

甘孜州城镇供气供暖供氧总体发展规划

项目名称： 甘孜州城镇供气供暖供氧总体发展规划
项目阶段： 发展规划
工程编号： 2022XI-56
管理级别： 院管

中国市政工程西南设计研究总院有限公司

董事长： 肖玉芳（正高级工程师）
总经理： 李 磊（高级经济师）
技术负责人： 顾鲍超（正高级工程师）
主管副总经理： 阙添进（高级工程师）

第十一设计研究院

院长： 吴小平（高级工程师）
总工程师： 文登国（正高级工程师）
能源总工程师： 杨 罗（正高级工程师）
项目主管总工： 蔡苑竹（高级工程师、注册咨询工程师）
项目负责人： 江 明（高级工程师、注册公用设备工程师（动力））

规划证书号： 乙级[川]城规编（142053）号
发证机关： 四川省住房和城乡建设厅
设计证书号： 甲级A151006751
发证机关： 中华人民共和国住房和城乡建设部

项目主管总工	蔡苑竹	(高级工程师、注册咨询工程师)
审定人	吴小平	(高级工程师)
审核人	唐亮节	(高级工程师)
项目负责人	江 明	(高级工程师、注册公用设备工程师(动力))
参编人员	江 明	(高级工程师、注册公用设备工程师(动力))
	蔡苑竹	(高级工程师、注册咨询工程师(投资))
	雷茂娟	(高级工程师、注册咨询工程师(投资))
	张海宁	(高级工程师)
	代明亮	(工程师)
	亓明明	(工程师)
	涂耀文	(工程师)
	黎峻材	(工程师)
	何 艳	(助理工程师)
	闫 冰	(助理工程师)
	李泓飞	(经济师)
	杨钟玉	(助理经济师)

前 言

未来五到十年,是甘孜州全面建成小康社会向基本实现社会主义现代化迈进的关键期,是甘孜州全力打造“两区三地”的战略期。为切实改善高原城镇人居环境,不断增强人民群众获得感、幸福感,州委、州政府深入贯彻党的十九届六中全会、中央第七次西藏工作座谈会和省、州第十二次党代会精神,坚持以人民为中心,把宜居安居放在首位,实施以供气供暖供氧为主要内容的城镇“宜居工程”(以下简称“三供”),为加快建设团结富裕和谐美丽社会主义现代化新甘孜提供支撑。

按照《甘孜藏族自治州人民政府办公室关于印发<甘孜州城镇供气供暖供氧工作方案>的通知》(甘办函〔2022〕50号)要求,结合《甘孜藏族自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》、《甘孜州国土空间规划(2020-2035)》、《甘孜州“十四五”城乡基础设施建设规划(2021-2025)》及县(市)国土空间规划初步成果等,州住房和城乡建设局组织编制了《甘孜州供气供暖供氧总体发展规划》(以下简称《发展规划》)。

《发展规划》系统梳理了甘孜州“三供”基础设施发展现状,深入分析了当前的发展形势和存在的主要问题,明确提出了“三供”的指导思想、发展目标、技术路线、主要任务和保障措施等,是指导甘孜州未来五到十年“三供”基础设施建设、布局重大工程项目、合理配置公共资源、引导社会资本投向、制定出台相关政策的重要依据。

目 录

第一章 规划背景及需求预测.....	1
1.1 发展现状.....	1
1.2 存在问题.....	3
1.3 形势分析.....	5
1.4 需求预测.....	7
1.5 编制依据.....	13
第二章 指导思想及规划目标.....	16
2.1 指导思想.....	16
2.2 规划原则.....	16
2.3 规划目标.....	17
第三章 资源分析及技术路线.....	19
3.1 资源分析.....	19
3.2 成本分析.....	24
3.3 技术路线.....	26
第四章 实施计划及资金筹措.....	43
4.1 实施步骤.....	43
4.2 投资估算.....	43
4.3 收益分析.....	48
4.4 资金筹措.....	49
第五章 规划重点建设任务.....	50
5.1 基础设施建设.....	50
5.2 配套末端设施建设.....	52
5.3 既有建筑节能保温改造.....	53
第六章 安全措施及运营监管.....	57
6.1 安全建设.....	57
6.2 安全运营.....	58

6.3 安全监管.....	59
6.4 应急保供.....	59
第七章 环境影响评价及社会效益.....	61
7.1 项目建设环境影响评价.....	61
7.2 落实“三线一单”管控要求.....	62
7.3 项目实施对环境的影响因素.....	62
7.4 风险影响分析及应对措施.....	64
7.5 “三供”项目环境保护工作要求.....	64
7.6 环境效益.....	65
7.7 社会效益.....	65
第八章 工作保障措施.....	66
8.1 组织保障.....	66
8.2 运营保障.....	66
8.3 政策保障.....	66
8.4 要素保障.....	67
附件 1 名词解释.....	68
附件 2 项目计划表.....	70
附件 3 甘孜州城镇供气技术导则.....	79
附件 4 甘孜州城镇供暖技术导则.....	103
附件 5 甘孜州城镇供氧技术导则.....	121

第一章 规划背景及需求预测

1.1 发展现状

1.1.1 城镇燃气发展情况

受地理位置和资源分布等因素的影响，全州无燃气资源，所需天然气和液化石油气均通过外部车辆运输调入。目前，全州城镇燃气供应以瓶装液化石油气为主，仅有少数县（市）的部分城区实现了管道天然气供应。

在城镇燃气经营企业方面，截至 2021 年底，全州共有城镇燃气企业 31 家，其中瓶装液化石油气充装企业 25 家，覆盖 18 个县（市），占市场份额的 89%；管道天然气企业 6 家，主要分布在康定市、道孚县、甘孜县、巴塘县、稻城县 5 座县（市）城区，占市场份额的 11%，其中甘孜县正在进行城镇中低压天然气管道建设。

在城镇燃气设施方面，全州现有液化石油气灌装站 23 座（带储存、灌装功能），总储存容积 3299.8 立方米（储罐水容积）；液化天然气气化站 5 座，总储存容积 560 立方米（储罐水容积）；临时液化天然气瓶组气化站 1 座；在建液化天然气气化站 1 座，位于甘孜县。截至 2021 年底，全州已建中低压天然气管网 64.17 千米。

2021 年，全州城镇燃气用户总计 4.8 万户，其中：天然气用户 0.19 万户、其余为液化石油气用户；天然气年消费总量 841.19 万立方米，其中：城镇居民和工商业用户用气量约为 42 万立方米、其余均为燃气汽车用气量；液化石油气年用气总量 2909.6 吨。

1.1.2 城镇供暖发展情况

目前，全州除康定市、色达县、石渠县、理塘县、稻城县 5 座县

(市)城区部分教育卫生、养老幼抚和行政办公等城镇公共服务机构和少量干部周转房实现了集中供暖外，城镇绝大部分居民、商业和公共服务机构用户仍采用以电取暖桌、电取暖器、发热电缆电地暖和电暖风机等为主的分散电取暖方式，城镇集中供暖发展较为缓慢。

虽然全州城镇供暖尚处于发展起步阶段，但是通过实施康定市、色达县、石渠县、理塘县、稻城县等城市集中供暖工程，截至 2021 年底，全州实现集中供暖总面积 63.76 万平方米。

表 1.1-1 甘孜州集中供暖情况统计表

地区	集中供暖方式	集中供暖面积 (万平方米)
康定市	地热能	10
色达县	超低温空气源热泵	25.65
石渠县	太阳能集热器+空气源热泵(辅热)	2.68
	太阳能集热器+电热锅炉(辅热)	5.43
理塘县	地热能	10
稻城县	地热能	10
合计		63.76

1.1.3 城镇供氧发展情况

目前，全州仅在医疗机构和部分高海拔县(市)宾馆酒店、机关场所、干部周转房和住宅小区内设有供氧设施，以分体式制氧机组或便携式氧气瓶供氧方式为主。截至 2021 年底，全州实现总供氧面积 14.3 万平方米，

在氧源建设方面，全州仅在色达县色柯镇建有液氧站 1 座，日液氧供应能力 1.7 吨，主要用于充装医用氧气瓶。理塘县现有制氧设备生产企业 1 家，主要生产便携式氧气瓶、便携式制氧机、中心制氧系统、微压氧舱、无创呼吸机等制氧产品。

1.2 存在问题

1.2.1 城镇燃气存在问题

1、缺乏燃气专项规划的控制与指导

我州城镇燃气特别是管道天然气起步相对较晚，各县（市）均未编制城镇燃气发展专项规划，城镇燃气项目建设缺乏规划指导。

2、城镇燃气事业发展受资源条件限制

州内无燃气资源，天然气和液化石油气均通过外部车辆运输输入，较高的运输成本，进一步推高了燃气价格，不利于城镇燃气事业的长期健康发展。

3、液化石油气供应系统有待完善

现有城镇液化石油气供应系统中，未对城镇液化石油气供应站进行科学、系统的规划与布局，导致大部分城镇液化石油气供应站缺失。

4、燃气安全监管工作有待加强

由于全州城镇燃气事业发展起步较晚，现有燃气企业经营规模较小、安全管理能力较弱，存在用气设备安装不规范、消防设施配备不到位、商业用户未按要求安装可燃气体报警装置和瓶装液化石油气储存与运输不规范等问题，增大了安全监管难度。

1.2.2 城镇供暖存在问题

1、缺乏供暖专项规划指导

由于缺乏城镇供暖专项规划的指导，目前县（市）城镇集中供暖工程均以具体项目为建设目标，未考虑城镇供暖设施的整体规划与发展需要，也未纳入县（市）国土空间规划，不利于今后城镇供暖设施的建设与完善。

2、地热资源勘探与开发不充分

由于我州尚未对地热资源进行整体详查和评价，存在地热资源分布不明确、地热供应保障不足等一系列问题，不利于地热资源的整体开发与利用；同时，已有地热集中供暖方式仍相对粗放，能源阶梯利用率较低，地热资源使用不充分。

3、建筑节能保温性能较差

除新建城区和少量实施节能保温改造的建筑外，全州绝大部分建筑未采取节能保温措施，建筑节能保温性能较差，建筑物供暖能耗大，不利于供暖能耗和运行成本的降低。

4、供暖舒适性较差

与传统热水供暖系统相比，以电取暖桌、电取暖器为主的分散电供暖方式，因其供暖范围仅限于取暖设备周边，供暖舒适性较差。

5、供暖电价不利于清洁电集中供暖的推广

受目前较高的供暖电价影响，已投运的集中供暖项目运行成本较高，项目可持续能力较差，部分集中供暖设施处于停用状态，完全商业化运营集中供暖项目存在较大困难。

6、供暖设施运营与管理能力较弱

目前，全州已投运的集中供暖项目大部分由城镇供暖主管部门牵头建设和运营，专业技术人员缺乏，运营与管理能力较弱。随着城镇供暖面积的扩大和供暖设施的完善，需要专业团队运营与管理城镇供暖设施，保障城镇供暖系统安全、可靠、稳定运行。

1.2.3 城镇供氧存在问题

1、缺乏供氧专项规划的控制与指导

目前，全州已建和在建供氧项目均由县（市）自行组织实施，在供氧标准、供氧方式和供氧成本等方面存在较大差异，供氧设施建设缺乏统筹规划、统一管理。

2、供氧设施建设投入不足

目前，除色达、理塘等部分县有区域集中供氧设施外，其他高海拔县（市）均没有集中供氧设施；海拔 2900 米以上高海拔地区的公共建筑和海拔 2600 米以上的宾馆酒店均有供氧需求，但供氧设施建设投入不足，供氧需求未得到释放。

3、州内液氧资源匮乏

全州仅色达县已建有 1 座液氧站，理塘县拟建设 1 座空气分离制氧站，其他县（市）均无液氧源。色达液氧站虽然有液氧生产设备，但规模较小且运行时间少，制氧成本高；同时，色达液氧站液氧多为外部车辆运输调入，运输成本和安全要求较高，较高的供氧价格不利于液氧站气化集中供氧方式的推广。

4、城镇供氧行业标准缺失

目前，国内仅有西藏自治区出台了城镇供氧系统设计与建设标准，我省正在由省市场监督管理局牵头开展高原健康用氧地方标准制定工作，至今尚未正式发布。城镇供氧行业标准的缺失，极大地影响了氧气在高海拔城镇的规模化利用。

1.3 形势分析

1、发展清洁能源集中供暖是打造国家生态文明建设示范区的必然要求

我州位于青藏高原生态屏障、黄土高原—川滇森林及生物多样性两大国家重点生态功能区，是长江、黄河重要的源头地区，是全球气候变化敏感区和世界物种保护的关键地区，在国家生态安全格局中具有重要战略地位，生态环境保护与建设工作极为重要。全州水电、风电、太阳能、地热能等可再生能源丰富，具有极好的资源禀赋。随着我州可再生能源的开发与利用进入快速发展期，水电、风电、光电规

模不断扩大，发电成本不断降低，为利用电能发展城镇供暖创造了资源条件。同时，国家相关部委先后发布了《国家能源局关于因地制宜做好可再生能源供暖工作的通知》和《“十四五”可再生能源发展规划》等文件，明确了“鼓励可再生能源供暖、促进可再生能源就地就近消纳、积极推进地热能规模化开发”等要求，对利用可再生能源供暖指明了方向。因此，采用以水电、风电、太阳能、地热能为主的清洁能源集中供暖方式，可以有效降低城镇供暖对化石能源的依赖，提高能源利用效率、降低了二氧化碳排放，从而实现经济社会的绿色发展转型、推动甘孜州率先实现“碳达峰、碳中和”的发展目标，也必将为我州打造国家生态文明建设示范区奠定良好的基础。

2、发展城镇集中供暖是城市建设发展的基本需要

我州地处四川省西部、青藏高原东南，全州大部分县（市）属于高海拔、严寒寒冷气候类型，冬季漫长而寒冷，建筑采暖是居民生活必不可少的基本需求。目前，仅有康定市、色达县、石渠县、理塘县、稻城县等5座城市的部分城区实现了集中供暖，其他各县均未实现集中供暖工程，居民取暖仍以分散电取暖方式为主，城镇供暖保障能力较弱，供暖质量和舒适性较低。同时，不完善的城镇供暖基础设施也制约了城市现代化发展的速度。因此，大力发展城镇供暖不仅可以满足城镇居民取暖需要，提升人民群众获得感、幸福感，而且对于完善城镇基础设施、提高供暖可靠性、增强取暖舒适性起到积极推动作用，是建设团结富裕和谐美丽社会主义现代化新甘孜的必然要求。

3、发展管道供气是燃气行业高质量发展的具体体现

随着燃气行业的发展，液化石油气钢瓶在供气安全性、经济性和稳定性上的弊端日益凸显，各县（市）瓶装液化石油气供应格局也进入调整期，瓶装液化石油供应正逐步由城区向郊区、城乡结合部、农

村等地区转移，逐步成为管道燃气的补充，其市场结构、供应方式也会随着燃气技术的发展步入一个新的阶段。在当前城镇燃气安全管理形势下，发展管道燃气供应，不仅可以有效解决瓶装液化石油气在储存、配送、使用、监管等方面存在的问题，实现了城镇燃气供应的集中化、持续化和便捷化，而且还降低了瓶装液化石油气运输成本，有助于释放各类用户燃气消费潜能，促进燃气市场规模的进一步扩大，实现全州燃气市场良性发展。因此，在各县（市）具有一定市场规模和燃气用户集中区域发展管道燃气，是推进全州燃气行业高质量发展的重要举措。

4、推进高海拔城镇供氧是保障群众身体健康的民生工程

全州有 10 个县（市）城区和部分建制镇海拔超过 2900 米，环境氧气浓度较低。海拔每上升 1000 米，空气含氧量下降 10%，缺氧一直是影响当地居民、干部人才和游客身心健康的重要因素。在中央第七次西藏工作座谈会上，习近平总书记指出：“要重视健康保障工作，研发并推广适用高海拔地区的医疗保健新设备新技术，不断提高他们的健康水平”。因此，实施高海拔城镇供氧基础设施建设，是州委、州政府贯彻习近平总书记讲话精神，坚持以人民为中心的发展思想，加快补齐民生短板的具体举措，对我州吸引内地人才到高原工作，促进经济社会发展具有积极作用；更是我州打造国际生态文化旅游目的地、保障游客身体健康的基础工程。

1.4 需求预测

1.4.1 供气需求预测

参照全州城区居民现状耗气数据，预计随新型城镇化的进一步推进，居民耗气指标呈缓慢上升趋势。居民耗气定额选取详见表 1.4-1。

表 1.4-1 居民用户耗气定额

序号	分类	单位	规划近期	规划远期
1	天然气耗量	Nm ³ /人·a	35.8	40.7
		Nm ³ /人·d	0.098	0.112
2	液化石油气耗量	kg/人·a	13.75	13.75
		kg/人·d	0.038	0.038

根据《甘孜州城镇供气供暖供氧工作方案》，结合我州城镇燃气发展现状，确定规划近、远期全州燃气气化率详见表 1.4-2。

表 1.4-2 全州燃气气化率预测表

规划指标	规划近期	规划远期
瓶装液化石油气气化率	40%	10%
管道供气和微管网气化率	40%	85%
综合气化率	80%	95%

根据各县（市）气候类型、人口数量、城镇化率、用气结构等数据，得到规划近、远期全州各县（市）用气规模详见表 1.4-3。

表 1.4-3 全州各县（市）供气规模预测表

序号	地区	规划近期		规划远期	
		液化石油气	天然气	液化石油气	天然气
		吨/年	万 Nm ³ /年	吨/年	万 Nm ³ /年
1	康定市	632	228	222	810
2	石渠县	66	24	19	87
3	理塘县	208	75	68	271
4	色达县	80	29	24	105
5	稻城县	67	24	21	88
6	甘孜县	271	98	91	351
7	丹巴县	158	57	52	205
8	泸定县	196	71	62	256
9	德格县	78	15	23	103
10	白玉县	101	19	31	133
11	炉霍县	144	28	47	187
12	新龙县	163	0	21	92

序号	地区	规划近期		规划远期	
		液化石油气	天然气	液化石油气	天然气
		吨/年	万 Nm ³ /年	吨/年	万 Nm ³ /年
13	九龙县	313	0	43	174
14	道孚县	117	22	37	153
15	乡城县	194	0	27	108
16	雅江县	281	0	38	156
17	巴塘县	485	0	124	65
18	得荣县	83	0	11	47
合计		3637	690	961	3391

1.4.2 供暖需求预测

根据各县（市）气候类型、人口数量、人均供暖面积及单位面积供暖热负荷指标，估算全州供暖面积与供暖热负荷详见表 1.4-4。

表 1.4-4 全州各县（市）供暖面积与供暖热负荷统计表

序号	地区	气候类型	县城海拔高度 (米)	规划近期 供暖面积 (万平方米)	规划近期热负荷 (MW)	规划远期 供暖面积 (万平方米)	规划远期热负荷 (MW)	规划总供暖面积 (万平方米)	规划总热负荷 (MW)
1	康定市	寒冷 B	2560	120.0	96.0	30.0	24.0	150.0	120.0
2	石渠县	严寒	4178	30.0	24.0	27.0	21.6	57.0	45.6
3	理塘县	寒冷 A	4014	20.0	16.0	23.3	18.6	43.3	34.6
4	色达县	严寒	3894	25.0	20.0	16.2	13.0	41.2	33.0
5	稻城县	寒冷 A	3750	32.0	25.6	35.0	28.0	67.0	53.6
6	甘孜县	寒冷 A	3390	30.0	24.0	20.6	16.5	50.6	40.5
7	德格县	寒冷 A	3270	21.0	16.8	22.4	17.9	43.4	34.7
8	白玉县	寒冷 A	3260	17.4	13.9	22.6	18.1	40.0	32.0
9	炉霍县	寒冷 A	3250	66.0	52.8	16.4	13.1	82.4	65.9
10	新龙县	寒冷 A	3000	20.0	16.0	14.0	11.2	34.0	27.2
11	九龙县	寒冷 B	2987	0.4	0.3	10.1	8.1	10.5	8.4
12	道孚县	寒冷 A	2979	15.0	12.0	20.6	16.5	35.6	28.5
13	乡城县	寒冷 A	2842	3.5	2.8	10.0	8.0	13.5	10.8
14	雅江县	寒冷 B	2600	0.0	0.0	6.1	4.9	6.1	4.9
15	巴塘县	寒冷 B	2589	0.0	0.0	12.0	9.6	12.0	9.6
16	得荣县	寒冷 B	2423	0.0	0.0	4.0	3.2	4.0	3.2
17	丹巴县	寒冷 B	1860	0.0	0.0	1.0	0.8	1.0	0.8
合计				400.3	320.2	291.3	233.1	691.6	553.3

注：1、规划供暖面积包括高海拔乡镇供暖面积。2、地区气候类型参照《四川省居住建筑节能设计标准》（DB51/5027-2019）。3、县城海拔高度来源甘孜州地方志办公室。

1.4.3 供氧需求预测

根据各县（市）海拔高度、重点用户，参考国内已供氧地区用氧习惯、已建供氧设施运行数据，结合实际情况与需求，参考各类建筑类型供氧指标，估算全州供氧面积与供氧量详见表 1.4-5。

表 1.4-5 全州各县（市）供氧负荷预测表

序号	地区	县城海拔高度 (米)	规划近期 供氧面积 (万平方米)	规划近期日供氧量 (Nm ³ /d)	规划远期 供氧面积 (万平方米)	规划远期日供氧量 (Nm ³ /d)	规划总供氧 建筑面积 (万平方米)	规划总日供氧量 (Nm ³ /d)
1	康定市	2560	0.5	375	3.54	2655	4.04	3030
2	石渠县	4178	35.0	26250	26.97	20228	61.97	46478
3	理塘县	4014	10.0	7500	23.31	17483	33.31	24983
4	色达县	3894	7.3	5475	16.24	12180	23.54	17655
5	稻城县	3750	39.0	29250	35.00	26250	74.00	55500
6	甘孜县	3390	1.0	750	25.61	19208	26.61	19958
7	德格县	3270	5.7	4275	40.00	30000	45.70	34275
8	白玉县	3260	1.0	750	19.12	14340	20.12	15090
9	炉霍县	3250	1.0	750	16.39	12293	17.39	13043
10	新龙县	3000	0	0	15.04	11280	15.04	11280
11	道孚县	2979	5.0	3750	16.59	12443	21.59	16193
12	乡城县	2842	0	0	10.55	7913	10.55	7913
13	雅江县	2600	3.5	2625	14.40	10800	17.90	13425
14	巴塘县	2589	0	0	6.00	4500	6.00	4500
合计			109	81750	268.76	201573	377.76	283323

注：1、规划供氧面积包括高海拔乡镇供氧面积。

2、县城海拔高度来源甘孜州地方志办公室。

1.5 编制依据

1.5.1 法规政策

- (1) 《中华人民共和国城乡规划法》（2019年修正）
- (2) 《中华人民共和国节约能源法》（2018年修正）
- (3) 《中华人民共和国消防法》（2021年修正）
- (4) 《中华人民共和国安全生产法》（2021年修正）
- (5) 《中华人民共和国环境保护法》（2014年修订）
- (6) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018年修正）
- (7) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018年修正）
- (8) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018年修正）
- (9) 《中华人民共和国水污染防治法》（2017年修正）
- (10) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020年修正）
- (11) 《中华人民共和国土地管理法》（2019年修正）
- (12) 《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第682号）
- (13) 《规划环境影响评价条例》（国务院令第559号）
- (14) 《城市规划编制办法》（建设部令第146号）
- (15) 《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37号）
- (16) 《民用建筑节能管理规定》（建设部令第143号）
- (17) 《能源生产和消费革命战略（2016~2030）》（发改基础〔2016〕2795号）
- (18) 《可再生能源中长期发展规划》（发改能源〔2007〕2174号）
- (19) 《因地制宜做好可再生能源供暖工作》（国能发新能〔2021〕3号）
- (20) 《住房和城乡建设部关于加强城市地下市政基础设施建设的指

导意见》（建城〔2020〕111号）

（21）《国务院关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知》（国发〔2021〕23号）

（22）《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》（中发〔2021〕36号）

（23）《关于加快推进川西北生态示范区建设的实施意见》

（24）《四川省人民政府 关于进一步加强规划环境影响评价的意见》（川府发〔2018〕21号）

（25）《甘孜州城镇供气供暖供氧工作方案》（甘办函〔2022〕50号）

1.5.2 规范标准

1、供气规范标准

（1）《燃气工程项目规范》（GB55009-2021）

（2）《城镇燃气设计规范》（GB50028-2006（2020年版））

（3）《城镇燃气规划规范》（GB/T51098-2015）

（4）《建筑设计防火规范》（GB50016-2014（2018年版））

（5）《液化石油气供应工程设计规范》（GB51142-2015）

2、供暖规范标准

（1）《供热工程项目规范》（GB55010-2021）

（2）《城市供热规划规范》（GB/T51074-2015）

（3）《公共建筑节能设计标准》（GB50189-2015）

（4）《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》（GB50736-2012）

（5）《建筑设计防火规范》（GB50016-2014（2018年版））

（6）《城镇供热管网设计规范》（CJJ/T34-2022）

（7）《城镇供热系统节能技术规范》（GJJ/T185-2012）

- (8) 《四川省居住建筑节能设计标准》 (DB51/5027-2019)
- (9) 《四川省公共建筑节能设计标准》 (DBJ51/143-2020)
- (10) 《四川省高寒地区民用建筑供暖通风设计标准》 (DBJ51/055-2016)

3、供氧规范

- (1) 《高原地区室内空间弥散供氧(氧调)要求》 (GB/T35414-2017)
- (2) 《氧气站设计规范》 (GB50030-2013)
- (3) 《变压吸附制氧、制氮设备》 (JB/T6427-2015)
- (4) 《深度冷冻法生产氧气及相关气体安全技术规程》 (GB16912-2008)
- (5) 《建筑设计防火规范》 (GB50016-2014 (2018年版))

1.5.3 相关规划

- 1、《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》
- 2、《甘孜州国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》
- 3、《甘孜州“十四五”城乡基础设施建设规划(2021-2025)》
- 4、《甘孜州国土空间规划(2020-2035)(征求意见稿)》
- 5、甘孜州各县(市)国土空间规划初步方案

第二章 指导思想及规划目标

2.1 指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的十九届六中全会、中央第七次西藏工作座谈会和省、州第十二次党代会精神，坚持目标导向、问题导向、结果导向，围绕“30·60双碳”战略目标任务，以绿色、低碳、高质量发展为引领，以美丽、生态、宜居为目标，着力改善人居环境，努力提升宜居水平，加快建设团结富裕和谐美丽社会主义现代化新甘孜。

2.2 规划原则

2.2.1 统筹规划，分步实施

以专项规划为引领，把当前工作与长远目标、民生需求与发展定位、城镇功能与宜居水平有机结合起来，科学编制城镇供气、供暖、供氧专项规划，统筹整合各类资源，合理确定实施路径，先行试点启动，分批推进实施。

2.2.2 政府推动，市场运作

遵循市场经济规律，切实履行政府在城镇供气供暖供氧规划编制、政策制定、公共服务、环境营造等方面的引导推动作用，充分发挥市场配置资源的决定性作用，调动市场主体的积极性，推动城镇供气供暖供氧科学有序发展。

2.2.3 清洁环保，经济普惠

以绿色、低碳、高质量发展为引领，立足我州能源结构，优先选用清洁可再生能源，助力国家生态文明建设示范区创建；将供气供暖供氧作为高原城镇功能设施配套建设，选择经济适用工艺模式，出台

补助补贴优惠政策，让发展成果更多惠及人民群众。

2.2.4 因地制宜，安全可靠

综合考虑县（市）地理区位、常住人口、经济发展、资源禀赋、严寒程度、海拔高度等因素，科学选择技术路线，严格执行安全规范，有序实施城镇供气供暖供氧项目，确保安全、稳定运行。

2.3 规划目标

2.3.1 供气规划目标

1、规划近期（2022~2025 年）

到 2025 年，力争实现城镇燃气普及率达 80%以上，其中：城镇管道天然气供气占比达 30%以上、微管网供气占比达 20%以上、瓶装液化石油气供气占比降至 50%以下。

2、规划远期（2026~2030 年）

到 2030 年，力争实现城镇燃气普及率达 95%以上，其中：城镇管道天然气供气占比达 50%以上、微管网供气占比达 40%以上、瓶装液化石油气供气占比降至 10%以下。

2.3.2 供暖规划目标

1、规划近期（2022~2025 年）

到 2025 年，基本满足海拔 3200 米以上城镇公共服务机构供暖需求，其中：优先覆盖城镇教育卫生、养老抚幼等机构供暖；同步推进海拔 2600 米以上城镇宾馆酒店和其他有需求的城镇居民供暖。

2、规划远期（2026~2030 年）

到 2030 年，基本满足海拔 2900 米以上城镇公共服务机构供暖需求，其中：优先覆盖城镇教育卫生、养老抚幼等机构供暖。

2.3.3 供氧规划目标

1、规划近期（2022~2025 年）

到 2025 年，基本满足海拔 3200 米以上城镇公共服务机构供氧需求，其中：优先覆盖城镇教育卫生、养老抚幼等机构供氧；同步推进海拔 2600 米以上城镇宾馆酒店和其他有需求的城镇居民供氧。

2、规划远期（2026~2030 年）

到 2030 年，基本满足海拔 2900 米以上城镇公共服务机构供氧需求，其中：优先覆盖城镇教育卫生、养老抚幼等机构供氧。

第三章 资源分析及技术路线

3.1 资源分析

3.1.1 供气资源分析

目前，国内城镇燃气气源主要有天然气、液化石油气和人工煤气。

人工煤气由于投资规模大、建设周期长、运行成本高、能耗大、污染环境等因素正在逐步退出人们的视线；液化石油气气源充足，运输灵活，在燃气管网不能覆盖的中小城镇、城郊结合部和农村得到了较快的发展，全州液化石油气气源主要来自新疆炼油厂，由液化石油气槽车公路运输；液化天然气目前已成为无法使用管道天然气城市的主要气源之一，也是许多使用管道天然气城市的补充气源或调峰气源。目前，全州液化天然气气源主要来自四川及周边液化工厂，由液化天然气槽车公路运输。全州总体燃气需求量较小，周边液化石油气和液化天然气资源均能满足需求。

3.1.2 供暖资源分析

1、煤炭

目前，州域内无煤炭资源。若采用燃煤供暖，其供暖成本相比其他能源较低，但所带来的资源供应和大气污染问题，既不能有效保障供暖期资源供应的可靠性，又不符合国家和地方生态环境保护要求。因此，燃煤不适合我州主要供暖能源。

2、燃气

目前，居民炊事用气以瓶装液化石油气为主，仅康定、道孚、巴塘和稻城部分城区利用气化后的液化天然气进行管道供气。由于州内无管输天然气气源，燃气供暖用气量大、运输成本高，因而供暖用燃

气供应难以保障；在建筑物围护结构未采取保温节能措施的条件下供暖，加剧了高品位液化石油气和天然气资源的浪费，增加了供暖成本，不利于供暖项目的可持续性。因此，燃气也不适宜我州主要供暖能源。

3、太阳能

我州位于全国地势第一级阶梯青藏高原向第二级阶梯云贵高原和四川盆地的过渡地带，全州（除泸定县、康定市部分地区外）大部分地区太阳总辐射量一般在 5000~6800W/m²。丘状高原、高平原区达 6500W/m²，年总日照时数在 2000~2600h，部分地区高达 2600h 以上，各月日照百分率在 40%以上，不仅年日照时数长，而且变化较稳定。因此，丰富的太阳能资源开发利用潜力大、价值高，可利用太阳能光热对建筑物实施供暖。

4、地热能

全州地热能资源较为丰富，是四川省地热资源富集区域。目前，已发现热泉、温泉、药泉产地共 249 处（其中温泉 149 处），多数以泉群形式产出，少数为单股状热喷泉。2022 年 7 月 5 日省政府专题研究地热产业发展，并确定稻城县作为全省重点开展城市地热供暖试点城市。全州已探明温泉数量与放热量详见表 3.1-1

表 3.1-1 全州已探明温泉数量与放热量一览表

序号	县名	温泉区	放热量 (10 ¹² kJ/a)
1	康定市	13	552.43
2	道孚县	6	46.06
3	炉霍县	2	10.43
4	甘孜县	8	467.28
5	理塘县	19	712.1
6	稻城县	4	17.54

根据热流体传输方式、温度范围以及开发利用方式等因素，地热资源可分为浅层地热能、水热型地热能和增强型地热能三种类型，地热资源分类详见表 3.1-2。

表 3.1-2 地热资源分类

分类	浅层地热能	水热型地热能			中深层地热能
		低温地热能	中温地热能	高温地热能	
温度范围	深度<200m 温度<25℃	温度<90℃	90℃≤温度 <150℃	温度 >150℃	温度 >200℃

目前，州内已探明的水热型地热资源主要分布于康定市、理塘县、稻城县、甘孜县等地，资源储量丰富，集中供暖开发利用价值较高。随着地热资源详查和勘探的深入开展，我州水热型地热资源探明储量和分布数量也将不断增加，为进一步产业化利用地热集中供暖必将奠定坚实的资源基础。

受资源储量和分布位置的影响，中深层地热能和水热型地热能的开发和利用需要较大的资金投入，因而利用浅层地热能成为利用地热能供暖的首选。根据地热能热交换系统形式及所利用的低位热源不同，又将浅层地源热泵系统分为地埋管地源热泵系统、地下水地源热泵系统和地表水地源热泵系统。

浅层地源热泵系统是以浅层岩土体、地下水或地表水作为低位热源，通过付出少量的电能代价将无法直接利用的低品位热能转化为高品位热能，从而为建筑提供所需的冷、热负荷。由于浅层地热能供暖可调节性较差，在使用其进行集中供暖时，需配置辅助热源；同时，采用浅层地源热泵系统供暖所带来的地埋换热立管布置、供暖尾水回灌、过度取水引发地陷以及土壤热不平衡引起供暖能力衰减等问题，都影响到浅层地源热泵的推广与利用。

因此，在具备利用条件的地区，可因地制宜，优先采用地源热泵与其他清洁能源互补的供暖方式，提高能源利用效率和供暖质量。对于水热型地热能，在技术经济比较可行的条件下，可阶梯利用水热型地热能进行集中供暖。

5、电能

全州域内江河纵横，拥有金沙江、雅砻江、大渡河等众多河流，水电资源丰富，水能资源理论蕴藏量超过 5000 万千瓦，技术可开发量达 4130 万千瓦，约占全省可开发容量的 30%以上。截至目前，全州建成水电站 212 座，累计装机 1553 万千瓦，占技术可开发量 4130 万千瓦的 37.6%，约占四川省水电开发总量的 17.4%；水电装机占全州发电总装机容量 1590 万千瓦的 97.7%。

全州太阳能、风能和地热资源也十分丰富，根据全州清洁能源第二次普查摸底初步成果，太阳能资源技术可开发量超 1.5 亿千瓦，居全省第一；风能资源技术可开发量达 503 万千瓦；高温地热资源产能约 250 万千瓦。

在“碳达峰、碳中和”发展目标背景下，国家和地方政府相继出台鼓励利用可再生清洁能源的政策，因地制宜推动可再生清洁能源的开发与利用。随着我州风电、光电、水电资源的开发、电网的完善以及分布式光伏电站的持续建设，可再生清洁电能价格预期将不断下调，发展可再生清洁电能供暖不仅可以满足居民取暖需求，而且有助于消纳弃风、弃光、弃水资源，调节可再生清洁能源供需平衡。

全州丰富的可再生清洁电能，不仅具备持续、可靠的保障能力，而且具有优良的生态环境效益和强有力的政策保障，均为使用可再生清洁电能供暖创造了优良条件。因此，本规划将可再生清洁电能作为全州基本供暖能源。

3.1.3 供氧资源分析

1、分子筛制氧机制氧

主要为变压吸附法制氧，主机是以电能为动力、空气为原料，采用变压吸附技术，即利用沸石分子筛在加压状态下对氮的吸附容量增

加，减压时对氮的吸附容量减少的特性，形成加压吸附、减压脱附的循环过程，实现空气中氧、氮的分离，连续制取氧气。

2、液氧

（1）外购液氧

通过液氧槽车，将外购液氧运输至各液氧站，卸车至液氧储罐储存，液氧气化后通过管道输送至房间内供氧。

（2）深冷法制液氧

深冷法制液氧是先将空气压缩、冷却，并使空气液化，利用氧、氮组分的沸点的不同，从而使氧、氮分离制得高纯度液氧。

由于深冷法制液氧属于化工类生产活动，根据《四川省推动长江经济带发展领导小组办公室关于印发<四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）>的通知》（川长江办〔2019〕8号）和《四川省经济和信息化厅、发展和改革委员会、生态环境厅、水利厅、应急管理厅6部门关于印发<四川省化工园区认定管理办法（试行）>的通知》，深冷法制液氧站应进入认定化工园区，而甘孜州境内无认定化工园区。

3、氧源选择

本规划选用分子筛制氧机制氧、外购液氧氧源两种氧源选择模式。

3.2 成本分析

3.2.1 能源成本分析

表 3.2-1 全州能源现状价格统计表

能源名称	平均低位发热量	全州能源分类（单价）		折合发热万 千卡价格(元)
天然气	8500 千卡/m ³	居民用管道天然气	4.2~5.0 元/m ³	4.94~5.88
		商业用管道天然气	5.0~8.5 元/m ³	5.88~10.00
液化石油气	12000 千卡/kg	瓶装液化石油气	12 元/kg	10.00
电	860 千卡/kwh	居民电价	0.39 元/kwh	4.53
		留存电价	0.47 元/kwh	5.46

注：折合发热万千卡价格为不同能源在燃烧得到相同热量（1 万千卡）下的价格对比，1 万千卡≈42MJ。

根据目前全州能源价格情况，单位万千卡发热量的液化石油气价格最高，约是居民电价和居民用管道天然气价格的 2 倍。

因此，瓶装液化石油气因成本最高，缺乏持续大规模利用的价格优势；在落实电价优惠政策和地方留存电量用于集中供暖的基础上，有利于清洁电能集中供暖方式的推广。

3.2.2 供气成本分析

对三种供气方式，从一次性建设费用和相同发热值价格进行成本分析详见表 3.2-2。

3.2-2 供气成本分析表

供气方式	LNG 气化站+管道天然气	微管网供气	瓶装液化石油气
建设投资（元/户）	11000~15000	9000~12000	2000~4000
气价	4.2~8.5 元/m ³	6.0~9.0 元/m ³	12 元/kg
折合发热 万千卡价格（元）	4.94~9.4	4.94~10	10

注：建设投资仅供参考，具体项目成本视实际情况而定。

由表 3.2-2 可以看出：三种供气方式一次性建设投资由高到低排序为：**LNG 气化站+管道天然气** > **微管网供气** > **瓶装液化石油气**；使用成本由高到低排序为：**瓶装液化石油气** > **微管网供气** > **LNG 气化站+管道天然气**。

3.2.3 供暖成本分析

以我州现有供暖方式为研究对象，从一次性建设投资和使用成本对供暖方式进行成本分析详见表 3.2-3。

表 3.2-3 供暖成本分析表

供暖方式	地热能	空气源热泵	太阳能集热器	电锅炉+太阳能集热器（辅热）
建设投资（元/m ² ）	1500-1700	850-1050	900-1100	800~1000
电费（元/m ² .月）	1.7	6.6	3.8	11.7
人工、维护费（元/m ² .月）	2.5	1.2	2.0	1.5
使用成本（元/m ² .月）	4.2	7.8	5.8	13.2

注：1、运行费用电价按留存电量电价 0.47 元/度测算。

2、建设投资、运行费用和维护费仅供参考，具体项目成本视实际情况而定。

由表 3.2-3 可以看出：四种供暖方式一次性建设投资由高到低排序为：**地热能** > **太阳能集热器** > **空气源热泵** > **电锅炉+太阳能集热器（辅热）**；使用成本由高到低排序为：**电锅炉+太阳能集热器（辅热）** > **空气源热泵** > **太阳能集热器** > **地热能**。

3.2.3 供氧成本分析

以我州办公建筑为研究对象，从一次性建设投资和使用成本对供氧方式进行成本分析详见表 3.2-4。

表 3.2-4 供氧成本分析表

供氧方式	分子筛制氧站	分体式制氧机组	液氧气化站
建设投资 (元/m ²)	600~800	800~1000	550~650
电费/购氧费 (元/m ² .月)	2.4	0.9	9.0
人工、维护费 (元/m ² .月)	2.8	1.2	0.8
使用成本 (元/m ² .月)	5.2	2.1	9.8

注：1、运行费用电价按留存电量电价 0.47 元/度测算。

2、液氧气化站采用州外购入液氧，分子筛制氧站和分体式制氧机组未考虑运行期设备更换费用。

3、建设投资、购氧费用和维护费仅供参考，具体项目成本视实际情况而定。

由表 3.2-4 可以看出：三种供氧方式一次性建设投资由高到低排序为：分体式制氧机组>分子筛制氧站>液氧气化站；使用成本由高到低排序为：液氧气化站>分子筛制氧站>分体式制氧机组。

3.3 技术路线

3.3.1 供气技术路线

3.3.1.1 供气方式分析

1、管道天然气供应

由于州内无管道天然气气源，液化天然气是天然气供应的唯一气源，可采取液化天然气气化站+天然气输配管道系统的供应模式。即液化天然气通过槽车从液化天然气工厂运输到州内的液化天然气气化站，通过储存、气化、加热、调压、计量、加臭后输送至市政中压天然气管网，再通过调压后输送至天然气用户。此供气方式稳定、安全、可靠，是将来全州最主要的供气方式。

2、微管网供气

微管网供气气源分液化天然气和液化石油气两种，气化后通过区域低压管网供气。

(1) 液化天然气微管网供气

液化天然气微管网供气是依托液化天然气气化站设置灌瓶功能，液化天然气瓶组通过专用车辆运输到各区域的瓶组气化站，经过气化、加热、加臭、调压后输送至区域天然气微型管道（庭院管），再通过用户调压和计量设施后向用户供气，保障市政天然气管道未覆盖区域供气。

（2）液化石油气微管网供气

液化石油气微管网供气气源依托液化石油气灌装站，由专用运输车辆将液化石油气运输到各区域的液化石油气气化站，在站内设置小型液化石油气储罐或者液化石油气瓶组，经过气化、调压后输送至区域微型管道（庭院管），再通过用户调压和计量设施后向用户供气，保障市政天然气管道未覆盖区域供气。

3、液化石油气瓶装供应

液化石油气瓶装供应是当前全州主要的燃气供应方式，供气模式简单，不需要建设燃气管网，依托现有液化石油气灌装站，在用气区域设置一批销售供应点，液化石油气瓶通过专用运输车辆运输到瓶装液化石油气供应站。该供气方式存在一定的局限性和安全隐患，将逐步被管道供应方式所代替，在管道供气不能覆盖区域，也是城镇燃气供应的一种补充方式。

三种供气方式的比较分析详见表 3.3-1。

表 3.3-1 供气方式分析表

序号	供气方式	性能比较	适用范围
1	液化天然气气化站+管道供气	建设费用一次性投入大，运维费用低，选址难度较大	适用于人口规模较大、具有燃气管道敷设管位的县（市）城区供气
2	液化天然气、液化石油气微管网供气	建设费用较低，选址灵活，管网敷设难度较小	适用于小城镇和单个小区，集中老旧小区、老旧高层“瓶改管”区域供气
3	液化石油气瓶装供应	无市政建设费用；使用成本高，安全隐患较大	适用于管道无法覆盖区域，老旧零散小区、人口规模小的城郊、乡镇、农村等供气

3.3.1.2 供气方案选择

1、供气范围

全州 18 个县（市）城镇。

2、气源选择

液化天然气和液化石油气。

3、供应领域

根据国家发改委令第 15 号《天然气利用政策》等政策规定，结合资源来源、供应条件、市场因素、环保要求等确定全州城镇燃气的用气领域。结合全州现状燃气用户类型包括：

- (1) 城镇居民炊事、生活热水等用气；
- (2) 公共服务设施用气。

4、供气方案选择

(1) 具备条件的县城和中心镇，优先发展管道天然气供气，采用液化天然气气化站+中压燃气管道供气。

(2) 天然气管网未覆盖的城镇和人口聚集区域，采用微管网供气（液化天然气或液化石油气气化供气装置+区域/庭院低压燃气管道）供气。

(3) 天然气管网无法敷设到的城镇和偏远区域，采用液化石油气瓶装供应。

5、供气建设方案

(1) 天然气设施建设方案

在现有 6 座液化天然气气化站的基础上，统筹规划新建液化天然气气化站。城区由于建筑物密集、安全间距不足而导致天然气管网无法覆盖的区域，或用户相对较少的一般城镇，在条件具备的情况下，依托周边液化天然气气化站，设置液化天然气微管网供气。全州各区

域规划天然气设施基本情况详见表 3.3-2。

(2) 液化石油气设施建设方案

利用现有 23 座液化石油气灌装站对钢瓶进行充装，直接瓶装供应用户，或通过液化石油气微管网供气方式供应天然气管网未覆盖的城镇和区域。全州各区域规划液化石油气设施基本情况详见表 3.3-2。

表 3.3-2 全州各区域规划供气设施一览表

地区	城区（县城）人口 （万人）	城区（县城）暂住人口 （万人）	建成区面积 （平方千米）	气源形式	供应设施	备注
康定市	7.26	1.10	5.40	LNG	气化站+中压管道、微管网	改扩建 LNG 气化站
				LPG	瓶装、微管网	已建 LPG 灌装站
石渠县	0.83	0.06	2.45	LNG	气化站+中压管道、微管	新建 LNG 气化站
				LPG	瓶装、微管网	已建 LPG 灌装站
理塘县	2.47	0.54	7.32	LNG	气化站+中压管道、微管网	新建 LNG 气化站
				LPG	瓶装、微管网	已建 LPG 灌装站
色达县	1.00	0.09	2.95	LNG	气化站+中压管道、微管网	新建 LNG 气化站
				LPG	瓶装、微管网	已建 LPG 灌装站
稻城县	0.82	0.21	0.82	LNG	气化站+中压管道、微管网	改扩建 LNG 气化站
				LPG	瓶装、微管网	已建 LPG 灌装站
甘孜县	3.17	1.25	6.71	LNG	气化站+中压管道、微管网	改扩建 LNG 气化站
				LPG	瓶装、微管网	已建 LPG 灌装站
丹巴县	1.86	0.13	2.10	LNG	气化站+中压管道、微管网	新建 LNG 气化站
				LPG	瓶装、微管网	已建 LPG 灌装站
泸定县	2.37	0.35	2.20	LNG	气化站+中压管道、微管网	新建 LNG 气化站
				LPG	瓶装、微管网	已建 LPG 灌装站
德格县	0.98	0.25	0.60	LNG	气化站+中压管道、微管网	新建 LNG 气化站
				LPG	瓶装、微管网	已建 LPG 灌装站
白玉县	1.25	0.84	3.00	LNG	气化站+中压管道、微管网	新建 LNG 气化站
				LPG	瓶装、微管网	已建 LPG 灌装站

甘孜州城镇供气供暖供氧总体发展规划

地区	城区（县城）人口 （万人）	城区（县城）暂住人口 （万人）	建成区面积 （平方千米）	气源形式	供应设施	备注
炉霍县	1.70	0.24	3.00	LNG	微管网	新建 LNG 瓶组气化站
				LPG	瓶装、微管网	已建 LPG 灌装站
新龙县	0.87	/	0.87	LNG	微管网	新建 LNG 瓶组气化站
				LPG	瓶装、微管网	已建 LPG 灌装站
九龙县	1.61	0.20	3.00	LNG	微管网	新建 LNG 瓶组气化站
				LPG	瓶装、微管网	已建 LPG 灌装站
道孚县	1.42	0.39	5.78	LNG	气化站+中压管道、微管网	改扩建 LNG 气化站
				LPG	瓶装、微管网	邻县灌瓶
乡城县	0.99	0.23	4.41	LNG	微管网	邻县灌瓶
				LPG	瓶装、微管网	已建 LPG 灌装站
雅江县	1.45	0.05	1.30	LNG	微管网	新建 LNG 瓶组气化站
				LPG	瓶装、微管网	已建 LPG 灌装站
巴塘县	1.64	0.54	3.50	LNG	气化站+中压管道、微管网	改扩建 LNG 气化站
				LPG	瓶装、微管网	已建 LPG 灌装站
得荣县	0.45	0.09	0.65	LNG	微管网	邻县灌瓶
				LPG	瓶装+微管网	已建 LPG 灌装站
合计	32.14	6.56	56.06			

3.3.2 供暖技术路线

3.3.2.1 供暖方式分析

1、空气源热泵供暖

空气源热泵是一种利用高位能使热量从低位热源空气流向高位热源的节能装置，可以将空气中的低品位热能提取转换为可以利用的高品位热能。随着空气源热泵技术的进步，现已开发出用于高海拔、严寒和寒冷地区的超低温空气源热泵。

超低温空气源热泵采用增气喷焓压缩机技术，突破了传统空气源热泵不能在 -15°C 条件下工作的限制，即使在 -20°C 环境温度、 18°C 室内温度条件下，超低温空气源热泵的性能系数 COP 也可达到 2.0~2.5，能源利用效率优于电锅炉，有助于其在严寒、寒冷地区的推广与应用。同时，超低温空气源热泵模块化的安装方式、灵活的供暖调节能力、较低的造价等特性优势，也使其适用于分布式集中供暖、分散式供暖以及与其他热源联合供暖的形式。

超低温空气源热泵供暖系统由超低温空气源热泵机组、循环水泵、承压换热水箱以及控制系统组成，机组占地面积由供暖用户热负荷大小决定。采用分布式集中供暖形式时，需有足够场地安装超低温空气源热泵机组及其附属设备；当采用分散式供暖形式时，可结合建筑样式，将其布置于建筑顶部，节约空间、减少占地面积。

因此，超低温空气源热泵不仅可以较好地适应全州各地气候类型和不同使用场景，而且具有较高的能源利用效率和简便灵活的安装方式，适宜作为全州可供选择的集中供暖方式。

2、太阳能集热供暖

太阳能集热供暖系统是将分散的太阳能通过集热器把太阳能转换成热能，热能加热水体，然后将热水输送到发热末端来提供建筑供暖需求

的一种供暖系统。目前，常用的太阳能集热器包括：平板集热器、全玻璃真空管集热器、U型管式真空管集热器和热管式真空管集热器。

太阳能集热供暖系统因其低耗能而运行成本较低，广泛应用于单体建筑的分散供暖中。采用太阳能集热供暖系统进行集中供暖时，需要较为空旷的安装场地安装大量太阳能集热器，不仅供暖系统的初投资较高，而且随着系统复杂程度的增加，设备的故障率也将随之提高；同时受天气和建筑供暖热负荷变化的影响，太阳能集热供暖的可调节性也较差。

因此，太阳能集热供暖系统适用于具有较为空旷安装场地的场所，系统需配置辅助热源和蓄热设施，并需要配备专业人员维护。严寒、寒冷地区太阳能集热系统还需进行防冻设计。

3、水热型地热能供暖

水热型地热能供暖是通过抽取中低温地热水、经能量梯级利用而获取热量的供暖方式。由于水热型地热能来自地球内部，除输送热量需消耗电能外，热源本身无能源消耗，因而运行成本较其他供暖方式低，适宜于作为城镇集中供暖热源。同时，受地热资源分布、储量、开发成本和使用寿命等因素的影响，水热型地热能供暖的适用范围较小，仅适用于具有水热型地热能可开发价值的地区。水热型地热能供暖尾水若未得到有效回灌，同样会造成地热能产出能力的衰减和地下水资源的污染。

因此，在具有地热能资源禀赋和可开发利用价值的地区，可利用水热型地热能进行集中供暖，并做好供暖尾水回灌工作。

4、浅层地热能供暖

根据气候类型划分，除泸定县为夏热冬冷气候类型外，全州其他县(市)均为严寒、寒冷气候。由于地处高海拔和严寒、寒冷地区，州域内冬季河流、湖泊表面结冰，冰下水温较低，不适合采用地表水源热泵系统供暖；同时，有限的地下水资源不仅不足以提供持续、足量的热量，大量抽灌地下水还可能对地下水资源造成污染，甚至导致因地下水过度开采而引发的

地陷、地裂等地质问题。因此，考虑采用地埋管地源热泵系统（简称“土壤源热泵”）利用浅层地热能供暖。

土壤源热泵是利用地下常温土壤温度相对稳定的特性，通过深埋于建筑物周围的管路系统与建筑物内部完成热交换的装置。由于土壤温度较为稳定，土壤源热泵可以比风冷热泵具有更高的效率和更好的可靠性，通常情况下其性能系数 $COP \approx 3 \sim 4$ ，比传统空气源热泵要高出 40% 左右，运行费用低近 40%，具有较为广阔的利用前景，可用于分布式集中供暖和独立建筑的分散供暖。

土壤源热泵供暖系统需要有足够的场地埋设换热管路，初期成本相比电热水锅炉供暖较高，严寒、寒冷地区过度提取浅层地热会造成土壤失温导致系统供暖能力衰减，并且负荷调节能力也较弱。因此，在严寒、寒冷地区利用土壤源热泵供暖时，需要设置辅助热源和蓄热装置以改善土壤热量用储平衡、增强系统调节能力，提高热源供暖灵活性。

5、电锅炉供暖

根据电热元件的不同，电锅炉分为电极式锅炉、电阻式锅炉、蓄热式电锅炉。

（1）电极式锅炉

电极式锅炉是利用水的高热阻特性，通过插入水中的电极直接将电能转换为热能。电极式锅炉运行安全、热效率高，锅炉不会发生干烧现象，一旦锅炉断水，电极间的通路被切断，电功率为零，锅炉自动停止运行。电极式锅炉热功率覆盖范围广、应用场景丰富，可用于低谷电制热和可再生清洁电能消纳。

（2）电阻式锅炉

电阻式锅炉是利用高阻抗管形电热元件通电后产生的高热量使水成为热水或蒸汽。电阻式锅炉容量的大小受其内部管形电热元件的数量制约，通过调整管形电热元件数量来调节锅炉负荷。因此，电阻式锅炉的容量受

到电热元件数量与结构布置的限制，机身体积较大、多用于中、小功率电热水供暖锅炉房。

（3）蓄热式电锅炉

蓄热式电锅炉是在电网用电低谷时期，利用电加热元件将电能转换为热能，将能量以热的形式在蓄热装置中储存起来，然后在城市电网用电峰值期间，将蓄热装置中的热能输出，用以保证建筑物采暖温度和建筑内生活热水需求的供暖设备。

蓄热式电锅炉按照蓄热体介质不同可以分为相变电蓄热锅炉、液体电蓄热锅炉和固体电蓄热锅炉。相变电蓄热锅炉因其设备投入与运行费用偏高，其使用范围和经济性受限较多；水蓄热电锅炉受到水的饱和温度的约束，蓄热温度不能太高，存在蓄热设备体积庞大、占地面积大等缺点，属于早期蓄热供暖设备。因此，目前通常用于供暖的主要是固体电蓄热锅炉。

固体电蓄热装置的蓄热体是由高比热容的蓄热砖铺筑，在预设电网低谷时段，自动控制系统接通高压开关，电阻丝通电后被加热到 1000℃左右，将电能转换成热能，热能经过导热、辐射换热的方式传到蓄热砖内储存；当蓄热体的温度达到控制系统的设定值，或者到达预设的低谷时间时，控制系统自动切断高压开关，高压电发热体停止工作；在非低谷用电时段，自动变频风机提供空气循环动力系统，利用流动的空气在蓄热体内与蓄热砖之间的对流换热将空气温度升高，输出高温空气（热风型）或者循环风经过风—水换热器后输出热水（热水型）至供暖用户使用的装置。固体电蓄热装置不仅可以直接用于建筑内部采暖，而且还可用于市政一次供暖管网输送热量。

在性能方面，相对于电阻锅炉，电极式锅炉可靠耐用、寿命长、待机时间长、快速启停对电网造成的冲击较小，可在较短时间内达到满功率运行。在费用方面，电阻式锅炉增加的电力设施投入略大于电极式锅炉，项目建设投资费用相应较高。在节能方面，虽然电热水锅炉的效率可以达到

接近 98%，性能系数 $COP \approx 1$ ，但与地源热泵、空气源热泵相比，其性能系数仍较低，且直接利用电能供暖不符合高效利用能源的原则；电蓄热锅炉则通过低谷时段用电蓄热、平时放热供暖来消纳富余电能，从而在整体上提高了能源利用效率，降低了运行成本。

因此，电热水锅炉主要用于无城市或区域集中供暖，采用燃气、煤、油等燃料受到环保或消防限制，且无法利用热泵供暖的建筑。蓄热式电锅炉则适用于作为消纳低谷电和可再生清洁（弃风、弃光、弃水）电能的供暖热源。

6、低环境温度空气源热泵暖风机

低环境温度空气源热泵暖风机（以下简称“热泵暖风机”）是一种利用电机驱动的蒸气压缩循环，将室外低温环境空气中的热量转移至房间等区域，使房间内部空气升温，以创造室内舒适环境为目的，并能在不低于 -25°C 的环境温度下使用的采暖设备，还具有制冷和通风等功能。

与普通空调器（主要用于夏季制冷）相比，热泵暖风机是基于冬季制热需求设计的取暖设备，可以更好地适应寒冷、严寒地区气候条件，制热性能系数较普通空调器高，落地安装形式可营造出更符合热舒适性要求的室内温度环境。与超低温空气源热泵供暖系统相比，热泵暖风机作为一种家用电器，其设备自身即是供暖系统，户内多台热风机均可独立控制、独立运行，同时出现故障的概率较低，生命周期内基本免维护，不会出现热水热泵供暖系统中某一个环节发生故障，就可能对整个系统无法正常运转的事故情况，供暖系统可靠性较高。

与此同时，热泵暖风机可以根据用户的实际使用情况灵活方便调节室温。由于热泵暖风机采用制冷剂为能量输送输配介质，无冻结风险且运行时室内机直接加热空气、出热迅速，用户能够根据房间是否有人控制热泵启停，实现“部分时间、部分空间”采暖调控，因而能够最大限度实现行为节能，加之较高的制热性能系数，相比热水热泵的能耗小，减少了电网

升级改造投资。

因此，低环境温度空气源热泵暖风机适用于分散供暖方式。

7、分散电供暖

分散电供暖方式主要通过被电加热的导体产生的红外线进行辐射传热供暖，主要形式包括电热膜、发热电缆电地暖、电取暖器、电热辐射器等。采用分散电供暖方式，用户不仅可以灵活控制供暖量，而且可以根据使用特点按需调节供暖时间，有效降低了非运行时间的供暖成本，提高了能源利用效率，因而在不具备集中供暖条件的地区得到了广泛应用。

与传统热水供暖方式相比，虽然分散电采暖方式的使用操作更为灵活简单，但是当采用单点式如电取暖器、电热辐射器等分散电供暖方式时，用户仅可在电取暖器周边获得热量，其热舒适性不及传统热水供暖方式。大规模使用分散电供暖，不仅不利于能源的高效利用，增加城市电力设施容量与负荷，而且会增加因电供暖所带来的用电安全风险，增加了城市安全用电管理成本。

3.3.2.2 供暖方案选择

1、实施范围

全州海拔 2900 米以上城镇，延伸至海拔 2600 米以上城镇宾馆酒店。

2、方式对比

采用电热膜、发热电缆电地暖、电热辐射器等分散供暖方式，热源稳定可靠、调节灵活，电网所达之处均可使用电能供暖，是目前全州城镇居民取暖的主要方式。虽然直接利用电能供暖的能源利用效率较低、运行费用较高，但是其良好的使用性能和按需调节的使用特点，使其非常适用于小型分散独立的建筑物和不具备接入集中供暖的建筑物。与此同时，大量取暖电器的使用，将增加电力设施投资和取暖用电安全等问题，提高了分散电供暖的投资成本与管理难度。

从全年的运行工况来看，在严寒、寒冷地区采用地源热泵供暖系统，从土壤中取走的热量远大于土壤自身恢复和人为补充的热量，随着运行时间的增加，土壤的冷量会不断积累，形成“冷堆积”。当“冷堆积量”大于土壤自身温度恢复所需要的热量时，热源的供暖能力开始下降，供暖可靠性难以保障，导致供暖系统运行寿命减短。与水热型地热能和超低温空气源热泵供暖系统相比，地源热泵供暖系统的经济性较低，难以具备大规模推广和使用条件。

虽然采用太阳能集热器供暖系统的运行费用较低，但是初期投资较大，大量太阳能集热器的布置需要与之相匹配的开阔场地，除学校、大型文化设施和少数办公建筑外，难以在城区其他场地得到普遍应用；在高海拔、严寒和寒冷地区使用的太阳能集热器的故障率也较高，较高的维护费用同样也降低了用户对太阳能集热器供暖方式的接受度。

因此，从各种供暖方式和使用性能的对比情况来看，在热源距离城镇较近、资源储量和供暖参数均满足使用条件时，首选水热型地热能供暖方式；超低温空气源热泵供暖方式可以较好适应全州各地气候条件、能源供应和使用特点，在无法有效利用地热能的城镇，优选超低温空气源热泵供暖方式。太阳能集热器可作为两者的辅助热源，因地制宜加以利用，最终构建全州多能互补的集中供暖系统。

3、节能配套

鉴于全州既有建筑绝大部分未进行节能保温改造，采用任何供暖方式均不能很好地实现供暖效果和运行效益的双保证。因此，在推广集中供暖之前，需对供暖建筑实施节能保温改造，使其达到国家与地方节能标准要求。

4、供暖方案选择

在保证建筑节能保温效果达标的条件下，各县（市）可根据气候类型、地形特点和供暖需求、资源保障等情况，采取地热能、超低温空气源热泵、

太阳能集热器等多能互补相结合的供暖方式进行集中供暖。各县（市）集中供暖推荐方案详见表 3.3-3。

表 3.3-3 全州各县（市）推荐集中供暖方式一览表

序号	地区	推荐供暖方式
1	康定市	地热能、超低温空气源热泵、太阳能集热器
2	石渠县	超低温空气源热泵、太阳能集热器
3	理塘县	地热能、超低温空气源热泵、太阳能集热器
4	色达县	超低温空气源热泵、太阳能集热器
5	稻城县	地热能、超低温空气源热泵、太阳能集热器
6	甘孜县	地热能、超低温空气源热泵、太阳能集热器
7	德格县	超低温空气源热泵、太阳能集热器
8	白玉县	超低温空气源热泵、太阳能集热器
9	炉霍县	超低温空气源热泵、太阳能集热器
10	新龙县	超低温空气源热泵、太阳能集热器
11	九龙县	超低温空气源热泵、太阳能集热器
12	道孚县	超低温空气源热泵、太阳能集热器
13	乡城县	超低温空气源热泵、太阳能集热器
14	雅江县	超低温空气源热泵、太阳能集热器
15	巴塘县	超低温空气源热泵、太阳能集热器
16	得荣县	超低温空气源热泵、太阳能集热器
17	丹巴县	超低温空气源热泵、太阳能集热器

注：1、供暖方式视项目情况选择。2、推荐供暖方式均有用地需求，具体位置视项目而定。

3.3.3 供氧技术路线

3.3.3.1 供氧方式分析

1、供氧站技术方案

(1) 分子筛制氧站集中供氧。采用分子筛制氧机制氧，在城镇建筑集中区域附近建设集中供氧站，供氧流程为：螺杆式空压机—初级过滤器—冷冻式干燥机—空气缓冲罐—除尘过滤器、高效过滤器—PSA 制氧主机—氧气缓冲罐—氧气增压机—氧气储罐—氧分配器—供氧管道—供氧终端。

(2) 液氧站气化集中供氧。采用液氧为氧源，在城镇建筑集中区域附

近建设液氧站，将液氧储罐储存的液态氧气化后，通过管道输送至房间内，在室内安装氧浓度控制系统和氧气流量计量系统，调控室内氧浓度，并准确计量用氧量。

(3) 分体式制氧机组供氧。采用分体式制氧机组制氧，在单体建筑或单个房间采用。

表 3.3-4 供氧站技术方案对比表

供氧技术方案	液氧站气化集中供氧	分子筛制氧站集中供氧	分体式制氧机组供氧
供氧区域	城镇建筑集中区	城镇建筑集中区	零散建筑或房间
设备出氧口浓度	99.5%	93±3%	93±3%
供氧效率	相同	相同	相同
海拔高度影响	不受影响	海拔越高，制氧难度越大	海拔越高，制氧难度越大
噪声污染	噪声小	制氧站内噪声较大，单台噪声 50~70 分贝。	噪声较大，单台噪声 50~70 分贝。
安全性	1、液氧属危险化学品，液氧气化站建设安全要求高、项目审批严； 2、液氧储罐属压力容器，需定期监检； 3、根据储罐容积划定液氧气化站与周边建、构筑物防火间距。	1、分子筛制氧站设备厂房按乙类工业厂房划定与周边建、构筑物防火间距，厂房耐火等级不低于二级。 2、气态缓冲罐属压力容器，需定期监检。	无安全间距要求。
建设投资	较低	较高	高
运行成本	运行成本主要为设备与管道维护费用。	运行成本主要为制氧机等设备的维保费用及电费，其中每年设备维保费用约为设备投资费用的 10%~20%。	运行成本主要为制氧机等设备的维保费用及电费，其中每年设备维保费用约为设备投资费用的 2%~5%。
使用寿命	15 年以上	5~8 年	3~5 年

2、室内供氧方案

(1) 弥散式供氧。指氧气经供氧管路输往建筑物室内，以弥散的方式形成室内富氧环境。供氧终端设置氧浓度探测器，实时检测室内氧气浓度的变化情况，并自动控制供氧开关，实现对室内环境氧气浓度的稳定控制。

氧浓度探测器设定有氧浓度上下限值，当室内氧气浓度低于需求浓度下限值时，供氧终端电磁阀自动开启，向室内供氧；当室内氧气浓度高于需求浓度上限值时，供氧终端电磁阀自动关闭，停止供氧。

(2) 鼻吸式供氧。是指氧气经供氧管路输往建筑物室内，在固定位置（如医务室治疗床/椅旁、居室床旁、办公室办公桌旁等处）设有吸氧终端接口，氧气吸入器插入后，再与鼻塞/鼻导管或面罩连接以供吸氧。吸氧终端由湿化杯、补氧口组成，氧气通过管道经湿化杯加湿后通过补氧口输送人体。

3.3.3.2 供氧方案选择

1、实施范围

全州海拔 2900 米以上城镇，延伸至海拔 2600 米以上城镇宾馆酒店。

2、供氧方案选择

(1) 对有集中供氧需求的城镇片区，选择分子筛制氧站集中供氧、液氧站气化集中供氧的模式；在建筑分散区域，针对单体建筑或房间，选择分体式制氧机组供氧模式。

(2) 根据当地实际情况，在对教育卫生、养老抚幼等公共机构服务场所采用弥散式供氧形式，在宾馆、旅游景点等有快速缓解高原症状需求的地方，可配套增加鼻吸式供氧形式。

表 3.3-5 全州各县（市）推荐供氧方式一览表

序号	地区	推荐供氧方式	推荐室内供氧方式
1	康定市	分子筛制氧站集中供氧 分体式制氧机组供氧 液氧站气化集中供氧	弥散式供氧、鼻息式供氧
2	石渠县	分子筛制氧站集中供氧 分体式制氧机组供氧 液氧站气化集中供氧	弥散式供氧、鼻息式供氧
3	理塘县	分子筛制氧站集中供氧 分体式制氧机组供氧 液氧站气化集中供氧	弥散式供氧、鼻息式供氧

序号	地区	推荐供氧方式	推荐室内供氧方式
4	色达县	分子筛制氧站集中供氧 分体式制氧机组供氧 液氧站气化集中供氧	弥散式供氧、鼻息式供氧
5	稻城县	分子筛制氧站集中供氧 分体式制氧机组供氧 液氧站气化集中供氧	弥散式供氧、鼻息式供氧
6	甘孜县	分子筛制氧站集中供氧 分体式制氧机组供氧 液氧站气化集中供氧	弥散式供氧、鼻息式供氧
7	德格县	分子筛制氧站集中供氧 分体式制氧机组供氧 液氧站气化集中供氧	弥散式供氧、鼻息式供氧
8	白玉县	分子筛制氧站集中供氧 分体式制氧机组供氧 液氧站气化集中供氧	弥散式供氧、鼻息式供氧
9	炉霍县	分子筛制氧站集中供氧 分体式制氧机组供氧 液氧站气化集中供氧	弥散式供氧、鼻息式供氧
10	新龙县	分子筛制氧站集中供氧 分体式制氧机组供氧 液氧站气化集中供氧	弥散式供氧、鼻息式供氧
11	道孚县	分子筛制氧站集中供氧 分体式制氧机组供氧 液氧站气化集中供氧	弥散式供氧、鼻息式供氧
12	乡城县	分子筛制氧站集中供氧 分体式制氧机组供氧 液氧站气化集中供氧	弥散式供氧、鼻息式供氧
13	雅江县	分子筛制氧站集中供氧 分体式制氧机组供氧 液氧站气化集中供氧	弥散式供氧、鼻息式供氧
14	巴塘县	分子筛制氧站集中供氧 分体式制氧机组供氧 液氧站气化集中供氧	弥散式供氧、鼻息式供氧

第四章 实施计划及资金筹措

4.1 实施步骤

1、先期试点阶段（2022年3月—2023年12月）。选择条件相对艰苦、示范效应明显的康定、甘孜、色达、理塘、石渠、稻城6个县（市）先期试点，同时将基础条件较好的泸定、丹巴等县纳入城镇供气试点；积极探索管长远、可持续的运营模式，做好成本核算，科学规划建设，为全州城镇供气供暖供氧工作积累经验做法。

2、重点实施阶段（2024年1月—2025年12月）。在试点示范的基础上，按照“先城后镇”的方式，重点实施海拔3200米以上城镇供气供暖供氧，同步推进海拔2600米以上城镇宾馆酒店和其他有需求的城镇居民供暖供氧，优先覆盖教育卫生、养老抚幼等公共服务机构。

3、全面推进阶段（2026年1月—2030年12月）。统筹实施18县（市）城镇管网供气，整体推进海拔2900米以上城镇供暖供氧以及其他有需求的城镇供暖供氧，全面提升城镇宜居水平。

4.2 投资估算

4.2.1 供气投资估算

根据各县（市）规划期内的主要供气工程建设内容，参照已投产项目建设投资估算指标，计算规划期内各县（市）供气建设投资估算详见表4.2-1。

表 4.2-1 全州各县（市）供气建设投资估算一览表

序号	地区	主要建设内容	近期建设投资 (万元)	远期建设投资 (万元)	总建设投资 (万元)
1	康定市	LNG 气化站、中压燃气管网；微管网；燃气控制管理及信息监管平台等	13529	5381	18910
2	石渠县	LNG 气化站、中压燃气管网；微管网；燃气控制管理及信息监管平台等	1499	596	2095

甘孜州城镇供气供暖供氧总体发展规划

序号	地区	主要建设内容	近期建设投资 (万元)	远期建设投资 (万元)	总投资 (万元)
3	理塘县	LNG 气化站、中压燃气管网；微管网；燃气控制管理系及信息监管平台等	4575	1820	6395
4	色达县	LNG 气化站、中压燃气管网；微管网；燃气控制管理系及信息监管平台等	1805	718	2523
5	稻城县	LNG 气化站、中压燃气管网；微管网；燃气控制管理系及信息监管平台等	1490	593	2083
6	甘孜县	LNG 气化站、中压燃气管网；微管网；燃气控制管理系及信息监管平台等	5912	2351	8263
7	丹巴县	LNG 气化站、中压燃气管网；微管网；燃气控制管理系及信息监管平台等	3459	1376	4835
8	泸定县	LNG 气化站、中压燃气管网；微管网；燃气控制管理系及信息监管平台等	4346	1729	6075
9	德格县	LNG 气化站、中压燃气管网；微管网；燃气控制管理系及信息监管平台等	1000	8361	9361
10	白玉县	LNG 气化站、中压燃气管网；微管网；燃气控制管理系及信息监管平台等	1480	10723	12203
11	炉霍县	微管网；燃气控制管理系及信息监管平台等	2059	16549	18608
12	道孚县	LNG 气化站、中压燃气管网；微管网；燃气控制管理系及信息监管平台等	1468	13611	15079
13	新龙县	微管网；燃气控制管理系及信息监管平台等	0	8223	8223
14	九龙县	微管网；燃气控制管理系及信息监管平台等	0	15510	15510
15	乡城县	微管网；燃气控制管理系统；燃气信息监管平台等	0	9585	9585
16	雅江县	微管网；燃气控制管理系及信息监管平台等	0	13935	13935
17	巴塘县	LNG 气化站、中压燃气管网；微管网；燃气控制管理系及信息监管平台等	0	14309	14309
18	得荣县	微管网；燃气控制管理系及信息监管平台等	0	3766	3766
19	州本级 (康定市)	新建州级燃气信息监管平台	2000	0	2000
合计			44622	129136	173758

4.2.2 供暖投资估算

根据各县（市）规划期内供暖项目建设规模和供暖方式，参照已投产项目建设投资估算指标，计算规划期内各县（市）供暖建设投资估算和既有建筑节能改造投资估算详见表 4.2-2、表 4.2-3。

表 4.2-2 全州各县（市）供暖建设投资估算一览表

序号	地区	近期供暖面积 (万平方米)	近期建设投资 (万元)	远期供暖面积 (万平方米)	远期建设投资 (万元)	总供暖面积 (万平方米)	总建设投资 (万元)
1	康定市	120.0	157800	30.0	39450	150.0	197250
2	石渠县	30.0	31800	27.0	28620	57.0	60420
3	理塘县	20.0	28900	23.3	33669	43.3	62569
4	色达县	25.0	26500	16.2	17172	41.2	43672
5	稻城县	32.0	44160	35.0	48300	67.0	92460
6	甘孜县	30.0	31650	20.6	21733	50.6	53383
7	德格县	21.0	22155	22.4	23632	43.4	45787
8	白玉县	17.4	18357	22.6	23843	40.0	42200
9	炉霍县	66.0	69630	16.4	17302	82.4	86932
10	新龙县	20.0	21100	14.0	14770	34.0	35870
11	九龙县	0.4	422	10.1	10656	10.5	11078
12	道孚县	15.0	15825	20.6	21733	35.6	37558
13	乡城县	3.5	3693	10.0	10550	13.5	14243
14	雅江县	0.0	0	6.1	6436	6.1	6436
15	巴塘县	0.0	0	12.0	12660	12.0	12660
16	得荣县	0.0	0	4.0	4220	4.0	4220
17	丹巴县	0.0	0	1.0	1055	1.0	1055
合计		400.3	471992	291.3	335801	691.6	807793

表 4.2-3 全州各县（市）既有建筑节能改造投资估算一览表

序号	地区	近期建筑节能改造面积 (万平方米)	近期建筑节能改造建设投资 (万元)	远期建筑节能改造面积 (万平方米)	远期建筑节能改造建设投资 (万元)	总建筑节能改造面积 (万平方米)	总建筑节能改造建设投资 (万元)
1	康定市	120.0	28800	30.0	7200	150.0	36000
2	石渠县	30.0	9600	27.0	8640	57.0	18240
3	理塘县	20.0	6400	23.3	7456	43.3	13856
4	色达县	25.0	6000	16.2	3888	41.2	9888
5	稻城县	32.0	7680	35.0	8400	67.0	16080
6	甘孜县	30.0	7200	20.6	4944	50.6	12144
7	德格县	21.0	6720	22.4	7168	43.4	13888
8	白玉县	17.4	5568	22.6	7232	40.0	12800
9	炉霍县	66.0	21120	16.4	5248	82.4	26368
10	新龙县	20.0	6400	14.0	4480	34.0	10880
11	九龙县	0.4	128	10.1	3232	10.5	3360
12	道孚县	15.0	4800	20.6	6592	35.6	11392
13	乡城县	3.5	1120	10.0	3200	13.5	4320
14	雅江县	0.0	0	6.1	1952	6.1	1952
15	巴塘县	0.0	0	12.0	3840	12.0	3840
16	得荣县	0.0	0	4.0	1280	4.0	1280
17	丹巴县	0.0	0	1.0	320	1.0	320
合计		400.3	111536	291.3	85072	691.6	196608

4.2.3 供氧投资估算

根据各县（市）规划期内的主要供氧工程建设内容，参照已投产项目建设投资估算指标，计算规划期内各县（市）供氧建设投资估算详见表 4.2-4。

表 4.2-4 全州各县（市）供氧建设投资估算一览表

序号	地区	近期供氧面积 (万平方米)	近期建设投资 (万元)	远期供氧面积 (万平方米)	远期建设投资 (万元)	总供氧面积 (万平方米)	总建设投资 (万元)
1	康定市	0.5	367.5	3.54	2601.9	4.04	2969.4
2	石渠县	35	25725	26.97	19822.95	61.97	45547.95
3	理塘县	10	7350	23.31	17132.85	33.31	24482.85
4	色达县	7.3	5365.5	16.24	11936.4	23.54	17301.9
5	稻城县	39	28665	35	25725	74	54390
6	甘孜县	1	735	25.61	18823.35	26.61	19558.35
7	德格县	5.7	4189.5	40	29400	45.7	33589.5
8	白玉县	1	735	19.12	14053.2	20.12	14788.2
9	炉霍县	1	735	16.39	12046.65	17.39	12781.65
10	新龙县	0	0	15.04	11054.4	15.04	11054.4
11	道孚县	5	3675	16.59	12193.65	21.59	15868.65
12	乡城县	0	0	10.55	7754.25	10.55	7754.25
13	雅江县	3.5	2572.5	14.4	10584	17.9	13156.5
14	巴塘县	0	0	6	4410	6	4410
合计		109	80115	268.76	197538.6	377.76	277653.6

4.3 收益分析

目前全州采用 LNG 气化站+管道供气价格为 4.2~8.5 元/m³，采用 LPG

瓶装气价格为 10.0~12.0 元/kg。全州采用地热供暖价格为 4.0~5.0 元/m²·月，采用空气源热泵供暖价格为 7.0~8.0 元/m²·月。全州采用分子筛制氧机供氧价格 5.0~6.0 元/m²·月，采用分体式制氧机组供氧价格 2.0~3.0 元/m²·月。以上价格与国内其他类似地区相比，价格偏高，导致三供普惠性较差。

三供项目属于民生工程，建设资金和运行成本较大。全州“三供”到 2025 年计划投入投入 59.7 亿元（不含建筑节能改造投资），2026-2030 年计划投入 66.2 亿元（不含建筑节能改造投资）。2025 年实现全州 4.2 万户居民用户管道供气，实现全州 400 万平方米建筑供暖，实现全州 109 万平方米建筑供氧；2030 年实现全州 13.8 万户居民用户管道供气，实现全州 691 万平方米建筑供暖，实现全州 377 万平方米建筑供氧。

通过全州“三供”统筹，争取中央预算内资金、对口援建资金、地方政府专项债券、金融工具及社会资本的投入，全面推进三供项目建设，通过规模化运营后有效降低成本，降低“三供”费用，更多普及广大干部和群众。

在试点项目建设推进基础上，州级相关行业主管部门要与建设运营企业结合“三供”建设和运营成本测算“三供”投入产出效益，参考其他地区和相近行业收费分类合理制定“三供”消费指导价格，并经过价格听证会后执行。

4.4 资金筹措

全州上下将加大资金筹措力度，多渠道筹集资金投入。抢抓国家扩内需、对口支援的机遇，积极争取中央预算内投资、对口援建资金、地方政府专项债券、中央财政建筑节能改造补助资金等相关专项资金投入；加大政策扶持和投资引导，鼓励企业争取金融机构融资，吸引社会资本投入。全面厘清项目资金构成，梳理资金拼盘，明确刚性规定，定向匹配宜居工程，用于注册资本金和后期建设运营保障，努力提升行业商业化运营水平，确保按期完成规划确定的各项发展目标，实现可持续发展。

第五章 规划重点建设任务

5.1 基础设施建设

5.1.1 供气基础设施建设

1、液化天然气气化站

规划在石渠县、理塘县、色达县、德格县、白玉县、丹巴县和泸定县等7个县城新建液化天然气气化站，并对康定市、稻城县、甘孜县、道孚县和巴塘县现状5座液化天然气气化站进行改扩建。

2、中压燃气管网

规划在建设液化天然气气化站的12个县城建设城市中压燃气管网。

3、液化天然气、液化石油气微管网

规划在18县（市）城镇天然气管网未覆盖的城镇和人口聚集区域，采用微管网供气（液化天然气或液化石油气气化供气装置+区域/庭院低压燃气管道）供气。

4、老旧燃气设施改造

规划对存在安全隐患的老旧燃气管网设施进行改造提升。

5、燃气信息监管平台

规划将各县（市）供气数据和运行监管纳入州级“三供”监管平台。

重点建设内容及建设计划详见附件2项目计划表。

5.1.2 供暖基础设施建设

规划在全州17个县（市）（除泸定县外）新建集中供暖站、热泵站及改造提升能耗较高、供暖效率低的已建供暖设施，县（市）城镇集中供暖站种类根据资源禀赋、建设条件等因地制宜实施。

1、地热能集中供暖站

在州内有丰富地热资源的康定市、理塘县、稻城县、甘孜县实施城市地热集中供暖，其中康定市、理塘县、稻城县已建有地热能集中供暖站，但还未最大化利用，将对这三个地区的供暖站进行扩能改造以及探索新的地热资源点新建供暖站，特别是稻城县作为全省开展城市地热供暖试点城市，要积极探索有益经验，发挥示范引领作用。

2、供暖管网

规划在可利用地热能的康定市、理塘县、稻城县、甘孜县建设城市集中供暖管网。

3、超低温空气源热泵站

规划在石渠县、色达县、德格县、白玉县、炉霍县、新龙县、九龙县、道孚县、乡城县、雅江县、巴塘县、得荣县、丹巴县优先建设超低温空气源热泵站进行区域供暖，在康定市、理塘县、稻城县、甘孜县地热能集中供暖管网覆盖困难的区域可建设超低温空气源热泵站进行区域供暖。

4、清洁供暖监管平台

规划将集中供暖城市的供暖数据和运行监管纳入州级“三供”监管平台。

重点建设内容及建设计划详见附件 2 项目计划表。

5.1.3 供氧基础设施建设

5.1.3 供氧基础设施建设

规划在石渠县、理塘县、色达县、稻城县、甘孜县、德格县、白玉县、炉霍县、新龙县、道孚县等 10 个高海拔县城和高海拔建制镇建设供氧基础设施，氧源采用外购液氧和现场制氧两种形式。

1、供氧基站

在上述有供氧需求的 10 个高海拔县城和重点旅游镇建筑集中区域附近新建液氧气化站和分子筛制氧站。在高海拔建制镇新建分子筛制氧站。

2、区域供氧监管平台

规划将各县（市）供氧数据和运行监管纳入州级“三供”监管平台。

重点建设内容及建设计划详见附件 2 项目计划表。

5.2 配套末端设施建设

把城镇供气供暖供氧纳入房屋建筑项目申报审查和施工图审查内容，做到末端设施配套与房屋建设同步设计、同步施工、同步验收。城镇新建住宅小区必须配套建设燃气末端设施，海拔 2900 米以上城镇新建公共建筑和住宅小区必须配套建设供暖供氧末端设施，海拔 2600 米以上宾馆酒店建筑必须配套建设供暖供氧末端设施。结合城市更新行动，统筹推进城镇既有建筑供气供暖供氧入户管网末端设施配套改造。

5.2.1 供气末端基础设施建设

供气末端基础设施主要含调压设施、室外管道、室内管道及燃气计量设施。

5.2.2 供暖末端基础设施建设

供暖末端基础设施主要含室外管道、室内管道及室内采暖设施。

5.2.3 供氧末端基础设施建设

供氧末端基础设施主要含室外管道、室内管道及室内供氧终端。

以上配套末端设计建设计划详见附件 2 项目计划表。

5.3 既有建筑节能保温改造

5.3.1 建筑节能基本要求

按照四川省住房和城乡建设厅发布的《四川省居住建筑节能设计标准》DB51/5027 中的规定，州域内建筑物围护结构热工性能参数限值根据各地气候类型详见表 5.3-1~3，其中屋面外墙的传热系数和周边地面，地下室外墙的保温材料层的热阻必须符合上述规定；当建筑围护结构其他部位的传热系数不符合上述规定时，必须按照标准中的相关规定，对围护结构热工性能进行权衡判断。

州内建筑外窗及阳台门气密性等级不应低于国家标准《建筑外门窗气密、水密、抗风压性能分级及检测方法》GB/T7106 规定的 6 级；建筑外墙与屋面的热桥部位、外窗（门）洞口室外部分的侧墙面应进行保温处理，保证热桥部位的内表面温度不低于室内设计温、湿度条件下的空气露点温度；与土壤直接接触地面、地下室、半地下室外墙应根据用途采取合理保温措施，热工性能应符合表 5.3-1~3 的规定。

表 5.3-1 高海拔严寒地区围护结构热工性能限值

序号	围护结构部位	传热系数 K [W/(m ² ·K)]		
		≤3 层建筑	(4-8) 层建筑	≥9 层建筑
1	屋面	≤0.30	≤0.40	≤0.40
2	外墙	≤0.30	≤0.50	≤0.55
3	架空或外挑楼板	≤0.35	≤0.45	≤0.50
4	非采暖地下室顶板	≤0.50	≤0.60	≤0.60
5	分隔采暖与非采暖空间的隔墙	≤1.50	≤1.50	≤1.50
6	分割采暖非采暖空间的户门	≤1.50	≤1.50	≤1.50
7	阳台门下部门芯板	≤1.20	≤1.20	≤1.20
8	围护结构部位	保温材料层热阻 R [(m ² ·K)/W]		
9	周边地面	≥1.10	≥0.83	≥0.56
10	地下室外墙 (与土壤接触的外墙)	≥1.20	≥0.90	≥0.60

表 5.3-2 高海拔寒冷地区围护结构热工性能限值

序号	围护结构部位	传热系数 K [W/(m ² ·K)]		
		≤3 层建筑	(4~8) 层建筑	≥9 层建筑
1	屋面	≤0.35	≤0.45	≤0.45
2	外墙	≤0.45	≤0.60	≤0.70
3	架空或外挑楼板	≤0.45	≤0.60	≤0.60
4	非采暖地下室顶板	≤0.50	≤0.65	≤0.65
5	分隔采暖与非采暖空间的隔墙	≤1.50	≤1.50	≤1.50
6	分割采暖非采暖空间的户门	≤2.00	≤2.00	≤2.00
7	阳台门下部门芯板	≤1.70	≤1.70	≤1.70
8	围护结构部位	保温材料层热阻 R [(m ² ·K)/W]		
9	周边地面	≥0.85	≥0.55	—
10	地下室外墙（与土壤接触的外墙）	≥0.90	≥0.60	—

表 5.3-3 夏热冬冷地区围护结构热工性能限值

体型系数	围护结构部位	传热系数 K [W/(m ² ·K)]	
		D≤2.5	D>2.5
S≤0.40	屋面	≤0.60	≤0.80
	外墙	≤0.80	≤1.20
	底面接触室外空气的架空或外挑楼板	≤1.20	
	分户墙	≤1.50	
	起居室、卧室、书房等功能房间的分户楼板	≤1.80	
	供暖空调房间通往室外的门	≤2.50	
S>0.40	屋面	≤0.50	≤0.60
	外墙	≤0.70	≤1.00
	底面接触室外空气的架空或外挑楼板	≤1.00	
	分户墙	≤1.50	
	起居室、卧室、书房等功能房间的分户楼板	≤1.80	
	供暖空调房间通往室外的门	≤2.50	

5.3.2 既有建筑节能改造方案

从各县（市）所处的气象气候区、既有建筑围护材料类型、外墙和门窗节能保温性能等实际情况出发，主要从两个方面提出既有建筑能效提升方案：首先对建筑围护结构进行外保温改造和更换节能保温门窗，其次是对建筑屋顶、阳台等与室外环境相接触部位的进行节能改造。

1、墙体节能改造

外墙保温建筑物外墙传热面约占整个建筑物外围护结构总面积的 2/3 左右，通过外墙传热所造成的能耗损失几乎占建筑的外围护结构总能耗损失的一半。对于州内既有建筑，采用增强建筑外墙的保温和隔热性能的方法进行节能改造。

2、门窗节能改造

门窗是建筑围护结构的重要组成部分，约有 1/3 多的热量经门窗损失掉。位于高海拔、严寒和寒冷地区的建筑，宜将单玻璃窗改造成双玻璃窗，可采用中空玻璃、镀膜玻璃，有条件的建筑还可采用低辐射玻璃。另外，室内可使用镀膜窗帘，冬季镀膜会使热量在室内循环以减少供暖用能。对于门的节能改造，在门框与墙之间的缝隙部位应设置耐久性和弹性均好的密封条。对传热系数不符合要求的户门可在门芯或内外加贴高效保温材料如聚苯板、玻璃棉、岩面板、矿棉板等，以提高其保温性能，并应使用强度较高且能阻止空气生态的面板加以保护。

3、屋面节能改造

屋面的节能改造必须同其防水修缮结合起来，并要对其结构的承重能力进行验算，当不能满足节能改造方案时，应采取结构加固措施，加固方法应按《民用建筑修缮工程察看与设计规程》（JGJ117）规定执行。屋面节能改造一般有以下 4 种做法：平改坡、直接铺设保温层、架设空保温层、采用倒铺屋面。

4、阳台节能改造

阳台的节能改造方式一般是密封阳台，可以采取将普通金属窗改成塑钢窗、外窗单玻璃改成中空玻璃，或将阳台的维护结构改成双面现浇、中间加高密度聚苯板等方式进行保温。

5、楼梯间节能改造

大部分既有建筑的楼梯间由于年久失修，损坏严重，楼梯间的外窗在冬季处于完全敞开状态，整个楼梯间与室外环境是相同的，保温性能差。

楼梯间已成为建筑热量散失的一个重要途径。

因此，按照把楼梯间看作为室内一部分的节能改造理念，将楼梯间外墙做外保温，外窗选用塑钢中空玻璃内开外窗，楼梯间单元入口加装保温、防盗对讲门，并将外墙保温压门框 2cm 并加设膨胀密封条密封来减小热桥，达到减少建筑物整体热量散失的目的。

建筑节能保温性能的好坏直接影响建筑供暖能耗、供暖效果、供暖成本与费用的高低，是决定供暖项目能否持续、高效运营的主要因素之一。因此，本规划实施前，应对规划供暖建筑进行节能保温性能评估，对于未达到国家与地方节能标准要求的建筑，应对其进行节能保温改造。

第六章 安全措施及运营监管

6.1 安全建设

6.1.1 项目建设安全措施

“三供”项目涉及输送燃气、氧气和热水介质，尤其是燃气和氧气属于可燃和助燃气体，一旦泄漏，危害性较大。因此，针对“三供”项目建设环境与特点，在项目建设方面提出以下安全措施：

1、充分考察“三供”项目所在地自然与社会环境，在城市国土空间规划指导下，科学合理进行项目选址，满足相关标准与规划要求。

2、做好“三供”项目安全评价工作，严格执行建设项目安全设施“三同时”制度，强化“三供”项目全过程安全管理。

3、严格执行“三供”项目建设相关技术标准和规范，严控设备材料和施工质量，确保“三供”项目的高质量完成。

4、加强安全生产宣传教育工作，增强安全生产意识，建立健全各项安全生产管理机构和安全生产管理制度，落实项目建设过程中的各项安全生产管理责任，确保项目建设实施过程中安全运行。

6.1.2 抗震及地质灾害防范安全措施

表 6.1-1 全州城镇抗震设防烈度、设计基本地震加速度和设计地震分组

地区	烈度	加速度	分组	县级及县级以上城镇
甘孜藏族自治州	9 度	0.40g	第二组	康定市
	8 度	0.30g	第二组	道孚县、炉霍县
	8 度	0.20g	第三组	理塘县、甘孜县
	8 度	0.20g	第二组	泸定县、德格县、白玉县、巴塘县、得荣县
	7 度	0.15g	第三组	九龙县、雅江县、新龙县
	7 度	0.15g	第二组	丹巴县
	7 度	0.10g	第三组	石渠县、色达县、稻城县
	7 度	0.10g	第二组	乡城县

根据《建筑抗震设计规范》（GB50011）和《建筑工程抗震设防分类标准》（GB50223），全州城镇抗震设防烈度、设计基本地震加速度和设计地震分组详见表 6.1-1。

全州城镇处于地震、地质灾害多发地区，对建设工程项目的抗震防灾要求较高。针对“三供”项目建设过程中可能发生的地震与地质灾害，在项目抗震防灾方面提出以下安全措施：

1、对于地震可能导致发生严重次生灾害的“三供”项目，在项目实施前，应当进行地震安全性评价，并按地震安全性评价报告确定抗震措施。

2、对于工程施工可能引发地质灾害的“三供”项目，在项目实施前，应当进行地质灾害评价，并按地质灾害评价报告确定防治措施。

3、工程项目建设应严格执行抗震设计要求，明确责任主体，落实抗震措施，降低工程施工期对地质环境的影响。

4、加强危险区和易发区地质的监测，做好施工期防灾预警预报工作，切实保护人民群众生命财产安全。

5、加强防灾减灾工作的宣传，坚持“以防为主，防治结合”的指导思想，树立全民防灾减灾意识，防患于未然。

6.2 安全运营

1、强化项目谋划和部署，严格项目全过程管理与评价。加强对“三供”设施建设流程、工程实施、质量监管、运行效果等重点建设环节的管理与评价，确保按质按量完成项目建设和管理工作任务。

2、落实安全运营主体责任，强化安全运营管理能力。明确落实“三供”企业安全运营主体责任，持续推动“三供”企业丰富管理手段、提高管理能力、提升管理水平，充分利用数字化、信息化、智能化技术，增强“三供”企业安全运营管理能力。

3、加强应急管理，制定应急处置预案。及时安排、部署、加强应急

管理，全面提高城镇“三供”突发事件的快速反应能力，分类制定事故应急预案，确保科学、及时、有效地应对安全事故，保障人民群众生命财产安全。

4、加强安全设施设备投入。结合“数字甘孜”，统一建设全州城镇供气供暖供氧安全信息化监管平台，运用科技手段实施适时监管和安全预警。规范建设消防、应急、管网检测等技防设施设备，强化用户燃气报警装置安装。

6.3 安全监管

1、加大安全监管力度，引导行业健康有序发展。严格执行“三供”市场行业准入制度，探索发展城镇“三供”特许经营模式；鼓励运营企业做大做强，实现规模化经营，提高“三供”企业经营管理水平和增强抵御市场风险的能力，努力实现“三供”项目可持续运营，引导行业健康有序发展。

2、建立安全运营监督考核机制，严厉打击违法经营行为。根据各县(市)“三供”发展现状，有针对性地建立“三供”安全运营监督考核机制，强化经营秩序监管；严厉打击使用无危险货物道路运输许可车辆运输以及储存、充装、销售燃气等环节的非法违法行为；对于安全监督考核未达标的企业，严格依法取缔或吊销经营许可、充装许可等资质证照。

6.4 应急保供

1、政府统筹，部门协同

全州“三供”应急保供工作在州政府统一领导下实施，相关部门按照应急预案明确的职责，迅速反应，协同配合，确保城镇供气、供暖、供氧供应安全平稳。

2、科学预判，有效应对

及时掌握天然气供应需求动态变化情况，科学预判供气、供暖和供氧

缺口可能造成的供应不足，提前发布预警，做好供应保障应急准备工作。

3、民生为先、分级调控

按照“保民生、保公用、保重点”的原则，确立“三供”应急保供级别，优先重点保障居民用户、商业性公共建筑用户和教育卫生、养老抚幼等公共服务机构用户供气、供暖、供氧，可中断一般工业用户工业生产和经营性天然气汽车用气。各县（市）结合自身“三供”特点与实际情况，制定完善供气、供暖、供氧分级调控方案，科学、迅速、有序地完成应急保供工作。

4、宣传引导，维护稳定

在遭遇极端天气等资源严重不足时，州、县（市）政府分级启动应急预案，并通过报纸、电视、广播等新闻媒体，向广大群众发出倡议，积极做好舆论引导，消除群众疑虑，安定民心。

第七章 环境影响评价及社会效益

7.1 项目建设环境影响评价

1、对区域环境空气影响预测

“三供”项目建设对区域环境空气质量影响很小，区域 SO₂、NO₂、PM10 年均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095）二级标准要求。

2、地表水环境影响预测与评价

通过“三供”项目中的污水处理项目建设可减少地表水的污染，改善城乡水环境，规划项目实施对地表水基本无污染。

3、地下水环境影响分析与预测

“三供”项目实施对地下水基本无污染。

4、声环境影响分析与评价

“三供”项目建设声环境影响主要是施工期噪声，包括地面工程设施施工产生的机械噪声，施工材料运输产生的车辆交通噪声和施工场地各种人为噪声。控制噪声的措施包括合理安排施工时间，合理布局施工场地，降低设备声级，降低人为噪声，根据环保部门的噪声防治要求施工和建立临时声障等。

5、固体废物管理

“三供”项目施工期间产生的固体废物主要为施工场地原有路面挖掘产生的建筑垃圾，废弃的土、石和冲洗残渣，各类建筑材料的包装物及生活垃圾等。施工期间将产生少量弃土，这些弃土在运输、处置过程中都可能对环境产生影响。总体来看项目施工期固废来源简单，只要处理得当，将不会对场地及周边环境产生影响。

7.2 落实“三线一单”管控要求

1、生态保护红线控制与空间约束分析

“三供”项目建设均应根据国土空间规划布局建设，位于城镇开发边界内。“三供”项目实施过程中可能将轻度扰动原地貌、破坏地表植被和水土保持功能，但由于项目实施前需完成必要的规划、建设等审批程序，预计项目建设带来的水土流失量很小或没有水土流失。建设中应合理规划和施工，严格落实水土保持和植被恢复等措施，提高区域植被覆盖率，保持植物多样性。

2、资源利用上限及承载力分析

水资源承载力分析。“三供”项目建设基本不会对水资源造成影响。土地资源承载力分析，“三供”项目须按国土空间规划确定的位置设施，不会对土地资源造成超出规划范围以外的压力。

环境质量底线分析。水环境：“三供”项目对污染物有一定削减作用，可有效改善水环境；大气环境：“三供”项目对大气环境产生污染很小或不产生污染，不会对大气环境造成压力。

3、环境准入负面清单

“三供”项目属于具有提高生态环境品质、降低环境污染的项目，我州能引入发展。“三供”项目将改善城镇人居环境，提高城镇韧性。“三供”项目实施均需符合相关技术规范标准，实现污染物治理和排放达标，从环境影响角度看，项目实施是可行的。

7.3 项目实施对环境的影响因素

1、施工期污染因素

(1) 大气污染物

施工期间大气污染源主要施工扬尘造成大气中 TSP 值增高，产生原因为管沟或基础开挖、施工机械、运输车辆引起的扬尘。废气为工程车及运

输车辆排放的尾气。

(2) 噪声

在施工作业过程中，由于各类施工机械和车辆产生的暂时噪声。施工期间的水污染物主要为施工人员的生活污水及管道试压后排放的工程废水。

(3) 废水

废水主要为施工人员生活污水，进入城市污水系统。定向钻施工中产生的泥水（如定向钻施工），沉淀回用。

(4) 固体废弃物

包括施工弃土、废弃物料（如焊条、防腐材料等）和施工人员生活垃圾。

2、运行期污染因素

(1) 废气

“三供”项目无有毒气体排放，不会对大气产生较大的污染。

(2) 噪声

可能产生的噪声有调压器、水泵、制氧机、备用发电机等工作噪声，采取措施后，可控制在标准范围内。

(3) 废水

不产生生产废水，各场站仅有生活污水排放进入市政污水管网。

(4) 固体废弃物

过滤器产生微量杂质和站内生活垃圾，集中外运。

3、规划实施对环境的影响分析及防治措施

(1) 环境空气影响分析及防治措施

施工期因严格按照施工作业规程施工，积极采取有效防尘措施。

运行期严格遵守操作规程、定期巡检及设备维护，杜绝意外事故发生。

(2) 噪声环境影响分析及防治措施

施工期安排好适当的施工时间，同时做好与当地企业及居民等的沟通，加大噪声防治力度，最大程度地降低噪声的负面影响。

运行期采取消声器、防护罩、设备房间等措施降低噪声。

（3）水环境影响分析及防治措施

施工期间的污水，经净化池处理送城市排水系统，不会对水环境造成严重影响。施工中产生的施工废水经沉淀后全部回用。

运行期间的污水，经一体化污水处理装置处理达标，用作绿化或外排至市政排水系统，对站址周围水环境质量影响不大。

（4）固体废弃物影响分析及防治措施

施工期产生的固废包括施工弃土、废弃物料（如焊条、防腐材料等）和施工人员生活垃圾，可以分类分送不同的垃圾处理场处置。

运行期生产和生活固体废弃物集中外运处理。

7.4 风险影响分析及应对措施

“三供”项目运行的主要危险物质为天然气、液化天然气、液化石油气、液氧、高温热水等，输送和储存过程存在的危险因素包括火灾、爆炸、低温冻伤、窒息、烫伤等方面。

危险性项目规划实施应按《中华人民共和国安全生产法》第三十三条和国家安全生产监督总局令第40号《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》规定，对重大危险源应当登记建档，进行定期检测、评估、监控，并制定应急预案，告知从业人员和相关人员在紧急情况下应当采取的应急措施。并向当地安全生产监督管理部门申报备案。

7.5 “三供”项目环境保护工作要求

“三供”项目的实施可以改善全州的能源结构，减少大气污染物和温室气体的排放，也是环保能源项目，符合我州绿色、低碳、高质量发展的需要，可促进区域内生态环境建设，促进能源结构优化目标的实现。

根据国务院颁发的《建设项目环境保护管理条例》，需在项目实施环

节做好环境评价工作和环境保护设计工作，切实落实环境影响报告表、环境保护设计提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及应急处置预案的前提下，使工程对环境的不利影响降至最低限度。

7.6 环境效益

全州“三供”项目实施后，将实现以液化天然气和液化石油气为城镇主要气源，形成以电能为主、地热能、太阳能、热泵为辅的供暖能源结构。清洁燃料与清洁取暖方式的广泛普及将有效降低粉尘、二氧化碳、二氧化硫和氮氧化物等有害气体的排放量，对于改善全州大气环境质量，提高环境承载力，促进人与生态环境和谐共处起到积极的促进作用，生态环境效益巨大。

7.7 社会效益

艰苦的生活与工作条件一直是阻碍全州经济社会高质量发展的因素之一。随着社会的进步与经济的发展，人民群众对生活质量的提高有着迫切的愿望与需求。我州“三供”项目实施后，将有效改善城镇人居环境，切实增强群众获得感、幸福感。通过“三供”项目实施，全州教育卫生、养老幼抚等公共服务机构将全面实现供气、供暖、供氧，民族地区教育、卫生等社会公共服务事业发展环境将得到极大改善，促进社会稳定安宁、民族团结和谐、经济繁荣发展。

因此，“三供”项目不仅是一项体现党和政府对全州人民特殊关怀的宜居工程，更是我州积蓄力量、实现高质量发展的民心工程，社会效益显著。

第八章 工作保障措施

8.1 组织保障

成立州、县（市）政府主要领导任组长的城镇“宜居工程”领导小组，统筹推进全州城镇供气供暖供氧规划、建设、运营、监管工作。将城镇供气供暖供氧纳入州县（市）目标绩效考核，适时召开领导小组会议，加强工作调度。

8.2 运营保障

1、“三供”项目建设和运营实施主体实行特许经营模式，明确授权州属国有企业统筹实施，同时积极引进社会资本参与项目建设、管理和运营。

2、全面清理整治现有“三供”项目，杜绝“小、散、乱”现象。

8.3 政策保障

1、以党的二十大为契机，积极争取国家将甘孜州纳入北方供暖区域，获得相应的政策支持。

2、制定出台“三供”技术导则，规范指导“三供”项目实施。

3、规范新建建筑“三供”入户配套建设，“三供”入户与房屋建设同步设计、同步施工、同步验收，实现热力表、燃气表与水表、电表同时入户。

4、结合城市更新和老旧小区改造，统筹实施“三供”项目，避免重复建设；有序推进既有建筑节能保温改造，争取建筑节能专项资金支持。

5、积极争取“三供”项目民生电价优惠政策和地方留存电量，降低“三供”项目用电成本。

6、研究制定“三供”补贴办法，保障基本民生，关爱困难群体，共享发展成果。

7、结合燃气安全隐患排查整治，对高层建筑违规使用液化石油气钢瓶的用户积极制定“瓶改管”实施计划。

8.4 要素保障

1、“三供”项目应坚持规划先行，编制各县（市）城镇供暖、供气、供氧专项规划，将“三供”项目用地和管位纳入各县（市）国土空间规划，保障项目建设用地需求。

2、“三供”项目依托的给水、电力等基础设施，应做好自来水公司、电力公司对“三供”项目配套接入基础设施建设计划。

3、加大招才引智力度，吸纳培养专业队伍，有力有效推动城镇供气供暖供氧工作。

附件 1 名词解释

1、三供：甘孜州委、州政府为统筹推进城镇供气、供暖、供氧项目建设，着力改善人居环境，不断增强群众获得感、幸福感，为加快建设团结富裕和谐美丽社会主义现代化新甘孜开展的城镇基础设施工程。

2、液化天然气气化站供气：对无长输管道供气的城镇，以外运液化天然气为气源，利用低温液化天然气储罐作为储气设施，经过接收、储存、气化、调压、计量、加臭后，向城镇燃气输配管网输送天然气的，为各类用户进行管道集中供气的供应模式。

3、微管网供气：对天然气管网覆盖不到、LPG 钢瓶进入高层建筑的集中燃气用户采用液化天然气、液化石油气钢瓶组或小型储罐等气化后，通过片区低压燃气管网进入到每家每户进行小型片区和集镇供气的供应模式。

4、集中供暖：从一个或多个热源通过供暖管网向城市或城市部分地区热用户供暖。

5、分散供暖：热用户较少、热源和供暖管网规模较小的单体或小范围的供暖方式。

6、供暖系统：由热源通过供暖管网向热用户供应热能的设施总称。

7、供暖热源：将天然或人造的能源形态转化为符合供暖要求的热能形态的设施，简称为热源。

8、调峰热源：基本热源的产热能力不能满足实际热负荷的要求时，投入运行的热源。

9、基本热源：在供暖期满负荷运行时间最长的热源。

10、备用热源：在事故工况下投入运行的热源。

11、供暖可靠性：供暖系统在规定的运行周期内，完成规定功能，保持不间断运行的能力。

12、一部制电价：按长期边际成本法计算出发电厂的平均电价，并以此电价为基础，允许企业根据市场需求和自身成本状况在一定范围内浮动所提供电量的价格。

13、两部制电价：将与容量对应的基本电价和与用电量对应的电量电价结合起来决定电价的制度。

14、液氧气化集中供氧：对有集中供氧需求的片区，利用低温液氧储罐作为集中储存设施，经过液氧接收、储存、气化、调压后，通过分输管道为片区内各类用户进行供氧的供应模式。

15、分子筛制氧集中供氧：对有集中供氧需求的片区，采用分子筛制氧机集中制氧，经过空气压缩、干燥、过滤、制氧、储存、调压后，通过分输管道为片区内各类用户进行供氧的供应模式。

16、分体式制氧机供氧：对单体建筑或房间，采用分体式制氧机制氧，为单个建筑或房间供氧的供应模式。

17、弥散式供氧：经管路或终端以扩散的方式向室内空间供氧。

18、鼻吸式供氧：以鼻吸管或面罩向个人供氧的方式。

附件 2 项目计划表

表 1 规划近期全州供气设施重点建设任务一览表

序号	建设地区	主要建设内容	建设性质	建设年限
1	康定市	改扩建现状 2 座 LNG 气化站； 新建中压燃气管网； LNG、LPG 微管网建设； 老旧燃气设施改造； 新建信息监管平台； 居民管道燃气用户达到 13500 户。	新建 扩建 改建	2022— 2025
2	石渠县	新建 1 座 LNG 气化站； 新建中压燃气管网； LNG、LPG 微管网建设； 新建信息监管平台； 居民管道燃气用户达到 1400 户。	新建	2022— 2025
3	理塘县	新建 1 座 LNG 气化站； 新建中压燃气管网； LNG、LPG 微管网建设； 新建信息监管平台； 居民管道燃气用户达到 4500 户。	新建	2022— 2025
4	色达县	新建 1 座 LNG 气化站； 新建中压燃气管网； LNG、LPG 微管网建设； 新建信息监管平台； 居民管道燃气用户达到 1700 户。	新建	2022— 2025
5	稻城县	改扩建现状 LNG 气化站； 新建中压燃气管网； LNG、LPG 微管网建设； 新建信息监管平台； 居民管道燃气用户达到 1400 户。	新建 扩建 改建	2022— 2025
6	甘孜县	改扩建现状 1 座 LNG 气化站； 新建中压燃气管网； LNG、LPG 微管网建设； 新建信息监管平台； 居民管道燃气用户达到 5800 户。	新建 扩建 改建	2022— 2025
7	丹巴县	新建 1 座 LNG 气化站； 新建中压燃气管网； LNG、LPG 微管网建设； 新建信息监管平台； 居民管道燃气用户达到 3400 户。	新建	2022— 2025
8	泸定县	新建 1 座 LNG 气化站； 新建中压燃气管网； LNG、LPG 微管网建设； 新建信息监管平台； 居民管道燃气用户达到 4200 户。	新建	2022— 2025

序号	建设地区	主要建设内容	建设性质	建设年限
9	德格县	新建1座LNG气化站； 新建中压燃气管网； LNG、LPG微管网建设； 新建信息监管平台； 居民管道燃气用户达到1000户。	新建	2022— 2025
10	白玉县	新建1座LNG气化站； 新建中压燃气管网； LNG、LPG微管网建设； 新建信息监管平台； 居民管道燃气用户达到1300户。	新建	2022— 2025
11	炉霍县	LNG、LPG微管网建设； 新建信息监管平台； 居民管道燃气用户达到1800户。	新建	2022— 2025
12	道孚县	改扩建现状1座LNG气化站； 新建中压燃气管网； LNG、LPG微管网建设； 新建信息监管平台； 居民管道燃气用户达到1500户。	新建 扩建 改建	2022— 2025
13	州本级 (康定市)	新建州级燃气信息监管平台	新建	2022— 2025

表 2 规划远期全州供气设施重点建设任务一览表

序号	建设地区	主要建设内容	建设性质	建设年限
1	康定市	续建中压燃气管网； 续建 LNG、LPG 微管网建设； 居民管道燃气用户达到 32000 户。	新建	2026— 2030
2	石渠县	续建 LNG、LPG 微管网建设； 居民管道燃气用户达到 3400 户。	新建	2026— 2030
3	理塘县	续建中压燃气管网； 续建 LNG、LPG 微管网建设； 居民管道燃气用户达到 11000 户。	新建	2026— 2030
4	色达县	续建中压燃气管网； 续建 LNG、LPG 微管网建设； 居民管道燃气用户达到 4000 户。	新建	2026— 2030
5	稻城县	续建中压燃气管网； 续建 LNG、LPG 微管网建设； 居民管道燃气用户达到 3500 户。	新建	2026— 2030
6	甘孜县	续建中压燃气管网； 续建 LNG、LPG 微管网建设； 居民管道燃气用户达到 14000 户。	新建	2026— 2030
7	丹巴县	续建中压燃气管网； 续建 LNG、LPG 微管网建设； 居民管道燃气用户达到 8000 户。	新建	2026— 2030
8	泸定县	续建中压燃气管网； 续建 LNG、LPG 微管网建设； 居民管道燃气用户达到 10000 户。	新建	2026— 2030
9	德格县	新建 LNG、LPG 微管网建设； 新建信息监管平台； 居民管道燃气用户达到 4000 户。	新建	2026— 2030
10	白玉县	新建 LNG、LPG 微管网建设； 新建信息监管平台； 居民管道燃气用户达到 5200 户。	新建	2026— 2030
11	炉霍县	新建 LNG、LPG 微管网建设； 新建信息监管平台； 居民管道燃气用户达到 7000 户。	新建	2026— 2030
12	新龙县	新建 LNG、LPG 微管网建设； 新建信息监管平台； 居民管道燃气用户达到 3595 户。	新建	2026— 2030
13	九龙县	新建 LNG、LPG 微管网建设； 新建信息监管平台； 居民管道燃气用户达到 7000 户。	新建	2026— 2030
14	道孚县	新建 LNG、LPG 微管网建设； 新建信息监管平台； 居民管道燃气用户达到 6000 户。	新建	2026— 2030

序号	建设地区	主要建设内容	建设性质	建设年限
15	乡城县	新建 LNG、LPG 微管网建设； 居民管道燃气用户达到 4000 户。	新建	2026— 2030
16	雅江县	新建 LNG、LPG 微管网建设； 新建信息监管平台； 居民管道燃气用户达到 6000 户。	新建	2026— 2030
17	巴塘县	改扩建现状 1 座 LNG 气化站； 新建中压燃气管网； LNG、LPG 微管网建设； 新建信息监管平台； 居民管道燃气用户达到 7000 户。	新建 扩建 改建	2026— 2030
18	得荣县	新建 LNG、LPG 微管网建设； 新建信息监管平台； 居民管道燃气用户达到 1800 户。	新建	2026— 2030

表3 规划近期全州供暖设施重点建设任务一览表

序号	建设地区	主要建设内容	建设性质	建设年限
1	康定市	新建供暖面积 120.0 万平方米配套供暖设施	新建 扩建	2022— 2025
2	石渠县	新建供暖面积 30.0 万平方米配套供暖设施	新建 扩建	2022— 2025
3	理塘县	新建供暖面积 20.0 万平方米配套供暖设施	新建 扩建	2022— 2025
4	色达县	新建供暖面积 25.0 万平方米配套供暖设施	新建 扩建	2022— 2025
5	稻城县	新建供暖面积 32.0 万平方米配套供暖设施	新建 扩建	2022— 2025
6	甘孜县	新建供暖面积 30.0 万平方米配套供暖设施	新建	2022— 2025
7	德格县	新建供暖面积 21.0 万平方米配套供暖设施	新建	2022— 2025
8	白玉县	新建供暖面积 17.4 万平方米配套供暖设施	新建	2022— 2025
9	炉霍县	新建供暖面积 66.0 万平方米配套供暖设施	新建	2022— 2025
10	新龙县	新建供暖面积 20.0 万平方米配套供暖设施	新建	2022— 2025
11	九龙县	新建供暖面积 0.4 万平方米配套供暖设施	新建	2022— 2025
12	道孚县	新建供暖面积 15.0 万平方米配套供暖设施	新建	2022— 2025
13	乡城县	新建供暖面积 3.5 万平方米配套供暖设施	新建	2022— 2025

表 4 规划远期全州供暖设施重点建设任务一览表

序号	建设地区	主要建设内容	建设性质	建设年限
1	康定市	新建供暖面积 30.0 万平方米配套供暖设施	新建	2026— 2030
2	石渠县	新建供暖面积 27.0 万平方米配套供暖设施	新建	2026— 2030
3	理塘县	新建供暖面积 23.3 万平方米配套供暖设施	新建	2026— 2030
4	色达县	新建供暖面积 16.2 万平方米配套供暖设施	新建	2026— 2030
5	稻城县	新建供暖面积 35.0 万平方米配套供暖设施	新建	2026— 2030
6	甘孜县	新建供暖面积 20.6 万平方米配套供暖设施	新建	2026— 2030
7	德格县	新建供暖面积 22.4 万平方米配套供暖设施	新建	2026— 2030
8	白玉县	新建供暖面积 22.6 万平方米配套供暖设施	新建	2026— 2030
9	炉霍县	新建供暖面积 16.4 万平方米配套供暖设施	新建	2026— 2030
10	新龙县	新建供暖面积 14.0 万平方米配套供暖设施	新建	2026— 2030
11	九龙县	新建供暖面积 10.1 万平方米配套供暖设施	新建	2026— 2030
12	道孚县	新建供暖面积 20.6 万平方米配套供暖设施	新建	2026— 2030
13	乡城县	新建供暖面积 10.0 万平方米配套供暖设施	新建	2026— 2030

序号	建设地区	主要建设内容	建设性质	建设年限
14	雅江县	新建供暖面积 6.1 万平方米配套供暖设施	新建	2026— 2030
15	巴塘县	新建供暖面积 12.0 万平方米配套供暖设施	新建	2026— 2030
16	得荣县	新建供暖面积 4.0 万平方米配套供暖设施	新建	2026— 2030
17	丹巴县	新建供暖面积 1.0 万平方米配套供暖设施	新建	2026— 2030

表5 规划近期全州供氧设施重点建设任务一览表

序号	建设地区	建设规模	建设性质	建设年限
1	康定市	新建供氧面积 0.5 万平方米配套供氧设施	新建	2022— 2025
2	石渠县	新建供氧面积 35.0 万平方米配套供氧设施	新建	2022— 2025
3	理塘县	新建供氧面积 10.0 万平方米配套供氧设施	新建	2022— 2025
4	色达县	新建供氧面积 7.3 万平方米配套供氧设施	扩建 新建	2022— 2025
5	稻城县	新建供氧面积 39.0 万平方米配套供氧设施	新建	2022— 2025
6	甘孜县	新建供氧面积 1.0 万平方米配套供氧设施	新建	2022— 2025
7	德格县	新建供氧面积 5.7 万平方米配套供氧设施	新建	2022— 2025
8	白玉县	新建供氧面积 1.0 万平方米配套供氧设施	新建	2022— 2025
9	炉霍县	新建供氧面积 1.0 万平方米配套供氧设施	新建	2022— 2025
10	道孚县	新建供氧面积 5.0 万平方米配套供氧设施	新建	2022— 2025
11	雅江县	新建供氧面积 3.5 万平方米配套供氧设施	新建	2022— 2025

表 6 规划远期全州供氧设施重点建设任务一览表

序号	建设地区	建设规模	建设性质	建设年限
1	康定市	新建供氧面积 3.54 万平方米配套供氧设施	新建	2026— 2030
2	石渠县	新建供氧面积 26.97 万平方米配套供氧设施	新建	2026— 2030
3	理塘县	新建供氧面积 23.31 万平方米配套供氧设施	新建	2026— 2030
4	色达县	新建供氧面积 16.24 万平方米配套供氧设施	扩建 新建	2026— 2030
5	稻城县	新建供氧面积 35.00 万平方米配套供氧设施	新建	2026— 2030
6	甘孜县	新建供氧面积 25.61 万平方米配套供氧设施	新建	2026— 2030
7	德格县	新建供氧面积 40.00 万平方米配套供氧设施	新建	2026— 2030
8	白玉县	新建供氧面积 19.12 万平方米配套供氧设施	新建	2026— 2030
9	炉霍县	新建供氧面积 16.39 万平方米配套供氧设施	新建	2026— 2030
10	新龙县	新建供氧面积 15.04 万平方米配套供氧设施	新建	2026— 2030
11	道孚县	新建供氧面积 16.59 万平方米配套供氧设施	新建	2026— 2030
12	乡城县	新建供氧面积 10.55 万平方米配套供氧设施	新建	2026— 2030
13	雅江县	新建供氧面积 14.40 万平方米配套供氧设施	新建	2026— 2030
14	巴塘县	新建供氧面积 6.0 万平方米配套供氧设施	新建	2026— 2030

附件 3

甘孜州城镇供气技术导则

2022 8

目 录

1 总则.....	81
2 规范性引用文件.....	81
3 术语.....	81
4 基本规定.....	82
5 LNG 气化站.....	83
6 LPG 瓶组气化站.....	85
7 LNG 瓶组气化站.....	89
8 燃气管道.....	92
9 户内燃气管道和计量.....	95
10 检测与监控.....	97
11 设计、施工及验收一般规定.....	99
12 燃气设施安全运行与维护.....	100

1 总则

本导则规定了甘孜州城镇供气项目的气源选择、供气方式、燃气场站建设、燃气管道敷设、检测与监控、供气设施安全运行与维护等技术内容的技术指导。

本导则最终解释权为导则编制组。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本导则必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本导则；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本导则。

- 《燃气工程项目规范》 GB 55009
- 《城镇燃气设计规范》 GB 50028
- 《石油天然气工程设计防火规范》 GB 50183
- 《建筑设计防火规范》 GB 50016
- 《液化石油气供应工程设计规范》 GB 51142
- 《压力管道规范—公用管道》 GB/T 38942
- 《城镇燃气输配工程施工及验收规范》 CJJ 33
- 《城镇燃气室内工程施工与质量验收规范》 CJJ 94
- 《聚乙烯燃气管道工程技术规程》 CJJ 63
- 《城镇燃气穿跨越工程技术规程》 CJJ 250

3 术语

3.1 液化天然气气化站

液化天然气储罐作为储存设施，利用气化装置将液化天然气转

变为气态天然气后，经调压、计量、加臭，通过管道向用户供气的专门场所，简称 LNG 气化站。

3.2 液化石油气瓶组气化站

配置 2 个或以上液化石油气钢瓶，采用自然或强制气化方式将液态液化石油气转换为气态液化石油气后，经调压后，通过管道向用户供气的专门场所，简称 LPG 瓶组气化站。

3.3 燃气微管网

通过专用车辆将液化天然气或液化石油气运输到各区域的气化站或瓶组气化站，经过气化后输送至区域燃气微型管道（庭院管道），再通过用户调压和计量设施后向用户供气，保障市政天然气管道未覆盖区域供气。

4 基本规定

4.1 一般规定

新建和规划建筑供气纳入房屋建筑项目申报和施工图审查内容，做到末端设施配套与房屋建设同步设计、同步施工、同步验收。结合城市更新行动，统筹推进城镇既有建筑供气入户管网末端设施配套改造。

4.2 供气方案

4.2.1 具备条件的县城和中心镇，优先发展管道天然气供气，采用液化天然气气化站+中压天然气管道供气模式。

4.2.2 根据甘孜州城镇建设的特殊性，部分城镇和区域不具备 LNG 气化站和市政管网供气的建设条件，在此类天然气管网未覆盖的城镇和人口聚集区域，可采用微管网供气（液化天然气或液化石油气气化供气装置+区域/庭院低压燃气管道）。

4.2.3 天然气管网无法敷设的城镇和偏远区域，采用液化石油气瓶装供应。

5 LNG 气化站

5.1 一般规定

5.1.1 场站规模和储存量确定

(1) 液化天然气气化站的规模应以城镇总体规划为依据，根据供应用户类别、户数和用气量指标等因素确定；

(2) 液化天然气气化站的储存量，应根据近远用气需求量、用户类别，并结合气源运距、气源情况及经济效益等因素确定，储存量应在满足近期用气需求的同时，对远期用气需求量作出预留；

(3) 液化天然气气化站的储存量宜按 3~7 日计算月最大日用气量考虑。

5.1.2 液化天然气气化后向城镇管网供应的天然气应进行加臭，加臭量应符合 GB50028 的相关规定。

5.2 站址选择

5.2.1 站址应符合城镇总体规划的要求。

5.2.2 站址应避开地震带、地基沉陷、废弃矿井等地段。

5.2.3 应具有适宜的地形、工程地质、供电、给排水和通讯等条件。

5.2.4 应保证交通便利，以便于车辆的通行。

5.2.5 尽量使用撂荒地，少占用耕地，以减少征地费用。

5.2.6 尽量靠近用气负荷中心，减少输气管道长度，以节省投资。

5.2.7 选址还要充分考虑出站管道连接的方便性和可操作性。

5.2.8 与周围建、构筑物的间距应符合 GB50028 和 GB50016。

5.2.9 场站选址应开展拟选站址的地震安全性评价和地质灾害危险性

评估工作。

5.2.10 场站选址应开展拟选站址的安全预评价和环境评价工作。

5.2.11 场站选址应避开环境敏感区域和敏感目标，降低环境风险等级。

5.2.12 严格执行国家及行业的有关标准、规范和规程。

5.3 总图和建筑

5.3.1 液化天然气气化站站内总平面布置应分区布置，即分为生产区和辅助区，生产区宜布置在站区全年最小频率风向的上风侧或上侧风侧。

5.3.2 液化天然气气化站生产区应设置消防车道，当储罐容积小于500m³时，可设置尽头式消防车道。

5.3.3 液化天然气气化站生产区和辅助区至少应各设1个对外出入口。

5.3.4 站内建构筑物的设计应符合现行国家标准GB50011和GB50181的规定。

5.3.5 站内所有建、构筑物应根据所在区域地震参数采取相应的抗震措施。

5.3.6 具有爆炸危险的建、构筑物的耐火等级不应低于二级。

5.4 工艺流程

将槽车运输到气化站的液化天然气进行卸气、储存、气化、调压、计量和加臭，送入城镇燃气管道。

5.5 主要设备选型技术要求

5.5.1 液化天然气储罐

LNG 气化站的储罐宜采用立式 LNG 金属罐，并应进行抗震设计。

5.5.2 气化器

(1) 气化器、加热器选型时，宜根据供气要求、可利用热源情况、当地气象条件确定；

(2) 气化装置的总供气能力应根据高峰小时用气量确定，气化装置的配置台数不应少于 2 台，且应有 1 台备用。

5.5.3 阀门

站内阀门应根据介质设计温度、设计压力、介质性能以及工艺要求选型，阀门制造质量应符合 GB50316 的有关规定。

5.6 工艺管道及附件

5.6.1 对于使用温度 < -20 °C 的管道应采用奥氏体不锈钢无缝钢管，其技术性能应符合 GB/T 38810 的规定。

5.6.2 对于使用温度 ≥ -20 °C 的管道可选用碳素钢、低合金钢、中合金钢和高合金铁素体钢，管道设计应符合国家现行标准 GB50316 的规定。

5.6.3 管道应根据设计条件进行柔性计算，柔性计算的范围和方法应符合 GB50316 的规定。

5.6.4 管道设计中宜采用自然补偿方式，即利用管道自身的弯曲或扭转产生的变位来达到热胀或冷缩时的自补偿，不宜采用补偿器进行补偿。

5.6.5 管道宜采用焊接连接。

5.6.6 低温管道所采取的绝热措施应符合 GB50264 的有关规定。

6 LPG 瓶组气化站

6.1 一般规定

6.1.1 LPG 瓶组气化站属于微管网供气气源的一种，适用于作为天然

气管网未覆盖的城镇和人口聚集区域的供气气源。

6.1.2 LPG 瓶组气化站的储存规模应根据用气需求，并结合瓶组气化站和气源点的距离确定。钢瓶的配置数量可按 2 日计算月最大日用气量确定，瓶组总容积不应大于 4m^3 。

6.2 站址选择

6.2.1 应具有适宜的地形、工程地质、供电、给排水和通讯等条件。

6.2.2 应保证交通便利，以便于车辆的通行。

6.2.3 尽量使用撂荒地，少占用耕地，以减少征地费用。

6.2.4 尽量靠近用气负荷中心，减少输气管道长度，以节省投资。

6.2.5 选址还要充分考虑出站管道连接的方便性和可操作性。

6.2.6 与周围建、构筑物的间距应符合 GB51142 和 GB50016 的相关规定。

6.2.7 场站选址应避开环境敏感区域和敏感目标，降低环境风险等级。

6.2.8 严格执行国家及行业的有关标准、规范和规程。

6.3 总图与建筑

6.3.1 当采用天然气化方式供气，且瓶组气化站配置钢瓶的总容积小于 1m^3 时，瓶组间可设置在除住宅、重要公共建筑和高层民用建筑及裙房外与用气建筑物外墙毗连的单层专用房间内，并应符合下列规定：

- (1) 耐火等级不应低于二级；
- (2) 应通风良好，并应设置直通室外的门；
- (3) 与其他房间相邻的墙应采用无门窗洞口的防火墙；
- (4) 应配置可燃气体泄漏报警装置；
- (5) 室温不应高于 45°C ，且不应低于 0°C 。

6.3.2 当瓶组间独立设置，且邻向建筑的外墙为无门窗洞口的防火墙时，间距可不受限。

6.3.3 与其他建筑的防火间距应符合 GB51142 表 7.0.4 的规定。

6.3.4 液化石油气瓶组间不得设置在地下室或半地下室内。

6.3.5 站内所有建、构筑物应根据所在区域地震参数采取相应的抗震措施。

6.4 工艺流程

液化石油气瓶组气化站，接收气源一般是从邻近的液化石油气储配站，将液化石油气充装进专用钢瓶，通过汽车运送到液化石油气瓶组气化站，在瓶组气化站内将气化、调压后的液化石油气输送至区域燃气微型管道（庭院管道），到用户处再进行调压至用户所需要的压力并送至用户燃气具前，也可从瓶组气化站直接调压至用户所需压力而输往用户燃气具前。

6.5 设备、管道和阀门

6.5.1 液化石油气气瓶（液化石油气钢瓶）

（1）液化石油气钢瓶本体及附件的材料选择和设计应符合现行国家标准GB150和《气瓶安全监察规程》的规定；

（2）液化石油气钢瓶应加上耐腐蚀铭牌进行标识，铭牌应符合《气瓶安全监察规程》中的有关规定；

（3）液化石油气气瓶应具有可追溯性，应使用合格的气瓶进行灌装。气瓶灌装后，应对气瓶进行检漏、检重或检压。所充装的合格气瓶上应粘贴规范明显的警示标签和充装标签。

6.5.2 气化器

（1）气化装置的总供气能力应根据高峰小时用气量确定。

(2) 当需要连续供气时，气化、混气装置不应少于2台，且备用装置不得少于1台。

6.5.3 管道

(1) 管道材料的选用必须依据管道的使用条件（设计压力、设计温度、流体类别）和经济性、腐蚀性、焊接及加工性能等；

(2) 管道的规格和性能，包括化学成分、物理和力学特性、制造工艺方法、热处理、检验等应符合国家现行标准的规定；

(3) 管道系统应保证在使用温度，特别是低温下材料的适用性和可靠性；

(4) 应采用无缝钢管，并应符合现行国家标准GB/T8163的有关规定；

(5) 钢管和管道附件材料应满足设计压力、设计温度及介质特性、使用寿命、环境条件等要求，并应符合压力管道有关安全技术要求及国家现行标准的有关规定；

(6) 管道材料的选择应考虑低温下的脆性断裂和运行温度下的塑性断裂；

(7) 当施工环境温度 $\leq -20^{\circ}\text{C}$ 时，应对钢管和管道附件材料提出韧性要求；

(8) 不得采用电阻焊钢管、螺旋焊缝钢管制作管件；

(9) 当管道附件与管道采用焊接连接时，两者材质应相同或相近锻件应符合现行行业标准NB/T47008和NB/T 47009的有关规定。

7 LNG 瓶组气化站

7.1 一般规定

7.1.1 LNG 瓶组气化站属于微管网供气气源的一种，适用于作为天然气管网未覆盖的城镇和人口聚集区域的供气气源。

7.1.2 LNG 瓶组气化站的储存规模应根据用气需求，并结合瓶组气化站和气源点的距离确定。钢瓶的配置数量可按 1.5 倍计算月最大日用气量确定，瓶组总容积不应大于 4m^3 。

7.2 站址选择

7.2.1 应具有适宜的地形、工程地质、供电、给排水和通讯等条件。

7.2.2 应保证交通便利，以便于车辆的通行。

7.2.3 尽量使用撂荒地，少占用耕地，以减少征地费用。

7.2.4 尽量靠近用气负荷中心，减少输气管道长度，以节省投资。

7.2.5 选址还要充分考虑出站管道连接的方便性和可操作性。

7.2.6 与周围建、构筑物的间距应符合 GB51142 和 GB50016 的相关规定。

7.2.7 场站选址应避开环境敏感区域和敏感目标，降低环境风险等级。

7.2.8 严格执行国家及行业的有关标准、规范和规程。

7.3 总图与建筑

7.3.1 气瓶总容积不应大于 4m^3 ，应在站内固定地点露天（可设置罩棚）设置。气瓶组与建、构筑物的防火间距不应小于 GB50028 中表 9.3.2 的规定。

7.3.2 设置在露天（或罩棚下）的空温气化器与气瓶组的间距应满足操作要求，与明火、散发火花地点或其他建、构筑物的防火间距应符合 GB50028 中表 9.3.2 条气瓶总容积小于或等于 2m^3 一档的规定。

7.3.3 站内建、构筑物耐火等级不应低于二级。

7.3.4 站内所有建、构筑物应根据所在区域地震参数采取相应的抗震措施。

7.4 工艺流程

液化天然气瓶组气化站，接收气源一般是从邻近的液化天然气气化站，将液化天然气充装进专用钢瓶，通过汽车运送到液化天然气瓶组气化站，在瓶组气化站内将气化、调压、加臭后的气态天然气输送至区域燃气微型管道（庭院管道），到用户处再进行调压至用户所需要的压力并送至用户燃气具前，也可从瓶组气化站直接调压至用户所需压力而输往用户燃气具前。

7.5 设备、管道和阀门

7.5.1 液化天然气气瓶

（1）液化天然气气瓶本体及附件的材料选择和设计应符合现行国家标准GB150和《气瓶安全监察规程》的规定；

（2）钢瓶的外壳与内胆应选用同样材质，内胆和外壳之间的绝热层，应与液化石油气相适应，并为不可燃材料；绝热方法一般采用高真空多层缠绕；

（3）钢瓶应加上耐腐蚀铭牌进行标识，铭牌应符合《气瓶安全监察规程中》的有关规定；

（4）液化天然气气瓶应具有可追溯性，应使用合格的气瓶进行灌装；气瓶灌装后，应对气瓶进行检漏、检重或检压；所充装的合格气瓶上应粘贴规范明显的警示标签和充装标签。

7.5.2 气化器

(1) 气化装置的总供气能力应根据高峰小时用气量确定。

(2) 当需要连续供气时，气化装置不应少于2台，且备用装置不得少于1台。

7.5.3 管道

(1) 管道材料的选用必须依据管道的使用条件（设计压力、设计温度、流体类别）和经济性、腐蚀性、焊接及加工性能等；

(2) 管道的规格和性能，包括化学成分、物理和力学特性、制造工艺方法、热处理、检验等应符合国家现行标准的规定；

(3) 管道系统应保证在使用温度，特别是低温下材料的适用性和可靠性；

(4) 应采用无缝钢管，常温管道无缝钢管应符合现行国家标准GB/T8163的有关规定，低温管道无缝钢管应符合现行国家标准GB/T38810的有关规定；

(5) 钢管和管道附件材料应满足设计压力、设计温度及介质特性、使用寿命、环境条件的要求，并应符合压力管道有关安全技术要求及国家现行标准的有关规定；

(6) 管道材料的选择应考虑低温下的脆性断裂和运行温度下的塑性断裂。

(7) 当施工环境温度 $\leq -20^{\circ}\text{C}$ 时，应对钢管和管道附件材料提出韧性要求。

(8) 不得采用电阻焊钢管、螺旋焊缝钢管制作管件；

(9) 当管道附件与管道采用焊接连接时，两者材质应相同或相

近锻件应符合现行行业标准NB/T47008和NB/T 47009的有关规定。

8 燃气管道

8.1 管道布置原则

8.1.1 中压管道的布置应符合燃气专项规划的要求。

8.1.2 中压管道的布置应满足输配系统总体方案的要求，管道的路由和管位应得到规划部门的批准。

8.1.3 中压管道宜布置成环网，以提高供气的安全可靠性。如建设初期的实际条件只允许布置成半环状或支状时，应根据发展规划使之与规划环网有机结合。

8.1.4 中压管道宜避免穿越铁路、大型河流和其他大型障碍物。

8.1.5 中压管道的布置，应考虑近期建设与远期规划的关系，以延长已敷设管道的有效使用年限，尽量减少建成后改线、增加管径或增铺双线的工程量。

8.1.6 中压管道敷设地段应满足规范要求的安全间距。

8.1.7 中压管道宜避免在交通繁忙又有重载车辆通过的道路下敷设。

8.1.8 中压管道宜敷设在人行道或绿化带内，不宜在高级路面下敷设。

8.1.9 庭院管道布置应根据引入管位置参照用气建筑整体布局及管网综合图纸合理布置。

8.1.10 管道布置、管道埋设和穿跨越应避开环境敏感区域和敏感目标。

8.2 管材、管件选用

8.2.1 除有特殊要求的管段外，公称直径 $DN \leq 300\text{mm}$ 的管道宜采用聚乙烯管和聚乙烯管件， $DN > 300\text{mm}$ 的管道宜采用钢管和钢制管件。

8.2.2 聚乙烯管材应符合现行国家标准 GB 15558.1 的规定。

8.2.3 聚乙烯管材及配套使用的聚乙烯管件均宜采用 PE100 级。

8.2.4 公称外径 $dn \leq 110\text{mm}$ 的聚乙烯管道应采用 SDR11 系列管材， $dn > 110\text{mm}$ 的应采用 SDR17.6 系列管材，采用非开挖施工技术时应采用 SDR11 系列管材。

8.2.4 中压管道所选用的钢管，应符合现行国家标准 GB/T9711、GB/T3091 或 GB/T8163 的规定。

8.2.5 庭院管道所选用的钢管，应符合现行国家标准 GB/T3091 或 GB/T8163 的规定。

8.2.6 考虑到高寒地区的环境温度，当环境温度 $< 20^\circ\text{C}$ 时，架空敷设的燃气管道，管材可选用合金钢（E 级）或奥氏体不锈钢。

8.3 管道敷设

8.3.1 埋地管道应埋设在冻土层以下，且最小覆土厚度（地面至管顶）应符合下列要求，当无法达到要求时，应根据实际情况采取特殊保护措施：

- （1）埋设在车行道下，不得小于 0.9m；
- （2）埋设在非车行道（含人行道）下，不得小于 0.6m；
- （3）埋设在机动车不可能到达的地方时，不得小于 0.5m；
- （4）埋设在水田下时，不得小于 0.8m。

8.3.2 地下中压燃气管道与建、构筑物或相邻管道之间的水平或垂直净距，按 GB50028 执行，聚乙烯燃气管道与热力管道的净距按 CJJ63 执行。

8.3.3 燃气管道穿跨越敷设应严格按照 GB50028、CJJ/T250 等规范要求执行。

8.4 管道连接

8.4.1 聚乙烯管道连接

(1) 聚乙烯管连接施工前应按 TSG D2002-2006 进行焊接工艺评定；

(2) 聚乙烯管 SDR11 与 SDR17.6 系列管材连接时，应采用电熔连接；

(3) 聚乙烯管与钢管的连接应采用钢塑转换接头；

(4) 公称外径 $dn \leq 90\text{mm}$ 的聚乙烯管应采用全自动电熔连接， $dn > 90\text{mm}$ 的聚乙烯管应采用全自动热熔或电熔连接；

(5) 电熔连接和热熔连接的设备应定期校准和检定，周期不超过 1 年。

8.4.2 无缝钢管连接

(1) 无缝钢管采用焊接连接，施焊前应编制焊接工艺指导书，并据此进行焊接工艺评定，然后根据评定合格的焊接工艺，编制焊接工艺规程；

(2) 管道焊接质量应按 GB 50236-2011 的规定执行。

8.4.3 镀锌钢管连接

热镀锌钢管采用螺纹连接，管道密封填料宜采用聚四氟乙烯生料带等性能良好的填料。

8.5 阴极保护

8.5.1 埋地钢质管道应根据管道敷设区域环境、土壤条件、防腐层结构、管道敷设方式及附属场站工程的条件确定阴极保护方式。应尽量减少对邻近的埋地构筑物产生干扰影响。

8.5.2 在城镇建成区及已有城镇规划区域内宜优先采用牺牲阳极保护方式。在工程地质条件许可的情况下，在采用强制电流的阴极保护方式的情况下，阳极地床宜采用深井阳极。

8.5.3 埋地钢质管道阴极保护的设计，应符合 CJJ95、GB/T 21447、

GB/T 21448、GB/T 21246 等相关规范的要求。

8.6 防腐

8.6.1 钢质管道应采用外防腐控制措施，外防腐应符合 GB/T21447 的规定。

8.6.2 埋地钢管外防腐层等级不低于三层聚乙烯加强级防腐，且应加设阴极保护；

8.6.3 架空无缝钢管外防腐层等级不低于环氧防腐漆涂覆加强级防腐。

8.7 管道标识

8.7.1 埋设燃气管道的沿线应连续敷设警示带。

8.7.2 聚乙烯管道敷设时，应随管道走向埋设金属示踪线或电子标识器。

8.7.3 埋地燃气管道的起点、终点、平面转角、三通及钢塑转换接头处应设置相应地面标志桩，直管段宜每隔 30 米设置标志桩。

8.8 焊接检验与试压干燥

管道的焊接检验及试压吹扫执行 CJJ33 及 CJJ63 的相关规定。

9 户内燃气管道和计量

9.1 户内燃气管道

9.1.1 地上明设燃气管道选用涂覆管—热镀锌管、涂覆管—无缝钢管、薄壁不锈钢管、非定尺不锈钢波纹管，管材的质量应符合相关规范、标准的有关规定。

表 1 燃气管道与电气设备、相邻管道之间的净距表

管道和设备		与燃气管道的净距 (cm)	
		平行敷设	交叉敷设
电 气 设 备	明装的绝缘电线或电缆	25	10 ^(注)
	暗装或管内绝缘电线	5 (从所做的槽或管道的边缘算起)	1
	电压小于 1000V 的裸露电线的导电部分	100	100
	配电盘或配电箱、电表	30	不允许
	电插座、电源开关	15	不允许
相邻管道		保证燃气管道、相邻管道的安装和维修	2
燃气用具		当灶前管高于灶面时,灶前管(不包含不锈钢波纹管)与燃具水平净距不得小于 20cm;当燃气管道在燃具上方通过时,应位于抽油烟机上方,且与燃具的垂直净距应大于 100cm。	

注：(1) 当明装电线加绝缘套管且套管两端各伸出燃气管道 10cm 时，套管与燃气管道的交叉净距可降至 1cm。(2) 当布置确有困难，在采取有效安全措施后，可适当减小净距。

9.1.2 燃气管道及相关设施不得设置在卧室、卫生间、电梯间、封闭楼梯间、高层建筑中的避难层、易燃或易爆品的仓库、有腐蚀性介质的房间、发电间、配电间、变电室、不使用燃气的空调机房、通风机房、计算机房及有明显震动影响的地方等，燃气管道不应穿过电缆沟、暖气沟、烟道、进风道和垃圾道等。

9.1.3 用户燃气管道和电气设备、相邻管道之间的净距不应小于表 1 的规定。

9.2 计量装置

9.2.1 居民用户应单独设置燃气表，气表流量选择应满足用户用气需求，宜选用远传智能物联表。

9.2.2 燃气表必须选用法定检测机构检测合格的产品。

9.2.3 户外集中挂表应安装在表箱内，表箱的材料宜选择不锈钢。

9.2.4 住宅内燃气表安装的位置应尽量靠近穿墙进户处，应通风良好、

通讯信号良好、方便检修。

10 检测与监控

10.1 LNG 气化站

10.1.1 液化天然气气化站储罐进出液管必须设置紧急切断阀，并与储罐液位控制连锁。

10.1.2 液化天然气储罐仪表的设置，应符合下列要求：

(1) 应设置两个液位计，并应设置液位上、下限报警和连锁装置；

(2) 应设置压力表，并应在有值班人员的场所设置高压报警显示器，取压点应位于储罐最高液位以上；

(3) 采用真空绝热的储罐，真空层应设置真空表接口。

10.1.3 液化天然气气化器的液体进口管道上宜设置紧急切断阀，该阀门应与天然气出口的测温装置连锁。

10.1.3 液化天然气气化器和天然气气体加热器的天然气出口应设置测温装置并应与相关阀门连锁；热媒的进口应设置能遥控和就地控制的阀门。

10.1.4 对于有可能受到土壤冻结或冻胀影响的储罐基础和设备基础，必须设置温度监测系统并应采取有效保护措施。

10.1.5 储罐区、气化装置区域或有可能发生液化天然气泄漏的区域内应设置低温检测报警装置和相关的连锁装置，报警显示器应设置在值班室或仪表室等有值班人员的场所。

10.1.6 爆炸危险场所应设置燃气浓度检测报警器，报警浓度应取爆炸

下限的20%，报警显示器应设置在值班室或仪表室等有值班人员的场所。

10.1.7 液化天然气气化站内应设置事故切断系统，事故发生时，应切断或关闭液化天然气或可燃气体来源，还应关闭正在运行可能使事故扩大的设备。

10.1.8 液化天然气气化站内设置的事故切断系统应具有手动、自动或手动自动同时启动的性能，手动启动器应设置在事故时方便到达的地方，并与所保护设备的间距不小于15m，手动启动器应具有明显的功能标志。

10.1.9 场站应按照环保要求设置相应的环境在线监测系统。

10.2 LPG 瓶组气化站

10.2.1 液化石油气气化和调压、计量装置的进、出口应设置压力表。

10.2.2 液化石油气瓶组站爆炸危险场所应设置可燃气体泄漏报警控制系统，并应符合下列规定：

（1）可燃气体探测器和报警控制器的选用和安装，应符合国家现行标准GB50493和CJJ/T146的有关规定；

（2）瓶组气化站和瓶装液化石油气供应站可采用手提式可燃气体泄漏报警装置，可燃气体探测器的报警设定值应按可燃气体爆炸下限的20%确定；

（3）可燃气体报警控制器宜与控制系统连锁；

（4）可燃气体报警控制系统的指示报警设备应设在值班室或仪表间等有值班人员的场所。

10.2.3 液化石油气瓶组站安全防范系统设计除应符合现行国家标准GB50348、GB50395和GB50396的有关规定外，尚应在无人值守的场所安装入侵探测器和声光报警器。

10.3 LNG 瓶组气化站

10.2.1 液化天然气气化和调压、计量装置的进、出口应设置压力表。

10.2.2 液化天然气瓶组站爆炸危险场所应设置可燃气体泄漏报警控制系统，并应符合下列规定：

(1) 可燃气体探测器和报警控制器的选用和安装，应符合国家现行标准GB50493和CJJ/T146的有关规定；

(2) 瓶组气化站可采用手提式可燃气体泄漏报警装置，可燃气体探测器的报警设定值应按可燃气体爆炸下限的20%确定；

(3) 可燃气体报警控制器宜与控制系统连锁；

(4) 可燃气体报警控制系统的指示报警设备应设在值班室或仪表间等有值班人员的场所。

10.2.3 液化天然气瓶组气化站安全防范系统设计除应符合现行国家标准GB50348、GB50395和GB50396的有关规定外，尚应在无人值守的场所安装入侵探测器和声光报警器。

11 设计、施工及验收一般规定

11.1 供气工程设计、施工与验收应遵守国家有关法规、标准的规定。

11.2 参与供气工程的设计、施工、监理等单位，应具有相应的资质证书，持有主管部门批准的工程项目许可文件或工程项目委托文件。

11.3 工程设计方应向施工方提供经审查通过的设计文件。工程施工、验收应按设计文件进行。

11.4 工程项目施工过程中，应遵守国家 and 地方有关安全、文明施工、劳动保护、防火、防爆、环境保护和文物保护等有关方面的规定。

11.5 项目工程所用的原材料、半成品、成品等产品的型号、规格、性能应符合国家相关标准的规定、设计要求，具有工厂出厂合格证书。

11.6 施工人员应经过专业培训并持有相应资质证书。

11.7 工程完工应由主管部门负责组织有关专家进行分项验收，验收结果应符合环境保护以及相关标准和工程设计文件要求并向主管部门报送验收报告备案。工程建设单位应将所有文件和技术资料归档保存。

12 燃气设施安全运行与维护

12.1 燃气经营企业对所建设管理经营的燃气设施安全运行与维护承担主体责任，经营期间，应制定燃气设施安全生产管理制度及运行、维护、抢修操作规程和应急预案，公布燃气服务电话和应急救援电话。

12.2 燃气经营企业应重点对用户户内设施进行入户安全检查，并加强用气安全知识宣传。

12.3 燃气经营企业应根据需要，在一定区域内设立燃气服务站点，专职负责燃气安全运行工作。鼓励社区（或村委会）设置燃气安全综合协管员，协管员应接受燃气经营企业的业务培训，协助燃气经营企业对辖区内燃气设施进行巡查，宣传燃气安全知识，发现问题及时向

燃气经营企业报告。

12.4 任何单位和个人不得侵占、毁损、擅自拆除或者移动燃气设施；不得毁损、覆盖、涂改、擅自拆除或者移动燃气设施安全警示标志；架空燃气管道、管道支架等严禁拴牲畜或悬挂、搭放物体。

12.5 燃气运输安全应符合下列规定：

（1）从事LNG、LPG道路运输的单位应对安全生产负有主体责任，该单位行政主要负责人为第一责任人，依法履行法定职责；

（2）从事LNG、LPG道路运输的单位，应当依据交通运输部《道路危险货物运输管理规定》具备安全条件，依法取得《道路危险货物运输许可证》；

（3）从事LNG、LPG道路运输的经营单位，必须建立和健全各级安全生产责任制，建立安全生产规章制度和操作规程，设置安全生产管理机构并足额配备安全生产管理人员，主要领导和安全生产管理人员经安全生产培训、考核合格，保证安全生产所必需的设备、设施、资金投入；

（4）经营单位必须按国家有关规定，制定LNG、LPG道路运输应急预案，建立应急救援体系，配备各类应急实施设备物资的储备及个人防护用具维护，定期开展应急救援演练。

12.6 燃气场站的安全运行维护应符合下列规定：

（1）燃气场站是重点防火部位，应加强安全防火管理；

（2）严格执行《化学危险物品安全管理条例》及其细则、《固定式压力容器安全技术监察规程》的有关条款，槽车、储气罐应定期

检测，严禁超压；

(3) 压力表、安全阀应按规定进行年检，合格后方可继续使用；调压装置的运行工况要保持良好的状态，应定期检修，严禁带病运转；

(4) 燃气场站必须建立和健全各级安全生产责任制，建立安全生产规章制度和操作规程，设置安全生产管理机构并足额配备安全生产管理人员，主要领导和安全生产管理人员经安全生产培训、考核合格，保证安全生产所必需的设备、设施、资金投入；

(5) 燃气场站应建立完善的安全应急预案，建立应急救援体系，配备各类应急实施设备物资的储备及个人防护用具维护，定期开展应急救援演练。

12.7 燃气经营企业入户检查时应重点检查以下内容：

(1) 确认用户的燃气设施运行完好，无人为碰撞和损坏；

(2) 管道无私自改动，没有作为其他电器设备的接地线，无锈蚀、无载重，软管无超长等；

(3) 用气管道、设备无泄漏，安装符合规程；

(4) 燃气表、报警器、阀门和灶前压力波动范围是否正常等；

(5) 入户检查人员还应采用仪器对管道接口处进行检测，发现问题及时处理。

附件 4

甘孜州城镇供暖技术导则

2022 8

目 录

1 总则.....	105
2 规范性引用文件.....	105
3 术语.....	107
4 室内外设计参数.....	109
5 建筑节能措施.....	109
6 热源.....	110
7 供暖末端和管网.....	116
8 供配电.....	118
9 绝热与防腐.....	119
10 消声与隔震.....	119
11 设计、施工与验收一般规定.....	119

1 总则

本导则规定了甘孜州清洁供暖技术的室内外设计参数、建筑节能措施、负荷计算、热源、供暖末端和管网、调试和验收、监测与评价等内容。

本导则适用于新建、扩建和改建建筑，以及改造或增设清洁供暖系统的既有建筑。

本导则最终解释权为导则编制组。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本导则必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本导则；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本导则。

《公共建筑节能设计标准》 GB 50189

《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》 GB 50736

《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》 GB 50242

《锅炉房设计规范》 GB 50041

《地源热泵系统工程技术规范》 GB 50366

《太阳能供暖采暖工程技术标准》 GB 50495

《建筑设计防火规范》 GB 50016

《低压配电设计规范》 GB 50054

《通用用电设备配电设计规范》 GB 50055

《建筑物防雷设计规范》 GB50057

《声环境质量标准》 GB 3096

《社会生活环境噪声排放标准》 GB 22337

《风机盘管机组》 GB/T 19232

《低环境温度空气源热泵（冷水）机组第 1 部分：工业或商业用及类似用途的热泵（冷水）机组》 GB/T25127.1

《低环境温度空气源热泵（冷水）机组第 2.部分：户用及类似用途的热泵（冷水）机组》 GB/T25127.2

《城镇供热管网工程施工及验收规范》 CJJ28

《城镇供暖管网设计规范》 CJJ 34

《城镇地热供暖工程技术规程》 CJJ138

《城镇供热直埋热水管道技术规程》 CJJ/T 81

《电加热锅炉技术条件》 JB/T 10393

《低环境温度空气源热泵热风机》 JB/T 13573

《电采暖散热器》 JG/T 236

《供冷供暖用蓄能设备技术条件》 JG/T 299

《严寒和寒冷地区居住建筑节能设计标准》 JGJ 26

《辐射供暖供冷技术规程》 JGJ142

《公共建筑节能改造技术规范》 JGJ 176

《既有居住建筑节能改造技术规程》 JGJ/T129

《被动式太阳能建筑技术规范》 JGJ/T 267

《空气源热泵集中供暖工程设计规范》 NB/T10779

《空气源热泵集中供暖工程安装验收规范》 NB/T10416

《清洁采暖炉具技术条件》 NB/T 34006

《空气源热泵供暖工程技术规程》 T/CECS 564

《四川省居住建筑节能设计标准》 DB51/5027

《四川省公共建筑节能设计标准》 DBJ51/143

《四川省高寒地区民用建筑供暖通风设计标准》 DBJ51/055

3 术语

3.1 集中供暖

从一个或多个热源通过供暖管网向城市或城市部分地区热用户供暖。

3.2 分散供暖

热用户较少、热源和供暖管网规模较小的单体或小范围的供暖方式。

3.3 供暖系统

由热源通过供暖管网向热用户供应热能的设施总称。

3.4 供暖热源

将天然或人造的能源形态转化为符合供暖要求的热能形态的设施，简称为热源。

3.5 基本热源

在供暖期满负荷运行时间最长的热源。

3.6 备用热源

在事故工况下投入运行的热源。

3.7 调峰热源

基本热源的产热能力不能满足实际热负荷的要求时，投入运行的热源。

3.8 供暖可靠性

供暖系统在规定的运行周期内，完成规定功能，保持不间断运行的能力。

3.9 平衡点温度

建筑的供暖热负荷与热泵机组制热量相等时所对应的室外温度。

3.10 低环境温度空气源热泵机组

以空气为热源，采用电动机驱动的蒸气压缩制冷循环，在不低于 -25°C 的环境温度里制取热水的机组。

3.11 名义工况性能系数 COP_h

在规定的名义工况下，机组以相同单位表示的制热量与总输入电功率的比值。单位为（w/w）。

3.12 低温制热性能系数 COP_{dh}

在规定的低温制热工况下，机组以相同单位表示的制热量与总输入电功率的比值。单位为（w/w）。

3.13 制热季节性能系数 HSPF

在制热季节中，机组向室内送入的热量总和与消耗的电量总和之比。单位为 $(\text{W} \cdot \text{h}) / (\text{W} \cdot \text{h})$ 。

4 室内外设计参数

4.1 室内设计参数

4.1.1 主要房间宜采用 18℃~20℃，次要房间根据需要可适当降低温度。

4.1.2 供暖室内其他设计参数还应符合 GB50376 的规定。

4.2 室外设计温度

室外设计温度应符合 GB 50376、DBJ51/055 的规定。

5 建筑节能措施

5.1 一般规定

建筑方案设计应以气候特征为引导，在设计前应充分了解当地的气象条件、自然资源和生活居住习惯，借鉴当地传统建筑被动式太阳能采暖措施，根据不同地区的特点进行建筑平面总体布局、朝向、体形系数、开窗形式、采光遮阳、建筑热惰性和室内空间布局的适应性设计。

新建和规划建筑供暖纳入房屋建筑项目施工图审查内容，供暖末端设施配套与房屋建设同步设计、同步施工、同步验收。海拔 2900 米以上城镇新建公共建筑和住宅小区必须配套建设供暖末端设施，海拔 2600 米以上宾馆酒店建筑必须配套建设供暖末端设施。结合城市更新行动，统筹推进城镇既有建筑供暖入户管网末端设施配套改造。

5.2 建筑节能设计及改造

5.2.1 居住建筑应根据建筑的实际情况制定改造方案，优先实施围护

结构节能改造；不具备条件时，宜优先改造门窗。

5.2.2 居住建筑节能设计及改造应符合 GB/T50824、JGJ26、JGJ/T129 和 DB51/5027 的规定。

5.2.3 公共建筑节能设计及改造应符合 JGJ176、DBJ51/143 的规定。

5.3 负荷计算

5.3.1 分散式供暖系统应对每个供暖房间进行负荷计算。

5.3.2 对于分时、分区和间歇供暖的建筑，应对采暖负荷进行修正。

5.3.3 集中供暖系统的负荷计算按 GB50736 的规定进行。

6 热源

6.1 总则

6.1.1 应根据不同地区的气候特征、资源条件、经济发展水平及建筑供暖模式，因地制宜选择适当的清洁供暖方式。

6.1.2 具备多种清洁能源应用条件的地区，宜采用多能互补系统，并进行经济性分析，结合当地产业规划，选择适宜的清洁能源供暖。

6.1.3 采用太阳能供暖为主的多能互补系统宜做到全年综合利用，采暖期为建筑物供暖采暖，非采暖期提供生活热水或其他用热。

6.2 空气源热泵

6.2.1 空气源热泵集中供暖工程设计与施工应满足 NB/T10779 和 NB/T10416 的规定。

6.2.2 住宅建筑宜采用户式空气源热泵系统，采用户用及类似用途的低环境温度空气源热泵热水采暖机组供暖时，设备应符合

GB/T25127.1 的要求，机组性能系数及其极限值如表 1 所示。

表 1 户用及类似用途的低环境温度空气源热泵机组的性能系数及其极限值

机组型式	性能系数		
	名义制热性能系数 COP_h	低温制热性能系数 COP_{dh}	制热季节性能系数 HSPF
地板辐射型	2.30	2.00	2.80
风机盘管型	2.10	1.80	2.60
散热器型	1.70	1.50	2.30

6.2.3 公共建筑宜采用商用空气源热泵系统，采用商用及类似用途低环境温度空气源热泵热水采暖机组供暖时，设备应符合 GB/T25127.2 的要求，机组性能系数及其极限值如表 2 所示。

表 2 商业用及类似用途的低环境温度空气源热泵机组的性能系数及其极限值

机组型式	性能系数		
	名义制热性能系数 COP_h	低温制热性能系数 COP_{dh}	制热季节性能系数 HSPF
地板辐射型	2.50	2.10	3.00
风机盘管型	2.30	1.80	2.70
散热器型	1.80	1.50	2.30

6.2.4 采用空气源热泵热风机供暖时，设备应符合 JB/T13573 的要求，设备性能系数及其极限值如表 3 所示。

表 3 低环境温度空气源热泵热风机的性能系数及其极限值

机组型式	性能系数		
	名义制热性能系数 COP_h	低温制热性能系数 COP_{dh}	制热季节性能系数 HSPF
热风机	2.20	1.80	2.80

6.2.5 集中式空气源热泵供暖系统（设备）应满足资源化综合利用和可循环使用要求，并应符合以下规定：

- （1）供暖系统应采取防冻措施；
- （2）长时间不供暖场所，管网应设排水和充氮装置；
- （3）多台室外机并联时，进、排风应通畅，排出空气与吸入空气之间应无气流短路，必要时可设置排风导流罩；
- （4）噪声和排热应符合周围环境的要求；
- （5）机组化霜水应集中排放；
- （6）室外设计温度低于当地平衡点温度时，应设置辅助热源，辅助热源承担热负荷的比例应按平衡点温度确定，平衡点温度计算方法可参考 T/CECS 564 中附录 A 的内容。

6.3 太阳能供暖

6.3.1 太阳能供暖工程设计与施工应满足 GB50495 的规定。

6.3.2 建筑围护结构保温性能良好且南立面集热面积较大的房间可采用被动式太阳能供暖方式，并应符合 JGJ/T 267 的规定。

6.3.3 集中式太阳能供暖系统应符合以下规定：

（1）太阳能供暖系统类型宜根据所在地区气候、太阳能资源条件、建筑物类型、建筑物使用功能、用户要求、投资规模和安装条件等因素综合确定；

（2）太阳能集热器的布置与安装应与城市景观环境相协调，具备条件时，太阳能集热器应安装在地面；

(3) 安装在新建建筑的屋面、阳台或立面的太阳能集热器、支架及连接管线应与建筑功能、建筑造型和城市风貌一并设计；

(4) 在既有建筑上增设或改造太阳能供暖系统，应经过建筑结构安全复核，满足建筑结构及其他安全性要求；

(5) 不同类型的太阳能集热器，瞬时效率截距和总热损系数应符合表 4 的规定；

表 4 不同类型太阳能集热器性能参数

工质类型	集热器类型	瞬时效率截距	总热损系数 W/(m ² ·℃)
液体工质	平板型太阳能集热器	≥0.72	≤6.0
	真空管型太阳能集热器（无反射器）	≥0.62	≤3.0
	真空管型太阳能集热器（有反射器）	≥0.52	≤2.5
气体工质	太阳能空气集热器（平板型）	≥0.60	≤9.0
	太阳能空气集热器（真空管型）	≥0.45	≤3.0

注：太阳能空气集热器热性能参数为空气流量 0.025kg/(s·m²) 下的测试结果

(6) 太阳能供暖系统的太阳能集热器面积、集热系统流量和蓄热系统设计应符合 GB 50495 的规定；

(7) 太阳能集热系统和辅助能源各自承担的负荷量宜通过逐时动态模拟计算，按经济最优化确定，当建筑物供暖需求较高时，也可按 100%的采暖负荷设置辅助能源。

6.4 地热供暖

6.4.1 地热供暖工程设计与施工应满足 CJJ138 的规定。

6.4.2 当地热水水质符合供暖水质标准，或供暖系统及末端装置采用非金属材料并不会产生结垢堵塞时，可采用地热直接供暖系统。

6.4.3 地热供暖工程宜采用间接供暖系统。

6.4.4 地热供暖系统组成:

(1) 地热直接供暖系统应由热源、输配系统、末端装置组成,热源部分应包括地热开采井、回灌井等;

(2) 地热间接供暖系统由热源、输配系统、末端装置组成,热源部分应包括地热开采井、回灌井、热源站等。

6.4.5 地热供暖热源可根据地热资源特点利用地表温泉、地下钻井等方式获得。

6.4.6 温度较高的地热流体应采用高温段和低温段适合的末端设备实现地热能梯级利用。

6.4.7 地热供暖调峰热源宜采用热泵、蓄热电锅炉等清洁热源,设计调峰热负荷应依据当地气象条件、地热利用率、技术经济等因素确定,调峰负荷宜占总负荷的 20%~40%。

6.4.8 地热井泵房位置选择和总平面布置应符合下列要求:

- (1) 应满足城镇规划和小区总体规划要求;
- (2) 应有维修场地和较好的通风采光条件;
- (3) 地热尾水应达标排放。

6.4.9 地热井泵房建筑应符合下列要求:

- (1) 井泵房宜采用地上独立建筑;
- (2) 井泵房与周边建筑间距不应小于 10m, 并应符合现行国家标准 GB50016 和 GB3096 的规定。

6.4.10 自流井严禁采用地下或半地下井泵房。

6.4.11 地热供暖站宜靠近用热负荷中心,其位置的选择、总平面布置

和建筑应符合 6.4.8 和 6.4.9 的规定。

6.4.12 地上式供暖站的建筑与结构应符合下列要求：

- (1) 平面布置应满足工艺要求；
- (2) 功能分区应明确且管理方便；
- (3) 供暖站设备间地面应设排水明沟；
- (4) 外墙上应预留大型设备安装和维修时用的哑口；
- (5) 地热流体含有有毒气体时，应收集有毒气体并做无害化处理后达标排放。

6.4.13 地热供暖设备应根据地热水水质、工艺要求和场地情况等因素选择，并设置备用设备。

6.5 电供暖

6.5.1 采暖负荷较小，分时分区供暖的村镇建筑可采用电供暖系统。

6.5.2 分户式电供暖系统，应符合以下规定：

- (1) 有峰谷电价且输入功率满足电网要求时，应选用蓄热式电采暖散热器，并应符合 JG/T 299 的规定；
- (2) 蓄热设备的热存储量应符合建筑能耗需求，放热功率应满足建筑负荷曲线要求；
- (3) 蓄热设备在蓄热时段，应兼顾供暖需求；
- (4) 其他类型的电供暖设备，应符合 JG/T 236 的规定。

6.5.3 区域供暖采用的集中式电锅炉应符合 JB/T 10393 及以下规定：

- (1) 有峰谷电价且输入功率满足电网要求时，应选用蓄热式电锅炉；

(2) 系统效率应不低于 90%，当选用相变蓄热设备时，寿命期内的效率应无显著下降；

(3) 电气线路周围应采取不燃隔热材料进行防火隔离等防火保护措施；

(4) 布置在同一热力站的电加热锅炉宜采用同一技术形式、同一储热方式；

(5) 锅炉房宜设置在供暖区域中心，设置布置应满足日常维护操作要求。

7 供暖末端和管网

7.1 地面辐射供暖

7.1.1 地面辐射供暖加热管的材质和壁厚应根据工程的设计使用年限、管材的性能以及系统的运行水温和工作压力等条件确定。

7.1.2 采用地面辐射供暖时，房间地表面平均温度参见表 5。

表 5 地面辐射供暖地表面平均温度

序号	环境条件	适宜温度	最高限值
1	人员长期停留区域	(25~27) °C	29°C
2	人员短期停留区域	(28~30) °C	32°C
3	无人员停留区域	(35~40) °C	42°C

7.1.3 地面辐射供暖系统的地面构造，应符合以下规定：

(1) 直接与室外空气接触的楼板、与不供暖房间相邻的地板为供暖地面时，应设置绝热层；

(2) 与土壤直接接触的室内底层，应设置绝热层；

(3) 室内底层绝热层与土壤之间应设置防潮层，潮湿房间，填充层上或面层下应设置隔离层；

(4) 地面辐射供暖管道与土壤、地下水、地表水接触时，应设置绝热层。

(5) 地面辐射供暖面层材料热阻宜不大于 $0.05\text{m}^2\cdot\text{K}/\text{W}$ ；

(6) 绝热层、隔离层、防潮层和地面面层的设置应符合 JGJ142 的相关规定；

(7) 供暖地面可采用混凝土填充式、预制沟槽保温板式、水泥砂浆预制填充板式和预制轻薄供暖板地面。

7.2 散热器供暖

7.2.1 散热器的工作压力应根据供暖系统的压力要求确定。

7.2.2 散热器面积的确定应符合 GB50736 中的相关规定。

7.2.3 当供暖系统采用非保温管道明设时，应计算管道的散热量并对散热器面积进行修正。

7.3 风机盘管供暖

7.3.1 以下供暖房间宜采用风机盘管供暖：

- (1) 同时有供暖和空调需求；
- (2) 室内温度有独立调节要求；
- (3) 间歇供暖。

7.3.2 风机盘管规格应根据房间热负荷、设计供回水温度等确定，性能参数应符合 GB/T19232 的相关规定。

7.3.3 采用风机盘管供暖时，宜对室内气流组织进行优化。

7.4 供暖管网

7.4.1 除空气源热泵热风机系统外，承担民用建筑供暖负荷的集中供暖管网应采用热水作为供暖介质。

7.4.2 热水供暖管网宜采用闭式双管制，供暖管网的设计和施工应符合 CJJ34 和 CJJ28 的规定。

7.4.3 地热供暖管道宜采用直埋敷设，并应符合 CJJ/T81 的规定。

7.4.4 供暖管网供回水温度宜按以下规定设计：

（1）采用散热器作为末端的供暖系统，热媒供回水温度宜为 75℃/50℃，且供水温度宜不大于 85℃，供回水温差宜不小于 20℃；

（2）采用地板辐射或风机盘管作为末端的系统，热媒供水温度宜为 35℃~40℃，且应不大于 45℃；供回水温差宜不大于 10℃，且宜不小于 5℃。

7.4.5 当室内末端系统有不同的系统形式，需要不同的介质温度，阻力差别较大或使用时间不一致时，应按不同参数分别设置室外管网。当采用同一管网时，应按较高参数设计管网，在建筑物入口分系统设置调节控制装置，必要时可设混水泵或二次泵。

7.4.6 地热水输送管道应根据地热流体的化学成分，按其腐蚀性、结垢等特点，选用安全可靠的管材，并应符合国家现行标准的规定。

8 供配电

8.1 供暖站配电设备及配电线路的选择与安装应满足 GB50054 和 GB50055 的规定。

8.2 供暖站、地热井泵房的防雷设计应满足 GB50057 的规定。

9 绝热与防腐

集中供暖系统的绝热与防腐应符合 GB 50736 的要求。

10 消声与隔震

10.1 热源站运行时的边界噪声和室内设备运行时的噪声排放限值应符合 GB22337 的规定。

10.2 民用建筑集中供暖系统的消声与隔声应符合 GB50736 的规定。

10.3 民用建筑集中供暖系统的隔振应符合 GB50736 的规定。

11 设计、施工与验收一般规定

11.1 供暖工程设计、施工与验收应遵守国家有关法规、标准的规定。

11.2 参与供暖工程的设计、施工、监理等单位，应具有相应的资质证书，持有主管部门批准的工程项目许可文件或工程项目委托文件。

11.3 工程设计方应向施工方提供经审查通过的设计文件，工程施工、验收应按设计文件进行。

11.4 工程项目施工过程中，应遵守国家 and 地方有关安全、文明施工、劳动保护、防火、防爆、环境保护和文物保护等有关方面的规定。

11.5 项目工程所用的原材料、半成品、成品等产品的型号、规格、性能应符合国家相关标准的规定、设计要求以及卫生学要求，具有工厂出厂合格证书。

11.6 施工人员应经过专业培训并持有相应资质证书。

11.7 工程完工应由主管部门负责组织有关专家进行分项验收，验收结果应符合环境保护以及相关标准和工程设计文件要求并向主管部门报送验收报告备案。工程建设单位应将所有文件和技术资料归档保存。

附件 5

甘孜州城镇供氧技术导则

2022 8

目 录

1 总则.....	123
2 规范性引用文件.....	123
3 术语.....	124
4 基本规定.....	124
5 供氧站.....	126
6 氧气管道.....	131
7 室内终端.....	132
8 检测与监控.....	133
9 设计、施工与验收一般规定.....	134
10 供氧设施安全运行与维护.....	135

1 总则

本导则规定了甘孜州城镇供氧项目的氧源选择、供氧站建设、氧气管道敷设、供氧终端选择、检测与监控、供氧设施安全运行与维护等技术指导。

本导则最终解释权为导则编制组。

2 规范性引用文件

下列文件对于本导则的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本导则。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本导则。

《高原地区室内空间弥散供氧（氧调）要求》 GB/T 35414

《氧气站设计规范》 GB 50030

《变压吸附制氧、制氮设备》 JB/T6427

《深度冷冻法生产氧气及相关气体安全技术规程》 GB16912

《建筑设计防火规范》 GB 50016

《建筑灭火器配置设计规范》 GB 50140

《工业企业总平面设计规范》 GB50187

《供配电系统设计规范》 GB50052

《低压配电设计规范》 GB 50054

《通用用电设备配电设计规范》 GB 50055

《爆炸危险环境电力装置设计规范》 GB 50058

《建筑物防雷设计规范》 GB50057

《气体分析在线自动测量系统质量保证指南》 GB/T 36090

《声环境质量标准》 GB 3096

《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》 GB/T 29639

《安全标志及其使用导则》 GB 2894

《化学品生产单位特殊作业安全规范》 GB 30871

3 术语

3.1 分子筛制氧站集中供氧

对有集中供氧需求的片区，采用分子筛制氧机集中制氧，经过空气压缩、干燥、过滤、制氧、储存、调压后，通过分输管道为片区内各类用户进行供氧的供应模式。

3.2 分体式制氧机组供氧

对单体建筑或房间，采用分体式制氧机制氧，为单个建筑或房间供氧的供应模式。

3.3 液氧站气化集中供氧

对有集中供氧需求的片区，利用低温液氧储罐作为集中储存设施，经过液氧接收、储存、气化、调压后，通过分输管道为片区内各类用户进行供氧的供应模式。

3.4 弥散式供氧

经管路或终端以扩散的方式向室内空间供氧。

3.5 鼻吸式供氧

以鼻吸管或面罩向个人供氧的方式。

4 基本规定

4.1 一般规定

新建和规划建筑供氧纳入房屋建筑项目施工图审查内容，做到末端设施配套与房屋建设同步设计、同步施工、同步验收。海拔 2900

米以上城镇新建公共建筑和住宅小区必须配套建设供氧末端设施，海拔 2600 米以上宾馆酒店建筑必须配套建设供氧末端设施。结合城市更新行动，统筹推进城镇既有建筑供氧入户管网末端设施配套改造。

4.2 氧源

4.2.1 氧源品质要求

高原室内空间供氧的气体应无污染，无毒、无害、无粉尘、无异味，具体品质要求详见下表：

表 1 氧含量要求

氧源	液态氧、瓶装氧	变压吸附制氧
氧 (O ₂) 含量 (体积分数)	≥99.5%	≥90%

表 2 氧源中各项杂质含量要求表

序号	项目	指标
1	水分 (H ₂ O) 含量 (露点)	≤- 43℃
2	二氧化碳 (CO ₂) 含量 (体积分数)	≤100×10 ⁻⁶
3	一氧化碳 (CO) 含量 (体积分数)	≤5×10 ⁻⁶
4	气态酸和碱	符合 GB8982 规定
5	臭氧及其他气态氧化物含量	符合 GB8982 规定
6	气味	无异味
7	总烃含量 (体积分数)	≤60×10 ⁻⁶
8	固体物质粒度 (um)	≤100
9	固体物质含量 (mg/m ³)	≤1

4.2.2 氧源可靠性要求

分子筛制氧机制氧需设备可靠，制氧电能充足；外购液氧需具有良好的运输条件，满足极端条件下一周内液氧不断供。

4.2.3 氧源选择要求

氧源选择应根据供氧建筑物规模、用途、建设地点的能源条件、结构、价格以及节能减排、消防和环保的相关规定等通过综合论证确定，并应使用户使用舒适、方便，设备便于管理维护，满足用户供氧

需求，系统运行稳定、经济合理、安全可靠。

4.3 供氧方案选择

4.3.1 对有集中供氧需求的城镇片区，选择分子筛制氧站集中供氧、液氧站气化集中供氧的模式；在建筑分散区域，针对单体建筑或房间，选择分体式制氧机组供氧模式。

4.3.2 根据当地实际情况，在对教育卫生、养老抚幼等公共机构服务场所采用弥散式供氧形式，在宾馆酒店、旅游景点等有快速缓解高原症状需求的地方，可配套增加鼻吸式供氧形式。

5 供氧站

5.1 供氧站选址原则

5.1.1 供氧站分为分子筛制氧机供氧站和液氧供氧站两种形式，应经技术、经济、安全等各方面综合比较后择优确定。

5.1.2 宜远离易产生空气污染的生产车间，布置在空气洁净的地区，并在有害气体和固体尘粒散发源的全年最小频率风向的下风侧。

5.1.3 供氧站供氧能力应与供氧需求量相适应。

5.1.4 供氧站宜靠近最大用户处，并有扩建的可能性。

5.1.5 供氧站周围不应有易燃、易爆、可燃、易挥发物质，无强磁场干扰，无热源等，有严格的防火、防爆措施，有明显禁火标志标识。

5.1.6 有噪声和振动机组的供氧站的有关建筑，与对有噪声和振动防护要求的其他建筑之间的防护间距应符合现行国家标准 GB50187 的有关规定。

5.1.7 供氧站选址应开展拟选站址的地震安全性评价和地质灾害危险性评估工作。

5.1.8 供氧站选址应开展拟选站址的安全预评价和环境评价工作。

5.1.9 供氧站选址应避开环境敏感区域和敏感目标，降低环境风险等级。

5.2 供氧站工艺流程

5.2.1 分子筛制氧机供氧站

采用分子筛制氧机制氧，在城镇建筑集中区域附近建设集中供氧站，供氧流程为：螺杆式空压机—初级过滤器—冷冻式干燥机—空气缓冲罐—除尘过滤器、高效过滤器—PSA 制氧主机—氧气缓冲罐—氧气增压机—氧气储罐—氧分配器—供氧管道—供氧终端。

5.2.2 液氧供氧站

采用液氧为氧源，在城镇建筑集中区域附近建设液氧站，将液氧储罐储存的液态氧气化后，通过管道输送至房间内，在室内安装氧浓度控制系统和氧气流量计量系统，调控室内氧浓度，并准确计量用氧量。该系统由液氧罐、汽化器、稳压装置、氧气管道、室内氧浓度控制系统、氧气计量系统等部分组成。

5.3 供氧站公用工程规定

5.3.1 建筑、结构

(1) 制氧机房属乙类生产建筑物，其耐火等级应不低于二级。其建筑物的墙体、柱、梁、楼板应采用不燃烧体，吊顶应采用不燃烧体或难燃烧体；

(2) 供氧站的生产性站房宜为单层建筑物；

(3) 制氧机房不应设置在地下室或半地下室；

(4) 氧气站的主要生产间的屋架下弦高度，应按设备的高度和设备检修时的起吊高度以及起重吊钩的极限高度确定，但不宜小于 4.0m，灌瓶间、汇流排间等的屋架下弦高度不宜小于 3.5m；

(5) 氧气压缩机间、氧气储罐间、氧气汇流排间、氧气调压阀间等与其他毗连房间之间应采用耐火极限不低于 2.0h 的不燃烧体隔墙和乙级防火门窗进行分隔；

(6) 供氧站的主要生产间，其围护结构上的门窗应向外开启，并不得采用木质等可燃材料制作；

(7) 窗玻璃宜采用磨砂玻璃或涂白漆等措施，防止阳光直接照射；

(8) 室内地坪应平整、耐磨和防滑；

(9) 气化器基础应采取防冻措施。平底圆柱形液态气体贮槽采用珠光砂绝热时，应采用高架式基础，其基础顶部应采用泡沫玻璃隔热；

(10) 站内所有建、构筑物应根据所在区域地震烈度采取相应的抗震措施。

5.3.2 电气、仪表

(1) 供氧站的供电负荷分级应符合现行国家标准 GB50052 的有关规定，除中断供氧将造成较大损失外，宜为三级负荷；

(2) 有爆炸危险、火灾危险的房间或区域内的电气设施应符合现行国家标准 GB 50058 的有关规定。氧气压缩机间、液氧系统设施、氧气调压阀组间应为 21 区火灾危险区，氧气灌瓶间、氧气储罐间等应为 22 区火灾危险区；

(3) 供氧站的照明除中断供氧将造成较大损失外，可不设继续工作用的事故照明，仪表集中处宜设局部照明；

(4) 压缩机间与氧气储罐间之间宜设置联系信号，应设置压缩机紧急停车按钮；

(5) 供氧站应设置成本核算所需的用电、用水等计量仪表，以

及输出空气分离产品的计量、遥测记录仪表；

(6) 与氧气接触的仪表必须无油脂；

(7) 积聚液氧、液体空气的各类设备、氧气压缩机和氧气管道应设导除静电的接地装置，接地电阻不应大于 $10\ \Omega$ ；

(8) 供氧站露天布置的氧气储罐、气化器等的防雷设计应符合现行国家标准 GB50057 的有关规定；

(9) 供氧站应根据气体生产、储存、输送的需要设置下列分析仪器：原料空气纯化装置出口二氧化碳含量连续在线分析；空气分离装置主冷凝蒸发器液氧中乙炔、碳氢化合物含量连续在线分析；空气分离装置出口空气分离产品的纯度分析；高纯空气分离产品中杂质含量分析；制氧间、氧气压缩机间、氧气储罐间等的空气中氧含量定期检测；

(10) 供氧站内除各类设备配备的各种测量和控制装置外，还应装设下列参数测量和控制装置：站房出口各种空气分离产品的压力测试和调节；输送用气体压缩机的进气、排气压力测量和纯度检测、流量调节装置；气体储罐压力遥测、记录；制气设备出口压力、温度遥测、记录；各单体设备运行状态显示、记录；

(11) 供氧站内宜设置下列报警连锁控制装置：原料空气纯化装置出口二氧化碳超标报警；空气分离装置主冷凝蒸发器液氧中乙炔、碳氢化合物超标报警；空气分离装置出口产品纯度不合格报警；压缩机润滑油系统，设置油压过高、过低与油温过高的报警和连锁控制。

5.3.3 消防

制氧间、氧气储罐间、液氧储罐区、液氧气化区等有火灾危险、爆炸危险的房间和区域，其灭火器的配置类型、规格、数量及其位置

应符合现行国家标准 GB50140 的有关规定。

5.4 供氧站防火间距要求

表 3 供氧站防火间距控制表

建筑物、构筑物		供氧站的火灾危险性为乙类的建筑物	氧气贮罐总容积 (m ³)		
			≤1000	1000~50000	>50000
其他各类建筑物 耐火等级	一、二级	10	10	12	14
	三级	12	12	14	16
	四级	14	14	16	18
民用建筑		25	18	20	25
明火或散发火花地点		25	25	30	35
重要公共建筑		50	50		
室外变、配电站 (35KV~500KV, 且每台变压器为 10000KVA 以上) 以及总油量超过 5t 的总降压站		25	20	25	30
厂外铁路线中心线		25	25		
厂内铁路线中心线 (氧气站专用线除外)		20	20		
厂外道路 (路边)		15	15		
厂内道路 (路边)	主要	10	10		
	次要	5	5		
电力架空线		1.5 倍电杆高度	1.5 倍电杆高度		

注：固定容积氧气贮罐的总容积按几何容置 (m³) 和设计压力 (绝对压力为 10⁵Pa) 的乘积计算。液氧贮罐以 1m³ 液氧折合 800m³ 标准状态气氧计算，按本表氧气贮罐相应贮设的规定确定防火间距。

5.4.1 供氧站的火灾危险性为乙类的建筑物、氧气储罐与建、构筑物的安全间距需满足 GB50016 第 4.3.3 条、GB50030-2013 第 3.0.4 条的相关要求。

5.4.2 供氧站的火灾危险性为乙类的建筑物，与火灾危险性为甲类的建筑物之间的最小防火间距，应按表 3 中对其他各类建筑物之间规定的间距增加 2m。

5.4.3 液氧储罐之间的防火间距不应小于相邻较大罐的半径。液氧储罐与可燃气体储罐之间的防火间距不应小于相邻较大罐的直径。

6 氧气管道

6.1 室外氧气管道

6.1.1 氧气输送管网系统由管道、附件、配件、阀件等组成。

6.1.2 供氧系统中所采用的管道及零配件应采用经脱脂处理的不锈钢管或紫铜管；室内氧气分支管道应采用医疗级透明无味硅胶管，严禁采用对人体有害的 PU 管等其他材料。

6.1.3 管道设计压力应 $\geq 0.1\text{MPa}$ 且 $< 1.0\text{MPa}$ ，氧气管道设计破坏压力不小于工作压力的 4 倍。

6.1.4 氧气管道及与氧气接触的管道附件均应进行脱脂处理。

6.1.5 管道的弯头、三通均采用标准件，壁厚应不小于管道壁厚。

6.1.6 为便于管网的施工及事故检修，在供氧管道上应设置切断阀门。

6.1.7 氧气管道布置、管道埋设和穿跨越应避开环境敏感区域和敏感目标。

6.1.8 氧气管道应架空敷设在非燃烧体支架上，不应与燃油管、燃气管、电线敷设于同支架。当架空敷设有困难时，应采用地沟敷设或直埋敷设。

6.1.9 直埋或地沟敷设的氧气管道上不应装设阀门或法兰连接点，当必须设阀门时，应设独立阀门井。

6.1.10 严禁氧气管道与油品管道、腐蚀性介质管道和各种导电路径敷设在同一地沟内，并不得与该类管线地沟相通。

6.1.11 管道应良好接地，氧气管道应设置导除静电的接地装置，其具体要求符合标准 GB50030 中 11.0.17 的条款要求。

6.1.12 应在管网系统适当位置设置压力表。

6.1.13 管网系统应无泄漏，压力损失 $\leq 10\%$ 。

6.1.14 氧气管道的连接应采用焊接，但与设备、阀门连接处应采用法

兰或螺纹连接。螺纹连接处应采用聚四氟乙烯带作为填料，不得采用涂铅红的麻或棉丝，或其他含油脂的材料。

6.2 室内氧气管道

6.2.1 室内氧气管道宜沿墙、柱或专设的支架架空敷设，其高度应不妨碍通行和便于检修。

6.2.2 进入室内的氧气管路应在室内入口处装设切断阀门。

6.2.3 管道不应穿过不使用氧气的房间。当必须通过不使用氧气的房间时，其在房间内的管段上不得设有阀门、法兰和螺纹连接，并应采取防止氧气泄漏的措施。

6.2.4 管道不应穿过高温及火焰区域。

6.2.5 穿越墙壁、楼板的管道应敷设在套管内，套管内不得有焊缝，管道与套管间的间隙应采用不燃烧的软质材料填实。

6.2.6 氧气管道管径按规范要求计算，管内氧气的最大允许流速应符合 GB 50030 的规定且 $\leq 10\text{m/s}$ 。

7 室内终端

7.1 弥散供氧终端

7.1.1 弥散供氧终端应按照每个房间空间大小合理设置。

7.1.2 弥散供氧终端噪声应 $\leq 40\text{dB (A)}$ 。

7.1.3 应实时显示终端工作状态，实时监测室内氧含量、二氧化碳含量，超越限值时应实时报警。

7.1.4 弥散式供氧终端应远离明火，应有明显的禁止烟火的警示标识。

7.1.5 弥散式供氧终端应具有预约定时设定、环境氧含量上、下限及上上限控制设定功能，可根据室内氧气含量自动通断供氧，并具备自动或手动切断氧气供给措施。

7.1.6 应具有遥控功能和设置功能。

7.1.7 弥散式供氧终端应距离地面约为 1.5m 或者吸顶安装。

7.2 鼻吸供氧终端

7.2.1 鼻吸式终端由流量计、湿化杯、鼻吸组件等组成，氧气通过管道、流量计，经湿化杯加湿后通过鼻吸组件吸入人体。

7.2.2 鼻吸式终端各类器材应符合相关标准规定，鼻吸组件可选择耳麦式、鼻氧管式或面罩式 3 种方式，鼻吸氧含量 $\leq 55\%$ 。

8 检测与监控

8.1 氧源

氧源质量检验按照 GB 8982 执行，供氧气纯度分子筛制氧机不低于 90%，液氧不低于 99.5%。

8.2 供氧站

8.2.1 输送用气体压缩机的排气应有压力测量装置。

8.2.2 储罐应有压力实时监测和超压泄放装置。

8.2.3 制氧设备应有出口压力、氧气浓度和流量实时监测装置。

8.2.4 各单体设备运行状态应有实时显示监测装置。

8.2.5 氧气管应有压力测量装置。

8.2.6 压缩机润滑油系统，应设置油压过高、过低与油温过高的报警和连锁控制装置。

8.2.7 供氧站应设置火警报警装置。

8.2.8 室内应设置氧含量、二氧化碳含量自动检测与报警装置等。

8.2.9 场站应按照环保要求设置相应的环境在线监测系统。供氧站环境噪声应符合 GB 3096 的相关规定。

8.3 室内终端

8.3.1 弥散式供氧条件下，液氧应在 30 分钟内将空气氧浓度提升 3% 以上，分子筛制氧机应在 2 小时内将空气氧浓度提升 3% 以上。

8.3.2 弥散式供氧终端出氧口与氧浓度检测装置直线距离不少于 2 米，确保室内空气氧浓度检测准确性。

8.3.3 具有室内空气氧浓度设定控制功能，可根据室内空气氧浓度自动通断供氧。

8.3.4 浓度检测装置具有数显功能，可实时显示终端工作状态、室内氧气含量。

8.3.5 具有遥控功能和设置功能。

9 设计、施工与验收一般规定

9.1 供氧工程设计、施工与验收应遵守国家有关法规、标准的规定。

9.2 参与高原健康用氧供氧工程的设计、施工、监理等单位，应具有相应的资质证书，持有主管部门批准的工程项目许可文件。

9.3 工程设计方应向施工方提供经审查通过的设计文件。工程施工、验收应按设计文件进行。

9.4 工程项目施工过程中，应遵守国家 and 地方有关安全、文明施工、劳动保护、防火、防爆、环境保护和文物保护等有关方面的规定。

9.5 项目工程所用的原材料、半成品、成品等产品的型号、规格、性能应符合国家相关标准的规定、设计要求以及卫生学要求，具有工厂出厂合格证书。

9.6 施工人员应经过专业培训并持有相应资质证书。

9.7 工程完工应由主管部门负责组织有关专家进行验收，验收结果应符合环境保护以及相关标准和工程设计文件要求并向主管部门进行竣工验收备案。工程建设单位应将所有文件和技术资料归档保存。

10 供氧设施安全运行与维护

10.1 一般原则

10.1.1 高原健康用氧应远离易燃物、可燃物以及高温。

10.1.2 液氧为低温液化气体，应避免人体直接接触。

10.1.3 瓶装氧有高压危险性，应避免高温、暴晒和倾倒。

10.2 安全标志

10.2.1 制氧站、氧气储罐、氧气汇流排、室内空间弥散供氧（氧调）出氧口等区域应设置符合 GB2894 要求的“禁止吸烟”、“禁止烟火”、“禁止带火种”的禁止标志以及“当心火灾”警告标志。液氧系统、液氧储罐等区域还应增加设置符合 GB2894 要求的“当心低温”警告标志。

10.2.2 瓶装压缩氧应粘贴或拴挂符合 GB15258 要求的安全标签。安全标签应使用编号为 GHS03、GHS04 的危险象形图，使用至少包含“可引起或加剧燃烧、氧化剂、含压力下气体、如受热可爆炸”内容的危险性说明。

10.3 生产、储存和使用安全

10.3.1 与氧气直接接触的管道、仪表严禁油脂。

10.3.2 氧气储罐、氧气汇流排布设在室内或相对密闭场所时，应设置符合 GB/T50493 要求的氧气检测报警系统，过氧报警值宜设定为 23.5%VOL。

10.3.3 医院供氧总管应设置可遥控的紧急切断阀。

10.3.4 制氧站、氧气储罐、氧气汇流排、液氧系统等区域严禁采用明火或电加热散热器采暖。

10.3.5 制氧站、氧气储罐、氧气汇流排、液氧系统等区域的灭火器配

置类型、规格、数量及其位置应符合 GB 50140 要求。

10.3.6 高原地区室内空间弥散供氧（氧调）出氧口应远离明火，并远离人体活动位置。弥散供氧装置应具有氧气浓度监测及显示功能、空间内氧气浓度超限报警装置及自动或手动切断氧气供给等确保安全的措施。

10.3.7 高原健康用氧使用单位应根据周平均供氧量合理选择液氧储罐的容积。原则上，单罐容积 $\leq 5\text{m}^3$ ，总容积 $\leq 20\text{m}^3$ 。

10.3.8 液氧储罐的布置应符合 GB50030 和 GB50016 相关要求。

10.4 运输安全

10.4.1 从事高原健康用氧的道路运输的单位应对安全生产负有主体责任，该单位行政主要负责人为第一责任人，依法履行法定职责。

10.4.2 从事高原健康用氧的道路运输的单位，应当依据交通运输部《道路危险货物运输管理规定》具备安全条件，依法取得《道路危险货物运输许可证》。

10.4.3 从事高原健康用氧的道路运输的经营单位，必须建立和健全各级安全生产责任制，建立安全生产规章制度和操作规程，设置安全生产管理机构并足额配备安全生产管理人员，主要领导和安全生产管理人员经安全生产培训、考核合格，保证安全生产所必需的设备、设施、资金投入。

10.4.4 经营单位必须按国家有关规定，制定高原健康用氧的道路运输应急预案，建立应急救援体系，配备各类应急设备物资及个人防护用具，定期开展应急救援演练。

10.5 安全管理

10.5.1 高原健康用氧生产、储存、经营、使用、运输单位应当建立、健全并落实本单位安全生产责任制，制定并落实安全生产规章制度和

操作规程。

10.5.2 高原健康用氧的生产、储存、经营、使用、运输单位应当设置安全生产管理机构或者配备专职安全生产管理人员。

10.5.3 高原健康用氧生产、储存、经营、使用、运输单位应当对从业人员进行安全教育和培训。从业人员应当接受教育和培训，考核合格后上岗作业。

10.5.4 高原健康用氧生产、储存、经营、使用、运输单位的特种设备，应取得特种设备使用登记证书并经定期检验合格。特种设备作业、管理人员应当取得特种设备作业人员证书。

10.5.5 高原健康用氧生产、储存、经营、使用、运输单位应当编制符合 GB/T29639 要求的应急预案，并定期组织演练。

10.5.6 高原健康用氧生产、储存、经营企业的特殊作业应当符合 GB 30871 的要求。

10.5.7 构成重大危险源的高原健康用氧生产、储存、经营单位应当严格执行国家相关规定中对重大危险源评估、登记建档、备案等的规定。对重大危险源单元的温度、液位、压力、组分以及泄漏报警等信息实施不间断采集和监测，并将上述监测报警信息接入危险化学品安全生产风险监测预警系统。