
中国城镇供热协会标准

CDHA

P46

CDHA ××××-2020

城镇清洁供热技术导则

Technical guideline for Clean heating in city

(征求意见稿)

2020-××-××发布

2020-××-××实施

中国城镇供热协会 发布

前 言

为深入贯彻党的十九大精神，落实习近平总书记对推进北方采暖地区清洁供热工作的重要指示，解决北方部分地区存在的清洁供热比例较低、污染排放超标等问题，根据中国城镇供热协会标准化委员会《2019年第一批团体标准制订计划的通知》中热协标委会【2019】3号的要求，导则编制组在深入调查研究，认真总结实践经验，参考有关标准，并在广泛征求意见的基础上，编制本导则。

本导则的主要技术内容：1、总则；2、术语与符号；3、清洁供热指标体系；4、清洁供热方式选择；5、热源；6、输配系统及热用户；7、监控系统；8、评价；附录。

本规程由中国城镇供热协会负责管理，由主编单位负责具体技术内容的解释。请各单位在执行本规程过程中，注意总结经验，积累资料，随时将有关意见和建议寄送中国城镇供热协会（地址：北京市朝阳区西坝河南路甲2号；邮政编码：100028，电话：010-64648002，邮箱：sc@cdha.org.cn）和北京市热力工程设计有限责任公司（地址：北京市丰台区紫芳园一区1号楼；邮政编码：100078，电话：010-64179988-6027，邮箱：sy@bhpd.cn），以供今后修订时参考。

本规程主编单位：中国城镇供热协会

北京市热力工程设计有限责任公司

本规程参编单位：

本规程主要起草人员：

本规程主要审查人：

目 次

1 总 则	1
2 术 语	2
3 清洁供热指标	4
3.1 一般规定	4
3.2 热源能效指标	4
3.3 热源能耗指标	7
3.4 热源排放指标	8
3.5 热网、热力站、热用户指标	8
4 清洁供热方式选择	11
4.1 一般规定	11
4.2 供热方式选择	11
5 热 源	13
5.1 一般规定	13
5.2 清洁燃煤供热	13
5.3 工业余热供热	14
5.4 燃气供热	15
5.5 生物质供热	16
5.6 地热能供热	17
5.7 空气源热泵供热	18
5.8 电供热	19
5.9 太阳能供热	21
5.10 核能供热	22
5.11 多能耦合供热	23
6 热网、热力站及热用户	25
6.1 热 网	25
6.2 热力站	26
6.3 热用户	26
7 监控系统	28
8 评 价	30
本规范用词说明	31
引用及参考标准名录	32
附录	33

1 总 则

1.0.1 为推动城镇供热事业可持续发展，提高能源利用率，减少污染物排放，实现清洁供热，制定本技术导则。

条文说明：目前，我国北方地区清洁供热比例较低，根据中央财经领导小组第 14 次会议关于推进北方地区冬季清洁供热的要求，国家十部委联合印发了《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021 年）》，为落实规划的有关要求，制定本技术导则。

1.0.2 本导则适用于城镇清洁供热系统的新建、扩建及改造，涵盖热源、热网、热力站和热用户。

1.0.3 城镇供热系统的规划、设计、施工、运行，应优先采取先进、成熟的清洁供热技术措施。

条文说明：《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021 年）》中指出，清洁供热包含以降低污染物排放和能源消耗为目标的取暖全过程，涉及清洁热源、高效输配管网（热网）、节能建筑（热用户）等环节，应通过合理的技术，提高能源利用效率，减少污染物排放。

1.0.4 城镇清洁供热技术应用时，除应符合本标准规定外，尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.1 清洁供热

指利用天然气、电、地热、生物质、太阳能、工业余热、清洁化燃煤（超低排放）、核能等清洁化能源，通过高效用能系统实现低排放、低能耗的供热方式，包含以降低污染物排放和能源消耗为目标的全过程，涉及清洁热源、高效输配管网（热网）、节能建筑（热用户）等环节。

条文说明：本条术语来源于《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021年）》

2.2 可再生能源

是指风能、太阳能、水能、生物质能、地热能、海洋能等非化石能源。

条文说明：本条术语来源于《中华人民共和国可再生能源法》。

2.3 集中供热

从一个或多个热源通过供热管网向城市或城市部分地区热用户供热。

条文说明：建设部关于印发《城市集中供热当前产业政策实施办法》的通知中认为：大、中城市供热能力在 7MW 以上（锅炉单台容量在 10t/h 以上），民用建筑供热面积在 10 万平方米以上；小城市供热能力在 3MW 以上（锅炉单台容量在 4t/h 以上），民用建筑供热面积在 4 万平方米以上的为集中供热。

2.4 分散供热

单一热用户的供热系统。

条文说明：在《供热术语标准》中，关于分散供热解释为：热用户较少、热源和供热管网规模较小的单体或小范围的供热方式。

2.5 供热输配系统

指能源站到热用户的输配管网，包括建筑物热力入口。

2.6 热用户

从供热系统获得热能的用热系统。

2.7 多能耦合供热

具有两个或两个以上热源的集中供热系统。

2.8 地热能供热系统

通过地热井，利用地下热水或地下蒸汽以及人工方法从干热岩体中获得的热热水与蒸汽的热量为主要热源的供热系统。

条文说明：定义来源于供热术语标准，地热能可分为浅层地热能、深层地热能。浅层地热能是通过地源热泵换热技术利用的蕴藏在地表以下 200m 以内岩土体、地下水和地表水，温度低于 25℃ 的热能；深层地热能包括地下深度 200~3000m 的地热能及地下深度 3000m 以上的干热岩所具有的热能。

2.9 电供热

本标准的电供热是指采用电直接供热的形式。

2.10 核能供热系统

指以低温泳池堆和核电机组热电联产为主要热源的供热系统。

2.11 清洁供热指标

指清洁供热系统的能效指标、能耗指标、排放指标，涵盖热源、输配系统、热用户等环节。

条文说明：能效即能源利用效率的简称，是指用能设备、装置（系统）对供给能量的有效利用程度，如热效率等。能耗指标：主要包括燃料消耗、电力消耗、水源消耗指标等。排放指标：主要包括：颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、粉尘、烟气黑度等污染物的排放。

3 清洁供热指标

3.1 一般规定

3.1.1 在清洁供热项目设计文件中，应标明与能效、能耗、污染物排放有关的设计指标及参数，并在工程建设完成后进行验收，各项指标应达到设计要求。

条文说明：在项目可行性研究、初步设计、施工图等各个阶段设计文件中，应明示各项能效、能耗、污染物排放指标，作为项目立项、评估、设计、审查、验收、运行的依据。

3.1.2 热电联产能效能耗指标通常包括：发电煤（气）耗、供电煤（气）耗、供热煤（气）耗、供热电耗、综合供热煤耗、发电厂用电率、生产厂用电率、热电比、总热效率等。

3.1.3 锅炉能效能耗指标通常包括：燃料耗量、电耗、水耗、锅炉热效率等。

3.1.4 热网、热力站及热用户能效能耗指标通常包括：热耗、电耗、水耗、主要设备换热效率、综合热效率等。

3.1.5 供热系统排放指标通常包括：颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、粉尘、烟气黑度等。

3.1.6 对于清洁供热新建或改造项目，新建或改造完成后年节约常规能源代替量、二氧化碳减排量、氮氧化物减排量、二氧化硫减排量、粉尘减排量等，应符合立项可行性研究报告等相关文件的要求。

条文说明：在供热项目可行性研究阶段中，应制定实现节能、减排目标的技术措施，并明示有关能耗、污染物排放指标，以便在下一阶段工程实施中落实和检验。

3.1.7 清洁供热系统应符合国家及地方有关环保及节能方面的现行标准规定。

3.2 热源能效指标

3.2.1 热电联产机组设计性能指标应符合现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660 以及地方的有关标准。

条文说明：《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660 5.4 中规定：

1、计算机组设计标准煤耗率所用的汽轮机热耗率，宜取用汽轮机供货合同中供方向需方保证的热耗率。

2、计算机组设计标准煤耗率所用的锅炉效率，宜取用锅炉供货合同中供方向需方保证的效率。

3、计算机组设计标准煤耗率所用的管道效率宜取用 99%。

4、机组设计发电标准煤耗率和机组设计供电标准煤耗率的计算应采用《大中型火力发电厂设计规范》中附录 A 的计算方法。

3.2.2 热电联产项目综合热效率不应低于国家及地方有关规定，同时，当设计文件中有规定时，不得低于规定值。

条文说明：热电联产综合热效率：

$$\eta_0 = \frac{Q_r + 36E_g}{29.3B} \times 100\%$$

式中： η_0 —综合热效率，单位为百分数（%）；

Q_r —供热量，单位为吉焦（GJ）；

E_g —供电量，单位为万千瓦时（ $10^4\text{kw}\cdot\text{h}$ ）；

B —总标准煤耗量，单位为吨（ tce ）。

在《热电联产项目可行性研究技术规定》（2001年修订版）中规定了各类热电厂热效率指标：常规燃煤热电厂：1、全厂年平均总热效率大于45%；2、全厂年平均热电比应符合下列要求：（1）单机容量为1.5~25MW的供热机组，其年平均热电比应大于100%；（2）单机容量为50、100、125MW的供热机组，其年平均热电比应大于50%；（3）单机容量为200、300MW的供热机组，其在采暖期的平均热电比应大于50%。常规燃气轮机热电厂：1、全厂年平均总热效率应大于55%；2、各容量等级燃气轮机热电联产的热电比年平均应大于30%。

3.2.3 燃煤、燃气、燃油锅炉运行热效率应符合以下规定：

- 1 燃煤煤粉锅炉应大于或等于89%；
- 2 水煤浆锅炉应大于或等于90%；
- 3 链条炉、循环流化床燃煤锅炉应大于或等于75%；
- 4 燃油锅炉应大于或等于89%；
- 5 燃气锅炉应大于或等于89%，燃气冷凝式热水锅炉应大于或等于97%，燃气冷凝式蒸汽锅炉应大于或等于95%。

条文说明：

锅炉运行热效率：

$$\eta_g = \frac{Q_g}{q_{gc} \times G_g}$$

式中： η_g ——锅炉运行热效率（%）；

Q_g ——检测器具锅炉供热量（GJ）；

q_{gc} ——燃料低位发热量（燃煤 GJ/kgce、燃气 GJ/Nm³）；

G_g ——检测期间锅炉燃料输入量（燃煤 kgce、燃气 Nm³）；

3.2.4 生物质能供热系统应具有较高综合热效率，按表 3.2.1 所示。

表 3.2.1 生物质供热综合热效率

生物质供热系统	优秀	合格	不合格
生物质热电联产综合热效率 η	$\geq 90\%$	$90\% > \eta \geq 80\%$	$< 80\%$
大型生物质锅炉供热综合热效率 η	$\geq 90\%$	$90\% > \eta \geq 80\%$	$< 80\%$
户用生物质采暖炉综合热效率 η	$\geq 90\%$	$90\% > \eta \geq 70\%$	$< 70\%$

条文说明：生物质供热系统综合热效率是评价系统对能源利用程度的指标。本条参考了《民用生物质固体成型燃料采暖炉具通用技术条件》，并结合对全国多个大型锅炉供热项目和热电厂的测试和调研，确定了系统综合热效率的各个得分范围。综合热效率计算方法如下所示：

$$\eta_o = \frac{Q+E}{B_o Q_{o,net.ar}}$$

式中： η_o ——综合热效率；

Q ——供热量；

E ——供电量；

B_o ——试验期间消耗的生物质燃料总量，kg；

$Q_{o,net.ar}$ ——生物质燃料的收到基低位发热量，kJ/kg。

3.2.5 太阳能供热系统的太阳能保证率、太阳能集热系统效率均应符合设计文件的规定，当设计文件无明确规定时应分别符合表 3.2.2 (1)、3.2.2 (2) 的规定。

表 3.2.2 (1) 不同地区太阳能供热系统的太阳能保证率

太阳能资源区划	太阳能热水系统	太阳能采暖系统	太阳能空调系统
资源极富区	$f \geq 60$	$f \geq 50$	$f \geq 40$
资源丰富区	$f \geq 50$	$f \geq 40$	$f \geq 30$
资源较富区	$f \geq 40$	$f \geq 30$	$f \geq 20$
资源一般区	$f \geq 30$	$f \geq 20$	$f \geq 10$

表 3.2.2 (2) 不同地区太阳能供热系统的太阳能集热系统效率

太阳能热水系统	太阳能采暖系统	太阳能空调系统
$\eta \geq 42$	$\eta \geq 35$	$\eta \geq 30$

条文说明：太阳能保证率是衡量太阳能在供热系统中所提供能量比例的一个关键性参数，也是影响太阳能供热系统经济性的重要指标。太阳能集热系统效率是衡量集热器环路将太阳能转化为热能的重要指标。效率过低无法充分发挥集热器的性能，浪费安装空间，因此必须对太阳能集热系统效率提出要求。本条规定中指标具体取值范围引用了 GBT 50801-2013《可再生能源建筑应用工程评价标准》中相关规定。

3.2.6 水源热泵机组的制热性能系数可参照表 3.2.3 中的规定。

表 3.2.3 水源热泵机组的制热性能系数

类型		名义制热量 $Q_h(\text{kW})$	制热性能系数 COP _h (W/W)					
			严寒 A、 B 区	严寒 C 区	寒冷 地区	温和 地区	夏热冬 冷地区	夏热冬暖 地区
冷热水型	地下水式	$Q_h \leq 150$	4.00	4.00	4.00	4.10	4.10	4.20
		$Q_h > 150$	4.40	4.40	4.40	4.50	4.50	4.60
	埋地管式	$Q_h \leq 150$	4.20	4.20	4.20	4.40	4.40	4.50
		$Q_h > 150$	4.40	4.40	4.40	4.50	4.50	4.70
	地表水式	$Q_h \leq 150$	4.20	4.20	4.20	4.40	4.40	4.50
		$Q_h > 150$	4.40	4.40	4.40	4.50	4.50	4.70
	污水源	$Q_h \leq 150$	4.20	4.20	4.20	4.40	4.40	4.50
		$Q_h > 150$	4.40	4.40	4.40	4.50	4.50	4.70

说明：热泵机组性能参数参照 GB/T19409-2013 和 GB 30721-2014

条文说明：本条规定了不同类型的热泵机组性能系数的参照指标。性能系数是衡量地源热泵

系统的一个重要指标，参数过低，系统可能还不如常规能源系统节能，因此十分有必要对其作出规定。本条规定的性能系数参考了参编单位的产品数据及国家标准得出。

3.2.7 空气源热泵机组标准工况下的制热性能系数可参照表 3.2.4 中的规定。

表 3.2.4 空气源热泵机组标况下的制热性能系数

类型		名义制热量 Qh(kW)	制热性能系数 COPh(W/W)					
			严寒 A、 B 区	严寒 C 区	寒冷 地区	温和 地区	夏热冬 冷地区	夏热冬暖 地区
空气源	涡旋式	Qh≤50	3.00	3.00	3.00	3.10	3.10	3.20
		Qh>50	3.10	3.10	3.10	3.20	3.20	3.30
	单级螺杆 式	Qh≤200	3.10	3.10	3.10	3.20	3.20	3.30
		Qh>200	3.20	3.20	3.20	3.30	3.30	3.40
	单机双级 螺杆式	Qh≤200	2.70	2.70	2.70	2.80	2.80	2.90
		Qh>200	2.80	2.80	2.80	2.90	2.90	3.00
说明：制热性能参数参照 GB/T 18430.1-2007								

3.3 热源能耗指标

3.3.1 热源能耗指标应符合表 3.3.1 中的规定。

表 3.3.1 热源能耗指标（单位：mg/m³，烟气黑度除外）

供热系统类型	燃煤热源效率指标（kgce/GJ）		燃气热源效率指标（Nm ³ /GJ）	
	约束值	引导值	约束值	引导值
热电联产	22	18	27	20
区域锅炉房	43	38	30	27
分栋/分户供热	-	-	32	30

条文说明：热源能耗，是在统计期内热源对外供热所消耗的燃料折算为标准煤的消耗量。区域锅炉房及热电厂的燃料消耗与用户热负荷的特点及大小相关，与系统热媒参数有关。表中数值主要引自 GB/T 51161-2016 民用建筑物能耗标准表 6.5.1，依据中国城镇供热协会统计的 2018 年-2019 年采暖季 21 家区域锅炉房供热企业数据，调整了规范中规定的区域锅炉房燃气热源效率指标，统计数据中单位供热量燃气消耗量最高值 37 Nm³/GJ，最低值 27.3 Nm³/GJ，高于规范中约束值的有 7 家，低于约束值的有 14 家，占比为 66.7%，约束值调整成 30 Nm³/GJ，引导值调整成 27Nm³/GJ。

3.3.2 锅炉房单位面积耗电量应符合表 3.3.2 的规定。

表 3.3.2 锅炉房单位面积耗电量

地区	供热建筑单位面积耗电量（kWh/m ² ）	
	燃煤锅炉房	燃气、燃油锅炉房
寒冷地区（居住建筑）	1.5~2.5	1.5~2.0
严寒地区（居住建筑）	2.0~3.2	1.8~2.5

条文说明：燃气、燃油锅炉房电耗数值引自 GB50839-2013 供热系统节能改造技术规范表 4.2.2-2；根据统计数据，燃煤锅炉房电耗指标低于 GB50839-2013 规范中的数值，采用统计数据作为电耗指标。截止到 2018-2019 采暖季为止，中国城镇供热协会共统计了 30 家燃煤锅炉房供热的企业，单位面积耗电量最高值 6.95 kWh/m²，最低值 0.64 kWh/m²，高于规范

中上限值的有 6 家，占比为 20%；故燃煤锅炉房供热建筑面积耗电量调整成寒冷地区为 1.5~2.5 kWh/m²，严寒地区为 2.0~3.2 kWh/m²。

3.3.3 供热系统一级网单位面积补水量应符合表 3.3.3 的规定。

表 3.3.3 一级网单位面积补水量

类别	一级网单位面积补水量 (kg/m ² 月)
热电联产	<4
区域锅炉	<3.5

条文说明：数值参考 GB50839-2013 供热系统节能改造技术规范表 4.2.4，并根据协会统计数据做了修正，单位面积补水量按 (kg/m²月) 计算更为合理。

3.4 热源排放指标

3.4.1 热电厂大气污染物排放指标应符合国家现行标准《火电厂大气污染物排放标准》GB13223 及地方现行标准的规定。

条文说明：在 GB13223《火电厂大气污染物排放标准》4.3、4.4 分别规定了全国火力发电锅炉及燃气轮机组大气污染物排放浓度限值、重点地区大气污染物特别排放限值。重点地区，是指根据环境保护工作的要求，在国土开发密度较高，环境承载能力开始减弱，或大气环境容量较小、生态环境脆弱，容易发生严重大气环境污染问题而需要严格控制大气污染物排放的地区。

3.4.2 锅炉房大气污染物排放指标应符合国家现行标准《锅炉大气污染物排放标准》GB13271 及地方现行标准的规定。

条文说明：在 GB13271《锅炉大气污染物排放标准》4.2、4.3、4.4 分别规定了在用锅炉大气污染物排放浓度限值、新建锅炉大气污染物排放浓度限值、重点地区锅炉大气污染物特别排放浓度限值。

3.4.3 除符合 3.4.1、3.4.2 规定外，大气污染物排放还应符合《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021 年）》中的规定。

条文说明：在《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021 年）》中规定，既有燃煤热电联产、燃煤锅炉房应实施超低排放改造，在基准氧含量 6%条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10、35、50 毫克/立方米；生物质热电联产新建项目在基准氧含量 6%条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10、35、50 毫克/立方米。

3.4.4 国家及典型地区大气污染物排放指标详见附录 A

条文说明：附录 A 给出了国家及部分地区现行大气污染物排放指标。

3.5 热网、热力站、热用户指标

3.5.1 供热系统设计供、回水温度应考虑热源、热网、热用户系统等因素，结合具体工程条件进行技术经济比较确定。

3.5.2 一级热网的输送效率应大于 95%；二级热网的输送效率应大于 92%。

条文说明：管网输送效率应符合现行标准《供热系统节能改造技术规范》GB/T50893 第 4.3.4 条的规定。

3.5.3 新建及改造管网应进行水力分析，管网水力平衡度应控制在 0.9~1.2 之前。

条文说明：水力平衡度计算应按下式计算：

$$n = \frac{G_y}{G_{yj}}$$

式中：n——水力平衡度；

G_y ——各建筑热力入口（或热力站）规定循环水量，单位 m^3/h ；

G_{yj} ——各建筑热力入口（或热力站）实际检测循环水量，单位 m^3/h 。

3.5.4 热网热损失应符合下列规定：

表 3.3.3 热水管网单位长度温降

项目		沿程温降 $^{\circ}C/km$	
		约束值	引导值
一级热网	地下敷设热水管道	0.1	0.08
	地上敷设热水管道	0.2	0.16
二级热网	地下敷设热水管道	0.08	0.06
	地上敷设热水管道	0.16	0.13

条文说明：管道保温在满足经济厚度和技术厚度的同时，应控制管道散热损失，检测沿程温度降比计算管网输送热效率更容易操作。该数据引自 DB11/T 1477-2017 供热管网改造技术规程。

3.5.5 热力站单位面积耗电量应符合表 3.5.5 的规定。

表 3.5.5 热力站单位面积耗电量

地区	供热建筑单位面积耗电量 (kWh/m^2)
寒冷地区（居住建筑）	0.8~1.2
严寒低区（居住建筑）	1.0~1.5

3.5.6 热力站供热期单位面积补水量应符合表 3.5.6 的规定。

表 3.1.8 热力站供热建筑每月单位面积补水量

热源形式	供热建筑单位面积补水量 $kg/(m^2 \cdot 月)$
热电联产	<6.5
区域锅炉房	<6.0

条文说明：数值参考中国城镇供热协会统计数据，热电联产供热的企业有 59 家，其中 90% 的企业供热建筑单位面积补水量均值为 $7.6 kg/(m^2 \cdot 月)$ ，区域锅炉房供热的企业有 31 家，其中 90% 的企业供热建筑单位面积补水量均值为 $7.8 kg/(m^2 \cdot 月)$ ，考虑区域锅炉房所供热力站供热半径相对较小，故标准更为严格。

3.5.7 建筑物耗热量应符合表 3.5.7 的规定。

表 3.5.7 建筑物耗热量指标

省份	城市	建筑折算耗热量指标 ($GJ/m^2 \cdot a$)	
		约束值	引导值
北京	北京	0.26	0.19

天津	天津	0.25	0.20
河北省	石家庄	0.23	0.15
内蒙古自治区	呼和浩特	0.36	0.27
辽宁省	沈阳	0.33	0.27
黑龙江省	哈尔滨	0.39	0.34
山东省	济南	0.21	0.14
河南省	郑州	0.20	0.12
西藏自治区	拉萨	0.29	0.15
陕西省	西安	0.21	0.12
甘肃省	兰州	0.28	0.20
宁夏回族自治区	银川	0.31	0.24
新疆维吾尔自治区	乌鲁木齐	0.36	0.29

条文说明：该表数据引自 GBT51161-2016 民用建筑物能耗标准表 6.3.1。

3.5.8 室内温度不应低于设计温度 2℃，且不宜高于设计温度 1℃。

条文说明：各个采暖房间室内温度基本一致是供热运行调节的目标，不应存在室温过高的浪费现象。

4 清洁供热方式选择

4.1 一般规定

4.1.1 清洁供热方式的选择应符合城镇供热规划要求，应综合考虑近期建设与远期发展的关系，并符合当地城市发展总体要求。

条文说明：清洁供热方式的选择应符合城镇供热规划的要求，城镇供热规划是城市规划的组成部分，城市发展的要求是城镇供热规划的基本依据，城市发展总体要求是宏观目标的要求，供热规划及其方案是具体目标，应体现宏观目标的要求，并对宏观目标的要求提出修正意见，达到宏观和微观统一、环境保护和经济发展统一、资源供应和消费统一等。

4.1.2 清洁供热方式的选择应结合当地资源禀赋、经济情况，因地制宜，科学分析，在同等条件下，优先利用本地区能源资源及低品位能源。

条文说明：清洁供热方式的选择应充分结合当地的资源、经济等条件，充分分析比较确定最优方案。城镇供热应充分利用清洁能源，以节约能源、减少污染物排放为前提，鼓励采用新技术发展清洁供热。清洁供热方式多样，可以分为清洁燃煤、天然气、电、地热、太阳能、核能、生物质能、工业余热等。从目前我国能源资源和使用情况看，煤炭是最主要的供热能源，清洁燃煤的使用，对清洁取暖占比影响较大，其次是天然气。油品分为轻油和重油，受国家资源条件制约，一般不鼓励发展油品供热。太阳能在供热领域是一种辅助形式。

4.1.3 产热不稳定的可再生能源、余热等清洁热源宜并网运行，实现多源互补，统一调度运行。

条文说明：可再生能源、余热等多种形式的清洁热源，应充分利用既有管网，实现多热源联网运行，多热源联网运行可以解决部分热源的不确定性、波动性，是供热安全的需要。热源的投入应综合考虑供热安全、污染物排放、能源高效利用、运行费用等因素。各地已集中供热管网为基础，多源互补，统一调度，最大程度的做到经济运行、清洁运行。

4.1.4 供热系统设备应采用高效率、低能耗、低排放的产品，能效指标不应低于国家现行标准规定的节能评价价值。

条文说明：供热系统设备应优化参数取值，最大限度地接近实际运行需求。

4.2 供热方式选择

4.2.1 以煤炭为主要供热能源的城镇，应采取集中供热方式，并应符合下列规定：

(1) 应优先选择燃煤热电联产和工业余热为主的集中供热系统，辅以其他清洁供热调峰和补充的供热方式。

(2) 对没有燃煤电厂和工业余热资源的地区，宜选择以大型清洁燃煤锅炉房为主的集中供热，辅以其他清洁供热调峰和补充的方式。

条文说明：以煤炭为主要供热能源的城市，必须采用集中供热方式，目的是为了集中和有效地解决燃煤污染的问题。

4.2.2 天然气供应有保障的地区，可采取分散燃气供热方式，对于集中供热的系统，也可作为热电联产调峰热源。

条文说明：天然气有保障的地区采用分散燃气供热，可以节约管网投资和减少输配损失。

4.2.3 对于非连续性热源独立供热系统，应设置蓄热装置用于供热稳定性调节，蓄热量应依

据热源能力、热负荷核算。

条文说明：对于间歇性热源或波动较大的热源，设置蓄热装置，与热源联合工作，可使连续供热。

4.2.4 在水电、光电、风电资源丰富的地区，优先发展以热泵形式的清洁绿电供热方式。

条文说明：对于清洁绿电资源丰富的地区，采用热泵形式供热，可以大大提供能源的利用效率。

4.2.5 太阳能条件较好的地区，宜选择太阳能为热源，并采取其它能源为补充。

条文说明：目前太阳能用于供热，主要为提供生活热水，由于太阳能资源受季节、天气影响较大，若用于采暖，太阳能供热应为辅助供热方式，需其他供热方式予以补充，并设蓄热装置。

4.2.6 在农作物秸秆、农产品加工剩余物以及林业剩余物等生物质资源丰富的地区，应大力发展生物质供热方式，并建立生物质资源与价格可持续回收利用机制。

条文说明：生物质能蕴藏在植物、动物和微生物等可以生长的有机物中，有机物中除矿物燃料以外的所有来源于动植物的能源物质均属于生物质能。

4.2.7 在人口密集、具备条件的大中城市，在做好环保、选址、社会稳定风险评估的前提下，稳步推进生活垃圾焚烧热电联产集中供热方式。

条文说明：生活垃圾焚烧热电联产项目的选址应满足环境影响评价要求，不得在大中城市建成区和城市规划区、城镇或大的集中居民区主导风向的上风向、可能造成敏感区环境保护目标不能达到相应标准要求的区域建设。

4.2.8 在集中供热覆盖不到，且可再生能源利用条件不具备的地方，可以考虑采用分散式电供热。

条文说明：目前北方地区取暖使用能源以燃煤为主，燃煤取暖面积约占 83%。清洁燃煤集中供热是实现环境保护的有效方式，未来较长时期内，在多数北方城镇，应作为基础性热源使用。

4.2.9 能源供应紧张和环境保护要求严格的地区，有条件的地区可发展核供热系统。

条文说明：核能供热方式主要有池式低温核供热堆和核热电站，对环境保护要求比较严格，应根据当地政策及环保要求等选择该种供热方式。

5 热 源

5.1 一般规定

5.1.1 在设计阶段，应依据能源资源供给、负荷分布等情况，充分考虑热平衡设计，确保冬季供热尖峰时段的能源资源的供给。

条文说明：在可行性研究阶段，应充分考虑能源资源供给的安全性、季节性、稳定性、经济性和可持续性，全部供热能源供给，保障供热安全稳定。

5.1.2 新建热源应选用先进、高效的供热装备和自动调控技术，采取优化的节能措施；既有热源应实施系统节能技术改造，提升装备水平。

条文说明：为节约能源，提供供热效率，热源处循环水泵应设置调速装置；应具备依据因天气变化等原因造成的用户负荷波动，自动调节供热量；采用先进高效的供热设备，充分考虑不同工况下的高效运行；热源处各种余热资源，应合理利用。

5.1.3 供热系统应进行阻力平衡优化。

条文说明：目前，很多集中供热系统由于阀门、过滤器设置不合理或水泵选型太大，为防止电机超载关小总阀门的做法造成了过大的压降，这种不合理的压降可以占水泵有效扬程的30%甚至更多，因此应通过对整个系统的阻力进行优化，减少不必要的阀门、过滤器等造成过大的压降。

5.1.4 既有热电厂、锅炉房排放应达到国家及地方现行标准的规定，不满足要求的应进行改造。

条文说明：超低排放技术，对于烟尘，可采用低温电除尘、湿式电除尘、高频电源等技术，实现除尘提效；对于二氧化硫，可采用增加均流提效板、提高液气比、脱硫增效环、分区控制等技术，对湿法脱硫装置进行改进，实现脱硫提效；对于氮氧化物，采用锅炉低氮燃烧改造、SCR脱硝装置增设新型催化剂等技术，实现脱硝提效；对于汞及其化合物，采用SCR改性催化剂等技术；对于三氧化硫，采用低温电除尘、湿式电除尘等技术。具体到实际项目，应综合考虑环保、经济、现有设施等情况，制定合理的超低排放技术路线。

5.1.5 有污染物排放的热源应当按地环保部门要求，安装在线监测装置。

条文说明：污染源监测是确保环境质量持续好转以及提高环境管理自动化水平的重要措施。

5.1.6 热源处应计量下列参数：

- 1 每台供热设备的供热量（燃料量）；
- 2 供热管网总出口处的供热量；
- 3 热水供热系统的补水量；
- 4 供电系统应装设电计量装置。

条文说明：对于燃料消耗的锅炉设备，应计量所耗燃料量及供热量；对于可再生能源、余热等资源利用，应计量设备一次及二次侧的供热量，以便确定设备供热效率。

5.2 清洁燃煤供热

5.2.1 燃煤热电厂应遵循“热电协同”的原则进行建设和运营，合理选取热化系数。

条文说明：以工业热负荷为主的系统，季节热负荷的峰谷差别及日热负荷峰谷差别不大的，热化系数宜取0.8-0.9；以采暖热负荷为主的系统，热化系数宜取0.5-0.7；既有工业热负荷又有采暖热负荷的系统，热化系数宜取0.6-0.8。

5.2.2 燃煤区域锅炉房设计时应根据热负荷曲线优化锅炉的配置方案，使锅炉房的综合运行效率达到最高。

条文说明：根据民用建筑采暖热负荷的特点，采暖锅炉运行负荷经常低于设计负荷，锅炉负荷率降低时热效率降低，因此不宜使锅炉长时间低负荷运行。锅炉房设计时根据热负荷变化规律和锅炉效率变化规律，通过锅炉容量与运行台数的组合，提高单台锅炉负荷率，在供热系统低负荷运行工况下锅炉机组能高效率运行。

5.2.3 既有燃煤热电厂、燃煤锅炉应做超低排放技术改造，具体可参照《燃煤电厂超低排放烟气治理工程技术规范》HJ2053-2018 执行。

条文说明：当前，我国北方大部分地区采暖以燃煤为主，既有燃煤供热系统的超低排放改造，对提高北方地区的清洁采暖率影响较大。

5.2.4 水煤浆锅炉供热系统新建及改扩建设计应符合国家现行标准《水煤浆工程设计规范》GB50360-2016 的规定。

条文说明：《水煤浆工程设计规范》GB50360-2016适用范围：1)、制浆规模0.25Mt/a及以上，生产燃料水煤浆或气化煤浆的新建、改建、扩建工程设计；2)单台锅炉容量35t/h及以上，以水煤浆为燃料的新建、改建、扩建的发电、供热工程设计。

5.2.5 煤粉锅炉供热系统新建及改扩建设计执行行业现行标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660-2011、《火力发电厂烟风煤粉管道设计技术规程》DLT 5121-2000 的规定。

5.2.6 每台煤粉锅炉配置一座煤粉塔，煤粉按需进入计量仓后由供料器及风粉混合管道送入煤粉燃烧器。煤粉塔按存储不少于 3 天的煤粉用量考虑。

5.2.7 煤粉锅炉应安装脱硫、除尘设备；采用氮氧化物超低排放燃烧器，采用分级送风、分级燃烧，避免局部高温，产生大量的二氧化硫、氮氧化物；烟气采用布袋除尘，集中收集的飞灰，经密闭系统排出，集中处理和利用。

5.3 工业余热供热

5.3.1 余热采集系统应结合热源的特点、分布情况、热负荷分布情况综合考虑，充分利用，必要时应设蓄热装置。

条文说明：余热采集系统要根据余热资源的类别、品质、数量、连续性、稳定性、分布和利用状况、余热资源的相关参数（如温度、压力、流量、单位时间热流量等），以及用户热负荷情况、用热特点，综合考虑余热采集系统的设计。当不能提供稳定、连续的余热资源时，应设置蓄热装置，蓄热装置的设置，不仅能起到调节热源供热能的作用，还可以平稳用户热负荷，起到削峰填谷的作用。

多数耗能设备，如原动机、加热炉等，都只利用了热能中的一小部分。回收一部分本来废弃不用的工业余热进行集中供热，能节约一次能源，提高经济效益，减少污染。工业余热的主要来源分为两类：第一类是，从各种工艺设备排出的高温烟气。例如冶金炉、加热炉、工业窑炉、燃料气化装置等，都有大量高温烟气排出；第二类是，工艺设备的冷却水。钢铁企业利用焦化厂初冷循环水、高炉炉壁水、冲渣水余热，进行较大范围的集中供热，取得了良好的效果。焦炉产生的荒煤气经列管式初冷器被水冷却，冷却水升温至50~55℃，用作热网循环水。各类工业余热温度详见下表5.3.1。

表 5.3.1 工业余热温度

类 型	(排) 热 源
石 油 化 学	蒸馏工程 50~120℃
	冷却水排水 30~50℃

食品工业	干燥	加压、常压干燥 真空（冻结干燥）	60~150℃ 80~40℃	
	杀菌	数分~数十分钟	60~80℃ 80~140℃	
	热处理	热处理工艺	60~80℃（热水、蒸气） 60~80℃	
造纸业		蒸解工程 加热干燥工程 排水	150~160℃ 80~180℃ 40℃以下	
纤维工业		染色工程 （排水）	50~80℃ 40~50℃	
木材业		干	45℃，6周	
电解工厂		加热 镀锌	50~60℃ 20~25℃	脱脂 40~50℃

5.3.2 清洁供热系统，应深度回收热电厂乏汽余热及烟气余热，充分利用热电厂余热资源。

条文说明：热电厂的余热主要涉及锅炉尾部烟气余热、排渣余热、排污余热、电厂循环冷却水等资源。目前，我国的大型燃煤热电机组一般采用抽汽式供热，此时机组仍有大量的乏汽余热通过冷却塔或空冷岛排放到环境中。深度回收这部分乏汽余热，可降低热电厂的供热成本，提高电厂的供热能力 30%~50%。燃气热电厂的烟气中含有大量显热及潜热余热，回收烟气余热，可进一步提高电厂的供热能力。现代火力发电厂各项损失参考值如表 5.3.2 所示，其中汽轮机排气热损失（冷端损失）巨大。

表 5.3.2 现代火电厂各项损失参考值（%）

项目	电厂参数			
	中参数	高参数	临界参数	超临界参数
锅炉热损失	11	10	9	8
管道热损失	1	1	0.5	0.5
汽轮机解析损失	1	0.5	0.5	0.5
发电机损失	1	0.5	0.5	0.5
汽轮机排汽热损失	61.5	57.5	52.5	50.5

5.3.3 清洁供热系统利用工业余热时，宜与热电厂、调峰热源等并网运行。

条文说明：受工厂生产经营的影响工业余热量一般不稳定。因此，应与其他热源并网运行，保障供热安全稳定。

5.4 燃气供热

5.4.1 燃气锅炉供热，宜作为调峰热源和补充热源。

条文说明：燃气锅炉负荷调节范围较大，运行费用较高，不宜长时间大范围应用，宜优先用作基础热源的调峰。

5.4.2 锅炉房设计时，应提高单台锅炉负荷率。

条文说明：在做锅炉房前期规划设计时，应根据用户热负荷及热负荷变化规律，合理选择锅炉容量及台数，提高单台锅炉负荷率，保证在不同的工况下锅炉机组能高效率运行。

5.4.3 燃气锅炉应设置烟气余热回收系统。

条文说明：燃气锅炉排烟损失一般在10%左右，可以通过直接换热或热泵形式提取烟气中的热量，降低排烟温度，起到节能减排的作用，减少烟气白雾。

5.4.4 烟气余热回收装置的设置应符合以下规定：

1 烟气余热回收装置不应影响燃气锅炉的正常安全运行，并应尽可能不增加风机、水泵等耗能设备。

2 烟气余热回收装置应耐腐蚀、阻力小、高效换热、结构紧凑、便于安装和维护。

3 烟气冷凝热回收装置的设计排烟温度应低于烟气露点温度，并应符合回收烟气潜热和烟气冷凝热、减少雾气排放的要求。

条文说明：烟气冷凝热回收装置分为间壁式和直接接触式两类。间壁式烟气冷凝热回收装置由烟气冷凝热换热器主体、烟气进口导流段、烟气出口导流段、烟气冷凝水管以及放气、排污、温度和压力等仪表连接管等组成，该装置用于加热液体和气体。直接接触式烟气冷凝热回收装置由烟气冷凝换热器主体、烟气进口导流段、烟气出口导流段以及放气、排污、温度和压力等仪表连接管、排水管和补水管等组成，用于加热水等非可燃液体。

5.4.5 烟气冷凝水宜进行处理和回收利用，冷凝水处理后再利用时的水质应符合国家现行相关标准的规定。

5.4.6 对既有燃气供热系统实施超低氮排放技术改造，改造后应满足国家现行标准《锅炉大气污染物排放标准》GB13271 的规定。

5.4.7 为提高燃气的能源综合利用效率，对适宜的项目或区域，可采用燃气冷热电联供系统，并应符合《燃气冷热电联供技术规程》GB51131 的规定。

条文说明：燃气冷热电联供系统，在选型时综合考虑冷热电负荷变化规律，合理配置发电设备、余热利用设备等，确保发电余热充分利用，一般项目年平均能源综合利用率可以超过70%。

5.4.8 当采用户式燃气供热热水炉作为热源时，其热效率不应低于现行国家标准《家用燃气快速热水器和燃气采暖热水炉能效限定值及能效等级》GB20665中2级能效的要求。

5.5 生物质供热

5.5.1 在生物质资源丰富的地区，优先采用生物质供热。

条文说明：生物质供热可以分为生物质热电厂供热、生物质锅炉供热。采用生物质供热方式的地区，可依据资源、环境、负荷、经济条件，选择适宜的技术路径，鼓励新建生物质发电项目，实行热电联产集中供热方式。

5.5.2 对于热电厂和大型生物质锅炉供热项目生物质资源收集半径应不大于 50km，户用生物质炉具生物质资源收集半径应不大于 5km。

条文说明：生物质供热系统运行过程中，生物质原料的收集是主要环节之一，原料的收集半径与原料的收集成本相关。收集半径过大会导致较高的收集成本，影响整个项目的长期运行。

5.5.3 生物质锅炉宜采用适合生物质燃料燃烧的往复炉排燃烧设备。

条文说明：往复炉排燃烧设备相对传统锅炉炉膛空间要大，同时布置合理的二次风，有利于生物质燃料燃烧时瞬间析出的大量挥发分充分燃烧。

5.5.4 生物质供热系统中所用燃料尺寸应较为均匀，含水率不应超过 15%，颗粒密度适宜在 800~1100kg/m³，热值应大于 16.98MJ/kg。

条文说明：生物质原料的含水率对燃烧状态有较大影响，含水率较高，燃料热值低，放出热量少，产生的污染物多。燃料尺寸较均匀能使燃烧稳定，生物质成型燃料是最好的选择。

5.6 地热能供热

5.6.1 当使用浅层地热能作为冷热源时，应根据工程场地状况调查，选择地热能形式。

1 当有天然地表水等资源可供利用，或者有可利用的浅层地下水且能保证 100%回灌时，可采用地表水或地下水地源热泵系统供热。

2 当没有丰富的浅层地下水资源，或者由于含水层渗透系数太小致使回灌很困难时，可以考虑采用地埋管式地源热泵系统。工程场地周边有污水处理厂或污水干渠时，可采用污水地源热泵系统供热。

条文说明：浅层地热能是通过地源热泵换热技术利用的蕴藏在地表以下200m以内岩土体、地下水和地表水，温度低于25℃的热能。浅层地热能适用于分布式或分散供热，可利用范围广，具有较大的市场和节能潜力，在京津冀鲁豫的主要城市及中心城镇等地区，优先发展再生水源（含污水、工业废水等），积极发展地源（土壤源），适度发展地表水源（含河流、湖泊等），鼓励采用供热、制冷、热水联供技术。（引自《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021年）》）

5.6.2 地源热泵系统方案设计前，应进行工程场地状况调查，并对浅层地热能进行勘察，查明工程场地浅层地热能条件，进行场地浅层地热能评价、浅层地热能开发利用评价，为地源热泵工程项目可行性研究及设计提供基础依据。

条文说明：勘察规则应参照DZ/T 0225-2009《浅层地热能勘察评价规范》。勘察前收集建设场地及周边一定范围内的地质、水文地质资料、已建地源热泵工程勘察和运行情况等资料，选择适宜的浅层地热能换热方式，确定相应的勘察方法。勘察范围为地源热泵工程换热系统工程建设场地，勘察技术方法包括物探、钻探、测试、试验等，勘探方法的选取应符合勘察的目的和岩土的特性。布置勘察工作时应考虑勘察对工程自然环境的影响，防止对地下管线、地下工程和自然环境的破坏。

5.6.3 当地埋管地源热泵系统的应用建筑面积在 3000~5000m²时，宜进行岩土热响应试验；地埋管地源热泵系统的应用建筑面积大于等于 5000m²时，应进行岩土热响应试验。

条文说明：根据GB 50366-2005《地源热泵系统工程技术规范》（2009年版）的规定，地源热泵系统的应用建筑面积在5000m²以上，或进行了岩土热响应试验的项目，应利用岩土热响应实验结果进行地埋管换热器的设计，且应符合下列要求：夏季运行期间，地埋管换热器出口最高温度低于33℃；冬季运行期间，不添加防冻剂的地埋管换热器进口最低温度宜高于4℃。

5.6.4 地埋管换热系统设计应进行全年动态负荷计算，最小计算周期不小于 1 年，计算周期内，地源热泵系统总释热量与其总吸热量应平衡。当地源热泵系统全年总释热量与其总吸热量不平衡时，在技术经济合理时，宜采用辅助热源或冷却源与地埋管换热器并用的调峰形式，使其达到平衡。

条文说明：地埋管系统计算周期内的释热量与吸热量平衡是保证系统长期高效运行的前提。全年地源热泵总释热量与总吸热量失调，会导致岩土体温度持续升高或降低，从而影响地埋管地源热泵系统的运行效率，因此，设计时需考虑全年冷热负荷的影响，保证在一个计算周期内岩土体的吸、排热量平衡，从而保证地埋管地源热泵系统的运行能效。

5.6.5 地下水式地源热泵系统应根据水文地质勘察资料进行设计。必须采取可靠回灌措施，确保换热后的地下水全部回灌到同一含水层。并不得对地下水资源造成浪费及污染。系统投入运行后，应对抽水量、回灌量、地下水水位及其水质进行定期监测。地下水的持续出水量应满足地源热泵系统最大吸热量或释热量的要求。地下水供水管、回灌管不得与市政管道连接。

条文说明：地下水安全无污染，可靠回灌是关系人民生活的大事。世界各国在应用地下水水源热泵时均对地下水安全问题十分关注，一般在地方法规中予以规定。可靠回灌措施是指将地下水通过回灌井全部送回原来的取水层的措施，要求从哪层取水必须回灌回哪层，且回灌井

要求有持续的回灌能力。同层回灌可以避免污染含水层和维持统一含水层储量，保护地热能资源。热源井只能用于置换地下冷热量，不得用于取水等其他用途。抽水、回灌过程中应采取密闭等措施，不得对地下水造成污染。

5.6.6 地表水换热系统可采用开式或闭式两种形式，水系统宜采用变流量设计。

条文说明：开式地表水换热系统取水口应远离回水口，并宜位于回水口上游，取水口应设置污物过滤装置。闭式地表水换热系统宜为同程系统，每个环形集管内的换热环路数宜相同，且宜并联连接；环路集管布置应与水体形状相适应，供、回水管应分开布置。

5.6.7 污水源热泵系统的污水源换热系统的退水温度应满足以下要求：

- 1 原污水换热系统的退水温度，供热工况时不应低于 5℃；
- 2 排放水换热系统的退水温度，供热工况时受纳税体的周平均温降不应超过 2℃；
- 3 再生水换热系统的退水温度，供热工况时不应低于 4℃。

5.6.8 开展中深层地热供热项目应符合以下资源指标：地热资源勘查程度达到 GB/T 11615-2010《地热资源地质勘查规范》规定的预可行性勘查阶段，从地热储量、水质等方面进行资源规模和品质的综合评估，确定具备长期规模开发利用的资源条件。

条文说明：GB/T 11615-2010《地热资源地质勘查规范》规定了地热资源（不包括通过热泵技术开采利用的浅层地热能）地质勘查工作的定义。中深层地热能热水温度范围为 25~150℃，具有清洁、环保、利用系数高等特点，主要适于地热资源条件良好、地质条件便于回灌的地区，重点在松辽盆地、渤海湾盆地、河淮盆地、江汉盆地、汾河—渭河盆地、环鄂尔多斯盆地、银川平原等地区，代表地区为京津冀、山西、陕西、山东、黑龙江、河南等。（引自《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021年）》）深层地热能是地球本身放射性元素衰变产生的热能，主要是由地壳深部开凿出的“热、矿、水”三位一体组成的极为宝贵的自然资源。具有稳定、连续、利用效率高等优势，是一种清洁可持续利用的能源。

5.6.9 中深层地热开采必须采用“采灌结合”的均衡开采模式，地热回灌采用未受污染的原水回灌，回灌严禁对热储造成污染。

条文说明：宜采用同层回灌模式，以维持开采热储的压力，特殊情况下可以实行异层回灌；当采用异层回灌时，必须进行回灌水对热储及水质的影响评价；灰岩地层尾水全部回灌，砂岩地层尾水回灌率不低于 80%。

5.6.10 外排水温度必须小于 35℃，排放前根据需要进行水处理，去掉其中的氯离子、钠离子以及有害重金属离子。

条文说明：外排水的水质应符合《污水综合排放标准》GB8978-1996。

5.7 空气源热泵供热

5.7.1 空气源热泵机组的应用，应遵循下列原则：

- 1 主要适用于夏热冬冷地区及无集中供热与燃气供应的寒冷地区的中、小型建筑；
- 2 严寒地区采用空气源热泵机组供热时，其冬季运行性能系数 COP 应大于 1.8（冬季运行性能系数指冬季室外空气调节计算温度时的机组供热量与机组输入功率之比）；
- 3 空气源热泵机组供热时的允许最低室外温度，应与冬季空调室外计算干球温度相适应；室外计算干球温度低于 -10℃ 的地区，应采用低温空气源热泵机组。

条文说明：本条对空气源热泵的适用范围以及应用情况作出说明，可作为空气源热泵系统的选用参考。

5.7.2 空气源热泵机组的性能应符合国家现行相关标准的规定，并符合下列规定：

- 1 具有先进可靠的融霜控制，融霜时间总和不应超过运行周期时间的 20%；
- 2 冬季设计工况时机组性能系数（COP），冷热风机组不应小于 1.80，冷热水机组不应

小于 2.00;

3 冬季寒冷、潮湿的地区，当室外设计温度低于当地平衡点温度，或当室内温度稳定性有较高要求的空调系统，应设置辅助热源；

4 对于同时供冷、供热的建筑，宜采用热回收式热泵机组。

条文说明：本条标准参照GB 50189-2015《公共建筑节能设计标准》，可作为空气源热泵系统的机组选型设计的参考依据。

5.7.3 空气源热泵机组的冬季制热量，应根据实际室外空调计算温度和融霜情况进行修正。

条文说明：本条参照《全国民用建筑工程设计技术措施-暖通空调·动力》(2009版)。制热量按下式进行修正： $Q=qK_1K_2$ ， Q ：机组制热量(kW)； q ：产品样本中的瞬时制热量(标准工况：室外空气干球温度7℃、湿球温度6℃)(kW)； K_1 ：使用地区室外空气调节计算干球温度的修正系数，按产品样本选取； K_2 ：机组融霜修正系数，每小时融霜一次取0.9，两次取0.8。

5.7.4 空气源热泵机组室外机的设置，应符合下列规定：

- 1 应确保进风与排风通畅，在排出与吸入空气之间不发生明显的气流短路；
- 2 应避免污浊气流的影响；
- 3 噪声和排热应符合周围环境要求；
- 4 应便于对室外机的换热器进行清扫。

5.8 电供热

5.8.1 当采用电供热时，应优先采用空气源、水源、地源等各类热泵进行供热，只有当符合下列条件之一时，允许采用电直接加热设备作为供热热源：

- 1 无城市或区域集中供热，且采用燃气、煤、油等燃料受到限制，同时无法利用热泵供热的建筑；
- 2 利用可再生能源发电，其发电量能满足建筑自身电加热用电量需求的建筑；
- 3 利用蓄热式电热设备在夜间低谷电进行供热或蓄热，且不在用电高峰和平段时间启用的建筑；
- 4 电量供应充足，且当地电力政策鼓励用电供热时。

条文说明：电供热是利用电力、使用电锅炉等集中供热设施或发热电缆、电热膜、蓄热电暖器等分散式电供热设施，以及各类电驱动热泵，向用户供热的方式。各类电驱动热泵供热方式详见5.6及5.7。采用热泵方式，热效率大于1，包括电蓄热在内的电直接供热形式其热效率均小于100%。采用各类电驱动热泵等方式供热，能发挥电能高品质优势，充分利用低温热源热量，提升电能取暖效率。电供热布置和运行方式灵活，有利用提高电能占终端能源消费的比重。蓄热式电锅炉还可以配合电网调峰，促进可再生能源消纳。电供热应结合采取区域的热负荷特性、环保生态要求、电力资源、电网支撑能力等因素，因地制宜发展电供热。统筹考虑电力、热力供需，实现电力、热力系统协调优化运行。截至2016年底，我国北方地区电供热面积约4亿平方米，占比2%。

5.8.2 当采用电直接加热设备作为热源时，应采用分散电供热。

条文说明：当采用电直接加热设备作为热源时，采用分散供热形式，可以减少供热管网的建设、投资，减少热损失等。

5.8.3 集中电锅炉供热，应利用低谷电力，同时设置蓄热装置。

条文说明：电蓄热有热水蓄热罐、熔盐蓄热、蓄热固体砖及相变蓄热材料等方式，各自有其优缺点。应根据占地、建设规模和热负荷需求等实际情况确定采用何种电蓄热方式。

电蓄热将电加热装置转化的热量存储在蓄热装置中，在白天用热高峰放出。该类供热方式一方面避开了白天用电高峰，降低了电的成本，另一方面通过蓄热装置，可灵活满足供热

负荷变化需求，减少了电锅炉系统容量浪费，使得整个系统无需为仅仅满足极寒天气时较高的用热负荷配置过大的电加热装置，减少了变压器设施容量费用。对于电力系统而言，电蓄热装置还提高了电力设施的利用效率，降低夜间低负荷运行风险，因此深受电网公司欢迎。

电蓄热一般由电加热装置和蓄热装置组成，有不同的方式及组合。电加热装置有电锅炉、管道加热器及管道感应电加热装置、电热丝直接加热等。蓄热装置有水蓄热罐、熔盐蓄热、固体砖蓄热和相变蓄热等。一般的组合为电锅炉配合水蓄热罐、管道加热器或管道感应电加热装置配合熔盐蓄热、电热丝配合固体砖蓄热、电锅炉配合相变蓄热。一般来讲，电锅炉水蓄热和熔盐双罐系统适用于10万m²以上的大型集中供热系统，熔盐单罐系统、固体砖蓄热和相变蓄热适用于单体建筑或小型区域供热。

电锅炉有电阻式和电极式，电极锅炉还分蒸汽喷射式和水侵入式，后者技术较为先进。高压电极热水锅炉直接使用10KV、15KV或20KV电压等级进线接入锅炉内部用电力加热水并储存为热能。节省了低压变压器、高低压配电柜等设备及安装。适用于大面积城镇供热，单机供热功率在4~40MW左右较为经济。电阻式电锅炉，一般为低压308v，单机供热功率<4MW。

管道加热器是电阻式电加热棒加热管道内的熔盐，分高压低压两种电压等级，由于电阻式的功率限制，如果蓄热容量较大，则成阵列排布。管道感应电加热装置是将不锈钢管（内有流动的硝酸盐）放入空心铜管绕成的感应器内，通入中频交流电后，不锈钢管形成同频率的感应电流，不锈钢管迅速加热。

电热丝加热分为高压10KV和低压380V加热两种电压等级。一般直接缠绕在固体蓄热砖上进行加热。

水蓄热罐有多种形式，以压力变化情况可分为变压式和定压式。变压式蓄热罐又有两种：直接储存蒸汽的储汽器和储存热水和小部分蒸汽的变压式蒸汽蓄热罐。定压式蓄热罐又分常压与承压两种型式，区域供热系统中使用的蓄热罐通常为常压式或有压式热水蓄热罐，建造有压式蓄能罐的成本要比建造常压式蓄能罐的成本高且容量较常压式的小。常压蓄热装置的形式有：迷宫式、隔膜式、多槽式和温度分层式等，其中温度分层式是最常用的方式，其设计原则是根据水在不同温度下具有不同密度而使冷热水自行分离的原理。

熔盐蓄热，有“单罐系统”和“双罐系统”两种技术路线，“双罐系统”。“单罐系统”是开启熔盐罐中的电加热器，熔盐被加热；供热时，低温介质被送入熔盐储罐与高温熔盐进行换热升温后，高温介质再进入到换热器，与循环水进行换热。加热后的循环水通过水泵循环为用户供热。“双罐系统”是将熔盐电加热器中的熔盐加热储能，携带有大量热能的高温熔盐储存在高温罐中。供热时，热盐泵将高温熔盐输送至熔盐蒸汽发生器，高温熔盐将热量传递给循环热水，从而产生蒸汽，蒸汽被送至板式热交换器，实现供热。换热后的熔盐回到低温罐，在下一个低谷电时段经冷盐泵输送至熔盐电加热器进行蓄热，并完成一个热循环。

熔盐蓄热应采用低熔点熔盐作为传热蓄热介质，并具有以下性能：

- 1 超低熔点，不易冻堵管路；
- 2 储能温差大，密度大、比热大；
- 3 具有安全性，无腐蚀性；

4 经济性好，管路保温成本低，管路运行压力低，对管路、阀门、罐、换热器等设备的要求低，降低系统投资。

固体蓄热，将电能转化为高温热能储存在设备的蓄热体中，一般为氧化镁固体砖，温度可达600~800℃。当用热时，风机运转，使空气流动通过蓄热体，将蓄热体中的热量换出成为高温热空气，高温热空气经过热管式换热器后，产生蒸汽或热水供热使用。

采用相变蓄热装置时，蓄热介质的选择应符合下列规定：

- 1 单位质量潜热高、密度大、比热大、导热好、相变过程的体积变化小；

2 凝固时无过冷现象或过冷程度很小，相变材料变形小；

3 化学稳定性好，不发生分解，使用寿命长；对构件材料无腐蚀作用；无毒性、不易燃烧、无爆炸性；

4 价格低廉，储量丰富，制备方便。

5.8.4 电热锅炉热效率不应低于97%。蓄热装置的性能系数不应低于90%。

条文说明：根据《公共建筑节能设计标准》GB50189-2015第4.2.2条规定，利用电热锅炉作为供热热源时，电热锅炉不允许在高峰和平峰段运行，此时，蓄热系统应采用全负荷蓄热模式。

5.9 太阳能供热

5.9.1 太阳能供热技术可根据资金、技术、地质情况、安装条件等方面统筹考虑选择适宜的方式。

条文说明：我国属太阳能资源丰富的国家之一，具体地区太阳能资源情况见表5.9.1。总体来看中国太阳能资源较好，从能源供给角度来看，发展太阳能供热的基础条件较好。

表 5.9.1 我国太阳能资源分布情况

资源区域	区域分布
一类地区	主要包括青藏高原、甘肃北部、宁夏北部和新疆南部等地
二类地区	主要包括河北西北部、山西北部、内蒙古南部、宁夏南部、甘肃中部、青海东部、西藏东南部和新疆南部等地
三类地区	主要包括山东、河南、河北东南部、山西南部、新疆北部、吉林、辽宁、云南、陕西北部、甘肃东南部、广东南部、福建南部、江苏北部和安徽北部等地。
四类地区	主要是长江中下游、福建、浙江和广东的一部分地区
五类地区	主要包括四川、贵州两省。

太阳能供热技术有三种技术路线，低温型太阳能光热、中高温型太阳能光热、太阳能光伏。低温型太阳能光热系统是利用非聚光型热管真空管集热器或平板式集热器与水泵、水箱等组成太阳能集热系统，采用温差循环原理将水箱内水加热，水箱通过板换与供热回水管路连接。当水箱内水温与供热回水温度达到设定值时，开启热泵，通过水箱向用户供热。可以提供最高95℃热水，65℃热水时效率最高。

中高温型太阳能光热系统：利用聚光型槽式集热器与导热油管路等组成太阳能集热系统，采用温差循环原理将导热油加热，高温导热油可以加热配套用的熔盐储热器。槽式集热系统导热油运行温度250-300℃。导热油可加热蒸汽供热或发电，也可加热热水直接供热。

太阳能光伏系统：采用太阳能光伏板晶硅电池组成的光伏板及汇流器、配电柜、逆变器开关柜等设备组成的太阳能光伏系统。一般采用的并网接入方式为低压侧并网，自发自用，余电上网（双向计量）。光伏发电后再通过电锅炉及蓄热罐供热。

5.9.2 太阳能供热宜用于生活热水供应，若应用于采暖系统，应对热负荷、建设条件等相关因素进行论证。

条文说明：太阳能受季节、天气影响较大，属于非连续性热源。太阳能热水系统、太阳能采

暖系统、太阳能空调系统这几种太阳能供热形式中，太阳能热水系统技术最成熟，经济性最好，安装受限最小，推广最多。生活热水供应可以定时供应，而采暖系统须连续运行，不间断供热，保障人们的正常生产及生活。

5.9.3在既有建筑上增设或改造太阳能供热系统，应经建筑结构安全复核，满足建筑结构及其他相应的安全性要求，并经施工图设计文件审查合格后，方可实施。

条文说明：本条目的是确保建筑物的结构安全。太阳能供热系统的太阳能集热器一般多安装在建筑物外围护结构表面上，加重了既有建筑安装部位的结构承载负荷量，如不进行结构安全复核计算，就会对建筑结构的安全性带来隐患。结构复核可以由原建筑设计单位或其他有资质的建筑设计单位根据原施工图、竣工图、计算书进行，或经法定检测机构检测，确认不会影响结构安全后，才能实施增设或改造太阳能供热系统，否则，不能进行增设或改造。

5.9.4太阳能供热系统应根据不同地区和使用条件采取防冻、防结露、防过热、防雷、防雹、抗风、抗震等技术措施。

条文说明：本条目的是确保太阳能供热系统投入实际运行后的安全性。部分使用太阳能供热系统的地区，冬季环境温度低于0℃，安装在室外的集热系统可能发生冻结，使系统不能运行甚至破坏管路、部件；及时考虑了系统的全年综合利用，也有可能因偶发因素，从而发生系统过热，有可能系统部件造成损坏。强风、冰雹、雷击、地震等恶劣自然条件也可能对室外安装的太阳能集热系统造成破坏，上述这些可能危及系统及人身安全的因素，都必须在设计时认真考虑，设置相应的技术措施加以防范。

5.9.5太阳能供热系统应设置辅助热源，辅助热源应根据用户特点、能源供应、运行维护、卫生防菌等因素选择，并宜利用废热、余热等低品位能源和生物质、地热等其他可再生能源。

条文说明：太阳能受季节、天气影响较大，属于非稳定热源，所以应设置辅助能源装置保证使用效果。太阳能供热系统种类较多，应用条件复杂，不同种类、不同应用条件的系统辅助能源选取原则不尽相同，具体可参考GB 50364-2018《民用建筑太阳能热水系统应用技术标准》、GB 50495-2009《太阳能供热采暖工程技术规范》、GB 50787-2012《民用建筑太阳能空调工程技术规范》相关内容。

5.9.6太阳能供热系统的其他设计、施工、验收等方面内容，根据太阳能供热系统的分类，参考GB 50364-2018《民用建筑太阳能热水系统应用技术标准》、GB 50495-2009《太阳能供热采暖工程技术规范》、GB 50787-2012《民用建筑太阳能空调工程技术规范》。

5.10 核能供热

5.10.1核能供热宜作为城市基本热源，承担基本热负荷。

条文说明：作为大型热源，低温泳池堆和核电机组热电联产设施投资大，而运行费较低、设施寿期较长，一般应该供应基本热负荷，以便更好地体现节能效益和集中供热系统的经济性。核能供热的占比应根据各地投资和能源价格水平、节能要求、各供热系统负荷特性，综合分析后确定。

5.10.2在确保核电机组安全运行的基础上，核电机组热电联产向周边供热宜结合先进成熟的远距离供热技术，并着重进行技术经济论证。

条文说明：《热电联产管理办法》发改能源〔2016〕617号指出：以热水为供热介质的热电联产机组，供热半径一般按20公里考虑。而核电机组选址原则决定了核电站距人口集聚的大城市（热负荷集中区域）较远，通常超过20公里。近年来国内结合大温差和热泵技术，供热距离超过20公里的长距离供热项目已有建成投产实例，核电供热可考虑借鉴相关技术和经验，在技术经济合理的前提下，实现核电站远距离供热。

5.10.3低温泳池堆供热厂厂址的选择应该符合国家相关规定，并应远离易燃易爆物品的生产与储存设施，及居住区、学校、医院、疗养院、机场等人口稠密区。

条文说明：低温泳池堆只产生热水而不发电，这种反应堆不必采用高温高压，可采用常压池式，这样反应堆一回路系统设备、管道的制造、安装容易，有利于降低成本。且因一回路介质参数为低温、低压，安全可靠，相比核电站，低温泳池堆可建造在较为靠近热用户的位置。根据有关部门目前正在研究制定的小型核动力厂（低温泳池堆属小型堆）厂非居住区和规划限制区划分原则与要求的推荐意见，低温泳池堆周围需设置不小于100米的非居住区和不小于1公里的规划限制区，2公里范围内不应有1万人以上的人口集中居住区。

5.11 多能耦合供热

5.11.1应根据当地的资源禀赋、热负荷分布情况，因地制宜的选择适宜的能源耦合方式。

条文说明：按照“宜电则电、宜气则气、宜煤则煤”的原则，因地制宜地选择适宜的供热方式及耦合方式。传统能源与可再生能源搭配使用，以保证供热的稳定性、排放的环保性和运行的经济性。应以清洁燃煤、工业余热、燃气等传统能源的集中供热为主，承担基础负荷，以地源、水源、空气源、太阳能、等可再生能源为辅，承担腰荷或尖峰负荷，同时采用热泵、蓄热等节能技术提高能源利用率和经济性。

在当前的能源形势下，单一能源难以保障供热系统的安全性；为满足最大负荷，装机容量往往偏高，造成浪费；不能从多种能源中选择最低价的能源，经济性也差，因此需要多种能源作为互补及备用。

在上述清洁燃煤、工业余热、燃气、生物质、地热能、空气能、电供热、太阳能、核能等多种清洁能源中，水能、风能、太阳能、生物质能、地热能和海洋能等是再生能源，其中，水能、风能、海洋能不能直接用于供热，需先进行水力、风力发电后可进行供热，水电、风电、光电是绿电，因此绿电供热也是清洁能源供热。可再生能源具有不稳定的特性，需要进行多能耦合供热。清洁燃煤、工业余热、燃气、电供热是传统的供热方式，供热比较稳定。

5.11.2 不同地区应根据以下原则发展多能耦合供热：

1 城市城区优先发展集中供热，集中供热暂时难以覆盖的，加快实施各类分布式或分散式清洁供热；

2 县城和城乡结合部构建以集中供热为主、分布式或分散供热为辅的基本格局。

条文说明：多能耦合供热方式应采取以热电联产、工业余热为基础热源，燃气燃煤锅炉调峰，可再生能源为辅。在选择具体热源形式耦合时，应结合初投资、运行成本、相关政策等，做技术经济分析后确定。

5.11.3 应充分考虑资金、技术、地质情况、安装条件等情况，宜采取太阳能耦合地源热泵或水源热泵的形式，利用季节蓄热来满足采暖季供热，全年供热水需求。

条文说明：太阳能是一种时间上非连续分布的能源形式，要使其能连续地向用户供应能量，储热是一个重要环节。通常的小型或者小规模太阳能热水采暖系统，采用蓄热水箱可以实现短期蓄热。如在北方地区，夏季提供生活热水，冬季提供生活热水或采暖，采暖的热需求大大高于生活热水，布置较多集热器满足采暖需求的话，无法季节蓄热的太阳能采暖系统集热量就出现了“夏盈冬亏”问题。“夏盈冬亏”使得用户觉得冬季太阳能不够用，辅助热源使用较多，夏季太阳能又太多，造成系统过热，已经成为制约太阳能采暖技术推广的一大技术瓶颈。

像北方地区，夏季制冷需求较少，地源热泵基本是单热，不考虑冷热平衡，只是从地层吸热，会导致地下温度逐步降低（几年之后）。一般情况土壤温度降低1℃，会使制取同样热量的能耗增加3%~4%，因此，维持地源热泵地下埋管换热器系统的吸、排热平衡是地源热泵系统正常、高效运行的可靠保证。也就是说应该采取相应手段，使得在周期内从地层中吸取的热量和放出的热量基本相当，这就是解决“冷热平衡”问题。太阳能结合地源热泵，将太阳在非采暖季多余的热量利用土壤进行季节蓄热，可以实现扬长避短，同时解决太阳能采暖

系统的“夏盈冬亏”以及地源热泵系统“冷热平衡”问题。

采用跨季节蓄热的方式来解决太阳能资源受时空分布影响不能稳定供热的问题，实现以太阳能为主的冬季供热，需要选取大片土地建设太阳能集热器和蓄热水池。此时集热器和蓄热水池的体量都非常大，可配置适当容量的水源热泵来加大蓄热水池的温差，提高蓄热能力和系统供热量。

5.11.4 可采用生物质锅炉与燃煤、燃气锅炉联合使用的方式。

条文说明：在北欧，这是实现100%可再生能源的途径之一。使用生物质锅炉，易于实现，而原有的燃煤、燃油或燃气锅炉并不拆除，而是作为备用，这个大大提高了供热安全性和用热保障率。

5.11.5 应充分利用水蓄热等技术实现多能耦合。

条文说明：各种能源的热品质不同，因而供热参数不同。可再生能源的一个特点是热品质普遍不高，浅层地源热泵、水源热泵出水温度45℃，高温型最高可达65℃，空气源热泵55℃，太阳能65℃，泳池式核能最高90℃。如何使多种参数的热源进入一个供热系统，常压水蓄热罐可蓄98℃以下热水，利用水蓄热可以使能源梯级利用，是最优的方式。另一个特点是不稳定，例如：太阳能只能白天使用而且冬天少夏天多，电锅炉只能晚上低谷电时使用，污水源冬天会比夏天水量少很多等等，利用水蓄热罐可以平衡这些可再生能源的不稳定性。

5.11.6 在煤、工业余热、燃气等传统能源不能覆盖，且电力不足的远郊区县及山区等地，可以空气源热泵承担基荷，电锅炉配合蓄热水罐进一步加热供热水，承担腰荷，在极寒天气下使用太阳能补充尖峰负荷。

6 热网、热力站及热用户

6.1 热网

6.1.1热网布局应结合城市近远期建设的需要，综合热负荷分布、热源位置、道路条件等多种因素，经技术经济比较后确定，并结合全网水力计算结果，优化管网布局。

条文说明：管网的布局充分考虑近远期结合等因素，避免重复投资。

6.1.2热网主干线宜布置在热负荷集中区域。管线应按减少管线阻力的原则布置走向及设置管道附件。

条文说明：管线走向及管路附件设置均影响管网循环泵能耗，管网选线要考虑节能因素，并选择阻力小的管路附件。

6.1.3供热系统应进行水力平衡计算，且应在热力站、建筑物热力入口处设置水力平衡装置。

条文说明：供热系统的调节，应采用热源处集中调节、热力站及建筑引入入口处局部调节和用热设备单独调节三者相结合的联合调节方式，并宜采用自动化调节，旨在达到供热系统热力平衡，整体降低能耗水平。

6.1.4 热电联产供热，一级热网运行供水温度不宜高于130℃；回水温度不宜高于50℃，若采用大温差技术，一次回水温度不宜高于30℃。

条文说明：在供水温度不变的情况下，降低回水温度，可以加大管网供热能力，减少管网热损失，提供资源利用效率。

6.1.5供热管道、管道附件均应保温，保温结构应具有防水性能。保温厚度计算应符合国家现行标准《设备及管道绝热技术通则》GB/T 4272的规定。

条文说明：热力网管道和阀门、补偿器等管路附件均要求保温。《设备及管道绝热技术通则》GB/T 4272 规定了保温材料要求及管道允许最大散热损失值。直埋保温管保温层厚度计算还需要考虑土壤热阻使外护层温度升高的影响。

6.1.6一级供热管网新建或改造工程，优先采用无补偿直埋方式敷设，当位于城市交通干道、人员密集区域、穿越铁路及河流等关键节点时，不宜采用直埋方式敷设。

条文说明：一级供热管网位于城市主干道、人员密集区，以及穿越铁路及河流等关键节点时，若采用直埋敷设，直埋管线不易检修，一旦发生泄漏，漏点不能及时准确定位，将会对人们的生产生活造成较大影响。

6.1.7二级供热管网新建或改造工程宜采用直埋方式敷设。热水直埋管道及管件应采用整体保温结构，并宜采用无补偿敷设方式。

条文说明：供热管道直埋敷设，没有管沟，节省材料、占地和施工能耗，防水保温效果较好。热水直埋保温管的保温层采用聚氨酯硬质泡沫塑料，工作管、保温层、外护层之间牢固结合为连续整体保温结构，可以利用土壤与保温管间的摩擦力约束管道的热伸长，从而实现无补偿敷设，减少补偿器散热和泄漏损失，与管沟敷设相比可大量节约能源。

6.1.8鼓励新建规划区域，采用综合管廊方式建设城市地下管网。对已经建有综合管廊的地段，应将供热管网纳入综合管廊

条文说明：综合管廊敷设，对管网运行维护较为方便，同时可以避免道路重复开挖，可以节约投资。

6.1.9一级及二级供热管网管道支架应采取隔热措施。

条文说明：供热管网保温结构设计应避免热桥的产生，对支架采取隔热措施。

6.1.10设计压力不大于1.0MPa，设计温度不大于75℃，公称管径小于或等于DN450的分布式能源供热管网可采用预制直埋塑料供热管道。

条文说明：预制塑料保温管道应为塑料工作管、保温层、外护管为一体的工厂预制产品。产品质量应符合《高密度聚乙烯外护管聚氨酯发泡预制直埋保温复合塑料管》CJ/T480的规定。预制保温塑料管的工作管可选用II型耐热聚乙烯（PE-RT II）、聚丁烯（PB）管材。

6.2 热力站

6.2.1 热力站的单个供热系统供热面积不宜大于5万平方米时，并宜设置楼栋热力站。

条文说明：热力站的位置尽量靠近用户，有利于用户侧管网水力平衡，并减少循环泵电耗。热力站规模的研究考虑了工程投资、运行费用、运行能超、水力平衡、调节控制等因素，研究条件为大型城市建筑密度较高的地区，对建筑密度较低的地区热力站合理规模更小。楼栋热力站采用无人值守全自动供热机组，针对用户使用规律确定控制方式，随时监测用户需求自动调节供热量，节能效果更好。

6.2.2 供热系统的设置，应根据热用户性质，充分考虑分区分时设计。

条文说明：供热系统或环路的划分要考虑建筑物的用途、使用特点、热负荷变化规律、室内采暖系统形式、管道与设备材质、供热介质温度及压力、调节控制方式等。公共建筑和住宅的供热时间及使用规律不同，分别设置采暖系统有利于供热参数调节和热计量。学校的教室、商场的营业厅、剧场的观众厅、体育馆的比赛厅等非连续使用的场所，分别设置环路可以实现分时供热。

6.2.3 热力站水系统应进行阻力平衡优化，一级网侧应设置热量计量装置及水力平衡装置。

条文说明：热力站在一级网侧设热量计量装置，有利于分析热力网水力平衡状况、能耗水平，为系统调节、能耗评价提供依据。

6.2.4 热力站循环水泵应设置变频调速装置，依据室外气象条件变化，设置供热量自动控制装置。

条文说明：“气候补偿系统”是一种供热量自动调节技术，可在整个供热期间根据室外气象条件的变化调节供热系统的供热量，保持热力站的供热量与建筑物的需热量一致，达到最佳的运行效率和稳定的供热质量。

6.2.5 热力站需设完善必要的水处理装置（软化与除氧），应保证系统水质满足国家现行行业标准《城镇供热管网设计规范》CJJ34的要求。

条文说明：供热系统水质情况，对管网及换热设备的使用寿命、换热设备换热效果均有很多影响。

6.2.6 输送供热介质的管道、管道附件、设备应进行保温，保温外表面计算温度不应大于40℃。

条文说明：热力站所有输送供热介质的管道、管路附件及换热器等设备，不论介质温度高低均需要保温。

6.3 热用户

6.3.1 当利用低品位热能和可再生能源供热时，宜采用地面辐射、风机盘管等采暖系统。

条文说明：采用地面辐射采暖、风机盘管采暖等低温热水采暖方式适合较低的供水温度，可以充分利用低品位热能和可再生能源，提高供热系统的节能效益。

6.3.2 对位于采暖房间以外的管道及管道附件应进行保温。

条文说明：为减少热损失，敷设在管沟、管井、楼梯间、设备层、吊顶内的管道及附件应保温。分户控制系统在供回水干管和共用立管至户内系统接点前，位于室内的管道也应保温。

6.3.3 建筑物内供热系统应设置住户分室（户）温度调节、控制装置。

条文说明：室内采暖系统环路的布置应考虑调节、控制的要求，既有采暖系统改造要结合原采暖系统形式选择适用的调控形式。在每个采暖房间均设置室内温度调控装置，可以满足用户对室内温度的不同需求，室内舒适度和节能效果更好。

6.3.4对既有建筑进行节能改造，实施外墙保温等措施，降低建筑能耗。

6.3.5居住建筑供热系统进行热计量改造时应符合国家及地方有关规范。

6.3.6新建建筑设计及既有建筑节能改造应符合国家及行业现行标准《公共建筑节能设计标准》GB50189、《严寒和寒冷地区居住建筑节能设计标准》JGJ26的规定。

7 监控系统

7.0.1 供热系统应建立基于地理信息系统的集中监控系统，监控系统由供热监控中心SCC、本地监控站LCM及通信系统三部分构成。

7.0.2 监控系统应具备以下功能：

- 1 监控中心应能完成热源、热力网关键点、热力站、典型用户室内温度等运行参数的集中监测、显示及储存，并应具备能耗分析功能，实现优化调度；
- 2 监控中心应根据供热管网运行参数，建立管网运行实时水压图；
- 3 监控中心应根据室外温度等气象条件和供热调节曲线确定供热参数，并应能向热源、热力站下达调度指令；
- 4 热源供热参数及供热量的调节，应根据监控中心指令由本地监控系统完成；
- 5 热力站供热参数及供热量的调节，可由本地监控系统完成，也可由监控中心通过远程控制完成。

条文说明：监控系统应具有能耗分析软件和水力分析软件，根据供热管网实际运行数据，建立管网运行实时水压图，能够及时调整循环泵运行参数，对各热源、中继泵站、热力站的供热量及供热参数进行优化调度。

7.0.3 本地监控站LCM应具备以下功能：

- 1 本地监控站应能独立运行，以保证监控中心或通信网络出现故障时能够对供热系统进行调控；
- 2 本地监控站应具备向监控中心上传数据的能力，上传的数据格式、数据种类、采集周期和上传周期要满足监控中心对监控数据的要求；

7.0.4 本地监控站与监控中心间的通信系统应满足工控信息传输安全的要求，可采用VPDN或专网通信方式。

7.0.5 地理信息系统应具备以下功能：

- 1 地理信息系统应具备数据输入、输出、存储和编辑功能。
- 2 地理信息系统应具备查询、分析和显示地理数据等基本功能。
- 3 供热行业的地理信息系统，数据采集至少应包含源、网、站、户的地理信息与属性信息，管网敷设方式、水力工况、系统运行参数等信息。
- 4 地理信息系统宜具备工程建设数据收集功能。
- 5 地理信息系统宜具备巡检跟踪、实地实时上报功能，服务于运营与维修。

条文说明：地理信息系统应采用国家基准体系，平面坐标系采用2000国家大地坐标系或法定地方坐标系，高程采用1985国家高程基准。地理信息系统的防护措施在系统建设时同时设计、同时建设，严禁保密数据在公开网络上传输。

7.0.6 热源、热力站应设自动监测装置，并应能向监控中心传送数据。

条文说明：供热系统的监测数据是监控中心进行各种能耗分析及调度的依据。

7.0.7 热源应监测下列参数：

- 1 热电厂首站蒸汽耗量，锅炉房燃料耗量；
- 2 供热介质温度、压力、流量；
- 3 补水量、凝结水回收量；
- 4 热源瞬时和累计供热量；
- 5 热网循环泵耗电量；

- 6 锅炉排烟温度；
- 7 污染物排放量；
- 8 水箱水位；
- 9 水泵运行状态；
- 10 环境温度、湿度、地面积水、空间烟雾。

条文说明：为了进行能耗分析并实现优化调度，监控中心需了解热源的能耗量、供热量、供热参数等信息。

7.0.8 热源应设置下列参数超限和设备故障报警

- 1 热源侧供回水温度限值报警；
- 2 热源侧供回水压力限值报警；
- 3 定压点压力限值报警；
- 4 水箱水位限制报警；
- 5 变频器故障信号报警；
- 6 环境温度、湿度、烟感、地面积水等状态报警。

7.0.9 热力站应监测下列参数：

- 1 热力网侧供热介质温度、压力、流量、热负荷和累计热量；
- 2 用户侧供热介质温度、压力、补水量；
- 3 热力站耗电量；
- 4 水箱水位；
- 5 水泵运行状态；
- 6 环境温度、湿度、地面积水、空间烟雾。

条文说明：热力站热力网侧的运行参数能反映热力网的水力工况，将各热力站的监测数据传至监控中心，则可了解全网的运行工况，及时进行调整，实现节能运行。用户侧的运行参数反映热力站调节水平和能耗水平。

7.0.10 热力站应设置下列参数超限和设备故障报警：

- 1 一次侧供回水温度限值报警；
- 2 二次侧供回水温度、压力限值报警；
- 3 定压点压力限值报警；
- 4 水箱水位限制报警；
- 5 变频器故障信号报警；
- 6 环境温度、湿度、烟感、地面积水等状态报警。

7.0.11 热源、热网、热力站的运行参数应由热网监控中心进行统一调度，供热参数应根据室外气象条件及热网供热调节曲线确定。

条文说明：热网监控中心同时监测热源和热用户运行数据，根据实测室外温度、气象预报、热源状况等因素，确定各热源运行方式、供水温度和循环泵运行参数，有利于整个供热系统节能运行。

7.0.12 在典型用户室内设置室温自动采集装置。

条文说明：供热系统可以依据自动采集的典型用户室内温度实施调整供热量，起到节能减排的作用。

8 评 价

8.0.1 对于清洁供热系统的评价应在系统通过竣工验收并运行满两个采暖季之后进行。

条文说明：清洁供热系统竣工验收，且运行稳定两个采暖季之后，对一个完整采暖期内的数据进行分析评价，当不能达到预期的效果或存在其他问题时，应及时采取补救措施。

8.0.2 参与评价的项目应满足国家及地方有关环保及节能方面的现行标准规定。

条文说明：要求供热系统的污染物排放、能耗指标达到国家及地方标准规定值。

8.0.3 清洁供热系统的评价可以全过程评价，也可以为单个环节的评价，参评项目指标应满足本标准第三章清洁供热指标中的有关规定。

条文说明：对于热源、热网及热力站、末端用户，不是一个产权单位或管理单位的，可以就其管辖范围内的环节进行评价。

8.0.4 供热系统所有设备的能效指标不应低于国家现行标准规定的节能评价价值。

条文说明：要求供热系统设备的能效指标达到国家相应产品标准规定的节能评价价值。

8.0.5 建筑物耗热量、供热输配系统能耗及热源能耗实测指标应不低于国家标准《民用建筑能耗标准》GB51161-2016中的规定约束值。

8.2.6 太阳能供热系统及地源热泵系统的评价体系执行国家现行标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB50801-2013 中的规定。

条文说明：地源热泵系统是指以岩土体、地下水或地表水为低温热源，由水源热泵机组、建筑物内系统组成的供热空调系统。根据地热能交换系统形式的不同，地源热泵系统分为埋管地源热泵系统、地下水地源热泵系统和地表水地源热泵系统。其中地表水水源热泵又分为江、河、湖、海水源热泵系统。

本规范用词说明

1 为便于在执行本规范条文时区别对待强制性条款和引导性条款，对要求严格程度不同的用词说明如下：

1) 表示很严格，非这样不可的：

正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”；

2) 表示严格，在正常情况下均应这样做的：

正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”；

3) 表示允许稍有选择，在条件许可时首先应该这样做的：

正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；

4) 表示有选择在一定条件下可以这样做的，采用“可……”。

2 条文中指明应按其它有关标准执行的写法为：“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用及参考标准名录

下列文件中的条款通过本导则的引用而成为本导则的条款。引用文件最新版本适用于本导则。

- CJJ/T55-2011 供热术语标准
- GB13271-2014 锅炉大气污染物排放标准
- DB11/139-2015 锅炉大气污染物排放标准（北京市地方标准）
- DB12/151-2016 锅炉大气污染物排放标准（天津市地方标准）
- 《锅炉大气污染物排放标准（征求意见稿）》 河北省地方标准
- DB37/2374-2013 锅炉大气污染物排放标准（山东省地方标准）
- DB12/765-2018 生物质成型燃料锅炉大气污染物排放标准（天津市地方标准）
- DB22/T2581-2016 生物质成型燃料锅炉大气污染物排放标准（吉林省地方标准）
- GB/T51161-2016 民用建筑物能耗标准
- GB/T 51074 2015 城市供热规划规范
- GB/T 4272-2008 设备及管道绝热技术通则
- CJJ34-2010 城镇供热管网设计规范
- CJ/T515-2018 燃气锅炉烟气冷凝热能回收装置
- GB50189-2015 公共建筑节能设计标准
- GB/T50893-2013 供热系统节能改造技术规范
- JGJ26-2010 严寒和寒冷地区居住建筑节能设计标准
- GB 50660-2011 大中型火力发电厂设计规范
- GB13223-2011 火电厂大气污染物排放标准
- DB12/810-2018 火电厂大气污染物排放标准（天津地标）
- CJJ/T241-2016 城镇供热监测与调控系统技术规程
- HJ2053-2018 燃煤电厂超低排放烟气治理工程技术规范
- GB50360-2016 水煤浆工程设计规范
- DLT 5121-2000 火力发电厂烟风煤粉管道设计技术规程
- GB50364-2018 民用建筑太阳能热水系统应用技术标准
- GB 50495-2009 太阳能供热采暖工程技术规范
- GB 50787-2012 民用建筑太阳能空调工程技术规范
- GB/T19409-2013 水（地）源热泵机组
- GB 30721-2014 水(地)源热泵机组能效限定值及能效等级
- GB/T 18430.1-2007 蒸气压缩循环冷水（热泵）机组
- 《全国民用建筑工程设计技术措施-暖通空调·动力》（2009 版）
- 《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021 年）》

附录

附录 A-01 火力发电锅炉及燃气轮机组大气污染物排放浓度限值（GB13223）

（单位：mg/m³，烟气黑度除外）

燃料和热能转化设施类型	污染物项目	适用条件	限值	污染物排放监控位置
燃煤锅炉	烟尘	全部	30	烟囱或烟道
	二氧化硫	新建锅炉	100	
		现有锅炉	200 400（1）	
	氮氧化物（以NO ₂ 计）	全部	100 200（2）	
	汞及其化合物	全部	0.03	
以油为燃料的锅炉或燃气轮机组	烟尘	全部	30	
	二氧化硫	新建锅炉及燃气轮机组	100	
		现有锅炉及燃气轮机组	200	
	氮氧化物（以NO ₂ 计）	新建锅炉	100	
		现有锅炉 燃气轮机组	200 120	
以气体为燃料的锅炉或燃气轮机组	烟尘	天然气锅炉及燃气轮机组	5	
		其他气体燃料锅炉及燃气轮机组	10	
	二氧化硫	天然气锅炉及燃气轮机组	35	
		其他气体燃料锅炉及燃气轮机组	100	
	氮氧化物（以NO ₂ 计）	天然气锅炉	100	
		其他气体燃料锅炉	200	
		天然气燃气轮机组 其他气体燃料燃气轮机组	50 120	
燃煤锅炉，以油、气体为燃料的锅炉或燃气轮机组	烟气黑度（林格曼黑度）/级	全部	1	烟囱排放口
注：（1）位于广西壮族自治区、重庆市、四川省和贵州省的火力发电锅炉执行该限值。				
（2）采用W形火焰炉膛的火力发电锅炉，现有循环流化床火力发电锅炉，以及2003年12月31日前建成投产或通过建设项目环境影响报告书审批的火力发电锅炉执行该限值。				

附录 A-01 重点地区火力发电锅炉及燃气轮机组大气污染物特别排放限值（GB13223）

（单位：mg/m³，烟气黑度除外）

燃料和热能转	污染物项目	适用条件	限值	污染物排放
--------	-------	------	----	-------

化设施类型				监控位置
燃煤锅炉	烟尘	全部	20	烟囱或烟道
	二氧化硫	全部	50	
	氮氧化物（以 NO ₂ 计）	全部	100	
	汞及其化合物	全部	0.03	
以油为燃料的锅炉或燃气轮机组	烟尘	全部	20	
	二氧化硫	全部	50	
	氮氧化物（以 NO ₂ 计）	燃油锅炉	100	
		燃气轮机组	120	
以气体为燃料的锅炉或燃气轮机组	烟尘	全部	5	
	二氧化硫	全部	35	
	氮氧化物（以 NO ₂ 计）	燃气锅炉	100	
		燃气轮机组	50	
燃煤锅炉，以油、气体为燃料的锅炉或燃气轮机组	烟气黑度（林格曼黑度）/级	全部	1	烟囱排放口

附录 A-01 在用锅炉大气污染物排放值（GB13271）

（单位 mg/m³，烟气黑度除外）

污染物项目	限值			污染物排放监控位置
	燃煤锅炉	燃油锅炉	燃气锅炉	
颗粒物	80	60	30	烟囱或烟道
二氧化硫	400	300	100	
氮氧化物	400	400	400	
汞及其化合物	0.05	-	-	
烟气黑度（林格曼黑度，级）	≤1			烟囱排放口

附录 A-02 新建锅炉大气污染物排放值（GB13271）

（单位 mg/m³，烟气黑度除外）

污染物项目	限值			污染物排放监控位置
	燃煤锅炉	燃油锅炉	燃气锅炉	
颗粒物	50	30	20	烟囱或烟道
二氧化硫	300	200	50	
氮氧化物	300	250	200	
汞及其化合物	0.05	-	-	
烟气黑度（林格曼黑度，级）	≤1			烟囱排放口

附录 A-03 重点地区大气污染物排放值（GB13271）

（单位 mg/m³，烟气黑度除外）

污染物项目	限值			污染物排放监控位置
	燃煤锅炉	燃油锅炉	燃气锅炉	
颗粒物	50	30	20	烟囱或烟道
二氧化硫	300	200	50	
氮氧化物	300	250	200	
汞及其化合物	0.05	-	-	
烟气黑度 (林格曼黑度, 级)	≤1			烟囱排放口

注：执行本表大气污染物排放限值的地域范围，由国务院环境保护主管部门或省级人民政府规定。

附录 A-04 新建锅炉大气污染物排放值 (DB11/139-2015 北京地标)

(单位 mg/m³, 烟气黑度除外)

污染物项目	限值
颗粒物	5
二氧化硫	10
氮氧化物	30
汞及其化合物	0.5
烟气黑度 (林格曼黑度, 级)	1

附录 A-05 新建锅炉大气污染物排放值 (DB11/139-2015 北京地标)

(单位 mg/m³, 烟气黑度除外)

污染物项目	高污染燃料禁燃区内	高污染燃料禁燃区外
颗粒物	5	10
二氧化硫	10	20
氮氧化物	80	150
汞及其化合物	0.5	30
烟气黑度 (林格曼黑度, 级)	1	1

附录 A-06 在用锅炉大气污染物排放值 (DB12/151-2016 天津地标)

(单位 mg/m³, 烟气黑度除外)

污染物项目		限值				污染物排放监控位置
		高污染燃料禁燃区内		高污染燃料禁燃区外		
		2017年12月31 日前	2018年1月1 日起	2017年12月31 日前	2018年1月1 日起	
燃煤 锅炉	颗粒物	30	禁排	30	30	烟囱或烟道
	二氧化硫	200	禁排	200	100	
	氮氧化物	400	禁排	400	200	
	汞及其化合物	0.05	禁排	0.05	0.05	

燃油 锅炉	颗粒物	30	30	
	二氧化硫	50	50	
	氮氧化物	300	300	
燃气 锅炉	颗粒物	10	10	
	二氧化硫	20	20	
	氮氧化物	150	150	
烟气黑度 (林格曼黑度, 级)		≤1		烟囱排放口

附录 A-07 新建锅炉大气污染物排放值 (DB12/151-2016 天津地标)

(单位 mg/m³, 烟气黑度除外)

污染物项目	限值		污染物排放监控位置
	燃油、燃气锅炉	燃煤锅炉	
颗粒物	10	20	烟囱或烟道
二氧化硫	20	50	
氮氧化物	80	150	
汞及其化合物	-	0.05	
烟气黑度 (林格曼黑度, 级)	≤1		烟囱排放口

附录 A-08 生物质成型燃料锅炉大气污染物排放值 (DB12/765-2018 天津地标)

(单位 mg/m³, 烟气黑度除外)

污染物项目	排放限值
颗粒物	20
二氧化硫	30
氮氧化物	150
一氧化碳	200
汞及其化合物	0.05
烟气黑度 (林格曼黑度, 级)	≤1

附录 A-09 锅炉大气污染物排放值 (河北省地方标准征求意见稿)

单位: mg/m³ (烟气黑度除外)

污染物项目	燃煤锅炉	燃油锅炉	燃气锅炉	燃生物质	监控位置
颗粒物	10	5	5	10	烟囱或烟道
二氧化硫	35	10	10	35	
氮氧化物 (以NO _x 计)	50	30	30	80	
汞及其化合物	0.05	—	—	0.05	
一氧化碳				200	
烟气林格曼黑度 (级)	≤1				烟囱排放口

附录 A-10 生物质成型燃料锅炉大气污染物排放值 (DB22/T2581-2016 吉林地标)

(单位 mg/m³, 烟气黑度除外)

污染物项目	排放浓度限值	污染物排放监控位置
颗粒物	30 [*]	烟囱或烟道
二氧化硫	50	

污染物项目	排放浓度限值	污染物排放监控位置
氮氧化物	250	烟囱或烟道
烟气黑度 (林格曼黑度, 级)	≤1	烟囱排放口
<small>* 对于 0.35 MW (0.5 t/h) 及以下小型锅炉颗粒物排放浓度限值可放宽至 40。</small>		

附录 A-09 锅炉大气污染物排放值 (DB37/2374-2013 山东省地标)

污染物项目	燃煤锅炉	燃油锅炉	燃气锅炉	监控位置
烟尘	30	30	10	烟囱排放口
SO ₂	200	200	100	
NO _x (以 NO ₂ 计)	300	250	250	
烟气林格曼黑度 (级)	1.0			