力建设、拓展自主运维与修理的范围与职责的“一优一强一拓展”三个步骤，员工队伍向精简、高效发展，员工技能由技术单一向综合能力发展。同时加大智能化检测管控的探索步伐，以贵阳调控中心远程集中调控、应急指挥、站场人员现场监护、作业区定期巡检与维护的运行管理，生产管理由分散的站场管理向区域化集中调控运行管理转变，实现了“集中调控、应急值守”生产运行管理模式。

为了实现无人站场集中调控模式管理模式，结合分输站场点多分散的特点，贵州省管网有限公司以安全生产业务扁平化、专业化为目标，以风险管控为核心，以自动化、信息化、智能化为支撑，以标准化为抓手，以提升员工素质及能动性为根本的管理理念（见图1），2021年10月以燕楼-孟关支线（燕楼站、白腊冲站、孟关站）、安顺站、都匀站、麦架站、遵义首站做试点，抽离生产运行岗位人员，开展为期1月无人值守站集中调控管理探索实践。

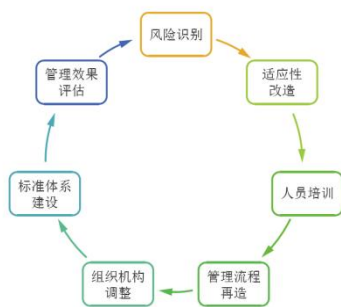


图1:无人值守集中调控闭环管理流程图

### （一）以扁平化、专业化为目标，优化生产组织模式

以区域化管理为核心的新型劳动组织架构率先推行“机关管作业区”改革将原来的“机关-16座站”管理层级运作模式优化为“机关-2个作业区”扁平化管理模式使业务流程和管理流程相统一降低操作成本，精简人员机构，提高工作效率，在生产现场通过改造无人值守站形成“中心站+无人值守”的劳动组织架构和生产运行方式形成“调控中心+站场”集中调控模式。

1.通过“两增一减”优化组织机构，完善人员配置。通过“增加作业区专业技术岗，增加调控中心调度岗位人员，减少日常巡检人力”大力开展设备维修、技术攻关，切实提升员工专业技术能力，实施“集中调控、应急值守”的生产运行管理，进一步增强了集中调控和统一远程管理能力。经过软件提升和硬件改造，原先16座站场由站控转变成贵阳调控中心对管道及工艺运行参数和设备运行情况进行集中监控。调控中心增加6名调度岗位人员，在国家调控中心开展调度专业培训取证，担任日常调度远程操作任务，站内人员应急值班。

推进劳动组织优化，按照岗位价值制定合理的薪酬分配制度，建立员工发展通道，推进“双序列”改革，拓宽生产运行岗位晋升途径，下沉管理权限，为员工赋能，消除员工转岗顾虑及抵触情绪，稳定员工队伍并激发其强大潜能，张扬创新活力与工作热情，反哺企业，为企业赋能。

2.深入开展基层站场作业活动内容分析，明确站场三基工作内容。结合安全生产队伍“三湾改编”推进工作，梳理作业区工作量，科学“减负”，优化管理环节。推进机关及作业区管理的标准重塑和流程再造，针对作业区干部员工的区域化管理模式下的基本素质需求、各员工岗位的基础工作要求、各站队的基础资料保存内容要求，持续梳理细化各专业及作业区各岗位HSE岗位责任清单、周期性工作清单（一岗一清单），对作业区工作生产模式进一步优化，适应站场“集中调控、应急值守”生产运行管理模式。

3.完善运维模式，实现由运检分离向“三个集中”转变。坚持集约化管理原则，改变以往的“运检分离”模式，建立作业区属地为主、专业队伍技术支持的维检修模式。作业区队伍结构由“运行监屏为主”转为“以维护检修为主”。由作业区负责站场巡检及日常维检修作业，对所辖站场设备设施集中巡检、集中维修，实行“运维抢一体化”，以最大程度提升管理效能。



(二) 以风险管控为核心，加强管道设备风险识别和应急处置

1.站场风险辨识、评估水平双提升。根据无人值守站场管理的目标，对各站场进行适应性分析和风险排查辨识，自行组织业务部门及作业区员工或邀请专家综合利用先进方法（HAZOP、SIL、RBI、工艺管线全面检验、应力测试）进行分析，对站场风险进行评估。在实现集中监控前各输气站场通过风险辨识，识别出：电加热器或电伴热系统无法实现远程启停，包括调压阀前电加热器、自用气撬电加热器等；计量系统数据远控和报警信号未实现远程监视，包括流量计参数诊断远程监测；UPS关键数据及报警信息未上传；柴发机关键报警信息未上传；供电系统报警信息未上传；关键机柜间（PLC机柜间、UPS间）未安装环境温湿度变送器进行数据远传等；安防监控存在盲区，包括下游代管站工艺区无视频监控、周界报警与视频信息未联动；机柜间等重点区域未监视；ESD系统存在误动作风险；工艺管线环焊缝依然存在缺陷风险隐患等。针对以上风险，已通过多次专项治理及改造完成彻底消除。



图5：适应无人值守站场管理识别的风险

2.系统设备监控、可靠双提升。根据无人值守站管理的安全生产业务需求，通过调控中心远程监控改造、分输自动控制改造、第三方施工和高后果区视频监控接入，实现在多气源管输模式下调度中心对所属各站场及线路远程监视、精准控制及统一管理和公司应急指挥中心职能。以 HAZOP 分析为依据，通过风险识别评价，从本质安全、技术措施、管理措施、应急措施、个人防护 5 个维度梳理分级管控风险，对自动化、通信、电气4个方面开展了8项适应性改造，从源头阻断事故链联系。其中包括：（1）贵阳调控中心集中监控及报警分级；（2）站场柴发机关键数据远传监测；（3）站场通信链路优化升级；（4）自用气撬电加热器自动控制改造；（5）UPS间、机柜间环境温湿度检测上传；（6）ESD按钮自诊断功能整改；（7）切断阀控制改造；（8）下游合建站工艺区及重点区域增设工业电视改造等。

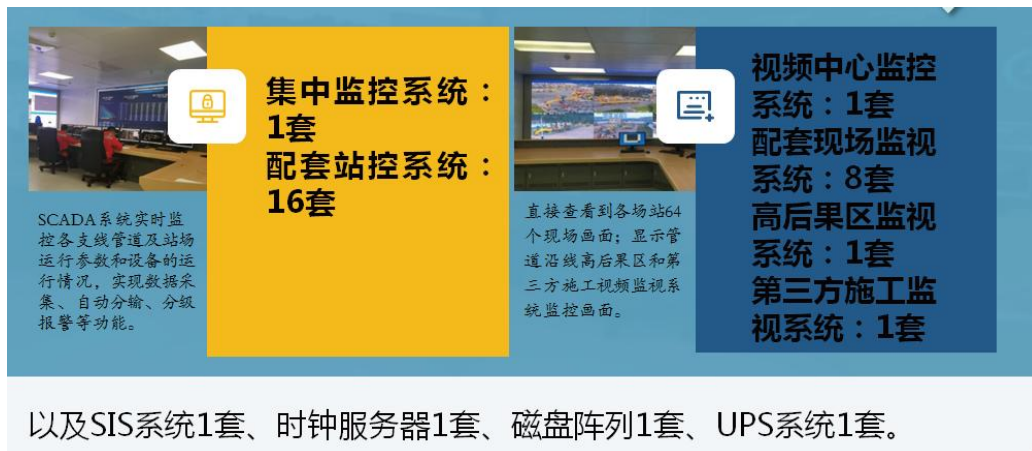


图6：调控中心主要改造及具备功能



图7：无人值守集中调控改造工作

3.站场隐患治理、安全管控水平提升。举一反三、深入再认识，多次开展设备设施问题隐患专项排查，全面测试站场ESD功能确保紧急情况应急处置，排查UPS不间断电源故障、防爆设备设施、站场自用气系统风险排查、温度仪表检测元件套管、SCADA网络安全等级保护测评、工艺管线腐蚀盲区、引压管崩脱风险、绝缘接头天然气泄漏排查，以保代修全面排查设备及系统安全隐患；站场工艺管道环焊缝风险排查及治理。开展所辖站场工艺管道环焊缝排查及管道全面检测，完成遵义南、修文站站工艺管道环焊缝缺陷整治，如图11；完善站内管道管理合规性，目前《特种设备使用管理规则》对长输管道的使用登记办理未有相关要求，随着国家对特种设备加强监管的趋势，以及对站场工艺管道视为工业管道管理要求，提前沟通完善站内管道完整性管理，取得站内管道使用登记证，也为后期其他输气站场站内管道注册登记工作提供了流程性示范，进一步的提高了站场本质安全的可靠性、合规性。

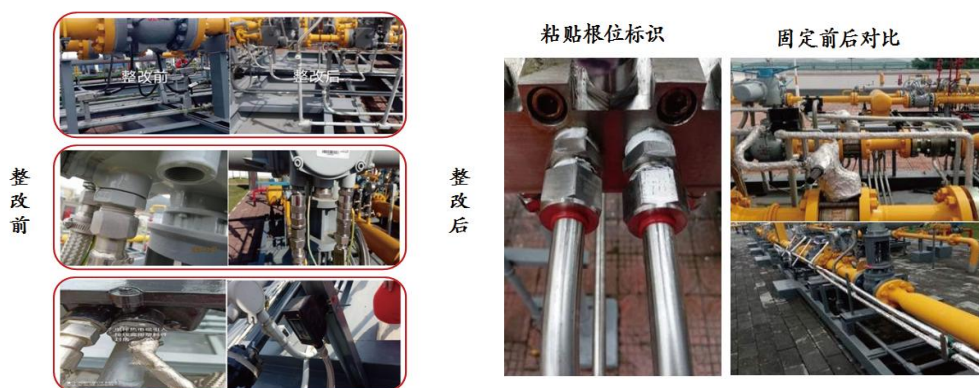


图10：开展防爆隐患及引压管崩脱隐患治理

委托专业机构开展了防爆检测，根据检测发现的问题，及时制定整改计划对格兰头、电缆接头、防爆堵头、接线盒等存在的防爆问题彻底整改。认真吸取遵义南站引压管崩脱事件处置经验和其他公司引压管事件的教训，完成了326处引压管风险排查，对26处风险点进行紧固，并研究制定了引压管支撑固定+粘贴根位标识的办法，长效消除引压管崩脱风险，如图12。

4.站场应急处置、线路应急抢险能力提升。全面推进无人值守站事故前期处置能力建设，按照作业区运维抢工作要求，进一步梳理、规范管道发生事故后第一时间作业区在“抢”方面应该开展的工作，结合中心站维抢修驻扎人员到达无人值守站维抢修时间，强化训练和考核、强化应急演练工作，将应急演练由演向练转变，通过应急演练检验提升应急处置能力。组织开展线路应急物资、应急处置方案培训，强化应急流程、保障事故状态下的快速反应能力。摸排梳理场站各专业设备运维现状，编制应急物资储备管理手册（如图13），在不同站场分别开展不同场站事故事件应急演练，充分总结各个站场设备故障抢修时间和优化应急资源分配。

（三）以标准化为抓手，夯实安全生产管理

1.因地制宜，推进“新模式”生根

组织生产管理岗人员梳理体系文件、五大手册，结合岗位责任制及公司作业区实际情况，厘清贵阳作业区所辖燕楼、白腊冲、孟关站场三基工作内容，细化员工、时间、内容。优化管理环节，针对区域化管理模式下的基本素质需求、各岗位的基础工作要求、各作业区的基础资料保存内容要求，持续梳理细化作业区各岗位及各专业周期性工作清单（一岗一清单），实现基层站队日常工作量化管理，适应无人站场生产运行管理

模式。瞄准管理的“缺项、低项、虚项”三个维度，着力解决管理缺、标准低、落实虚的实际问题，通过结合“一岗一清单”开发基础业务流程无漏项系统及生产智能辅助系统的应用，解决员工日常工作计划创建、下达、审批、办理、考核，推动管理上台阶。将作业区安全生产资料电子化，利用“云办公”优势，在钉钉开通19项常用业务管理，精简审批环节。

#### （1）无人值守站场巡检标准优化

结合各站场实际风险识别情况，针对不同的高风险区域，增加不同巡检频次内容，编制各作业区日巡、周巡、月巡巡检标准表，将巡检标准进行优化，调整重点区域巡检频次，由巡检频次向巡检质量提升，提高巡检实效性。

#### （2）调控运行工作标准化

根据各站工艺运行操作原理及站场各类应急处置，结合站场启停输工况、操作步骤和自动分输控制，编制了管网公司调度运行手册，推进调度员的日常工作流程及内容标准化。

#### （3）集中维检修标准化

针对燕楼孟关支线无人站场管理运检维的特点，管网公司组织人员编写了站场设备维修标准清单，细化故障描述、明确维修过程和增加效果反馈等内容，使清单更具有实用性和指导意义。

### 2. 抓实抓细基础管理。

（1）构建新体系基础。夯基础、塑规范，编制了岗位作业文件、修订应急预案、完善QHSE管理体系文件及岗位应知应会手册。

（2）建设标准化作业区。以标准、流程、作业文件“三统一”工作为基础，编制基层作业指导书、设备管理手册、承包商安全管理指引、生产现场安全管理指引、作业许可证管理指引、基层岗位工作指引表，开发了标准化信息系统，基层管理标准化水平进一步提升。梳理了作业区操作规程清单，印发了操作票、应急处置卡、维检修作业卡“一票两卡”，岗位作业标准化得到提升。

（3）提升履职能力。为推动改编成果的应用落地，采取应知应会全员学习轮训的方式，主要瞄准的是应急能力、风险辨识能力、高危作业监管能力等员工能力短板。

### 3. 多措并举优化，提升设备设施管理



加强设备全生命周期管理，结合各专业设备运行维护现状，对往年故障进行总结分析梳理，各类专业设备有序开展了电加热器维护、工艺设备附属设施隐患整治、ESD按钮整改、防爆设备设施整改等工作，优化提升了站场设备设施管理水平，进一步推进标准化站队建设。



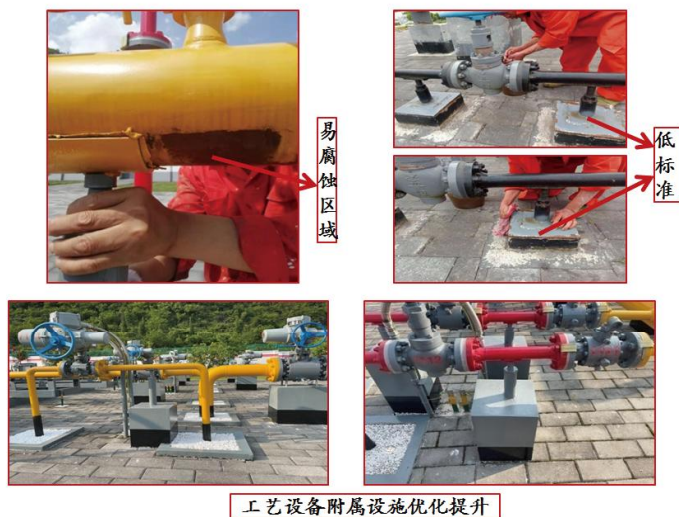
执行机构齿轮箱维护保养

计量器具维护保养

电加热器导热油维护更换

图21：设备维护保养

(1) 经过对场站进行举一反三风险排查，识别出站场工艺管线支撑管托与管道底部接触面容易形成积水，部分站场的混凝土支墩及管托无法调整导致与管道接触面存在腐蚀风险，且存在管道壁厚检测盲区。开展站场工艺设备附属设施整治工作，将管托更换为可调整管托，并对管托、管线接触区域进行壁厚检测，提高风险管理水平及附属设备设施管理标准。



工艺设备附属设施优化提升

图22：工艺设备附属设施优化提升

(2) 对照《油气管道 SCADA 系统报警分级技术规范》的要求，对输气站场工艺区

主入口通道和逃生门处设置防爆ESD按钮和声光报警器，在控制室门口和操作台设置ESD按钮和声光报警器，根据报警信息，设置各站场控制系统报警/事件信息分级。



带有自诊断ESD按钮及现场声光报警器

图22：ESD按钮整改

(3) 针对静电释放柱装置不具备提示音功能或未粘贴触摸时间提示牌，不能有效判断静电是否消除彻底，采取更换安装具备声光提示功能的静电释放柱。

(4) 统一站场接地标准，整改了各场站接地标准较低，接地扁铁长宽不一、接地线长短不齐，老化锈蚀等现象，消除了风险隐患。

(5) 针对管道气质水露点高，分输压差大容易造成冰堵的问题，采取增加电伴热和保温，提升下游输送进站压力、减少压差等优化分输工艺的办法进行分输。



图23：调压工艺电伴热和保温改造

(四) 以自动化、信息化、智能化为支撑，进一步提升集中调控管控水平

1. 新型设备试点运用，为安全运行增加“动能”

(1) 试点应用无热源感应加热毯

为了确保极端天气下站场分输安全运行，针对水露点高、调压压差大工艺情况，采用无热源感应加热毯，不断变换高频磁场，使管道设备金属体自身发热，防止在站场调压设备及管道防冰堵事件发生。



图24：调压工艺试点应用无热源感应加热毯

(2) 便携式可燃气体检测仪应用

使用激光甲烷遥测仪，可快速精确测量工艺区管道设备可燃气体泄漏浓度，改变传统携带喷壶检测气体泄漏巡检方式，提高巡检质效。



图25：便携式可燃气体检测仪巡检

2.探索智能化技术应用，为风险管控促进“效能”

(1) 激光式气体泄漏检测

针对无人值守站夜晚非巡检时段天然气泄露安全风险的情况，公司引入激光式气体泄漏检测新技术，开展为期1年的灵敏性效果测试，通过对工艺区的实时监测，有效弥补了无人值守站工艺区天然气泄漏管控不到位的问题。至今该设备在3座站场工艺区成功发现了17次天然气泄漏事件。



图26：激光式气体泄漏检测系统



## （2）搭建UPS蓄电池远程智能管理系统

UPS电源作为电源系统的唯一后备保障单元，如何确保其安全、稳定运行成为了蓄电池管理工作的重中之重。针对无人值守站UPS设备巡检维护中，人工巡检存在设备风险识别不到位的情况，无法及时的发现、排除蓄电池故障，长期浮充存在蓄电池发热、烧损的风险。开展了UPS蓄电池远程智能管理系统搭建工作，对UPS系统的蓄电池进行实时监测诊断，以达到及时发现并处理故障、提升设备设施风险管控的目的。



图27：搭建UPS蓄电池远程智能管理系统

## 3. 融合信息化技术应用，为精细管理提升“势能”

### （1）搭建场站智能操作辅助系统

针对无人值守站现场维检修工艺操作，搭建油气场站智能操作辅助系统，通过语音播报（流程不可越过）、标准动作3D动画指引显示和操作过程实时监控等技防措施在员工任务执行、技能培训、练习指导、流程切换和工艺操作提供智能指引，提高油气场站设备周期维护时效性，实现设备操作唱票的电子化、智能化和可视化，用以解决员工技能素养不一、执行不到位、设备种类繁多且操作规程不一对安全生产的影响。

### （2）搭建基础业务流程无漏项办公模块

针对在智能操作辅助信息系统开发基础业务流程无漏项智能化管理模块，基于网络和远程管理的在线办公系统，实现有计划地组织开展安全生产工作，在线审批及考核评估，形成一套安全生产完整全面的重点工作及日常工作管理考核机制，解决站场员工日常工作计划创建、下达、审批、办理、考核全过程智能管理。

### （3）搭建企业数字化管理平台（BI平台）



为挖掘市场潜力，促进增输上量、增多管输营业收入，通过钉钉软件搭建企业数字化管理平台（BI平台），把资源、市场、生产等数据和政策信息等内容统一集成，建立客户数据库，实现大数据分析、数据挖潜等功能，为预留分输口、开口信息等市场开发业务提供智能依据。

（五）以提升员工素质及能动性为根本，探索一支“管理创新型、技能竞赛型、运维抢能力处置型”的梯队人才团队。

### 1.提升员工技能实用化水平

通过管理模式转变及工作职责调整，站场技术员转变为专业维护工程师，岗位需求从“一岗一专”转变为“一专多能”。在贵阳作业区打造常规设备基础维检修实训场地，针对员工的能力短板进行专项培训、专项突击，成立电信仪、计量、工艺设备5个专业提升小组，强化电信仪专业设备动手解决问题的能力，大力实施精准培训及转型培训，采取云直播、现场培训、小视频制作等丰富多样形式促进员工由技术单一型向复合型转变。



图31：培训视频制作



图32：云实操培训

## 2. 提升专业化运维抢处置能力

在安全生产专项整治三年行动计划基础上，瞄准运检维、应急管理短板，一是以“维修小组+专业提升小组”的模式，解决日常运维抢业务需求；二是建立“治早治小+站场策防+内外联动”的应急防御体系，与地方政府或相关单位联合开展了16次应急演练，锤炼多方联合作战能力；三是结合遵义南站引压管崩脱、孟关站围墙外发生山火、高坪站雷雨天气触发ESD等事件应急处置经验，印发了《应急工作手册》，规范应急处置标准流程和内容。



图33：站场应急演练及处置

## 3. 提升高素质创新型人才

在开发人才资源的整体中，既重视员工整体素质的提高，还兼顾拔尖创新人才的培养。着力涵养创新文化，加强外部沟通交流，结合公司实际创新工作方式方法，从基层实践智慧中总结经验，积极开展科技、管理创新活动。公司领导及业务管理人员多次参加了以无人站场、无人机应用、智能管道、智慧管网等主题技术交流会，成立QC小组研发提质增效课题，在期刊、学术交流会发表科技学术论文加强行业及公司内部交流，积极申报开展《管道企业承包商管理信息系统的构建与实践》、《绝缘接头漏气检测技术创新与运用》、《引压管崩脱风险防控技术创新及运用》等多项管理创新、一线技术创新创效课题。

## 四、取得的效果

无人站集中调控管理在燕楼-孟关支线、安顺站、都匀站、麦架站、遵义首站试点应

用以来，取得了较好的成果，主要表现在以下几个方面：

### （一）提高安全生产管理效率

在管理应用方面，一是优化了组织架构，提高了管理效率和能力。将原有场站分散单站管理模式，转变为以中心站为中心的集中管理模式。以流程管理整合生产单元，分区域优化中心站设置，强化作业区“中心站”生产组织及监管职能，并依据站场工艺流程、管控风险，原11座自管站及5座代管站将优化为2个作业区，使机构更加精干，生产组织模式更加快捷有效。

二是盘活人力资源，缓解用工矛盾。每个分输站生产运行岗原配置6-8人，无人值守站建设应用后分输站配置2-3名运行岗员工，转型配置4人负责设备维检修与集中巡检，较大程度上解决了人员不足的问题，生产运行岗位人员劳动效率提升了67%。加强与提升了人的管理，将重复性、低价值的工作交给“流程”，将人的智慧用在更重要、更有价值的工作中，转变管理理念，在“精细化管理”的基础上，向“精细化服务”延伸。

### （二）节约管理成本

1.节约人力成本。无人站集中调控模式用于燕楼-孟关支线分输站场，这既能优化生产流程，又能满足过程式监控需求，从而优化管网资源配置，全面提高企业综合效益。分输站无人值守活动付诸实践后，主要借助各类自动化、信息化系统，通过SCADA系统获取工艺参数，掌握参数变化情况，进而远程传递启动、暂停指令，使天然气分输生产任务又好又快完成。无人值守功效发挥过程中，自动化集成装置、在线监测技术以及多功能设备联用，使安全风险大幅降低，并减少人力资源投用量，使人力资源成本得到有效控制。可以很大程度上减少人力成本，间接降低了管理成本。7座站场共少配置21名生产运行员工，减少人力资源成本费用380万元。

2.节约生产运行成本。通过建立作业区中心站细分生产管理任务，或者基于作业区管理原则设置各分输站巡护点，调控中心调度员利用升级后自动化系统动态监控、精益

化管理，即便出现异常现象，或者发生紧急故障，能在应急措施帮助下发挥应急指挥中心职能减少管道企业经济损失；从无人值守模式的效益层面来看，其能够为管网安全运行、稳定生产提供可靠的技术保证，同时还能有效降低管输生产成本、提高天然气输送质效，进而扩大了企业利润空间；从员工能力提升层面来看，解放了站场值班人员，释放了有限劳动力，将运行岗人员补充到设备维检修岗位中，扩充维抢修队伍，减少了每年请各专业公司代维人员的费用以及设备返厂或厂家技术人员现场维修设备的成本费用。

### （三）进一步提升管网风险管控和本质安全水平

在无人站集中调控模式的建立过程中，对信息化系统、电信仪系统、设备设施基础都进行了可靠性优化，硬件基础管理水平显著提升。各站场具备远程控制和集中监视条件，由贵阳调控中心远程集中调控组织运行、远程监视进行巡检巡查、作业区定期到无人值守站进行巡检与维护，构建“三位一体”运行控制与维护模式，降低了人员暴露在风险区域和因人工频繁操作产生的安全隐患。通过强化作业区人员维抢修保障能力的配置与建设，扩充作业区自主运维与修理的范围与职责，贵阳调控中心满足站场、高后果区、第三方施工远程监视，发挥应急指挥功能，也为公司区域化管理提供坚强保障。截止目前，贵州省管网有限公司站场未发生1次安全、环境、质量事故事件，并通过系统监控措施发现了12次未遂事件。

### （四）进一步提升员工能力素质及归属感

燕楼-孟关支线（燕楼站、白腊冲站、孟关站）、安顺站、都匀站、遵义首站、麦架站无人值守站运行后，取消站场运行操作岗，将常规作业交给“系统”，员工腾出更多精力从事非常规作业及技术性工作。运行岗员工转型以“维修小组+专业提升小组”的模式，解决日常运维抢业务需求，作业区自主运维技能显著提升，站场设备自主维修率不断提高，站场设备自主维修率达到90%，有效缓解了生产运行压力。员工从偏远的



分输站场集中到社会依托较好的中心站工作和生活，解决了员工吃、住、休闲等涉及民生的关键问题，极大的改善了员工的生产生活条件。员工的集中管理，其归属感和幸福感也得到提升，也有效增强了员工集体荣誉感和团队凝聚力。

## 五、展望

油气管道企业从实现站场区域化管理，到规模化应用实现“少人化”，再到完善无人装备体系实现作业现场无人化，还须经历一个持续的摸索和迭代过程。贵州省管网有限公司结合自身生产经营特点，在生产运行模式转变、标准化站队建设及设备设施优化、风险管控、生产运行新技术应用、员工素质提升等五个方面做了一些的工作，虽然在无人值守站场集中调控运行形成了一些的制度、取得了一定的效果，但在全面推进管网无人化站场管理还需利用好现代智能信息技术，基于业务维度、智慧维度、能力维度集中在物联网、数字孪生、设备智能诊断、工业互联网平台应用等方面还需做进一步实践应用和积累，例如：

（1）借助智能化工具糅合承载流程/规范、现场作业经验、生产管理经验，需要各参与方积极协作，发挥群体智慧，挖掘需求与问题，研究解决思路，推进方案设计、验证和优化。

（2）在移动通信、数据管理、无人装备远程操控、管道数字孪生体成熟度培育等关键技术领域取得突破；跟踪相关技术的最新成果，识别应用价值和积极验证，以及借鉴其他行业先进经验。

（3）在技术验证成果积累到一定程度后，有必要制定符合油气管道行业应用需要的技术规范，牵引无人装备、技术供应商的技术改进方向，从而达到保障应用效果、降低规模应用成本的目的。

（4）数据是无人站智能化的基础，还需从顶层设计制定现代油气管道企业数字化转型的任务目标，基于数据资产而实现管网的数字化、网络化、智能化以及平台化经营与

管理，将创新全新的管道行业“新生态”，推进站场无人值守，从而使中国油气管网安全水平和运行效率提升到一个新高度。

未来，管网企业将以新发展理念为引领，面向高质量发展需求，为国家能源安全提供更强有力的支撑。

#### 参考文献

[1]国家发展改革委,国家能源局.关于印发《中长期油气管网规划》的通知:发改基础965[EB/OL].[2017-5-19].[http://www.ndrc.gov.cn/gzdt/201707/t20170712\\_854427.html](http://www.ndrc.gov.cn/gzdt/201707/t20170712_854427.html)

#### 第一作者简介

马涛（1982年12月出生），男，国家管网集团贵州省管网有限公司，高级工程师，生产运行部科长；通讯地址：贵州省贵阳市观山湖区金城街101号黔桂商务中心，联系电话：18841370163。

值

## 关于印发贵州省瓶装燃气在公共用餐区域“瓶改管”指导意见的通知

贵州省各瓶装燃气企业、相关餐饮燃气用户：

为认真落实《中华人民共和国安全生产法》《全国城镇燃气安全排查整治工作方案》等精神，规范贵州省餐饮燃气用户在公共用餐区域内采用管道供应燃气，杜绝公共用餐区内设置气瓶，保障人民的生命财产安全和公共安全。根据工作安排和相关法律法规要求，在贵州省住房和城乡建设厅的支持下，贵州省燃气协会组织拟定了《贵州省瓶装燃气在公共用餐区域“瓶改管”指导意见》。请城镇燃气企业、相关餐饮燃气用户，结合实际推进餐饮燃气用户公共用餐区域内瓶装燃气气瓶直接供气改为管道供气。

贵州省燃气协会

2024年3月11日

# 贵州省瓶装燃气公共用餐区域 “瓶改管”指导意见(试行)

## 第一章 总则

**第一条** 为规范餐饮燃气用户在公共用餐区域内采用管道供应燃气,严禁在公共用餐区域内设置瓶装燃气气瓶,保障人民生命财产安全和公共安全。根据《中华人民共和国安全生产法》(2021年修订)《全国城镇燃气安全排查整治工作方案》《燃气工程项目规范》(GB 55009)《建筑防火通用规范》(GB 55037)《建筑设计防火规范(2018年版)》(GB 50016)《液化石油气供应工程设计规范》(GB 51142)等法律法规、标准规范,结合贵州省实际,制订本意见。

**第二条** 本意见适用于贵州省行政区内公共用餐区域需要用燃气的餐饮用户。

## 第二章 基本要求

**第三条** 严禁餐饮用户的公共用餐区域堆放、使用瓶装燃气气瓶,包括实瓶或空瓶。

**第四条** 餐饮燃气用户公共用餐区域燃气管道工程及安全设施应同时设计、同时安装、同时投入使用。

**第五条** 餐饮燃气用户应装燃气泄漏报警器,宜与紧急切断阀进行连锁切断。燃气泄漏报警器使用年限为3年,并保障其正常使用。

**第五条** 应根据餐饮燃气用户用气需求确定供气设备和管道规格。

**第六条** 瓶装燃气为餐饮燃气用户供气时,与公共区域有效隔离的厨房,厨房通风条件良好情况下,单个气瓶供气可设置在使用燃气的厨房内,两个及两个以上气瓶供气应设置独立的瓶组气化站(间),采用管道供应。

**第七条** 餐饮燃气用户公共用餐区域应保证良好通风,严禁瓶装燃气的瓶组



气化站、单个气瓶、供气管道进入密闭空间、地下室或半地下室等低洼密闭空间。

**第八条** 高层建筑的群楼及底层商铺使用燃气的公共区域，应采用瓶组气化间(柜)，采用管道供应。

### 第三章 瓶装燃气气源设置要求

**第九条** 瓶装燃气气源可分为单瓶气源和瓶组气源，气源可结合用气需求和实际条件选择。气化方式可根据总用气量和供气压力选择天然气化或强制气化供气。

**第十条** 单瓶供气时，气瓶可设置在使用液化石油气的厨房内，厨房内的通风条件应达到6次/小时。

**第十一条** 瓶组供气时，需独立设置在液化石油气瓶组间(柜)内，不应与其他房间直接连通。液化石油气瓶组间耐火等级应达到二级耐火极限，液化石油气瓶组柜应采用难燃材料制作。

**第十二条** 瓶装燃气为餐饮燃气用户供气时，液化石油气瓶组的总容积不大于 $1\text{m}^3$ ，采用天然气化时，可以与服务建筑毗邻布置。液化石油气瓶组间(柜)应设紧急事故自动切断阀和燃气泄漏报警器。液化石油气瓶组的总容积大于 $1\text{m}^3$ ，或采取自强制气化时，液化石油气瓶组间(柜)应为单独的建筑，并与服务建筑的安全间距按《液化石油气供应工程设计规范》GB 51142 中的要求执行。

**第十三条** 除第十一条以外的瓶组气化站，必须满足《液化石油气供应工程设计规范》GB 51142 中第七章相关要求。

### 第四章 供气管道安装要求

**第十四条** 瓶装燃气为餐饮燃气用户供气时，宜为低压供气，供气压力不宜大于 $5\text{KPa}$ ，严禁使用国家禁止使用的可调节式减压阀，中高压减压阀，中高压商用

燃气燃烧灶具,不带熄火保护装置的灶具。

**第十五条** 供气管道宜选用钢管、铜管、不锈钢管、燃气用铝合金衬塑复合管、燃气用压接式涂覆碳钢管,架空明管敷设;暗埋供气管道应选用无缝钢管或不锈钢管,焊接连接,且使用压力不应大于 0.01MPa;连接灶具或气瓶使用软管,宜选择适用其压力的软管,且长度不大于 2 米。

**第十六条** 瓶装燃气为餐饮燃气用户供气时,管道宜采用明装。明装架空管道,使用压力低于 0.01MPa 的管道,可采用螺纹连接或卡压(套)式管件机械连接。暗埋、中压及压力大于 0.01MPa 的管道,供气管道应选用《输送流体用无缝钢管》GB/T 8163 焊接连接,《流体输送用不锈钢焊接钢管》GB/T 12771 焊接连接。

**第十七条** 液化石油气瓶组间(柜)连接气瓶用软管,当气瓶出口压力大于 0.01MPa 时,气瓶连接软管应选用《在 2.5MPa 及以下压力下输送液态或气态液化石油气(LPG)和天然气的橡胶软管及软管组合件规范》GB/T 10546。当气瓶出口经调压后压力不大于 0.01MPa 时,可选用《燃气用具连接用不锈钢波纹软管》GB/T 41317、《燃气用具连接用金属包覆软管》CJ/T 490 与气瓶减压阀进行连接。

**第十八条** 燃气用具连接用的软管应使用与燃气器具同等寿命(不低于 8 年)的不锈钢金属软管或非金属软管,其中不锈钢金属软管应符合《燃气用具连接用不锈钢波纹软管》CJ/T 197、《燃气用具连接用不锈钢波纹软管》GB/T 41317、《燃气用具连接用金属包覆软管》CJ/T 490 等的规定;非金属软管应符合《燃气用具连接用橡胶复合软管》CJ/T 491 等的规定。

**第十九条** 尚应符合国家现行法律法规、标准规范的相关要求。



# 燃气安全知识

## 2

### 燃气泄漏主要原因

#### 家用燃气:

- 1 胶管问题致使燃气泄漏：燃气胶管是连接燃气管道和燃气用具的专用耐油胶管，根据几年来的燃气事故统计分析，因燃气胶管老化或老鼠咬破而造成的燃气泄漏事故占有所有燃气事故的 30% 以上。
  - (1) 胶管老化龟裂。胶管超过安全使用期限使胶管老化龟裂造成燃气泄漏。
  - (2) 长时间使用燃气灶具，自然或人为使连接胶管的两端松动造成燃气泄露。
  - (3) 老鼠咬坏天然气软管导致天然气泄漏。
- 2 点火失败，致使未燃烧的燃气直接泄出。
- 3 使用时发生沸汤、沸水浇灭灶火或被风吹灭灶火。
- 4 关火后，阀门未关严。
- 5 由于燃气器具损坏造成的漏气。
- 6 搬迁、装修等外力破坏造成的接口漏气。
- 7 管道腐蚀或阀门、接口损坏漏气。
- 8 连接灶具的胶管老化龟裂或两端松动漏气。
- 9 其他原因造成的漏气。



#### 工业燃气:

- 1 材料原因。管道材料有所不同，会出现气孔、锁孔、裂纹等状况，这些都是基于外部原因造成的材料损坏，容易为管道泄漏埋下隐患。
- 2 安装施工原因。在安装施工过程中，如果出现安装违规以及技术问题，也容易造成焊接质量问题，焊接不严就会由于震动等外部因素出现裂缝状态，导致燃气外漏，对工业生产及工作人员都会造成巨大的损失、伤害。
- 3 安全管理方面。如果相关人员缺乏对燃气管道的日常维护与检测，日常巡逻维护敷衍了事，这样的安全管理不能很好的保障工厂安全，是造成燃气管道泄漏的又一直接因素。

容易漏气的地方：胶管、接口、煤气表、旋塞阀、球阀。







**GUI ZHOUGAS**