



О внесении изменений и дополнений в некоторые приказы Министерства энергетики Республики Казахстан

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 27 февраля 2025 года № 103-н/к
ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Внести в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 30 декабря 2016 года № 580 "Об утверждении нормативных технических документов в области электроэнергетики" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 14771) следующие изменения и дополнения:

заголовок изложить в новой редакции:

"Об утверждении нормативных технических документов в области электроэнергетики и теплоэнергетики";

преамбулу изложить в новой редакции:

"В соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике", подпунктом 2) пункта 3 статьи 16 Закона Республики Казахстан "О государственной статистике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, **ПРИКАЗЫВАЮ:**";

в пункте 1:

подпункт 42) изложить в новой редакции:

"42) Методические указания по наладке автоматических регуляторов турбинного оборудования тепловых электростанций, согласно приложению 42 к настоящему приказу;"

дополнить подпунктами 43) и 44) следующего содержания:

"43) Методика расчета и утверждения плановых и минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики, относящихся к централизованным и местным системам теплоснабжения, согласно приложению 43 к настоящему приказу;

44) Методика определения тепловых потерь в сетях, согласно приложению 44 к настоящему приказу.";

пункт 1 Методики расчета норм расхода металла рабочих лопаток и улиточной брони мельниц-вентиляторов, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода металла рабочих лопаток и улиточной брони мельниц-вентиляторов (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О

теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994 и предназначена для определения расхода металла рабочих лопаток и улиточной брони мельниц-вентиляторов тепловых электростанций.";

пункт 1 Методики расчета норм расхода пиломатериалов при ремонте башенных градирен, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода пиломатериалов при ремонте башенных градирен (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994 и предназначена для определения расхода пиломатериалов при ремонте башенных градирен тепловых электростанций.";

пункт 1 Методических указаний по учету стока воды на гидроэлектростанциях, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по учету стока воды на гидроэлектростанциях (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для организации и проведения учета стока воды на гидроэлектростанциях (далее – ГЭС) и распространяются на все ГЭС установленной мощностью более 5 Мегаватт (далее – МВт).";

пункт 1 Методики расчета норм расхода сорбентов на тепловых электростанциях, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода сорбентов на тепловых электростанциях (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и применяется для расчета норм расхода сорбентов, используемых в сорбционных фильтрах в технологических схемах очистки сточных вод на тепловых электростанциях";

пункт 1 Методики расчета норм расхода материалов, перегородок на ремонт аэрожелобов и пневмоаппаратов для транспорта золы, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода материалов перегородок на ремонт аэрожелобов и пневмоаппаратов для транспорта золы (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О

теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначена для расчета норм расхода материалов на воздухораспределительные перегородки аэрожелобов, пневмоаппаратов (пневмослоевых затворов, пневмослоевых переключателей) и пневмозолораспределителей (систем пневмозолоудаления, работающих на принципе псевдооживления слоя золы в непрерывном режиме при эвакуации и пневмотранспорте золы из бункеров сухих золоуловителей тепловых электростанций (далее – ТЭС)).";

пункт 1 Методики расчета норм расхода запасных частей на капитальный ремонт средств тепловой автоматики и измерений на тепловых электростанциях, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода запасных частей на капитальный ремонт средств тепловой автоматики и измерений на тепловых электростанциях (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для расчета норм расхода запасных частей на капитальный ремонт средств тепловой автоматики и измерений, эксплуатируемых на блочных щитах управления или в изолированных щитовых помещениях тепловых электростанций.";

пункт 1 Методических указаний по пуску и наладке установок очистки производственных сточных вод тепловых электростанций, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по пуску и наладке установок очистки производственных сточных вод тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и распространяются на очистные сооружения по обработке и очистке сточных вод, образующихся в производственных процессах и при пусконаладочных работах.";

пункт 1 Методических указаний по наладке системы регулирования процесса горения газомазутных котлов, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по наладке системы регулирования процесса горения газомазутных котлов (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики

Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и распространяются на автоматические системы регулирования теплоэнергетических установок и содержат схемные рекомендации по построению автоматической системы регулирования процесса горения газомазутных котлов.";

пункт 1 Методических указаний по эксплуатационной химической очистке котлов энергоблоков сверхкритического давления, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатационной химической очистке котлов энергоблоков сверхкритического давления (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для персонала специализированных, проектных, наладочных организаций, в системе Министерства энергетики Республики Казахстан, эксплуатационного персонала электростанций при проектировании, подготовке и проведении эксплуатационных очисток паровых стационарных прямоточных котлов сверхкритического давления (далее – СКД) 25 мега Паскаль (далее – МПа).

При составлении Методических указаний учитывался опыт проведения эксплуатационных очисток блоков СКД специализированными организациями, отдельными электростанциями и энергосистемами Российской Федерации.";

пункт 1 Методических указаний по проведению эксплуатационных очисток маслосистем турбоагрегатов с применением водных растворов биологически разлагаемых моющих средств, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по проведению эксплуатационных очисток маслосистем турбоагрегатов с применением водных растворов биологически разлагаемых моющих средств, (далее – Методические указания) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для определения порядка применения биологически разлагаемых моющих средств, при проведении эксплуатационных очисток от загрязнений трубопроводов и элементов маслосистем турбо-, гидроагрегатов, маслохозяйств, маслосистем другого энергетического оборудования, в которых используются нефтяные смазочные масла.";

пункт 1 Методических указаний по проверке гибких проводников линий электропередачи и распределительных устройств, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по проверке гибких проводников линий электропередачи и распределительных устройств (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и применяются для использования при выполнении расчетов по определению опасного сближения или схлестывания гибких проводников линий электропередачи и распределительных устройств при коротком замыкании.";

пункт 1 Методики расчета норм расхода и резервного запаса силовых кабелей и кабельной арматуры для электростанций, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчет норм расхода и резервного запаса силовых кабелей и кабельной арматуры для электростанций (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначена для определения нормативов расхода и резервного запаса силовых кабелей и кабельной арматуры для ремонтов силовых кабельных линий на электростанциях.";

пункт 1 Методики расчета норм потребности в средствах малой механизации, механизированном, ручном инструменте и специальных приспособлениях для ремонтно–эксплуатационного обслуживания гидроэлектростанций, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм потребности в средствах малой механизации, механизированном, ручном инструменте и специальных приспособлениях для ремонтно–эксплуатационного обслуживания гидроэлектростанций (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и распространяется на механизированный инструмент (ручные машины), строительно–отделочные машины, вибраторы, ручной строительно–монтажный, слесарный, контрольно–измерительный инструмент, приспособления, применяемые для технического обслуживания и ремонта электрических гидроэлектростанций (кроме капитального ремонта основного энергетического оборудования).";

пункт 1 Методических указаний по применению неполнофазных режимов работы основного электрооборудования электроустановок 330–1150 кВ, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по применению неполнофазных режимов работы основного электрооборудования электроустановок 330–1150 кВ (далее – кВ) (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323)

пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Методические указания содержат основные положения по применению на подстанциях и в открытых распределительных устройствах (далее – ОРУ) электрических станций 330–1150 кВ неполнофазных режимов работы автотрансформаторов (трансформаторов) и шунтирующих реакторов, выполненных в виде трехфазных групп из однофазных единиц.";

пункт 1 Методических указаний по ремонту оборудования пылеприготовления электростанций, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по ремонту оборудования пылеприготовления электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для персонала специализированных, ремонтных организаций, в системе Министерства энергетики Республики Казахстан, эксплуатационного персонала электростанций, при проектировании, подготовке и проведении ремонта оборудования пылеприготовления."

пункт 1 Методических указаний по инфракрасной диагностике тепломеханического оборудования тепловых электростанций, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Методические указания по инфракрасной диагностике тепломеханического оборудования тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, рассмотрены условия и порядок тепловизионного обследования зданий и сооружений, котлов, паропроводов, дымовых труб и тепловых сетей.";

пункт 1 Методики расчета норм расхода азота на тепловых электростанциях, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода азота на тепловых электростанциях (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначена

для определения нормативного расхода азота, используемого для продувки азотом аппаратов и трубопроводов во время пуска электролизной установки (далее – ЭУ) после монтажа или капитального ремонта.";

в Методических указаниях по измерению расхода и количества конденсата, возвращенного из паровой системы теплоснабжения на источник тепла, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по измерению расхода и количества конденсата, возвращенного из паровой системы теплоснабжения на источник тепла (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначена для организации и проведения измерений с приписанной погрешностью расхода и количества конденсата, возвращенного из паровой системы теплоснабжения на источник тепла (далее – расход и количество конденсата).

Измерительная информация по расходу и количеству конденсата используется при ведении технологического режима и анализа работы паровой системы теплоснабжения, учете отпущенной тепловой энергии и теплоносителя.";

пункт 13 изложить в новой редакции:

"13. Подготовка к выполнению измерений заключается в осуществлении комплекса мероприятий по вводу измерительных систем в эксплуатацию, согласно Закону Республики Казахстан "Об обеспечении единства измерений", Правил учета отпуска тепловой энергии и теплоносителя, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 17 марта 2015 года № 207 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 10862) и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 10907) (далее – ПТБ электроустановок), основными являются:

- 1) проведение поверки СИ;
- 2) проверка правильности монтажа в соответствии с проектной документацией;
- 3) проведение наладочных работ;
- 4) введение измерительных систем в эксплуатацию.";

в Методических указаниях по измерению расхода и количества теплоносителя в трубопроводах водяной системы теплоснабжения на источнике тепла, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по измерению расхода и количества теплоносителя в трубопроводах водяной системы теплоснабжения на источнике тепла (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначена для использования на источниках тепла (тепловых электростанциях, котельных) при организации и проведении измерений с приписанной погрешностью расхода и количества теплоносителя (в трубопроводах подающем и обратном) (далее – расход и количество теплоносителя).

Измерительная информация по расходу и количеству теплоносителя используется при ведении технологического режима и анализа работы водяной системы теплоснабжения, расчете количества отпущенной тепловой энергии, поставляемой потребителям с горячей водой от источника тепла.";

пункт 12 изложить в новой редакции:

"12. Подготовка к выполнению измерений заключается в осуществлении комплекса мероприятий по вводу измерительных систем в эксплуатацию, согласно Закона Республики Казахстан "Об обеспечении единства измерений", Правил учета отпуска тепловой энергии и теплоносителя, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 17 марта 2015 года № 207 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 10862) и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 10907) (далее - ПТБ электроустановок), основными являются:

- 1) проведение поверки СИ;
- 2) проверка правильности монтажа в соответствии с проектной документацией;
- 3) проведение наладочных работ;
- 4) введение измерительных систем в эксплуатацию.";

пункт 1 Методики расчета норм расхода гидразина для тепловых электростанций, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода гидразина для тепловых электростанций (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, для целей нормирования расхода гидразина, необходимого для предупреждения кислородной коррозии и коррозионного растрескивания металла котлов, паровых турбин, конденсаторов и оборудования водоконденсатного тракта и снижения

содержания окислов железа, меди и других продуктов коррозии в конденсатной, питательной, котловой водах и паре котлов.";

пункт 1 Методических указаний по приемке из ремонта в эксплуатацию ответственных узлов систем пылеприготовления котельных установок с установленной мощностью 100 гигакалорий в час и более, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по приемке из ремонта в эксплуатацию ответственных узлов систем пылеприготовления котельных установок с установленной мощностью 100 гигакалорий в час (далее – Гкал/час) и более (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для оценки технических требований при приемке из ремонта в эксплуатацию ответственных узлов систем пылеприготовления котельных установок с установленной мощностью 100 Гкал/час и более.";

пункт 1 Методических указаний по анализу изменения удельных расходов топлива на электростанциях, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по анализу изменения удельных расходов топлива на электростанциях (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для анализа изменения удельных расходов топлива на электростанциях.

Методические указания являются рекомендацией, по обеспечению единого методологического подхода при эффективном распределении общего расхода топлива энергетическими котлами электростанций между отпускаемыми тепловой и электрической энергией.";

пункт 1 Методических указаний по измерению расхода мазута с применением специальных суживающих устройств на тепловых электростанциях, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по измерению расхода мазута с применением специальных суживающих устройств (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены измерения расхода мазута на тепловых электростанциях (далее – ТЭС).

Организация и выполнение измерений расхода мазута производится на ТЭС и распространяется на расходомерные, специальные суживающие устройства (далее – ССУ).";

пункт 1 Методических указаний по экспресс–оценке экономической эффективности энергосберегающих мероприятий на тепловых электростанциях, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по экспресс–оценке экономической эффективности энергосберегающих мероприятий на тепловых электростанциях (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, устанавливают единые принципы и порядок проведения экспресс–оценочных расчетов по определению эффективности энергосберегающих мероприятий, проводимых на тепловых электростанциях.";

пункт 1 Методических указаний по модернизации, реконструкции и замене устройств релейной защиты и автоматики тепловых электростанций, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по модернизации, реконструкции и замене устройств релейной защиты и автоматики тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и применяются для модернизации, реконструкции и замены устройств релейной защиты и автоматики тепловых электростанций, выработавших ресурс или морально устаревших.

Модернизация, реконструкция и замена устройств релейной защиты и автоматики (далее – РЗА) тепловых электростанций заключается в обеспечении устойчивости и надежности работы энергосистем.";

пункт 1 Методических указаний по ликвидации аварий в электрической части энергосистемы, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по ликвидации аварий в электрической части энергосистемы (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для обеспечения безопасного функционирования электрической части энергосистемы.";

пункт 1 Методических указаний по эксплуатации силовых кабельных линий напряжением свыше 110 киловольт, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации силовых кабельных линий напряжением свыше 110 киловольт (далее – кВ) (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и распространяются на силовые кабельные линии напряжением свыше 110 кВ.";

пункт 1 Методических указаний по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для проведения контроля состояния заземляющих устройств в процессе эксплуатации, при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции объектов электрических сетей, а также объектов электросетевого хозяйства, присоединяющихся к сетям.";

пункт 1 Методических указаний по нормированию удельных расходов топлива на тепловых электростанциях, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по нормированию удельных расходов топлива на тепловых электростанциях (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для определения нормирования удельных расходов топлива на тепловых электростанциях (далее – ТЭС).";

пункт 1 Методики расчета нормативной величины потерь электрической энергии в электрических сетях, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета нормативной величины потерь электрической энергии в электрических сетях (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для расчета технологических потерь электрической энергии в электрических сетях организаций, осуществляющих передачу электрической энергии по электрическим сетям.";

в Методических указаний по составлению и применению графиков ограничения потребления электрической энергии (мощности) для предотвращения и ликвидации технологических нарушений в энергосистеме, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по составлению и применению графиков ограничения потребления электрической энергии (мощности) для предотвращения и ликвидации технологических нарушений в энергосистеме (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 12 изложить в новой редакции:

"12. В случае несогласования или не предоставления графика ограничений субъектами ОРЭ НДЦ СО вводятся графики ограничений и отключение потребителей по своему усмотрению согласно Правил по предотвращению аварийных нарушений в единой электроэнергетической системе Казахстана и их ликвидации, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 2 февраля 2015 года № 58 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 10552). В случае невыполнения оперативных распоряжений по вводу ограничений потребления электрической энергии (мощности) диспетчер НДЦ СО (РДЦ) согласно Закону Республики Казахстан "Об электроэнергетике" отключает электроустановки субъектов ОРЭ в точках подключения к национальной электрической сети.";

в Методических указаниях по разработке отраслевых циркуляров и противоаварийных предписаний, утвержденных указанным приказом, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по разработке отраслевых циркуляров и противоаварийных предписаний, (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и распространяются на два вида отраслевых распорядительных документов противоаварийные предписания и отраслевые циркуляры.";

пункт 11 исключить;

пункт 1 Методики расчета норм расхода водорода на тепловых электростанциях, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода водорода на тепловых электростанциях (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта

15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.
";

пункт 1 Методики расчета норм расхода углекислого газа на тепловых электростанциях, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода углекислого газа на тепловых электростанциях (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.
";

пункт 1 Методических указаний по обслуживанию устройств релейной защиты и автоматики тепловых электростанций, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по обслуживанию устройств релейной защиты и автоматики тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и применяются для обеспечения надежного функционирования устройств релейной защиты и автоматики (далее – РЗА) тепловых электростанций.";

пункт 1 Методики расчета норм расхода материалов и изделий на ремонт и техническое обслуживание линий электропередачи напряжением 110 кВ и более, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода материалов и изделий на ремонт и техническое обслуживание линий электропередачи напряжением 110 кВ и более (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.
";

пункт 1 Методики расчета норм расхода материалов и изделий на ремонт и техническое обслуживание оборудования подстанций напряжением 110 кВ и более, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода материалов и изделий на ремонт и техническое обслуживание оборудования подстанций напряжением 110 кВ (далее – кВ) и более (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначена для разработки отраслевых норм расхода материалов

на капитальный ремонт и техническое обслуживание подстанций напряжением 110 кВ и более, являющихся основанием для получения фондов на материалы по номенклатуре и соответствующих объектных норм расхода материалов.";

пункт 1 Методики расчета норм расхода и резервного запаса силовых кабелей и кабельной арматуры для электрических сетей, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика по расчету норм расхода и резервного запаса силовых кабелей и кабельной арматуры для электрических сетей (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначена для определения расхода и резервного запаса силовых кабелей и кабельной арматуры для ремонтов силовых кабельных линий в предприятиях электрических сетей.";

пункт 1 Методических указаний по проведению экспресс-испытаний паровых турбин тепловых электростанций, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по проведению экспресс-испытаний паровых турбин тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для установления порядка по проведению экспресс-испытаний паровых турбин тепловых электростанций.";

в Методических указаниях по организации работы по производственной санитарии на электростанциях, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по организации работы по производственной санитарии на электростанциях (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для помощи в практической работе инженеров по технике безопасности и руководителей структурных подразделений (начальников, мастеров цехов, служб, участков) при обслуживании энергетического оборудования электростанций.

В настоящих Методических указаниях регламентированы основные функции структурных подразделений и обязанности должностных лиц всех организаций и предприятий в системе Министерства энергетики Республики Казахстан, занятых вопросами эксплуатации и ремонта энергетического оборудования.";

пункт 8 изложить в новой редакции:

"8. Несчастные случаи на производстве расследуются и учитываются в соответствии с главой 20 Трудового Кодекса Республики Казахстан (далее - Трудовой Кодекс).";

пункт 12 изложить в новой редакции:

"12. Допустимые уровни концентрации и другие параметры опасных и вредных производственных факторов, превышение которых на рабочих местах по санитарным нормам не допускается, устанавливается в соответствии с Санитарными правилами "Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения", утвержденными приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 23852) (далее – Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения), Санитарными правилами "Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности", утвержденными приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года № ҚР ДСМ -13 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 26806) и СН РК 2.04-02-2011 "Естественное и искусственное освещение" (далее - СН РК 2.04-02-2011).";

подпункты 5) и 6) пункта 9 Положения об отделе техники безопасности и производственной санитарии на электростанциях изложить в новой редакции:

"5) Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения", утвержденными приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 23852);

6) Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности", утвержденные приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года № ҚР ДСМ -13 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 26806);";

пункт 1 Методических указаний по выполнению схем технологической защиты теплоэнергетического оборудования тепловых электростанций, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по выполнению схем технологической защиты теплоэнергетического оборудования на тепловых электростанциях (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением

Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для порядка по выполнению схем технологической защиты теплоэнергетического оборудования тепловых электростанций (далее – ТЭС).";

пункт 1 Методических указаний по наладке автоматических регуляторов турбинного оборудования тепловых электростанций, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по наладке автоматических регуляторов турбинного оборудования тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для подготовки к включению автоматических систем регулирования (далее – АСР) и определение методов по наладке автоматических регуляторов турбинного оборудования тепловых электростанций (далее – ТЭС).";

дополнить приложениями 43 и 44 к указанному приказу согласно приложениям 1 и 2 к настоящему приказу.

2. Внести в приказ исполняющего обязанности Министра энергетики Республики Казахстан от 6 января 2017 года № 2 "Об утверждении нормативных технических документов в области электроэнергетики" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 15045) следующие изменения:

заголовок изложить в новой редакции:

"Об утверждении нормативных технических документов в области электроэнергетики и теплоэнергетики";

преамбулу изложить в новой редакции:

"В соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, **ПРИКАЗЫВАЮ:**";

пункт 1 Методики расчета норм расхода газомазутного топлива при сжигании бурых углей с выходом летучих веществ более 30 % на тепловых электростанциях, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода газомазутного топлива при сжигании бурых углей с выходом летучих веществ более 30% на тепловых электростанциях (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.
";

пункт 1 Методики расчета норм расхода газомазутного топлива при сжигании каменных углей с выходом летучих веществ менее 20 % на тепловых электростанциях, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода газомазутного топлива при сжигании каменных углей с выходом летучих веществ менее 20% на тепловых электростанциях (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994."

пункт 1 Методики расчета норм расхода пара и конденсата на собственные нужды энергоблоков тепловых электростанций, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода пара и конденсата на собственные нужды энергоблоков тепловых электростанций (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методики расчета норм расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций напряжением 35–500 киловольт, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции напряжением 35–500 киловольт (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методики расчета норм расхода тепла на технологические нужды водоподготовительных установок тепловых электростанций, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода тепла на технологические нужды водоподготовительных установок тепловых электростанций (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методики расчета норм расхода материалов и изделий на ремонт подстанций напряжением до 220 киловольт, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода материалов и изделий на ремонт подстанций напряжением до 220 киловольт (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по определению классификации производственных помещений тепловых электростанций по допустимым уровням шума, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по определению классификации производственных помещений тепловых электростанций по допустимым уровням шума (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по эксплуатации гидротехнических сооружений систем технического водоснабжения тепловых электростанций, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации гидротехнических сооружений систем технического водоснабжения тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по расследованию причин повреждений металла лопаточного аппарата, дисков и роторов паровых турбин тепловых электростанций, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по расследованию причин повреждений металла лопаточного аппарата, дисков и роторов паровых турбин тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по оптимизации оборотной системы водоснабжения электростанций с градирнями, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по оптимизации оборотной системы водоснабжения электростанций с градирнями (далее – Методические указания)

разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по наладке систем технического водоснабжения тепловых электростанций, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по наладке системы технического водоснабжения тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по эксплуатации аспирационных установок топливоподачи тепловых электростанций, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации аспирационных установок топливоподачи тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по эксплуатации водогрейных котлов с внешними теплообменниками, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации водогрейных котлов с внешними теплообменниками (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по наладке и эксплуатации систем шариковой очистки конденсаторов паровых турбин, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по наладке и эксплуатации систем шариковой очистки конденсаторов паровых турбин (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

в Методических указаний по обследованию баков аккумуляторов горячей воды, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по обследованию баков аккумуляторов горячей воды (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

подпункт 2) пункта 1 приложения 9 исключить;

пункт 1 Методических указаний по диагностике автотрансформаторов и их вводов на рабочем напряжении, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по диагностике автотрансформаторов и их вводов на рабочем напряжении (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по диагностике силовых трансформаторов и их вводов на рабочем напряжении, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по диагностике силовых трансформаторов и их вводов на рабочем напряжении (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по диагностике шунтирующих реакторов и их вводов на рабочем напряжении, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по диагностике шунтирующих реакторов и их вводов на рабочем напряжении (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по перемаркировке основного энергетического оборудования, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по перемаркировке основного энергетического оборудования (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О

теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по предупреждению низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева и газоходов котлов электростанций, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по предупреждению низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева и газоходов котлов электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по эксплуатации вакуумных выключателей, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации вакуумных выключателей (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по эксплуатации элегазовых выключателей, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации элегазовых выключателей (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по эксплуатации разъединителей 6–500 киловольт, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации разъединителей 6–500 киловольт (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35–110 киловольт, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35–110 киловольт (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве

энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 220–500–1150 килвольт, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 220–500–1150 килвольт (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по эксплуатации силовых кабельных линий напряжением до 35 килвольт, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации силовых кабельных линий напряжением до 35 килвольт (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по эксплуатации силовых трансформаторов, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации силовых трансформаторов (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по эксплуатации комплектных распределительных элегазовых устройств, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции :

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации комплектных распределительных элегазовых устройств (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по эксплуатации масляных выключателей, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации масляных выключателей (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта

15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994."

пункт 1 Методических указаний по проведению энергетических обследований тепловых сетей, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по проведению энергетических обследований тепловых сетей (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по проведению энергетических обследований электрических станций, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по проведению энергетических обследований электрических станций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

преамбулу Методических указаний по проведению энергетических обследований электрических сетей, утвержденной указанным приказом, исключить;

пункт 1 Методических указаний по проведению энергетических обследований электрических сетей, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по проведению энергетических обследований электрических сетей (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по расчету поправок к расходу тепла турбоагрегатами, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по расчету поправок к расходу тепла турбоагрегатами (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по проведению энергетических обследований районных котельных с установленной мощностью 100 гигакалорий в час и более, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по проведению энергетических обследований районных котельных с установленной мощностью 100 гигакалорий в час и более (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994."

пункт 1 Методических указаний по проведению энергетических обследований электроустановок потребителей, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по проведению обследований электроустановок потребителей (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методических указаний по оценке технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением от 35 до 1150 киловольт, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по оценке технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением от 35 до 1150 киловольт (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994."

пункт 1 Методических указаний по организации работы по технике безопасности на электростанциях, утвержденных указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Методические указания по организации работы по технике безопасности на электростанциях (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методики расчета норм расхода комплексонов для обработки сетевой воды и подготовки воды для подпитки тепловых сетей, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода комплексонов для обработки сетевой воды и подготовки воды для подпитки тепловых сетей (далее – Методика)

разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методики расчета норм расхода материалов на текущий ремонт основного энергетического оборудования электростанций, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода материалов на текущий ремонт основного энергетического оборудования электростанций (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методики расчета норм расхода материалов и изделий на техническое обслуживание подстанций напряжением до 220 киловольт, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода материалов и изделий на техническое обслуживание подстанций напряжением до 220 киловольт (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методики расчета норм аварийного запаса частей мачтовых и комплектных трансформаторных подстанций 6–20/0,4 киловольт, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм аварийного запаса частей мачтовых и комплектных трансформаторных подстанций 6–20/0,4 киловольт (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методики расчета норм материально–технических ресурсов и оборудования для закрытых трансформаторных подстанций 6–20/0,4 киловольт и распределительных пунктов 6–20 киловольт, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм материально–технических ресурсов и оборудования для закрытых трансформаторных подстанций 6–20/0,4 киловольт и распределительных пунктов 6–20 киловольт (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 1 Методики расчета норм расхода жидкого топлива на тепловых электростанциях и котельных, утвержденной указанным приказом, изложить в новой редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода жидкого топлива на тепловых электростанциях и котельных (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994."

3. Департаменту развития электроэнергетики Министерства энергетики Республики Казахстан в установленном законодательством Республики Казахстан порядке обеспечить:

1) в течение пяти рабочих дней со дня подписания настоящего приказа направление его копии в электронном виде на казахском и русском языках в Республиканское государственное предприятие на праве хозяйственного ведения "Институт законодательства и правовой информации Республики Казахстан" Министерства юстиции Республики Казахстан для официального опубликования и включения в Эталонный контрольный банк нормативных правовых актов Республики Казахстан;

2) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства энергетики Республики Казахстан после его официального опубликования;

3) в течение десяти рабочих дней после подписания настоящего приказа представление в Департамент юридической службы Министерства энергетики Республики Казахстан сведений об исполнении мероприятий, предусмотренных подпунктами 1) и 2) настоящего пункта.

4. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на курирующего вице–министра энергетики Республики Казахстан.

5. Настоящий приказ вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования.

*Министр энергетики
Республики Казахстан*

А. Саткалиев

"СОГЛАСОВАН"

Бюро национальной статистики
Агентства по стратегическому
планированию и реформам
Республики Казахстан

Приложение 1 к приказу
Министр энергетики
Республики Казахстан
от 27 февраля 2025 года
№ 103-н/к

Приложение 43 к приказу

Методика расчета и утверждения плановых и минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики, относящихся к централизованным и местным системам теплоснабжения

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика устанавливает порядок расчета, определения и утверждения плановых и минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики, относящихся к централизованным и местным системам теплоснабжения, а также определения достижения субъектами теплоснабжения, указанных плановых значений.

2. Термины и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с Законом Республики Казахстан "О теплоэнергетике".

3. К показателям надежности и безопасности объектов теплоэнергетики относятся:

а) количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате аварий, отказов I и II степени на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей;

б) количество случаев снижения параметров теплоносителя от температурного графика за головной задвижкой источника тепловой энергии по температуре воды, поступающей в тепловую сеть более 3 % в результате аварий, отказов I и II степени на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности.

Глава 2. Порядок расчета и утверждения минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики, относящихся к централизованным и местным системам теплоснабжения

4. Минимальные показатели надежности и безопасности объектов теплоэнергетики определяются до 31 января года достижения указанных показателей.

5. Минимальные показатели надежности и безопасности объектов теплоэнергетики, определяемые количеством аварий, отказов I и II степени, приведших к снижению параметров теплоносителя от источника тепловой энергии и прекращению подачи тепловой энергии в тепловых сетях, рассчитываются исходя из фактических показателей за год, предшествующий году достижения указанных показателей.

6. Минимальный показатель надежности и безопасности для тепловых сетей, определяемый количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на единицу длины тепловой сети теплотранспортирующего субъекта в результате аварий, отказов I и II степени на тепловых сетях (P_{\min} сети), рассчитывается по формуле:

$$P_{\min \text{ сети}} = N_{\text{п сети}} / L,$$

где:

N_n сети - количество нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя за год, предшествующий году достижения указанных показателей, зафиксированное на границах раздела балансовой принадлежности сторон договора, причиной которых явились аварии, отказы I и II степени на тепловых сетях.

L - суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, километров.

7. Минимальный показатель надежности и безопасности для источника тепловой энергии, определяемый количеством случаев снижения параметров теплоносителя от температурного графика за головной задвижкой источника тепловой энергии по температуре воды, поступающей в тепловую сеть более 3% в расчете на единицу установленной тепловой мощности источника тепловой энергии в результате аварий, отказов I и II степени на источниках тепловой энергии, рассчитывается по формуле:

$$P_{\min \text{ ист}} = N_{n \text{ ист}} / M,$$

где:

$N_{n \text{ ист}}$ - количество случаев снижения параметров теплоносителя от температурного графика за головной задвижкой источника тепловой энергии по температуре воды, поступающей в тепловую сеть более 3 % за год, предшествующий году достижения указанных показателей причиной которых явились аварии, отказы I и II степени на источниках тепловой энергии.

M - суммарная установленная мощность источников тепловой энергии, Гкал/час.

8. Для расчета и утверждения минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики субъекты теплоснабжения производят учет аварий, отказов I и II степени, приведших к снижению параметров теплоносителя от температурного графика за головной задвижкой источника тепловой энергии по температуре воды, поступающей в тепловую сеть более 3 % и нарушению подачи тепловой энергии, теплоносителя потребителям, в Журнале отключений по форме, согласно приложениям 1 и 2 к настоящей Методике.

Журнал заполняется на постоянной основе в течение года строго в хронологическом порядке с фиксацией каждого случая нарушения подачи тепловой энергии, теплоносителя в соответствии с Пояснением по заполнению Журнала отключений.

9. Субъекты теплоснабжения ежегодно не позднее 15 января года достижения указанных показателей, направляет в территориальные подразделения государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю Информацию о расчете минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики и копию Журнала отключений.

10. После получения от субъектов теплоснабжения Журнала отключений и Информации о расчете минимальных показателей надежности и безопасности для

объектов теплоэнергетики территориальное подразделение государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю проводит сверку полученных данных с Журналом отключений, поступившей от субъектов теплоснабжения в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан в области теплоэнергетики.

При выявлении недостоверных данных территориальное подразделение государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю отправляют Журнал отключений и Информацию о расчете минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики на доработку и исправление в субъекты теплоснабжения с замечаниями. В течение 10 календарных дней после получения вышеуказанных документов субъекты теплоснабжения направляют Журнал отключений и Информацию о расчете минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики с исправленными данными с учетом замечаний территориального подразделения государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю.

11. Согласования и утверждение минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики производится территориальным подразделением государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю до 15 февраля года достижения указанных показателей и является обязательным к достижению для субъектов теплоснабжения. Формой завершения согласования и утверждения минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики является ответное письмо территориального подразделения государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю в субъекты теплоснабжения.

Глава 3. Порядок расчета и утверждения плановых показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики, относящихся к централизованным и местным системам теплоснабжения

12. Плановые показатели надежности и безопасности объектов теплоэнергетики устанавливаются на каждый год до 30 марта года достижения указанных показателей.

13. Плановые показатели надежности и безопасности объектов теплоэнергетики, определяемые количеством аварий, отказов I и II степени, приведших к снижению параметров теплоносителя от источника тепловой энергии и прекращению подачи тепловой энергии в тепловых сетях, рассчитываются исходя из фактических показателей за год, предшествующий году достижения указанных показателей, и планового значения протяженности тепловых сетей (мощности источников тепловой энергии), вводимых в эксплуатацию, реконструируемых и модернизируемых.

14. Плановый показатель надежности и безопасности для тепловых сетей, определяемый количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в

расчете на единицу длины тепловой сети теплотранспортирующего субъекта в результате аварий, отказов I и II степени на тепловых сетях (Р план сети), рассчитываются по формуле:

$$P \text{ план сети} = (N \text{ п сети} / L) \times (L - \sum L \text{ зам}) / L,$$

где:

N п сети - количество нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя за год, предшествующий году достижения указанных показателей, зафиксированное на границах раздела балансовой принадлежности сторон договора, причиной которых явились аварии, отказы I и II степени на тепловых сетях.

L - суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, километров;

$\sum L$ зам - суммарная протяженность реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в году достижения указанных показателей, километров.

15. Плановый показатель надежности и безопасности для источников тепловой энергии, определяемый количеством случаев снижения параметров теплоносителя от температурного графика за головной задвижкой источника тепловой энергии по температуре воды, поступающей в тепловую сеть более 3% в расчете на единицу установленной тепловой мощности источника тепловой энергии в результате аварий, отказов I и II степени на источниках тепловой энергии (Р план ист), рассчитывается по формуле:

$$P \text{ план ист} = (N \text{ п ист} / M) \times (M - \sum M \text{ зам}) / M,$$

где:

N п ист - количество случаев снижения параметров теплоносителя от температурного графика за головной задвижкой источника тепловой энергии по температуре воды, поступающей в тепловую сеть более 3 % в результате аварий, отказов I и II степени на источниках тепловой энергии за год, предшествующий году достижения указанных показателей;

$\sum M$ зам - суммарная мощность реконструируемых и модернизируемых источников тепловой энергии, вводимых в эксплуатацию в году достижения указанных показателей;

M – установленная мощность источника тепловой энергии, Гкал/час.

16. Для расчета и утверждения плановых показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики субъекты теплоснабжения производят учет аварий, отказов I и II степени, приведших к снижению параметров теплоносителя от температурного графика за головной задвижкой источника тепловой энергии по температуре воды, поступающей в тепловую сеть более 3 % и нарушению подачи тепловой энергии, теплоносителя потребителям, в Журнале отключений по форме, согласно приложениям 1 и 2 к настоящим Правилам.

Журнал заполняется на постоянной основе в течение года строго в хронологическом порядке с фиксацией каждого случая нарушения подачи тепловой энергии, теплоносителя в соответствии с Пояснением по заполнению Журнала отключений.

17. Субъекты теплоснабжения ежегодно не позднее 1 марта достижения указанных показателей, направляют в территориальные подразделения государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю Информацию о расчете плановых показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики и копию Журнала отключений.

18. После получения от субъектов теплоснабжения Журнала отключений и Информации о расчете плановых показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики территориальное подразделение государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю проводит сверку полученных данных с Журналом отключений, поступившей от субъектов теплоснабжения в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан в области теплоэнергетики.

При выявлении недостоверных данных территориальное подразделение государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю отправляет Журнал отключений и Информацию о расчете плановых показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики на доработку и исправление в субъекты теплоснабжения с замечаниями. В течение 10 календарных дней после получения вышеуказанных документов субъекты теплоснабжения направляют Журнал отключений и Информацию о расчете плановых показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики с исправленными данными с учетом замечаний территориального подразделения государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю.

19. Согласования и утверждение плановых показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики производятся территориальным подразделением государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю до 30 марта года достижения указанных показателей и является обязательным к достижению для субъектов теплоснабжения. Формой завершения согласования и утверждения плановых показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики является ответное письмо территориального подразделения государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю в субъекты теплоснабжения.

Глава 4. Порядок принятия отчета о достижении плановых и минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики, относящихся к централизованным и местным системам теплоснабжения

20. Отчет о достижении плановых и минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики направляются субъектами теплоснабжения в территориальные подразделения государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю не позднее 1 февраля года, следующего за годом, на который были установлены плановые и минимальные показатели надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики. Информация о достижении плановых и минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики публикуется в открытом доступе на официальном сайте субъектов теплоснабжения. Фактический показатель надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики является минимальным показателем надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики на следующий год.

21. При несоблюдении минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики, относящихся к централизованным и местным системам теплоснабжения в отношении субъектов теплоснабжения будут приниматься меры, предусмотренные Законом Республики Казахстан "О теплоэнергетике".

Приложение 1 к Методике
расчета и утверждения
плановых и минимальных
показателей надежности и
безопасности для объектов
теплоэнергетики, относящихся к
централизованным и местным
системам теплоснабжения
Форма,
предназначенная для сбора
административных данных

Журнал отключений теплотранспортирующего субъекта

Представляется:	в территориальное подразделение государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю
Форма, предназначенная для сбора административных данных на безвозмездной основе размещена на интернет – ресурсе:	www.gov.kz
Наименование административной формы:	Журнал отключений теплотранспортирующего субъекта
Индекс формы, предназначенной для сбора административных данных на безвозмездной основе (краткое буквенно-цифровое выражение наименования формы):	2-ЖО
Периодичность:	один раз в год
Отчетный период:	_____ год
Круг лиц, представляющих форму, предназначенную для сбора административных данных на безвозмездной основе :	теплотранспортирующие субъекты

№	Наименование теплопроизводящего субъекта	Время и дата возникновения случая снижения параметров теплоносителя от температурного графика более 3 %	Время и дата устранения случая снижения параметров теплоносителя от температурного графика более 3 %	Причина снижения параметров теплоносителя от температурного графика более 3 %	Описание причин снижения параметров теплоносителя от температурного графика более 3 %	Количество потребителей (абонентов), попавших в под снижение параметров теплоносителя от температурного графика
1	2	3	4	5	6	7
ИТОГО:						

Телефон _____

Адрес электронной почты _____

Исполнитель _____

 фамилия, имя и отчество (при его наличии) подпись, телефон

Руководитель или лицо, исполняющее его обязанности

_____ фамилия, имя и отчество (при его наличии) подпись

Приложение

к форме, предназначенной

для сбора административных

данных "Журнал отключений теплопроизводящего субъекта"

Пояснение по заполнению формы административных данных

"Журнал отключений теплопроизводящего субъекта"

(индекс: 3-ЖО, периодичность: один раз в год)

1. В Журнале отключений теплопроизводящего субъекта информация об отключении заполняется с момента возникновения и по факту устранения случая снижения параметров теплоносителя от температурного графика более 3%.

2. В графе 1 указывается порядковый номер случая снижения параметров теплоносителя от температурного графика более 3%. Указанный номер присваивается в хронологическом порядке, с соблюдением сквозного порядка нумерации с начала года.

3. В графе 2 указывается наименование теплопроизводящего субъекта.

4. В графе 3 указывается время и дата случая снижения параметров теплоносителя от температурного графика более 3%, в формате "часы.минуты и дд.мм.гггг".

5. В графе 4 указывается время и дата устранения случая снижения параметров теплоносителя от температурного графика более 3%, в формате "часы.минуты и дд.мм.гггг".

6. В графе 5 указываются причины снижения параметров теплоносителя от температурного графика более 3%.

7. В графе 6 указываются описание причин снижения параметров теплоносителя от температурного графика более 3%.

8. В графе 7 указывается количество потребителей (абонентов), попавших в под снижение параметров теплоносителя от температурного графика.

9. В итоговых строках указываются суммы количества потребителей, попавших в под снижение параметров теплоносителя от температурного графика.

Приложение 2 к приказу
Приложение 44 к приказу
Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания определения тепловых потерь в сетях

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания предназначены для определения фактических эксплуатационных тепловых потерь через тепловую изоляцию тепловых сетей и разработки на их основе нормируемых эксплуатационных тепловых потерь.

2. Фактические эксплуатационные тепловые потери устанавливаются экспериментально путем проведения тепловых испытаний сети. Целью испытаний является определение тепловых потерь различными типами прокладки и конструкциями изоляции трубопроводов, характерными для данной тепловой сети. По результатам испытаний оценивается состояние изоляции испытываемых трубопроводов в конкретных эксплуатационных условиях работы прокладок.

3. Испытаниям следует подвергать те участки сети, у которых тип прокладки и конструкция изоляции являются характерными для данной сети, что дает возможность распространить результаты испытаний на тепловую сеть в целом.

4. Определение фактических тепловых потерь через тепловую изоляцию должно производиться в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей (далее – ПТЭ), утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 11066) периодически один раз в 5 лет. При этом выявляются изменения теплотехнических свойств изоляционных конструкций вследствие старения в процессе эксплуатации, ввода новых и реконструкции действующих тепловых сетей.

5. Полученные результаты испытаний по определению фактических тепловых потерь через тепловую изоляцию являются основой для разработки энергетической характеристики тепловой сети по показателю тепловых потерь и их нормирования.

Глава 2. Проведение испытаний водяных тепловых сетей

Параграф 1. Задачи и порядок выполнения работ по проведению испытаний

6. Непосредственной задачей испытаний водяных тепловых сетей является определение фактических тепловых потерь через тепловую изоляцию принятых для испытаний участков тепловых сетей при выбранном режиме и сопоставление их с нормативными значениями тепловых потерь для тех же участков тепловой сети.

7. Перед проведением испытаний тепловых сетей должны быть выполнены работы по восстановлению нарушенной тепловой изоляции на испытываемых участках, осушению камер тепловой сети, приведению в порядок дренажей, организации стока поверхностных вод и другие.

8. Проведение испытаний водяной сети предусматривает:

анализ материалов по тепловой сети;

выбор участков сети, подлежащих испытаниям;

расчет параметров испытаний;

подготовку сети и оборудования к испытаниям;

подготовку измерительной аппаратуры;

проведение тепловых испытаний;

обработку данных, полученных при испытаниях;

сопоставление полученных при испытаниях тепловых потерь с нормативными значениями.

Параграф 2. Анализ материалов по тепловой сети

9. При подготовке к испытаниям должен быть проведен анализ схемы тепловой сети, температурных режимов ее работы, типов прокладки и конструкций тепловой изоляции, сроков службы трубопроводов, характерных случаев и причин повреждаемости, схемы, режимов работы и состава оборудования водоподогревательной установки, а также данных о техническом состоянии тепловой изоляции и конструкций прокладок в целом.

По результатам сбора и анализа материалов составляется таблица по форме согласно таблице 1 приложения 1, в которую включается характеристика тепловой сети по отдельным участкам с указанием наружного диаметра и длины труб, конструкций тепловой изоляции, типов прокладки (подземная бесканальная и в каналах, надземная), а также сроков службы (года ввода в эксплуатацию). В таблицу включаются все участки тепловых сетей, находящиеся на балансе энергопредприятия.

10. Для пересчета полученных при испытаниях результатов на различные эксплуатационные режимы работы сети и для определения температурных параметров

испытаний должны быть собраны следующие климатологические данные для того населенного пункта, в котором расположена испытываемая сеть:

Среднегодовые

$$t_{гр}^{ср.г}$$

и среднемесячные

$$t_{гр}^{ср.м}$$

температуры грунта на средней глубине заложения оси трубопроводов (для подземной прокладки);

среднегодовые

$$t_{в}^{ср.г}$$

и среднемесячные

$$t_{в}^{ср.м}$$

температуры наружного воздуха (для надземной прокладки).

Эти данные следует принимать как многолетние по материалам ближайшей к данному населенному пункту метеостанции или из справочников по климатологии.

Параграф 3. Выбор участков сети для испытаний

11. Испытаниям должны подвергаться участки тепловой сети, тип прокладки и конструкции тепловой изоляции которых являются характерными для данной сети.

Характерными считаются участки тепловых сетей, доля которых

φ

, определяемая по (1), в материальной характеристике всей сети составляет не менее 20%:

$$\varphi = \frac{M_x}{M_c} = \frac{\sum_x (d_n L)}{\sum_c (d_n L)} > 0,2, \quad (1)$$

где

$$M_x = \sum_x (d_n L) \quad \text{—}$$

материальная характеристика для подающего или обратного трубопровода сети, просуммированная по всем участкам с данным типом прокладки и конструкцией изоляции, м²;

$$M_c = \sum_c (d_n L) \quad \text{—}$$

материальная характеристика для подающего или обратного трубопровода, просуммированная по всей сети в целом, м²;

$$d_n \quad \text{—}$$

наружный диаметр труб в пределах одного участка сети (по подающей или обратной линии при равных диаметрах труб), м;

L - протяженность участка сети, м.

12. Объем испытываемых характерных участков тепловой сети, оцениваемый по материальной характеристике, определяется как реальной технической возможностью проведения испытаний, так и необходимостью получения представительных результатов, которые могут быть распространены на неиспытанные участки тепловой сети. Исходя из этого, минимальный объем испытываемых участков готовой сети по материальной характеристике должен быть не менее 20% материальной характеристики всей сети.

Проведение испытаний характерных участков в меньшем объеме допускается в исключительных случаях, когда значительная часть таких участков рассредоточена по тепловой сети и не может быть объединена в циркуляционное кольцо.

13. Испытания по определению тепловых потерь двухтрубной водяной тепловой сети необходимо проводить на циркуляционном кольце, состоящем из подающей и обратной линий с перемычкой между ними на конечном участке кольца.

Начальный участок циркуляционного кольца образуется оборудованием и трубопроводами теплоподготовительной установки (рисунок).

Циркуляционное кольцо состоит из ряда последовательно соединенных участков, различающихся, как правило, типом прокладки и конструкцией изоляции, а также диаметром трубопроводов. Рекомендуется проводить испытания на циркуляционном кольце, которое включает в себя основную магистраль тепловой сети, состоящую из труб наибольшего диаметра и максимальной протяженности от источника тепла. В конечный участок циркуляционного кольца могут быть включены участки распределительной (квартальной) сети. Все ответвления и отдельные абоненты, присоединенные к циркуляционному кольцу, на время испытаний отсоединяются от него.

14. Расход воды на всех участках циркуляционного кольца во время испытаний должен быть одинаковым и может отличаться только на величину утечки, которая должна быть минимальной и не превышать указанную в пункте 18 настоящих Методических указаний.

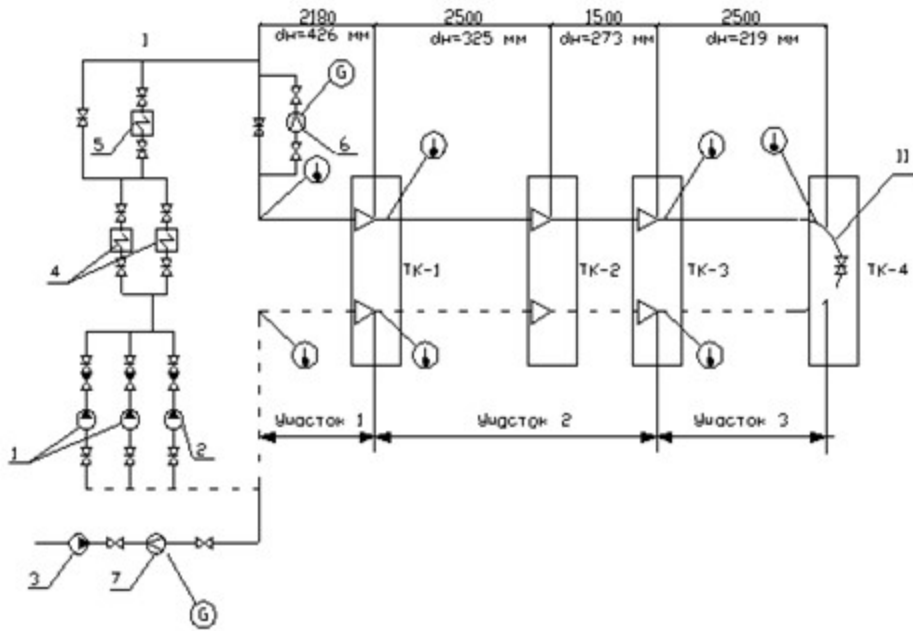


Схема испытываемого циркуляционного кольца

I - теплоподготовительная установка; II - циркуляционная перемычка; 1 - сетевые насосы; 2 - легкий насос малой подачи; 3 - подпиточный насос;

4 - основные подогреватели сетевой воды; 5 - пиковый подогреватель сетевой воды или водогрейный котел; 6 - измерительная диафрагма на подающем трубопроводе;

7 - измерительная диафрагма на подпиточной линии; ТК - тепловая камера;

— — — — —
подающий трубопровод;

— — — — —
обратный трубопровод;

— — — — —
подпиточная линия;

↓
- точка измерения температуры;

⊙
- измерительный прибор расхода.

Понижение температуры воды при этом по мере ее прохождения по циркуляционному кольцу обусловлено тепловыми потерями трубопроводов и арматуры в окружающую среду, которые могут быть определены исходя из измеренных во время испытаний расхода воды и снижения температуры.

Допускается одновременно охватывать несколько циркуляционных колец при условии обеспечения необходимым количеством средств измерений и наблюдателей в

точках наблюдения, подготовленных в соответствии с требованиями правил по технике безопасности.

Параграф 4. Определение параметров испытаний

15. Основными параметрами испытаний, определяемыми расчетным путем, являются поддерживаемые в процессе испытаний значения температуры воды в подающей линии сети на выходе из теплоподготовительной установки и расхода воды на начальном участке испытываемого циркуляционного кольца. Кроме того, определяются ожидаемые в процессе испытаний значения температуры воды в обратной линии на входе в теплоподготовительную установку и расхода подпиточной воды, а также ориентировочная продолжительность испытаний.

16. Температурный режим циркуляционного кольца во время испытаний задается исходя из следующих условий:

разность между средней температурой воды по всем участкам кольца и температурой окружающей среды во время испытаний принимается равной среднегодовому значению разности средней по подающему и обратному трубопроводу температуры воды и температуры окружающей среды по данной сети;

понижение температуры воды

$$\Delta t_{\text{н}}$$

в циркуляционном кольце за счет его тепловых потерь при испытаниях должно составлять не менее 8 и не более 20°C.

При наличии на испытываемом кольце участков с различными типами прокладки и конструкциями изоляции понижение температуры воды в кольце выбирается в соответствии с формулой:

$$\Delta t_{\text{н}} = \frac{\Delta t_{\text{мин}}}{\left(\frac{M_{\text{мин}}}{M_{\text{к.п}} + M_{\text{к.о}}} \right)_{\text{н}}}, \quad (2)$$

где

$$\Delta t_{\text{мин}} \text{ —}$$

минимально допустимое понижение температуры воды в подающей или обратной линии на участке с наименьшей материальной характеристикой, принимаемое равным 2°C из условий обеспечения требуемой точности измерений температуры;

$$\left(\frac{M_{\text{мнк}}}{M_{\text{к.п}} + M_{\text{к.о}}} \right)_{\text{н}} \text{ —}$$

отношение наименьшей материальной характеристики для подающего или обратного трубопровода участка испытываемого кольца к суммарной материальной характеристике подающего и обратного трубопроводов для всего кольца в целом.

При значении отношения

$$\left(\frac{M_{\text{мнк}}}{M_{\text{к.п}} + M_{\text{к.о}}} \right)_{\text{н}} < 0,1$$

тепловые потери на соответствующих участках испытываемого кольца, как правило, отдельно не измеряются.

Температуры воды в подающем и обратном трубопроводах испытываемого кольца на выходе из теплоподготовительной установки и на входе в нее определяются по формулам, °С:

$$t_{\text{пн}} = \frac{t_{\text{п}}^{\text{ФРГ}} + t_{\text{о}}^{\text{ФРГ}}}{2} + \frac{\Delta t_{\text{к}}}{2} + t_{\text{окрн}} - t_{\text{окр.}}^{\text{ФРГ}}; \quad (3)$$

$$t_{\text{он}} = t_{\text{пн}} - \Delta t_{\text{к}} = \frac{t_{\text{п}}^{\text{ФРГ}} + t_{\text{о}}^{\text{ФРГ}}}{2} - \frac{\Delta t_{\text{к}}}{2} + t_{\text{окрн}} - t_{\text{окр.}}^{\text{ФРГ}}. \quad (4)$$

где

$$t_{\text{п}}^{\text{ФРГ}} \text{ и } t_{\text{о}}^{\text{ФРГ}} \text{ —}$$

среднегодовые температуры воды в подающем и обратном трубопроводах испытываемой сети, °С; подсчитываются как среднеарифметические из среднемесячных температур сетевой воды, определенных по утвержденному эксплуатационному температурному графику при среднемесячных температурах наружного воздуха;

$$t_{\text{окрн}} \text{ —}$$

ожидаемая усредненная по всем участкам кольца температура окружающей среды во время испытаний, °С;

$$t_{\text{окр.}}^{\text{ФРГ}} \text{ —}$$

усредненная по тем же участкам среднегодовая температура окружающей среды, °С

При наличии в пределах испытываемого кольца участков как с подземной, так и с надземной прокладкой тепловой сети усредненные температуры окружающей среды подсчитываются соответственно по формулам, °С:

$$t_{\text{офр.н}} = \frac{t_{\text{гр.н}}^{\text{ср.м}} \cdot M_{\text{подз}} + t_{\text{в.н}}^{\text{ср.м}} \cdot M_{\text{надз}}}{M_{\text{к}}} ; (5)$$

$$t_{\text{офр.г}} = \frac{t_{\text{гр}}^{\text{ср.г}} \cdot M_{\text{подз}} + t_{\text{в}}^{\text{ср.г}} \cdot M_{\text{надз}}}{M_{\text{к}}} ; (6)$$

где

$$t_{\text{гр.н}}^{\text{ср.м}} \text{ и } t_{\text{в.н}}^{\text{ср.м}} \text{ — ,}$$

соответственно средние за месяц проведения испытаний температуры грунта на среднем уровне оси теплопроводов и наружного воздуха, °С (Приложение 3 к настоящим Методическим указаниям);

$$t_{\text{гр}}^{\text{ср.г}} \text{ и } t_{\text{в}}^{\text{ср.г}} \text{ —}$$

соответственно среднегодовые температуры грунта и наружного воздуха, °С;

$$M_{\text{подз}} \text{ и } M_{\text{надз}} \text{ —}$$

материальные характеристики для подающей или обратной линии по всем участкам соответственно подземной и надземной прокладки, расположенным в пределах испытываемого циркуляционного кольца, м²;

$$M_{\text{к}} \text{ —}$$

суммарная материальная характеристика для подающей или обратной линии по всем участкам испытываемого кольца, м².

17. Расчетный расход воды по испытываемому кольцу определяется исходя из ориентировочного значения тепловых потерь этого кольца при режиме испытаний, подсчитываемого по формуле, Вт или ккал/ч:

$$Q_{\text{н}} = \sum_{\text{подз}} [q_{\text{нн}} \cdot \beta \cdot L] + \sum_{\text{надз}} [(q_{\text{нпн}} + q_{\text{нон}}) \cdot \beta \cdot L] , (7)$$

где b - коэффициент местных потерь, учитывающий тепловые потери арматуры, опор и компенсаторов; принимается для тепловых сетей, тепловая изоляция которых запроектирована или заменена в соответствии с "Нормами проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электрических станций и сетей", СНиП 2.04.14-88 "Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов" и СНиП 2.04.14-88* "Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов" принимается равным:

для бесканальной прокладки - 1,15;

для канальной и надземной в зависимости от диаметра условного прохода трубопроводов: до 150 мм - 1,2, 150 мм и более - 1,15;

Для тепловых сетей, тепловая изоляция которых запроектирована, отремонтирована или заменена в соответствии с МСН 4.02-03-2004 "Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов" коэффициент местных потерь учитывается только для теплового потока через опоры оборудования и принимается равным 1,1 независимо от типа прокладки и диаметра трубопровода.

$q_{\text{ни}}$ —

значения удельных тепловых потерь данной тепловой сети суммарное для подающего и обратного трубопроводов каждого диаметра подземной (канальной и бесканальной) прокладки при температурном режиме испытаний, Вт/м или ккал/(м ч);

$q_{\text{нпн}}$ и $q_{\text{нон}}$ —

значения удельных тепловых потерь данной тепловой сети соответственно по подающей и обратной линиям для каждого диаметра труб надземной прокладки при температурном режиме испытаний, Вт/м или ккал/(м ч).

Значения удельных тепловых потерь для подземной и надземной прокладок определяются, исходя из норм тепловых потерь при температурном режиме и циркуляционном кольце во время испытаний по формулам, Вт/м или ккал/(м ч):

$$q_{\text{н.н.}} = q_{\text{н.}} \frac{t_{\text{н.н.}}^{\text{Ф}} + t_{\text{о.н.}}^{\text{Ф}} - 2t_{\text{гр.н.}}^{\text{Ф.М.}}}{t_{\text{п.}}^{\text{Ф.Г.}} + t_{\text{о.}}^{\text{Ф.Г.}} - 2t_{\text{гр.}}^{\text{Ф.Г.}}}; \quad (8)$$

$$q_{\text{н.п.н.}} = q_{\text{н.п.}} \frac{t_{\text{н.н.}}^{\text{Ф}} - t_{\text{в.н.}}^{\text{Ф.М.}}}{t_{\text{п.}}^{\text{Ф.Г.}} - t_{\text{в.}}^{\text{Ф.Г.}}}; \quad (9)$$

$$q_{\text{н.о.н.}} = q_{\text{н.о.}} \frac{t_{\text{о.н.}}^{\text{Ф}} - t_{\text{в.н.}}^{\text{Ф.М.}}}{t_{\text{о.}}^{\text{Ф.Г.}} - t_{\text{в.}}^{\text{Ф.Г.}}}; \quad (10)$$

где значения

$q_{\text{н.}}$, $q_{\text{н.н.}}$, и $q_{\text{н.о.}}$

принимаются по "Нормам проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электрических станций и тепловых сетей" при испытаниях участков тепловых сетей, тепловая изоляция которых выполнена в соответствии с данными Нормами, или по нормам плотности теплового потока для тепловых сетей с тепловой изоляцией, выполненной по нормам СНиП 2.04.14-88 (Приложение 2 к настоящим Методическим указаниям), при среднегодовых температурах сетевой воды и окружающей среды.

При этом следует руководствоваться следующими нормами плотности теплового потока (тепловых потерь) для водяных тепловых сетей, а также для плоских и криволинейных поверхностей, тепловая изоляция которых запроектирована, отремонтирована или заменена:

до 01.01.1990 года - по "Нормам проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электрических станций и сетей" (таблицы 1 и 2 Приложения 2 настоящих Методических указаний);

в период с 01.01.1990 года до 01.07.1998 года - в соответствии с СНиП 2.04.14-88 "Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов" (таблицы 3-7 Приложения 2 настоящих Методических указаний);

в период с 01.07.1998 года до 01.11.2005 года в соответствии с СНиП 2.04.14-88* "Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов" (таблицы 8-10 Приложения 2 настоящих Методических указаний);

после 01.11.2005 года - в соответствии с МСН 4.02-03-2004 "Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов" (таблицы 11-14 Приложения 2 настоящих Методических указаний);

При отсутствии достоверных данных следует руководствоваться нормами согласно МСН 4.02-03-2004 "Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов".

При определении нормы плотности теплового потока для тепловых сетей, выполненных из предизолированных трубопроводов надо учитывать изменение норм плотности теплового потока при применении теплоизоляционного слоя из пенополиуретана, фенольного поропласта ФЛ, полимербетона. Для этой цели введен коэффициент К2 (таблица 5 Приложение 2 настоящих Методических указаний).

Значения удельных тепловых потерь при температурах, отличающихся от нормативных, определяются путем линейной интерполяции (или экстраполяции).

Средние температуры воды при режиме испытания соответственно в подающем и обратном трубопроводах испытываемого кольца определяются по формулам, °С:

$$t_{\text{пк}}^{\text{Ф}} = t_{\text{пк}} - \frac{\Delta t_{\text{к}}}{4} = \frac{t_{\text{п}}^{\text{ФГ}} + t_{\text{о}}^{\text{ФГ}}}{2} + \frac{\Delta t_{\text{к}}}{4} + t_{\text{офрк}} - t_{\text{офр}}^{\text{ФГ}}; \quad (11)$$

$$t_{\text{ок}}^{\text{Ф}} = t_{\text{ок}} - \frac{\Delta t_{\text{к}}}{4} = \frac{t_{\text{п}}^{\text{ФГ}} + t_{\text{о}}^{\text{ФГ}}}{2} + \frac{\Delta t_{\text{к}}}{4} + t_{\text{офрк}} - t_{\text{офр}}^{\text{ФГ}} \quad (12)$$

18. Расчетный расход воды в циркуляционном кольце во время испытаний определяется по формуле, кг/с или т/ч:

$$G_{\text{к}} = \frac{Q_{\text{к}}}{c \cdot \Delta t_{\text{к}}} \cdot 10^{-3}, \quad (13)$$

где c - удельная теплоемкость сетевой воды, принимается равной 4,19 103 Дж/(кг °С) или 1 ккал/(кг °С).

Предполагаемое значение часовой подпитки сети при испытаниях принимается равным 0,5% суммарного объема трубопроводов в пределах испытываемого циркуляционного кольца.

19. Ожидаемая продолжительность пробега частиц воды по испытываемому циркуляционному кольцу определяется по формулам, ч:

при G_n в кг/с

$$\tau_k = \frac{V \cdot \rho \cdot 10^{-3}}{3,6 \cdot G_n}; \quad (14)$$

при G_n в т/ч

$$\tau_k = \frac{V \cdot \rho \cdot 10^{-3}}{G_n}, \quad (15)$$

где V - суммарный объем труб испытываемого циркуляционного кольца в пределах от выхода до входа их в теплоподготовительную установку, м³;

ρ - плотность воды в испытываемом кольце при средней температуре воды, кг/ м³.

Параграф 5. Подготовка сети и оборудования к испытаниям

20. Циркуляция воды в испытываемом кольце создается насосом небольшой подачи, в качестве которого может быть использован летний сетевой насос или другое оборудование источника тепла.

21. В качестве водоподогревательного оборудования при испытаниях должны использоваться теплообменники, обеспечивающие тепловую мощность, соответствующую расчетным потерям тепловой энергии в циркуляционном кольце, а также возможность поддержания заданной расчетной температуры на выходе из источника при относительно небольшом расходе воды при испытаниях.

22. На конечном участке испытываемого кольца для перепуска воды из подающей линии в обратную устанавливается циркуляционная перемычка, рассчитанная на потери напора в ней 1-2 м.

Для перепуска воды из подающей линии в обратную могут быть использованы также элеваторные перемычки вводов, расположенных за конечным участком испытываемого кольца. Сопла элеваторов при этом должны быть удалены.

23. Непосредственно перед началом испытаний все ответвления, не подвергающиеся испытаниям, перемычки между подающим и обратным трубопроводами, а также при необходимости тепловые вводы потребителей сети, кроме используемых в качестве перемычек за конечным участком, должны быть отключены от испытываемого кольца. Плотность отключения должна быть тщательно проверена.

Параграф 6. Подготовка измерительной аппаратуры

24. При тепловых испытаниях сети подлежат измерению: расход воды, циркулирующей по испытываемому кольцу, расход подпиточной воды и температура воды в точках наблюдения.

Кроме того, должно контролироваться давление в обратной линии испытываемого кольца на входе ее в теплоподготовительную установку.

25. Расходы сетевой и подпиточной воды, как правило, измеряются посредством сужающих устройств (измерительных диафрагм), установленных на подающей или обратной линии, а также на подпиточной линии. К измерительным диафрагмам должны быть присоединены расходомеры переменного перепада давлений.

Измерительные диафрагмы должны быть рассчитаны на расходы сетевой и подпиточной воды, которые были выявлены при определении параметров испытаний.

Расчет и установка новых диафрагм должны производиться согласно "Правилам измерения расхода жидкостей, газов и паров стандартными диафрагмами и соплами" (РД 50-213-80).

Допускается использовать иные средства измерения расхода, имеющие действующий сертификат о калибровке.

26. Температура воды в испытываемом циркуляционном кольце должна измеряться отдельно по подающей и обратной линиям и точках, расположенных на границах участков, определенных в соответствии с пунктом 14 настоящих Методических указаний. В конечной точке испытываемого кольца в месте установки циркуляционной переключки устанавливается один термометр.

Термометр на обратном трубопроводе в теплоподготовительной установке размещается до точки врезки подпиточного трубопровода по ходу воды.

Температура воды, а также температура наружного воздуха во время испытаний измеряется лабораторными термометрами с ценой деления $0,1^{\circ}\text{C}$.

27. Все применяемые при испытаниях средства измерения должны быть проверены в соответствии с действующими положениями.

Параграф 7. Составление технической и рабочей программ испытаний

Перед проведением испытаний составляются техническая и рабочая программы испытаний.

28. Техническая программа испытаний:

наименование объекта, цель испытаний и их объем;

перечень подготовительных работ и сроки их проведения;

условия проведения испытаний;

этапы проведения испытаний, их последовательность и ожидаемая продолжительность каждого этапа и испытаний в целом;

режим работы оборудования источника тепла, испытываемых участков и связанных с ними тепловых сетей на каждом этапе, расчетные параметры, их допустимые отклонения и предельные значения параметров;

режим работы оборудования источника тепла и тепловой сети после окончания испытаний;

требования техники безопасности при проведении испытаний;

перечень лиц, ответственных за подготовку и проведение испытаний;

перечень лиц, согласовывающих техническую программу,

29. Рабочая программа испытаний:

перечень работ, выполняемых непосредственно перед испытаниями (подготовка оборудования, сборка схемы на источнике тепла и по сети, установка средств измерений, подготовка системы связи и сигнализации и другие), данные, по исходному состоянию оборудования;

перечень мероприятия по подготовке наблюдателей, включая проведение инструктажа по ведению измерений и действиям при отклонениях от режима и неисправностях средств измерений; проведение инструктажа по технике безопасности при испытаниях;

перечень организаций и должностных лиц, ответственных за техническую и оперативную части испытаний;

перечень организаций и лиц, согласовывающих рабочую программу испытаний;

перечень и последовательность технологических операций по подготовке и проведению режимов испытаний;

график проведения испытаний (время начала и окончания каждого этапа и испытаний в целом);

указания о возможной корректировке графика испытаний (перерывов, повторение режимов, прекращение испытаний и другие) по промежуточным результатам испытаний;

указания о режиме работы оборудования после завершения испытаний;

требования техники безопасности при проведении испытаний;

перечень лиц, ответственных за обеспечение и проведение испытаний;

необходимые схемы, чертежи, графики.

Параграф 8. Проведение тепловых испытаний

30. Осуществление разработанных гидравлических и температурных режимов испытаний производится в следующем порядке:

включаются расходомеры на линиях сетевой и подпиточной воды и устанавливаются термометры на циркуляционной перемычке конечного участка кольца, на выходе трубопроводов из теплоподготовительной установки и на входе в нее;

устанавливается определенный расчетом расход воды по циркуляционному кольцу, который поддерживается постоянным в течение всего периода испытаний;

устанавливается давление в обратной линии испытываемого кольца на входе ее в теплоподготовительную установку;

устанавливается температура

$t_{пк}$

воды в подающей линии испытываемого кольца на выходе из теплоподготовительной установки, определенная по формуле (3).

31. Отклонение расхода сетевой воды в циркуляционном кольце не должно превышать $\pm 2\%$ от расчетного значения.

Температура воды в подающей линии должна поддерживаться постоянной с точностью $\pm 0,5^\circ\text{C}$.

32. Определение тепловых потерь при подземной прокладке сетей производится при установившемся тепловом состоянии, что достигается путем стабилизации температурного поля в окружающем теплопроводы грунте, при заданном режиме испытаний.

Продолжительность достижения установившегося теплового состояния испытываемого кольца зависит от исходного состояния и температурного режима работы сети до испытаний и обычно находится в пределах (2÷8)

t_k

, где

t_k

определяется по формуле (15).

Показателем достижения установившегося теплового состояния грунта на испытываемом кольце является постоянство температуры воды в обратной линии кольца на входе в теплоподготовительную установку в течение 4 часов.

Во время прогрева грунта измеряются расходы циркулирующей и подпиточной воды, температура сетевой воды на входе в теплоподготовительную установку и выходе из нее и на перемычке конечного участка испытываемого кольца. Результаты измерений фиксируются одновременно через каждые 30 минут.

Продолжительность периода достижения установившегося теплового состояния кольца существенно сокращается, если перед испытанием горячее водоснабжение присоединенных к испытываемой магистрали потребителей осуществлялось при температуре воды в подающей линии, близкой к температуре испытаний

$t_{пк}$

33. Начиная с момента достижения установившегося теплового состояния во всех намеченных точках наблюдения устанавливаются термометры и измеряется

температура воды. Запись показаний термометров и расходомеров ведется одновременно с интервалом 10 минут. Продолжительность основного режима испытаний должна составлять не менее

$$\bar{t}_x$$

+ (8÷10) часов.

34. На заключительном этапе испытаний методом "температурной волны" уточняется

$$\bar{t}_x$$

воды по циркуляционному кольцу, предварительно определенная по формуле (15). На этом этапе температура воды в подающей линии за 20-40 минут повышается на 10-20°C по сравнению со значением

$$t_{пн}$$

и поддерживается постоянной на этом уровне в течение 1 часа. Затем с той же скоростью температура воды понижается до значения , которое и поддерживается до конца испытаний.

Расход воды при режиме "температурной волны" остается неизменным. Прохождение "температурной волны" по испытываемому кольцу фиксируется с интервалом 10 минут во всех точках наблюдения, что дает возможность определить фактическую продолжительность пробега частиц воды, но каждому участку испытываемого кольца.

Испытания считаются законченными после того, как "температурная волна" будет отмечена в обратной линии кольца на входе в теплоподготовительную установку.

35. Суммарная продолжительность основного режима испытаний и периода пробега "температурной волны" составляет 2

$$\bar{t}_x$$

+ (10÷12) ч.

9-параграф. Обработка результатов испытаний

36. В результате испытаний определяются тепловые потери для каждого из участков испытываемого кольца отдельно по подающей и обратной линиям.

37. Для выявления периода, в течение которого температурный режим испытаний был наиболее близок к установившемуся, необходимо построить по всем точкам измерений график изменения температуры.

По каждому наблюдательному пункту должны быть усреднены значения температуры воды, полученные при 20-30 последовательных измерениях в тот период, когда режим испытаний был наиболее близок к установившемуся. За этот же период усредняются значения расходов сетевой и подпиточной воды.

Усредняемые значения температуры должны быть смещены по времени на фактическую продолжительность пробега воды между точками измерения, определенную методом "температурной волны".

38. Тепловые потери по подающему и обратному трубопроводам для каждого из участков испытываемого кольца определяются по формулам, Вт или ккал/ч:

$$Q_{\text{пк}} = c(G_c - \frac{G_{\text{п}}}{4})(t_{\text{п}}^{\text{н}} - t_{\text{п}}^{\text{к}}) \cdot 10^3 ; (16)$$

$$Q_{\text{ок}} = c(G_c - \frac{3G_{\text{п}}}{4})(t_{\text{о}}^{\text{н}} - t_{\text{о}}^{\text{к}}) \cdot 10^3 , (17)$$

где

$$G_{c3/4} \text{ —}$$

усредненный расход сетевой воды в подающей линии на выходе из теплоподготовительной установки, кг/с (т/ч);

$$G_{\text{п}3/4} \text{ —}$$

усредненный расход подпиточной воды, кг/с (т/ч);

$$t_{\text{п}}^{\text{н}} \text{ и } t_{\text{п}}^{\text{к}} \text{ —}$$

усредненные температуры воды в начале и конце подающего трубопровода на участке, °С;

$$t_{\text{о}}^{\text{н}} \text{ и } t_{\text{о}}^{\text{к}} \text{ —}$$

усреднение температуры воды в начале и конце обратного трубопровода на участке, °С

39. При наличии на испытанном участке циркуляционного кольца отрезков трубопровода с другими типами прокладок или конструкциями изоляции незначительной протяженности, на которых температурный перепад не измеряется, обработка результатов испытаний такого участка производится следующим образом:

по формулам (16) и (17) определяются фактические тепловые потери по подающей и обратной линиям на испытанном участке, включающем нехарактерные отрезки трубопровода;

для каждого нехарактерного отрезка рассчитываются средние температуры воды по подающему и обратному трубопроводам, °С:

$$(t_{\text{пн}}^{\text{ср}})' = t_{\text{п}}^{\text{н}} - (t_{\text{п}}^{\text{н}} - t_{\text{п}}^{\text{к}}) \frac{M_{\text{пнн}} + 0,5M_{\text{пстр}}}{M_{\text{пуч}}} ; (18)$$

$$(t_{\text{он}}^{\text{ср}})' = t_{\text{о}}^{\text{к}} + (t_{\text{о}}^{\text{н}} - t_{\text{о}}^{\text{к}}) \frac{M_{\text{онн}} + 0,5M_{\text{остр}}}{M_{\text{оуч}}} , (19)$$

где

$$M_{\text{пуч}} \text{ и } M_{\text{оуч}} \text{ —}$$

материальные характеристики соответственно подающего и обратного трубопроводов на всем испытанном участке циркуляционного кольца, м²;

$$M_{\text{пнн}} \text{ и } M_{\text{онн}} \text{ —}$$

материальные характеристики соответственно подающего и обратного трубопроводов части участка циркуляционного кольца от начала участка до места расположения нехарактерного отрезка, м²;

$$M_{\text{пстр}} \text{ и } M_{\text{остр}} \text{ —}$$

материальные характеристики соответственно подающего и обратного трубопроводов нехарактерного отрезка, м².

По методу, указанному в пункте 17 настоящих Методических указаний, определяются приближенные тепловые потери нехарактерного отрезка трубопровода при температурном режиме испытаний; при этом L - длина нехарактерного отрезка (м), а значения

$$q_{\text{пн}} , q_{\text{пнп}} \text{ и } q_{\text{он}} \text{ —}$$

находятся по температурам

$$(t_{\text{пн}}^{\text{ср}})' , (t_{\text{он}}^{\text{ср}})' ,$$

и средним за время испытаний температурам грунта и окружающего воздуха.

Фактические тепловые потери по основной части испытанного участка циркуляционного кольца, используемые для дальнейших расчетов, определяются как разность тепловых потерь по каждому из трубопроводов по формулам (16), (17) и на нехарактерных отрезках трубопроводов.

Параграф 10. Оценка и использование результатов определения тепловых потерь

40. Полученные по результатам испытаний фактические тепловые потери, пересчитанные на среднегодовые температурные условия работы тепловой сети, используются как основа для последующего нормирования тепловых потерь тепловыми сетями субъекту теплоснабжения на пятилетний период, а также для оценки изменения теплотехнических свойств теплоизоляционных конструкций и технического состояния тепловых сетей в целом.

41. Оценка фактических тепловых потерь для среднегодовых условий производится путем их сопоставления с соответствующими значениями тепловых потерь, определенных по Нормам, приведенных в приложении 2 к настоящим Методическим указаниям.

42. Пересчет фактических тепловых потерь для всех испытанных участков тепловой сети на среднегодовые условия ее работы производится по формулам, Вт или ккал/ч:

для участков подземной прокладки, суммарно по подающему и обратному трубопроводам

$$Q_{\text{нпк}}^{\text{фг}} = \frac{Q_{\text{пк}}(t_{\text{п}}^{\text{фг}} - t_{\text{гр}}^{\text{фг}}) + Q_{\text{ок}}(t_{\text{о}}^{\text{фг}} - t_{\text{гр}}^{\text{фг}})}{\frac{1}{4}(t_{\text{п}}^{\text{н}} + t_{\text{п}}^{\text{к}} + t_{\text{о}}^{\text{н}} + t_{\text{о}}^{\text{к}}) - t_{\text{грк}}} ; (20)$$

для участков надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам

$$Q_{\text{нпк}}^{\text{фг}} = \frac{Q_{\text{пк}}(t_{\text{п}}^{\text{фг}} - t_{\text{в}}^{\text{фг}})}{\frac{1}{2}(t_{\text{п}}^{\text{н}} + t_{\text{п}}^{\text{к}}) - t_{\text{вк}}} ; (21)$$

$$Q_{\text{нок}}^{\text{фг}} = \frac{Q_{\text{ок}}(t_{\text{о}}^{\text{фг}} - t_{\text{в}}^{\text{фг}})}{\frac{1}{2}(t_{\text{о}}^{\text{н}} + t_{\text{о}}^{\text{к}}) - t_{\text{вк}}} , (22)$$

где

$$t_{\text{грк}} \text{ и } t_{\text{вк}} \text{ —}$$

температура грунта и окружающего воздуха, средняя за время испытаний, °С.

43. Значения среднегодовых тепловых потерь по нормам для испытанных участков данной тепловой сети определяются по формулам, Вт или ккал/ч:

для участков подземной прокладки

$$Q_{\text{н}}^{\text{ФГ}} = \sum \beta q_{\text{н}} L; \quad (23)$$

для участков надземной прокладки

$$Q_{\text{м}}^{\text{ФГ}} = \sum \beta q_{\text{м}} L; \quad (24)$$

$$Q_{\text{о}}^{\text{ФГ}} = \sum \beta q_{\text{о}} L, \quad (25)$$

где значения

$q_{\text{н}}, q_{\text{нп}}, q_{\text{н.оп}}, b$

определяются согласно пункту 17 настоящих Методических указаний.

44. Соотношения фактических и определенных по нормам тепловых потерь определяются по формулам:

для участков подземной прокладки

$$K = \frac{Q_{\text{нн}}^{\text{ФГ}}}{Q_{\text{н}}^{\text{ФГ}}}; \quad (26)$$

для участков надземной прокладки

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{нпн}}^{\text{ФГ}}}{Q_{\text{нп}}^{\text{ФГ}}}; \quad (27)$$

$$K_{\text{о}} = \frac{Q_{\text{н.он}}^{\text{ФГ}}}{Q_{\text{н.о}}^{\text{ФГ}}}. \quad (28)$$

45. При анализе результатов испытаний необходимо иметь в виду следующее:

соотношения K показывают, на какое значение фактические тепловые потери отличаются от соответствующих потерь, определенных по нормам проектирования тепловой изоляции для различных видов прокладки. Так как нормативными документами не предусматривается определение тепловых потерь и их соответствие нормам при вводе тепловых сетей в эксплуатацию, то изменение технического состояния теплоизоляционной конструкции в процессе эксплуатации определяется динамикой изменения фактических тепловых потерь при регулярном проведении испытаний с установленной ПТЭ периодичностью;

одинаковые значения соотношений K по видам прокладки (подземной и надземной) отражают различное техническое состояние теплоизоляционных конструкций. Для подземных прокладок меньше диапазон изменения коэффициентов K при ухудшении

теплотехнических свойств изоляции, а также как правило, ниже абсолютные значения K , чем для надземной прокладки;

значения соотношений K для тепловых сетей, изоляция которых выполнена по ранее действовавшим нормам тепловых потерь и по которым спроектировано большинство действующих сетей, ниже из-за более высоких абсолютных значений удельных тепловых потерь, чем для тепловых сетей с изоляцией по нормам СНиП 2.04.14-88* и МСН 4.02-03-2004.

46. Определение эксплуатационных нормируемых тепловых потерь всей сетью на основании анализа результатов испытаний на предстоящий период, а также сопоставление фактических и нормативных эксплуатационных тепловых потерь за прошедший период должно осуществляться в соответствии с методическими указаниями по составлению энергетической характеристики тепловых сетей по показателю тепловых потерь. (согласно актуальным нормативным правовым актам Республики Казахстан, СТ РК и ГОСТ).

Глава 3. Определение тепловых потерь при наличии приборов учета у потребителей

47. В современных условиях в большинстве централизованных систем теплоснабжения найдется несколько десятков потребителей, имеющих приборы учета. С их помощью можно определить параметр, характеризующий тепловые потери в сети ($q_{\text{потерь}}$ - средние для системы потери теплоты одним м³ теплоносителя на одном километре двухтрубной теплосети).

48. Используя возможности архивов тепловычислителей, определяются для каждого потребителя, имеющего приборы учета теплоты, средние за месяц (или любой другой период времени) температуры воды в подающем трубопроводе и расход воды в подающем трубопроводе.

49. Аналогично на источнике теплоты определяются средние за тот же период времени

$$T_{\text{пр}}^{\text{ист}} \text{ и } G_{\text{пр}}^{\text{ист}}.$$

50. Средние теплотопотери через изоляцию подающего трубопровода, отнесенные к i -му потребителю

$$Q_{\text{п.под}}^i = \frac{(T_{\text{под}}^{\text{ист}} - T_{\text{под}}^i) \cdot G_{\text{под}}^i}{1000}, \text{ Гкал/ч (29)}$$

где,

$$T_{\text{под}}^i \text{ и } G_{\text{под}}^i -$$

температура и расход теплоносителя в подающем трубопроводе по показанию прибора учета, °С;

$T_{\text{под-ист}}$

температура теплоносителя в подающем трубопроводе на выходе из источника тепла, °С.

51. Суммарные тепловые потери в подающих трубопроводах потребителей, имеющих приборы учета:

$$Q_{\text{п.под.}}^{\text{пр}} = \sum Q_{\text{п.под.}}^i \quad (30)$$

52. Средние удельные тепловые потери сети в подающих трубопроводах

$$q_{\text{п.под.}} = \frac{Q_{\text{п.под.}}^{\text{пр}}}{\sum (G_{\text{под.}}^i \cdot l^i)}, \quad (31)$$

где: l^i - наименьшее расстояние по сети от источника теплоты до i -го потребителя.

53. Определяется расход теплоносителя для потребителей, не имеющих приборов учета теплоты:

а) для закрытых систем

$$G_{\text{под}}^{\text{без пр}} = G_{\text{пр}}^{\text{ист}} - \sum G_{\text{под.}}^i - \frac{G_{\text{ут}}^{\text{ист}}}{2} \quad (32)$$

где

$G_{\text{ут}}^{\text{ист}}$

-среднечасовая подпитка теплосети на теплоисточнике за анализируемый период;

б) для открытых систем

$$G_{\text{под}}^{\text{без пр}} = G_{\text{под}}^{\text{ист}} - \sum G_{\text{под.}}^i - \frac{G_{\text{подп.н.}}^{\text{ист}} - \sum G_{\text{потр.н.}}^i}{2} \quad (33)$$

где,

$G_{\text{подп.н.}}^{\text{ист}}$

-среднечасовая подпитка теплосети на теплоисточнике в ночное время;

$G_{\text{потр.н.}}^i$

-среднечасовое потребление теплоносителя у i -потребителя в ночное время.

Промышленные потребители, круглосуточно потребляющие теплоноситель, как правило, имеют приборы учета теплоты.

54. Расход теплоносителя в подающем трубопроводе для каждого j -потребителя, не имеющего приборов учета теплоты,

 $G_{\text{под}}^j$

определяется путем распределения

 $G_{\text{под}}^{\text{без пр.}}$

по потребителям пропорционально среднечасовой подключенной нагрузке.

55. Средние теплотери через изоляцию подающего трубопровода, отнесенные к j -потребителю

$$Q_{\text{п.под}}^j = q_{\text{п.под}} \cdot G_{\text{под}}^j \cdot l^j \quad (34)$$

где, l^j . наименьшее расстояние по сети от источника теплоты до j -потребителя.

56. Суммарные тепловые потери в подающих трубопроводах потребителей, не имеющих приборов учета

$$Q_{\text{п.под}}^{\text{без пр}} = \sum Q_{\text{п.под}}^j \quad (35)$$

суммарные тепловые потери во всех подающих трубопроводах системы

$$Q_{\text{п.под}} = Q_{\text{п.под}}^{\text{пр}} + Q_{\text{п.под}}^{\text{без пр}} \quad (36)$$

57. Потери в обратных трубопроводах рассчитываются по тому соотношению, которое определяется для данной системы при расчете нормативных теплотерь

$$Q_{\text{п.обр}} = Q_{\text{п.под}} \cdot \frac{Q_{\text{п.обр}}^{\text{н}}}{Q_{\text{п.под}}^{\text{н}}} \quad (37)$$

58. Общие теплотери системы централизованного теплоснабжения через изоляцию трубопроводов, определенные по результатам приборного учета

$$Q_{п.изол} = Q_{п.под} + Q_{п.обр.} \quad (38)$$

Конечно, чем больше приборов учета теплоты установлено в системе, тем выше точность учета тепловых потерь. Но фактически, даже при наличии 10 % необходимых приборов, точность определения потерь становится сопоставимой с фактической точностью приборов. И при любых условиях точность прямых измерений теплотерь с помощью стационарно установленных приборов выше точности определения потерь системы по летним испытаниям отдельного трубопровода.

Глава 4. Стимулирование снижения температуры обратной сетевой воды

59. При наличии двухпоточного теплосчетчика могут быть измерены приведенные к конкретному потребителю потери в обратном трубопроводе

$$Q_{п.обр.}^i = \frac{(T_{обр.}^i - T_{обр.}^{ист.}) \cdot G_{обр.}^i}{1000} \quad (39)$$

где: $T_{обр.}^i$ - средняя температура сетевой воды, возвращаемой от i-потребителя;

$T_{обр.}^{ист.}$ - средняя температура обратной сетевой воды, возвращаемой на теплоисточник;

$G_{обр.}^i$ - средний расход теплоносителя, возвращаемого от i-потребителя.

60. При закрытой системе теплоснабжения можно считать, что

$$G_{пр}^i = G_{обр.}^i,$$

тогда можно при вычислении пользоваться данными однопоточного теплосчетчика.

В реальных условиях $Q_{п.обр}$ может оказаться и отрицательной величиной, когда температура воды, возвращаемой от конкретного потребителя, оказывается ниже средней температуры сетевой воды, возвращаемой на источник.

Приложение 1 к методическим
указаниям определения
тепловых потерь в сетях

Формы таблиц исходных данных и результатов испытаний

Таблица 1

Материальная характеристика водяных тепловых сетей на балансе энергопредприятия

	Т и п прокладки,		Наружный диаметр			Д о л я материальной характеристи ки по типу
--	---------------------	--	---------------------	--	--	---

Участок сети	конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	d_k , м	Длина участка L, м	Материальная характеристика M, м2	прокладки и ли конструкции и изоляции
1						
2						
3...						

Таблица 2

Материальная характеристика испытываемых участков тепловой сети

Участок сети	Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Наружный диаметр d_k , м	Длина участка L, м	Объем трубопровода V, м3	Материальная характеристика M, м2
1					
2					
3...					

Таблица 3

Среднемесячные и среднегодовые температуры окружающей среды и сетевой воды

Месяц, год	Температура, °С		Температура сетевой воды в трубопроводах, °С	
	грунта на средней глубине залегания $t_{г}$	наружного воздуха $t_{в}$	подающем $t_{п}$	обратном $t_{о}$
1				
2				
3...				

Таблица 4

Расчет потерь тепла на испытанных участках тепловой сети

Участок сети	Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Расход сетевой и подпиточной воды, кг/с (т/ч)		Температура воды в начале и конце участка, °С		Температура окружающей среды при испытаниях, °С	Фактически е тепловые потери Q_k , Вт (ккал/ч)
		G_c	$G_{п}$	$t_{н}$	$t_{к}$		
1							
2							
3...							

Таблица 5

Результаты сопоставления тепловых потерь

Участок сети	Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Фактические тепловые потери, приведенные, к среднегодовым условиям $Q_{\text{ф}}^{\text{ср г}}$, Вт (ккал/ч)	Определенные по нормам тепловые потери, приведенные к среднегодовым условиям $Q_{\text{н}}^{\text{ср г}}$, Вт (ккал/ч)	Соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь К
1				
2				
3...				

Приложение 2 к методическим указаниям определения тепловых потерь в сетях

Справочные материалы

Таблица 1

Нормы плотности теплового потока изолированными водяными теплопроводами, расположенными в непроходных каналах и при бесканальной прокладке (с расчетной среднегодовой температурой грунта +5°C на глубине заложения теплопроводов)

Наружный диаметр труб $d_{\text{н}}$, мм	Нормы плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м ч)]			
	обратного теплопровода при средней температуре воды ($t_{\text{ср г}}$) =50.°C)	двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта 52,5°C ($t_{\text{ср г}}$) =65 °C)	двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта 65°C ($t_{\text{ср г}}$) =90 °C)	двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта 75°C ($t_{\text{ср г}}$) =110 °C)
32	23 (19,8)	52 (44,8)	60 (51,7)	67 (57,8)
57	29 (25)	65 (56)	75 (64,7)	84 (72,4)
76	34 (29,3)	75 (64,7)	86 (74,1)	95 (81,9)
89	36 (31)	80 (69)	93 (80,2)	102 (87,9)
108	40 (34,5)	88 (75,9)	102 (87,9)	111 (95,7)
159	49 (42,2)	109 (94)	124 (106,9)	136 (117,2)
219	59 (50,9)	131 (112,9)	151 (130,2)	165 (142,2)
273	70 (60,3)	154 (132,7)	174 (150)	190 (163,8)
325	79 (68,1)	173 (149,1)	195 (168,1)	212 (182,7)
377	88 (75,9)	191 (164,6)*	212 (182,7)	234 (201,7)
426	95 (81,9)	209 (180,2)*	235 (202,6)	254 (218,9)
478	106 (91,4)	230 (198,3)*	259 (223,3)	280 (241,4)
529	117 (100,9)	251 (216,4)*	282 (243,1)	303 (261,2)

630	133 (114,6)	286 (246,5)*	321 (276,7)	345 (297,4)
720	145 (125)	316 (272,4)*	355 (306)	379 (326,7)
820	164 (141,4)	354 (305,1)*	396 (341,4)	423 (364,6)
920	180 (155,2)	387 (333,6)*	433 (373,2)	463 (399,1)
1020	198 (170,7)	426 (367,2)*	475 (409,5)	506 (436,2)
1220	233 (200,8)	499 (430,1)	561 (483,6)	591 (509,4)
1420	265 (228,4)	568 (489,6)	644 (555,1)	675 (581,8)

Примечания: 1. Отмеченные знаком "*" значения удельных тепловых потерь приведены как оценочные из-за отсутствия в Нормах соответствующих значений удельных тепловых потерь для подающего трубопровода.

2. Удельные тепловые потери для диаметров 1220 и 1420 мм из-за их отсутствия в Нормах определены методом экстраполяции и приведены как рекомендуемые значения.

Таблица 2

Нормы плотности теплового потока одним изолированным водяным теплопроводом при надземной прокладке с расчетной среднегодовой температурой наружного воздуха +5°C

Наружный диаметр труб d_n , мм	Нормы плотности теплового потока, Вт/м [ккал / (м ч)]			
	Разность среднегодовой температуры сетевой воды в подающем или обратном трубопроводах и наружного воздуха, °C			
	45	70	95	120
32	17 (14,7)	27 (23,3)	36 (31)	44 (37,9)
49	21 (18,1)	31 (26,7)	42 (36,2)	52 (44,8)
57	24 (20,7)	35 (30,2)	46 (39,7)	57 (49,1)
76	29 (25)	41 (35,3)	52 (44,8)	64 (55,2)
82	32 (27,6)	44 (37,9)	58 (50)	70 (60,3)
108	36 (31)	50 (43,1)	64 (55,2)	78 (67,2)
133	41 (35,3)	56 (48,3)	70 (60,3)	86 (74,1)
159	44 (37,9)	58 (50)	75 (64,7)	93 (80,2)
194	49 (42,2)	67 (57,8)	85 (73,3)	102 (87,9)
219	53 (45,7)	70 (60,3)	90 (77,6)	110 (94,8)
273	61 (52,6)	81 (69,8)	101 (87,1)	124 (106,9)
325	70 (60,3)	93 (80,2)	116 (100)	139 (119,8)
377	82 (70,7)	108 (93,1)	132 (113,8)	157 (135,3)
426	95 (81,9)	122 (105,2)	148 (127,6)	174 (150)
478	103 (88,8)	131 (112,9)	158 (136,2)	186 (160,3)
529	110 (94,8)	139 (119,8)	168 (144,8)	197 (169,8)
630	121 (104,3)	154 (132,7)	186 (160,3)	220 (189,6)
720	133 (114,6)	168 (144,8)	204 (175,8)	239 (206)
820	157 (135,3)	195 (168,1)	232 (200)	270 (232,7)
920	180 (155,2)	220 (189,6)	261 (224,9)	302 (260,3)
1020	209 (180,2)	255 (219,8)	296 (255,2)	339 (292,2)

1420	267 (230,2)	325 (280,2)	377 (325)	441 (380,1)
------	-------------	-------------	-----------	-------------

Таблица 3

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность трубопроводов двухтрубных водяных тепловых сетей при прокладке в непроходных каналах, Вт/м [ккал / (м ч)]

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 и менее					
	Трубопровод					
	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный
	Среднегодовая температура теплоносителя, °С					
	65	50	90	50	110	50
25	18(15,5)	12(10,3)	26(22,4)	11(9,5)	31 (26,7)	10(8,6)
30	19(16,4)	13(11,2)	27(23,3)	12(10,3)	33 (28,4)	11(9,5)
40	21(18,1)	14(12,1)	29(25,0)	13(11,2)	36(31,0)	12(10,3)
50	22(19,0)	15(12,9)	33(28,4)	14(12,1)	40(34,5)	13(11,2)
65	27 (23,3)	19(16,4)	38(32,8)	16(13,8)	47 (40,5)	14(12,1)
80	29 (25,0)	20(17,2)	41 (35,3)	17(14,7)	51 (44,0)	15 (12,9)
100	33 (28,4)	22(19,0)	46(39,7)	19 (16,4)	57 (49,1)	17 (14,7)
125	34(29,3)	23 (19,8)	49(42,2)	20(17,2)	61 (52,6)	18(15,5)
150	38(32,8)	26 (26,4)	54(46,5)	22(19,0)	65 (56,0)	19(16,4)
200	48(41,4)	31 (26,7)	66(56,9)	26 (22,4)	83(71,5)	23(19,8)
250	54 (46,5)	35 (30,2)	76(65,5)	29 (25,0)	93 (80,2)	25(21,6)
300	62(53,4)	40(34,5)	87(75,0)	32 (27,6)	103 (88,8)	28 (24,1)
350	68(58,6)	44(37,9)	93 (80,2)	34 (29,3)	117(100,9)	29(25,0)
400	76(65,5)	47 (40,5)	109 (94,0)	37 (31,9)	123 (106,0)	30(25,9)
450	77 (66,4)	49(42,2)	112(96,5)	39(33,6)	135(116,4)	32(27,6)
500	88 (75,9)	54(46,5)	126(108,6)	43 (37,1)	167 (144,0)	33(28,4)
600	98 (84,5)	58(50,0)	140(120,7)	45(38,8)	171 (147,4)	35 (30,2)
700	107 (92,2)	63(54,3)	163(140,5)	47 (40,5)	185(159,5)	38 (32,8)
800	130(112,1)	72(62,1)	181 (156,0)	48 (41,4)	213 (183,6)	42(36,2)
910	138(119,0)	75 (64,7)	190(163,8)	57 (49,1)	234(201,7)	44 (37,9)
1000	152(131,0)	78(67,2)	199(171,5)	59(50,9)	249(214,6)	49(42,2)
1200	185(159,5)	86 (74,1)	257(221,5)	66(56,9)	300 (258,6)	54(46,5)
1400	204(175,8)	90(77,54)	284 (244,8)	69 (59,47)	322 (276,9)	58 (49,88)

Продолжение таблицы

При числе часов работы в год более 5000					
Трубопровод					
подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный
Среднегодовая температура теплоносителя, °С					
65	50	90	50	110	50
16(13,8)	11(9,5)	23 (19,8)	10(8,6)	28 (24,1)	9 (7,8)

17 (14,7)	12(10,3)	24(20,7)	11(9,5)	30 (25,9)	10(8,6)
18(15,5)	13(11,2)	26 (22,4)	12(10,3)	32 (27,6)	11(9,5)
20(17,2)	14(12,1)	28(24,1)	13(11,3)	35 (30,2)	12(10,3)
23(19,8)	16(13,8)	34(29,3)	15(13,9)	40(34,5)	13(11,2)
25 (21,6)	17(14,7)	36(31,0)	16(13,8)	44 (37,9)	14(12,1)
28(24,1)	19(16,4)	41 (35,3)	17 (14,7)	48 (41,4)	15(12,9)
31 (26,7)	21(18,1)	42(36,2)	18(15,5)	50(43,1)	16(13,8)
32 (27,6)	22(19,0)	44 (37,9)	19(16,4)	55 (47,4)	17(14,7)
39 (33,6)	27(23,3)	54(46,5)	22(19,0)	68 (58,6)	21 (18,1)
45 (38,8)	30(25,9)	64(55,2)	25 (21,6)	77 (66,4)	23 (19,8)
50(43,1)	33(28,4)	70(60,3)	28 (24,1)	84(72,4)	25(21,6)
55 (47,4)	37 (31,9)	75 (64,7)	30 (25,9)	94 (81,0)	26(22,4)
58(50,0)	38 (32,8)	82 (70,7)	33 (28,4)	101 (87,1)	28(24,1)
67(57,8)	43 (37,1)	93 (80,2)	36(31,0)	107 (92,2)	29(25,0)
68 (58,6)	44(37,9)	98(84,5)	38(32,8)	117(100,9)	32(27,6)
79(68,1)	50(43,1)	109(94,0)	41 (35,3)	132(113,8)	34 (29,3)
89 (76,7)	55(47,4)	126(108,6)	43 (37,1)	151(130,2)	37(31,9)
100 (86,2)	60(51,7)	140(120,7)	45 (38,8)	163(140,5)	40(34,5)
106(91,4)	66(56,9)	151 (130,2)	54(46,5)	186(160,3)	43 (37,1)
117(100,9)	71 (61,2)	158(136,2)	57(49,1)	192(165,5)	47 (40,5)
144(124,1)	79(68,1)	185(159,5)	64(55,2)	229(197,4)	52(44,8)
152 (13,72)	82 (70,68)	210 (181,0)	68 (58,6)	252 (217,2)	56 (48,2)

Таблица 4

Нормы плотности потока через изолированную поверхность трубопроводов при двухтрубной подземной бесканальной прокладке водяных тепловых сетей, Вт/м

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 и менее				При числе часов работы в год более 5000			
	Трубопровод							
	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный
	Среднегодовая температура теплоносителя, °С							
	65	50	90	50	65	50	90	50
25	15	10	22	10	14	9	20	9
30	16	11	23	11	15	10	20	10
40	18	12	25	12	16	11	22	11
50	19	13	28	13	17	12	24	12
65	23	16	32	14	20	13	29	13
80	25	17	35	15	21	14	31	14
100	28	19	39	16	24	16	35	15
125	29	20	42	17	26	18	38	16
150	32	22	46	19	27	19	42	17
200	41	26	55	22	33	23	49	19

250	46	30	65	25	38	26	54	21
300	53	34	74	27	43	28	60	24
350	58	37	79	29	46	31	64	26
400	65	40	87	32	50	33	70	28
450	70	42	95	33	54	36	79	31
500	75	46	107	36	58	37	84	32
600	83	49	119	38	67	42	93	35
700	91	54	139	41	76	47	107	37
800	106	61	150	45	85	51	119	38
900	117	64	162	48	90	56	128	43
1000	129	66	169	51	100	60	140	46
1200	157	73	218	55	114	67	158	53
1400	173	77	241	59	130	70	179	58

Примечания: 1. Расчетные среднегодовые температуры воды в водяных тепловых сетях 65; 90 °С соответствуют температурным графикам 95-70 °С; 150-70 °С.

2. Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией

Таблица 5

Коэффициент K2, учитывающий изменение норм плотности теплового потока при применении теплоизоляционного слоя из пенополиуретана, фенольного поропласта ФЛ, полимербетона

Материал теплоизоляционного слоя	Условный проход трубопровода, мм			
	26-55	80-150	200-300	350-500
Пенополиуретан, фенольный поропласт ФЛ	0,5	0,6	0,7	0,8
Полимербетон	0,7	0,8	0,9	1,0

Таблица 6

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность оборудования и трубопроводов при расположении на открытом воздухе

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 ч и менее					При числе часов работы в год более 5000 ч				
	Средняя температура теплоносителя, оС									
	20	50	100	150	200	20	50	100	150	200
	Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]									
15	5 (4,3)	11(9,5)	22 (19,0)	34 (29,3)	46 (39,7)	4 (3,4)	10 (8,6)	20 (17,2)	30 (25,9)	42 (36,2)
20	6 (5,2)	13 (11,2)	25 (21,6)	38 (32,8)	52 (44,8)	5 (4,3)	11 (9,5)	22 (19,0)	34 (29,3)	47 (40,5)
25	6 (5,2)	15 (12,9)	28 (24,1)	42 (36,2)	57 (49,1)	5 (4,3)	13 (11,2)	25 (21,6)	37 (31,9)	52 (44,8)
40	8 (6,9)	18 (15,5)	33 (28,4)	49 (42,2)	66 (56,9)	7 (6,0)	15 (12,9)	29 (25,0)	44 (37,9)	59 (50,9)
50	9 (7,8)	19 (16,4)	36 (31,0)	53 (45,7)	71 (61,2)	7 (6,0)	17 (14,7)	31 (26,7)	47 (40,5)	64 (55,2)

65	10 (8,6)	23 (19,8)	41 (35,3)	61 (52,6)	81 (69,8)	9 (7,8)	19 (16,4)	36 (31,0)	54 (46,5)	72 (62,1)
80	11 (9,5)	25 (21,6)	45 (38,8)	66 (56,9)	87 (75,0)	10 (8,6)	21 (18,1)	39 (33,6)	58 (50,0)	77 (66,4)
100	13 (11,2)	28 (24,1)	50 (43,1)	73 (62,9)	97 (83,6)	11 (9,5)	24 (20,7)	43 (37,1)	64 (55,2)	85 (73,3)
125	15 (12,9)	32 (27,6)	56 (48,3)	81 (69,8)	107 (92,2)	12 (10,3)	27 (23,3)	49 (42,2)	70 (60,3)	93 (80,2)
150	18 (15,5)	35 (30,2)	63 (54,3)	89 (76,7)	118 (101,7)	14 (12,1)	30 (25,9)	54 (46,5)	77 (66,4)	102 (87,9)
200	22 (19,0)	44 (37,9)	77 (66,4)	109 (94,0)	142 (122,4)	18 (15,5)	37 (31,9)	65 (56,0)	93 (80,2)	122 (105,2)
250	26 (22,4)	51 (44,0)	88 (75,9)	125 (107,8)	161 (138,8)	21 (18,1)	43 (37,1)	75 (64,7)	106 (91,4)	138 (119,0)
300	30 (25,9)	59 (50,9)	101 (87,1)	140 (120,7)	181 (156,0)	25 (21,6)	49 (42,2)	84 (72,4)	118 (101,7)	155 (133,6)
350	35 (30,2)	66 (56,9)	112 (96,5)	155 (133,6)	200 (172,4)	28 (24,1)	55 (47,4)	93 (80,2)	131 (112,9)	170 (146,5)
400	38 (32,8)	73 (62,9)	122 (105,2)	170 (146,5)	217 (187,1)	30 (25,9)	61 (52,6)	102 (87,9)	142 (122,4)	185 (159,5)
450	41 (35,3)	80 (69,0)	132 (113,8)	182 (156,9)	233 (200,8)	33 (28,4)	65 (56,0)	109 (94,0)	152 (131,0)	197 (169,8)
500	45 (38,8)	88 (75,9)	143 (123,3)	197 (169,8)	251 (216,4)	36 (31,0)	71 (61,2)	119 (102,6)	166 (143,1)	211 (181,9)
600	53 (45,7)	100 (86,2)	165 (142,2)	225 (194,4)	288 (248,3)	42 (36,2)	82 (70,7)	136 (117,2)	188 (162,1)	240 (206,9)
700	60 (51,7)	114 (98,3)	184 (158,6)	250 (215,5)	319 (275,0)	48 (41,4)	92 (79,3)	151 (130,2)	209 (180,2)	264 (227,6)
800	67 (57,8)	128 (110,3)	205 (176,7)	278 (239,6)	353 (304,3)	53 (45,7)	103 (88,8)	167 (144,0)	213 (183,6)	292 (251,7)
900	75 (64,7)	141 (121,5)	226 (194,8)	306 (263,8)	388 (334,5)	59 (50,9)	113 (97,4)	184 (158,6)	253 (218,1)	319 (275,0)
1000	83 (71,5)	155 (133,6)	247 (212,9)	333 (287,0)	421 (362,9)	65 (56,0)	124 (106,9)	201 (173,3)	275 (237,1)	346 (298,3)

Криволинейные поверх. диаметр более 1020 мм и плоские	Нормы поверхностей плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]									
	25 (21,6)	44 (37,9)	71 (61,2)	88 (75,9)	108 (93,1)	19 (16,4)	35 (30,2)	54 (46,5)	70 (60,3)	85 (73,3)

Примечание: Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией

Таблица 7

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность оборудования и трубопроводов при расположении в помещении и тоннеле

При числе часов работы в год 5000 ч и менее	При числе работы в год более 5000 ч
---	-------------------------------------

Условный проход трубопровода, мм	Средняя температура теплоносителя, оС							
	50	100	150	200	50	100	150	200
	Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(мч)]							
15	9 (7,8)	20 (17,2)	31 (26,7)	44 (37,9)	8(6,9)	18 (15,5)	28 (24,1)	40 (34,5)
20	10 (8,6)	22 (19,0)	35 (30,2)	49 (42,2)	9 (7,8)	20 (17,2)	32 (27,6)	45 (38,8)
25	11 (9,5)	25 (21,6)	39 (33,6)	54 (46,5)	10 (8,6)	22 (19,0)	35 (30,2)	49 (42,2)
40	13 (11,2)	29 (25,0)	46 (39,7)	64 (55,2)	12 (10,3)	26 (22,4)	41 (35,3)	57 (49,1)
50	15 (12,9)	32 (27,6)	49 (42,2)	68 (58,6)	13 (11,2)	28 (24,1)	44 (37,9)	61 (52,6)
65	17 (14,7)	37 (31,9)	57 (49,1)	78 (67,2)	15 (12,9)	32 (27,6)	50 (43,1)	69 (59,5)
80	20 (17,2)	41 (35,3)	62 (53,4)	84 (72,4)	16 (13,8)	35 (30,2)	54 (46,5)	74 (63,8)
100	22 (19,0)	45 (38,8)	69 (59,5)	93 (80,2)	18 (15,5)	39 (33,6)	60 (51,7)	81 (69,8)
125	25 (21,6)	51 (44,0)	77 (66,4)	102 (87,9)	21 (18,1)	44 (37,9)	66 (56,9)	90 (77,6)
150	28 (24,1)	56 (48,3)	85 (73,3)	114 (98,3)	24 (20,7)	49 (42,2)	73 (62,9)	98 (84,5)
200	36 (31,0)	70 (60,3)	103 (88,8)	137 (118,1)	29 (25,0)	59 (50,9)	88 (75,9)	118 (101,7)
250	42 (36,2)	81 (69,8)	118 (101,7)	155 (133,6)	34 (29,3)	68 (58,6)	100 (86,2)	133 (114,6)
300	48 (41,4)	92 (79,3)	133 (114,6)	174 (150,0)	39 (33,6)	77 (66,4)	112 (96,5)	149 (128,4)
350	53 (45,7)	103 (88,8)	147 (126,7)	193 (166,4)	44 (37,9)	85 (73,3)	124 (106,9)	164 (141,4)
400	60 (51,7)	113 (97,4)	162 (139,6)	210 (181,0)	48 (41,4)	93 (80,2)	135 (116,4)	178 (153,4)
450	64 (55,2)	122 (105,2)	173 (149,1)	225 (194,0)	52 (44,8)	101 (87,1)	145 (125,0)	190 (163,8)
500	71 (61,2)	132 (113,8)	188 (162,1)	243 (209,5)	57 (49,1)	109 (94,0)	156 (134,5)	205 (176,7)
600	81 (69,8)	152 (131,0)	215 (185,3)	277 (238,8)	67 (57,8)	125(107,8)	179 (154,3)	232 (200,0)
700	91 (78,4)	170 (146,5)	239 (206,0)	309 (266,4)	74 (63,8)	139(119,8)	199 (171,5)	256 (220,7)
800	102(87,9)	190(163,8)	265 (228,4)	342 (294,8)	84 (72,4)	155 (133,6)	220 (189,6)	283 (243,9)
900	114(98,3)	209 (180,2)	292 (251,7)	375 (323,3)	93 (80,2)	170 (146,5)	241 (207,7)	309 (266,4)
1000	125(107,8)	229 (197,4)	318 (274,1)	408 (351,7)	102 (87,9)	186 (160,3)	262 (225,8)	335 (288,8)
Криволинейная поверхность диаметром более 1020 мм и плос.	Нормы поверхностной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(мч)]							
	36 (31,0)	63 (54,3)	85 (73,3)	105 (90,5)	29 (25,0)	50 (43,1)	68 (58,6)	83(71,5)

Примечание: 1 При расположении изолируемых поверхностей в тоннеле к нормам плотности следует вводить коэффициент 0,85
2. Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.

Для тепловых сетей, тепловая изоляция которых запроектирована, отремонтирована или заменена в период с 01.07.1998 г. до 1.11.2005 г.

Таблица 8

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность оборудования и трубопроводов при расположении на открытом воздухе

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 ч и менее					При числе работы в год более 5000 ч				
	Средняя температура теплоносителя, оС									
	20	50	100	150	200	20	50	100	150	200
	Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(мч)]									
				28 (24,1)	38 (32,8)					34 (29,3)

			18 (15,5)	31 (26,7)	43 (37,1)				24 (20,7)	38 (32,8)
			21 (18,1)	34 (29,3)	47 (40,5)				28 (24,1)	42 (36,2)
		9 (7,8)	23 (19,8)	40 (34,5)	54 (46,6)			16 (13,8)	30 (25,9)	48 (41,4)
15		11 (9,5)	27 (23,3)	44 (37,9)	58 (50,0)		8 (6,9)	20 (17,2)	36 (31,0)	52 (44,8)
20	4 (3,4)	12 (10,3)	30 (25,9)	50 (43,1)	67 (57,8)	3 (2,6)	9 (7,8)	24 (20,7)	38 (32,8)	58 (50,0)
25	5 (4,3)	15 (12,9)	34 (29,3)	54 (46,6)	71 (61,2)	4 (3,4)	11 (9,5)	25 (21,6)	44 (37,9)	62 (53,4)
40	5 (4,3)	16 (13,8)	37 (31,9)	60 (51,7)	80 (69,0)	4 (3,4)	12 (10,3)	29 (25,0)	47 (40,5)	69 (59,5)
50	7 (6,0)	19 (16,4)	41 (35,3)	66 (56,9)	88 (75,9)	5 (4,3)	14 (12,1)	32 (27,6)	52 (44,8)	75 (64,7)
65	7 (6,0)	21 (18,1)	46 (39,7)	73 (62,9)	97 (83,6)	6 (5,2)	15 (12,9)	35 (30,2)	57 (49,1)	83 (71,6)
80	8 (6,9)	23 (19,8)	52 (44,8)	89 (76,7)	117 (100,9)	7 (6,0)	17 (14,7)	40 (34,5)	62 (53,4)	99 (85,3)
100	9 (7,8)	26 (22,4)	63 (54,3)	103 (88,8)	132 (113,8)	8 (6,9)	19 (16,4)	44 (37,9)	75 (64,7)	112 (96,6)
125	11 (9,5)	29 (25,0)	72 (62,1)	115 (99,1)	149 (128,4)	9 (7,8)	22 (19,0)	53 (45,7)	86 (74,1)	126 (108,6)
150	12 (10,3)	36 (31,0)	83 (71,6)	127 (109,5)	164 (141,4)	10 (8,6)	24 (20,7)	61 (52,6)	96 (82,8)	138 (119,0)
200	15 (12,9)	42 (36,2)	92 (79,3)	139 (119,8)	178 (153,4)	11 (9,5)	30 (25,9)	68 (58,6)	106 (91,4)	150 (129,3)
250	18 (15,5)	48 (41,4)	100 (86,2)	149 (128,4)	191 (164,7)	15 (12,9)	35 (30,2)	75 (64,7)	116,4	171 (147,4)
300	21 (18,1)	54 (46,6)	108 (93,1)	159,5	206 (177,6)	17 (14,7)	40 (34,5)	83 (71,6)	125 (107,8)	184,5
350	25 (21,6)	60 (51,7)	117 (100,9)	175,0	236 (203,4)	20 (17,2)	45 (38,8)	88 (75,9)	123 (106,0)	204,3
400	29 (25,0)	66 (56,9)	127 (109,5)	203,4	290 (250,0)	23 (19,8)	49 (42,2)	96 (82,8)	123 (106,0)	222,4
450	31 (26,7)	72 (62,1)	135 (116,4)	228 (225,9)	290 (250,0)	24 (20,7)	53 (45,7)	110 (94,8)	135 (116,4)	258 (204,3)
500	34 (29,3)	82 (70,7)	144,8	251 (250,0)	318 (274,1)	27 (23,3)	58 (50,0)	122 (105,2)	149 (128,4)	280 (222,4)
600	37 (31,9)	94 (81,0)	159,5	273 (274,1)	345 (297,4)	29 (25,0)	66 (56,9)	135 (116,4)	163 (140,5)	318 (274,1)
700	44 (37,9)	105 (90,5)	185 (177,6)	318 (274,1)	345 (297,4)	34 (29,3)	75 (64,7)	149 (128,4)	172 (149,0)	345 (297,4)
800	49 (42,2)	116 (100,0)	205 (203,4)	345 (297,4)	345 (297,4)	39 (33,6)	83 (71,6)	163 (140,5)	184,5	383,1
900	55 (47,4)	130,2	228 (225,9)	345 (297,4)	345 (297,4)	43 (37,1)	92 (79,3)	172 (149,0)	205 (204,3)	421,4
1000	62 (53,4)	144,8	251 (250,0)	345 (297,4)	345 (297,4)	48 (41,4)	101 (87,1)	184,5	223 (222,4)	459,5
	68 (58,6)	159,5	273 (274,1)	345 (297,4)	345 (297,4)	53 (45,7)	101 (87,1)	192,2	241,4	507,6

Криволинейная поверхность диаметром более 1020 мм и плос.	Нормы поверхностной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]									
	21 (18,1)	36(31,0)	58 (50)	72(62,1)	89 (76,7)	5(4,3)	28 (24,1)	44 (37,9)	57 (49.1)	69 (59,5)
Примечание: Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.										

Таблица 9

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность оборудования и трубопроводов при расположении в помещении и тоннеле

Условный проход	При числе часов работы в год 5000 ч и менее			
	Средняя температура теплоносителя, оС			
	50	100	150	200

трубопровод, мм	Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]							
15	7	(6,0)	16	(13,8)	25	(21,6)	35	(30,2)
20	8	(6,9)	18	(15,5)	28	(24,1)	39	(33,6)
25	9	(7,8)	20	(17,2)	31	(26,7)	43	(37,1)
40	10	(8,6)	23	(19,8)	37	(31,9)	51	(44,0)
50	12	(10,3)	26	(22,4)	39	(33,6)	54	(46,6)
65	14	(12,1)	30	(25,9)	46	(39,7)	62	(53,4)
80	16	(13,8)	33	(28,4)	50	(43,1)	67	(57,8)
100	18	(15,5)	36	(31,0)	55	(47,4)	74	(63,8)
125	20	(17,2)	41	(35,3)	62	(53,4)	82	(70,7)
150	22	(19,0)	45	(38,8)	68	(58,6)	91	(78,4)
200	29	(25,0)	56	(48,3)	82	(70,7)	110	(94,8)
250	34	(29,3)	65	(56,0)	94	(81,0)	124	(106,9)
300	38	(32,8)	74	(63,8)	106	(91,4)	139	(119,8)
350	42	(36,2)	82	(70,7)	118	(101,7)	154	(132,8)
400	48	(41,4)	90	(77,6)	130	(112,1)	168	(144,8)
450	51	(44,0)	98	(84,5)	138	(119,0)	180	(155,2)
500	57	(49,1)	106	(91,4)	150	(129,3)	194	(167,2)
600	65	(56,0)	120	(103,4)	172	(148,3)	222	(191,4)
700	73	(62,9)	136	(117,2)	191	(164,7)	247	(212,9)
800	82	(70,7)	152	(131,0)	212	(182,8)	274	(236,2)
900	91	(78,4)	167	(144,0)	234	(201,7)	300	(258,6)
1000	100	(86,2)	183	(157,8)	254	(219,0)	326	(281,0)

Криволин. поверх. диаметром более 1020 мм и плос.	Нормы поверхностной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]			
	29 (25)	50 (43,1)	68 (58,6)	84 (72,4)

Примечание: 1 При расположении изолируемых поверхностей в тоннеле к нормам плотности следует вводить коэффициент 0,85

2. Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.

Продолжение таблицы

При числе работы в год более 5000 ч							
Средняя температура теплоносителя, оС							
50		100		150		200	
Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]							
6	(5,2)	14	(12,1)	22	(19,0)	32	(27,6)
7	(6,0)	16	(13,8)	26	(22,4)	36	(31,0)
8	(6,9)	18	(15,5)	28	(24,1)	39	(33,6)
10	(8,6)	21	(18,0)	33	(28,4)	46	(39,7)
10	(8,6)	22	(19,0)	35	(30,2)	49	(42,2)
12	(10,3)	26	(22,4)	40	(34,5)	55	(47,4)

13	(11,2)	28	(24,1)	43	(37,1)	59	(50,9)
14	(12,1)	31	(26,7)	48	(41,4)	65	(56,0)
17	(14,7)	35	(30,2)	53	(45,7)	72	(62,1)
19	(16,4)	39	(33,6)	58	(50,0)	78	(67,2)
23	(19,8)	47	(40,5)	70	(60,3)	94	(81,0)
27	(23,3)	54	(46,6)	80	(69,0)	106	(91,4)
31	(26,7)	62	(53,4)	90	(77,6)	119	(102,6)
35	(30,2)	68	(58,6)	99	(85,3)	131	(112,9)
38	(32,8)	74	(63,8)	108	(93,1)	142	(122,4)
42	(36,2)	81	(69,8)	116	(100,0)	152	(131,0)
46	(39,7)	87	(75,0)	125	(107,8)	164	(141,4)
54	(46,6)	100	(86,2)	143	(123,3)	186	(160,3)
59	(50,9)	111	(95,7)	159	(137,1)	205	(176,7)
67	(57,8)	124	(106,9)	176	(151,7)	226	(194,8)
74	(63,8)	136	(117,2)	193	(166,4)	247	(212,9)
82	(70,7)	149	(128,4)	210	(181,0)	286	(246,6)
Нормы поверхностной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]							
23(19,8)		40 (34,5)		54 (46,6)		66(56,9)	
Примечание: 1 При расположении изолируемых поверхностей в тоннеле к нормам плотности следует вводить коэффициент 0,85							
2. Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.							

Таблица 10

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность трубопроводов двухтрубных водяных тепловых сетей при прокладке в непроходных каналах и подземной бесканальной прокладке

Уловный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 ч и менее						
	Трубопровод						
	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий
	Средняя температура теплоносителя, оС						
	65	50	90	50	110	50	65
Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]							
25	15 (12,9)	10 (8,6)	22(19,0)	10 (8,6)	26(22,4)	9(7,8)	14(12,1)
30	16 (13,8)	11 (9,5)	23(19,8)	11 (9,5)	28(24,1)	10(8,6)	15(12,9)
40	18 (15,5)	12(10,3)	25(21,6)	12(10,3)	31(26,7)	11(9,5)	16(13,8)
50	19 (16,4)	13(11,2)	28(24,1)	13(11,2)	34(29,3)	12(10,3)	17(14,7)
65	23 (19,8)	16(13,8)	32(27,6)	14(12,1)	40(34,5)	13(11,2)	20(17,2)
80	25 (21,6)	17(14,7)	35(30,2)	15(12,9)	43(37,1)	14(12,1)	21(18,1)
100	28(24,1)	19(16,4)	39(33,6)	16(13,8)	48(41,4)	16(13,8)	24(20,7)
125	29 (25,0)	20(17,2)	42(36,2)	17(14,7)	52(44,8)	17(14,7)	26(22,4)
150	32 (27,6)	22(19,0)	46(39,7)	19(16,4)	55(47,4)	18(15,5)	27(23,3)
200	41 (35,3)	26(22,4)	55(47,4)	22(19,0)	71(61,2)	20(17,2)	33(28,4)
250	46 (39,7)	30(25,9)	65(56,0)	25(21,6)	79(68,1)	21(18,1)	38(32,8)
300	53 (45,7)	34(29,3)	74(63,8)	27(23,3)	88(75,9)	24(20,7)	43(37,1)

350	58 (50,0)	37(31,9)	79(68,1)	29(25,0)	98(84,5)	25(21,6)	46(39,7)
400	65 (56,0)	40(34,5)	87(75,0)	32(27,6)	105(90,5)	26(22,4)	50(43,1)
450	70 (60,3)	42(36,2)	95(81,9)	33(28,4)	115(99,1)	27(23,3)	54(46,6)
500	75 (64,7)	46(39,7)	107(92,2)	36(31,0)	130(112,1)	28(24,1)	58(50,0)
600	83 (71,6)	49(42,2)	119(102,6)	38(32,8)	145(125,0)	30(25,9)	67(57,8)
700	91 (78,4)	51(44,0)	139(119,8)	41(35,3)	157(135,3)	33(28,4)	76(65,5)
800	106(91,4)	56(46,6)	150(129,3)	45(38,8)	181(156,0)	36(31,0)	85(73,3)
900	117(100,9)	64(55,2)	162(139,7)	48(41,4)	199(171,6)	37(31,9)	90(77,6)
1000	129(111,2)	66(56,9)	169(145,7)	51(44,0)	212(182,8)	42(36,2)	100(86,2)
1200	157(135,3)	73(62,9)	218(187,9)	55(47,4)	255(219,8)	46(39,7)	114(98,3)
1400	173(149,1)	77(66,4)	241(207,8)	59(50,9)	274(236,2)	49(42,2)	130(112,1)

Примечание: 1. Расчетные среднегодовые температуры воды в водяных тепловых сетях 65, 90, 110 оС соответствуют температурным графикам 95-70, 150-70, 180-70 оС.

2. Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.

Продолжение таблицы

При числе работы в год более 5000 ч				
Трубопровод				
обратный	подающий	обратный	подающий	обратный
Средняя температура теплоносителя, оС				
50	90	50	110	50
Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]				
9(7,8)	20(17,2)	9(7,8)	24(20,7)	8(6,9)
10(8,6)	20(17,2)	10(8,6)	26(22,4)	9(7,8)
11(9,5)	22(19,0)	11(9,5)	27(23,3)	10(8,6)
12(10,3)	24(20,7)	12(Ю.3)	30(25,9)	11(9,5)
13(11,2)	29(25,0)	13(11,2)	34(29,3)	12(10,3)
14(12,1)	31(26,7)	14(12,1)	37(31,9)	13(11,2)
16(13,8)	35(30,2)	15(12,9)	41(35,3)	14(12,1)
18(15,5)	38(32,8)	16(13,8)	43(37,1)	15(12,9)
19(16,4)	42(36,2)	17(14,7)	47(40,5)	16(13,8)
23(19,8)	49(42,2)	19(16,4)	58(50,0)	18(15,5)
26(22,4)	54(46,6)	21(18,1)	66(56,9)	20(17,2)
28(24,1)	60(51,7)	24(20,7)	71(61,2)	21(18,1)
31(26,7)	64(55,2)	26(22,4)	80(69,0)	22(19,0)
33(28,4)	70(60,3)	28(24,1)	86(74,1)	24(20,7)
36(31,0)	79(68,1)	31(26,7)	91(78,4)	25(21,6)
37(31,9)	84(72,4)	32(27,6)	100(86,2)	27(23,3)
42(36,2)	93(80,2)	35(30,2)	112(96,6)	31(26,7)
47(40,5)	107(92,2)	37(31,9)	128(110,3)	31(26,7)
51(44,0)	119(102,6)	38(32,8)	139(119,8)	34(29,3)
56(48,3)	128(110,3)	43(37,1)	150(129,3)	37(31,9)
60(51,7)	140(120,7)	46(39,7)	163(140,5)	40(34,5)
67(57,8)	158(136,2)	53(45,7)	190(163,8)	44(37,9)
70(60,3)	179 (154 3	58(50,0)	224(193,1)	48(41,4)

Примечание: 1. Расчетные среднегодовые температуры воды в водяных тепловых сетях 65, 90, 110 оС соответствуют температурным графикам 95-70, 150-70, 180-70 оС.

2. Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.

Для тепловых сетей, тепловая изоляция которых запроектирована, отремонтирована или заменена после 01.11.2005 г.

Таблица 11

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность оборудования и трубопроводов при расположении на открытом воздухе

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 ч и менее										
	Средняя температура теплоносителя, оС										
	20	50	100	150	200	20					
Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]											
15	4	(3,4)	10	(8,6)	18	(15,5)	28	(24,1)	38	(32,8)	4
20	5	(4,3)	11	(9,5)	21	(18,1)	31	(26,7)	42	(36,2)	4
25	5	(4,3)	12	(10,3)	23	(19,8)	34	(29,3)	46	(39,7)	5
40	6	(5,2)	14	(12,1)	26	(22,4)	39	(33,6)	52	(44,8)	5
50	7	(6,0)	16	(13,8)	29	(25,0)	43	(37,1)	57	(49,1)	6
65	8	(6,9)	18	(15,5)	33	(28,4)	48	(41,4)	65	(56,0)	7
80	9	(7,8)	20	(17,2)	36	(31,0)	52	(44,8)	69	(59,5)	8
100	10	(8,6)	22	(19,0)	39	(33,6)	57	(49,1)	76	(65,5)	9
125	12	(10,3)	25	(21,6)	44	(37,9)	63	(54,3)	84	(72,4)	10
150	13	(11,2)	27	(23,3)	48	(41,4)	70	(60,3)	92	(79,3)	11
200	16	(13,8)	34	(29,3)	59	(50,9)	83	(71,5)	109	(94,0)	14
250	19	(16,4)	39	(33,6)	67	(57,8)	95	(81,9)	124	(106,9)	16
300	22	(19,0)	44	(37,9)	76	(65,5)	106	(91,4)	138	(119,0)	18
350	27	(23,3)	54	(46,5)	92	(79,3)	128	(110,3)	164	(141,4)	22
400	30	(25,9)	60	(51,7)	100	(86,2)	139	(119,8)	178	(153,4)	25
450	33	(28,4)	65	(56,0)	109	(94,0)	150	(129,3)	192	(165,5)	27
500	36	(31,0)	71	(61,2)	118	(101,7)	162	(139,6)	207	(178,4)	30
600	42	(36,2)	82	(70,7)	135	(116,4)	185	(159,5)	235	(202,6)	34
700	47	(40,5)	91	(78,4)	150	(129,3)	204	(175,8)	259	(223,3)	38
800	53	(45,7)	102	(87,9)	166	(143,1)	226	(194,8)	286	(246,5)	43
900	59	(50,9)	112	(96,5)	183	(157,7)	248	(213,8)	312	(268,9)	47
1000	64	(55,2)	123	(106,0)	199	(171,5)	269	(231,9)	339	(292,2)	52
1400	87	(75,0)	165	(142,2)	264	(227,6)	355	(306,0)	444	(382,7)	70
Более 1400 мм и плоские поверх.	Нормы поверхностной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]										
	19 (16,4)	35 (30,2)	54 (46,5)	70 (60,3)	85 (73,3)	15 (12,9)					
Примечание: Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.											

Продолжение таблицы

При числе работы в год более 5000 ч							
Средняя температура теплоносителя, оС							
50		100		150		200	
Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]							
9	(7,8)	17	(14,7)	25	(21,6)	35	(30,2)
10	(8,6)	19	(16,4)	28	(24,1)	39	(33,6)
11	(9,5)	20	(17,2)	31	(26,7)	42	(36,2)
12	(10,3)	23	(19,8)	35	(30,2)	47	(40,5)
14	(12,1)	26	(22,4)	38	(32,8)	51	(44,0)
16	(13,8)	29	(25,0)	43	(37,1)	58	(50,0)
17	(14,7)	31	(26,7)	46	(39,7)	62	(53,4)
19	(16,4)	34	(29,3)	50	(43,1)	67	(57,8)
21	(18,1)	38	(32,8)	55	(47,4)	74	(63,8)
23	(19,8)	42	(36,2)	61	(52,6)	80	(69,0)
28	(24,1)	50	(43,1)	72	(62,1)	95	(81,9)
33	(28,4)	57	(49,1)	82	(70,7)	107	(92,2)
39	(33,6)	67	(57,8)	95	(81,9)	124	(106,9)
45	(38,8)	77	(66,4)	108	(93,1)	140	(120,7)
49	(42,2)	84	(72,4)	117	(100,9)	152	(131,0)
54	(46,5)	91	(78,4)	127	(109,5)	163	(140,5)
58	(50,0)	98	(84,5)	136	(117,2)	175	(150,9)
67	(57,8)	112	(96,5)	154	(132,7)	197	(169,8)
75	(64,7)	124	(106,9)	170	(146,5)	217	(187,1)
83	(71,5)	137	(118,1)	188	(162,1)	238	(205,2)
91	(78,4)	150	(129,3)	205	(176,7)	259	(223,3)
100	(86,2)	163	(140,5)	222	(191,4)	281	(242,2)
133	(114,6)	215	(185,3)	291	(250,8)	364	(313,8)
Нормы поверхностной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]							
27 (23,3)		41 (35,3)		54 (46,5)		66 (56,9)	
Примечание: Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.							

Таблица 12

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность оборудования и трубопроводов при расположении в помещении

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 ч и менее							
	Средняя температура теплоносителя, оС							
	50		100		150		200	
	Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]							
15	6	(5,2)	16	(13,8)	25	(21,6)	35	(30,2)

20	7	(6,0)	18	(15,5)	28	(24,1)	40	(34,5)
25	8	(6,9)	20	(17,2)	31	(26,7)	43	(37,1)
40	10	(8,6)	23	(19,8)	36	(31,0)	49	(42,2)
50	11	(9,5)	25	(21,6)	40	(34,5)	54	(46,5)
65	13	(11,2)	29	(25,0)	45	(38,8)	62	(53,4)
80	14	(12,1)	32	(27,6)	49	(42,2)	66	(56,9)
100	16	(13,8)	35	(30,2)	54	(46,5)	73	(62,9)
125	18	(15,5)	39	(33,6)	60	(51,7)	81	(69,8)
150	21	(18,1)	44	(37,9)	66	(56,9)	89	(76,7)
200	26	(22,4)	53	(45,7)	80	(69,0)	107	(92,2)
250	30	(25,9)	62	(53,4)	92	(79,3)	122	(105,2)
300	34	(29,3)	70	(60,3)	103	(88,8)	136	(117,2)
350	38	(32,8)	77	(66,4)	113	(97,4)	149	(128,4)
400	42	(36,2)	85	(73,3)	123	(106,0)	162	(139,6)
450	46	(39,7)	92	(79,3)	134	(115,5)	175	(150,9)
500	51	(44,0)	100	(86,2)	144	(124,1)	189	(162,9)
600	58	(50,0)	114	(98,3)	164	(141,4)	214	(184,5)
700	65	(56,0)	127	(109,5)	182	(156,9)	236	(203,4)
800	73	(62,9)	141	(121,5)	202	(174,1)	261	(225,0)
900	81	(69,8)	156	(134,5)	221	(190,5)	285	(245,7)
1000	89	(76,7)	170	(146,5)	241	(207,7)	309	(266,4)
1400	120	(103,4)	226	(194,8)	318	(274,1)	406	(350,0)

Криволин. поверхнос т ь диаметром более 1020 мм и плос.	Нормы поверхностной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]							
	26 (22,4)		46 (39,7)		63 (54,3)		78 (67,2)	

Примечание: Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.

Продолжение таблицы

При числе работы в год более 5000 ч							
Средняя температура теплоносителя, оС							
50		100		150		200	
Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]							
6	(5,2)	14	(12,1)	23	(19,8)	33	(28,4)
7	(6,0)	16	(13,8)	26	(22,4)	37	(31,9)
8	(6,9)	18	(15,5)	28	(24,1)	40	(34,5)
9	(7,8)	21	(18,1)	32	(27,6)	45	(38,8)
10	(8,6)	23	(19,8)	36	(31,0)	50	(43,1)
12	(10,3)	26	(22,4)	41	(35,3)	56	(48,3)
13	(11,2)	28	(24,1)	44	(37,9)	60	(51,7)
14	(12,1)	31	(26,7)	48	(41,4)	65	(56,0)

16	(13,8)	35	(30,2)	53	(45,7)	72	(62,1)
18	(15,5)	38	(32,8)	58	(50,0)	79	(68,1)
22	(19,0)	46	(39,7)	70	(60,3)	93	(80,2)
26	(22,4)	53	(45,7)	79	(68,1)	106	(91,4)
29	(25,0)	60	(51,7)	88	(75,9)	118	(101,7)
33	(28,4)	66	(56,9)	97	(83,6)	129	(111,2)
36	(31,0)	72	(62,1)	106	(91,4)	139	(119,8)
39	(33,6)	78	(67,2)	114	(98,3)	150	(129,3)
43	(37,1)	84	(72,4)	123	(106,0)	161	(138,8)
49	(42,2)	96	(82,8)	139	(119,8)	181	(156,0)
55	(47,4)	107	(92,2)	153	(131,9)	200	(172,4)
61	(52,6)	118	(101,7)	169	(145,7)	220	(189,6)
67	(57,8)	130	(112,1)	185	(159,5)	239	(206,0)
74	(63,8)	141	(121,5)	201	(173,3)	259	(223,3)
99	(85,3)	187	(161,2)	263	(226,7)	337	(290,5)
Нормы поверхностной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]							
23 (19,8)		41 (35,3)		56(48,3)		69 (59,5)	
Примечание: Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.							

Таблица 13

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность трубопроводов двухтрубных водяных сетей при подземной канальной прокладке

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 ч и менее						При числе работы в год более 5000 ч					
	Среднегодовая температура теплоносителя (подающий/ обратный), оС											
	65/50		95/50		110/50		65/50		90/50		110/50	
25	21	(18,1)	26	(22,4)	31	(26,7)	19	(16,4)	24	(20,7)	28	(24,1)
32	24	(20,7)	29	(25,0)	33	(28,4)	21	(18,1)	26	(22,4)	30	(25,9)
40	25	(21,6)	31	(26,7)	35	(30,2)	22	(19,0)	28	(24,1)	32	(27,6)
50	29	(25,0)	34	(29,3)	39	(33,6)	25	(21,6)	30	(25,9)	35	(30,2)
65	32	(27,6)	39	(33,6)	45	(38,8)	29	(25,0)	35	(30,2)	40	(34,5)
80	35	(30,2)	42	(36,2)	48	(41,4)	31	(26,7)	37	(31,9)	43	(37,1)
100	39	(33,6)	47	(40,5)	53	(45,7)	34	(29,3)	40	(34,5)	46	(39,7)
125	44	(37,9)	53	(45,7)	60	(51,7)	39	(33,6)	46	(39,7)	52	(44,8)
150	49	(42,2)	59	(50,9)	66	(56,9)	42	(36,2)	50	(43,1)	57	(49,1)
200	60	(51,7)	71	(61,2)	81	(69,8)	52	(44,8)	61	(52,6)	70	(60,3)
250	71	(61,2)	83	(71,5)	94	(81,0)	60	(51,7)	71	(61,2)	80	(69,0)
300	81	(69,8)	94	(81,0)	105	(90,5)	67	(57,8)	79	(68,1)	90	(77,6)
350	89	(76,7)	105	(90,5)	118	(101,7)	75	(64,7)	88	(75,9)	99	(85,3)
400	98	(84,5)	115	(99,1)	128	(110,3)	81	(69,8)	96	(82,8)	108	(93,1)

450	107	(92,2)	125	(107,8)	140	(120,7)	89	(76,7)	104	(89,6)	117	(100,9)
500	118	(101,7)	137	(118,1)	152	(131,0)	96	(82,8)	113	(97,4)	127	(109,5)
600	134	(115,5)	156	(134,5)	174	(150,0)	111	(95,7)	129	(111,2)	145	(125,0)
700	151	(130,2)	175	(150,9)	194	(167,2)	123	(106,0)	144	(124,1)	160	(137,9)
800	168	(144,8)	195	(168,1)	216	(186,2)	137	(118,1)	160	(137,9)	177	(152,6)
900	186	(160,3)	216	(186,2)	239	(206,0)	151	(130,2)	176	(151,7)	197	(169,8)
1000	203	(175,0)	234	(201,7)	261	(225,0)	166	(143,1)	192	(165,5)	212	(182,7)
1200	239	(206,0)	277	(238,8)	305	(262,9)	195	(168,1)	225	(194,0)	250	(215,5)
1400	273	(235,3)	316	(272,4)	349	(300,8)	221	(190,5)	256	(220,7)	283	(243,9)

Примечание: 1. Расчетные среднегодовые температуры воды в водяных тепловых сетях 65/50, 90/50, 110/50 оС

соответствуют температурным графикам 95-70, 150-70, 180-70 оС.

2. Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.

Таблица 14

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность трубопроводов двухтрубных водяных сетей при подземной бесканальной прокладке

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 ч и менее						При числе работы в год более 5000 ч					
	Среднегодовая температура теплоносителя (подающий/ обратный), оС											
	65/50		95/50		110/50		65/50		90/50		110/50	
25	30	(25,9)	35	(30,2)	40	(34,5)	27	(23,3)	32	(27,6)	36	(31,0)
32	32	(27,6)	38	(32,8)	43	(37,1)	29	(25,0)	35	(30,2)	39	(33,6)
40	35	(30,2)	41	(35,3)	47	(40,5)	31	(26,7)	37	(31,9)	42	(36,2)
50	40	(34,5)	47	(40,5)	53	(45,7)	35	(30,2)	41	(35,3)	47	(40,5)
65	46	(39,7)	55	(47,4)	60	(51,7)	41	(35,3)	49	(42,2)	54	(46,5)
80	51	(44,0)	60	(51,7)	66	(56,9)	45	(38,8)	52	(44,8)	59	(50,9)
100	57	(49,1)	67	(57,8)	74	(63,8)	49	(42,2)	58	(50,0)	66	(56,9)
125	65	(56,0)	76	(65,5)	84	(72,4)	56	(48,3)	66	(56,9)	73	(62,9)
150	74	(63,8)	86	(74,1)	94	(81,0)	63	(54,3)	73	(62,9)	82	(70,7)
200	93	(80,2)	107	(92,2)	117	(100,9)	77	(66,4)	93	(80,2)	100	(86,2)
250	110	(94,8)	125	(107,8)	138	(119,0)	92	(79,3)	106	(91,4)	117	(100,9)
300	126	(108,6)	144	(124,1)	157	(135,3)	105	(90,5)	121	(104,3)	133	(114,6)
350	140	(120,7)	162	(139,6)	177	(152,6)	118	(101,7)	135	(116,4)	148	(127,6)
400	156	(134,5)	177	(152,6)	194	(167,2)	130	(112,1)	148	(127,6)	163	(140,5)
450	172	(148,3)	196	(169,0)	214	(184,5)	142	(122,4)	162	(139,6)	177	(152,6)
500	189	(162,9)	214	(184,5)	232	(200,0)	156	(134,5)	176	(151,7)	194	(167,2)
600	219	(188,8)	249	(214,6)	269	(231,9)	179	(154,3)	205	(176,7)	223	(192,2)
700	247	(212,9)	290	(250,0)	302	(260,3)	201	(173,3)	229	(197,4)	249	(214,6)
800	278	(239,6)	312	(268,9)	341	(293,9)	226	(194,8)	257	(221,5)	279	(240,5)
900	310	(267,2)	349	(300,8)	380	(327,6)	250	(215,5)	284	(244,8)	308	(265,5)

1000	341	(293,9)	391	(337,0)	414	(356,9)	275	(237,1)	312	(268,9)	338	(291,4)
1200	401	(345,7)	454	(391,3)	491	(423,2)	326	(281,0)	368	(317,2)	398	(343,1)
1400	467	(402,6)	523	(450,8)	567	(488,8)	376	(324,1)	425	(366,4)	461	(397,4)

Примечание: 1. Расчетные среднегодовые температуры воды в водяных тепловых сетях 65/50, 90/50, 110/50 оС соответствуют температурным графикам 95-70, 150-70, 180-70 оС.

2. Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.

Приложение 3 к методическим
указаниям определения
тепловых потерь в сетях

Средняя месячная и годовая температура наружного воздуха

Таблица 1

Пункт		Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С												
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	и	12	13	14	15
Акмолинская область														
1.	Кокшетау	-11,6	-12,3	-1,9	5,7	14,8	19,8	24	18,7	12,9	6,5	0,1	-11,7	5,4
2.	Атбасар	-15,7	-15,1	-3,7	5,2	14,7	19,6	23,2	18,9	12,4	5,9	0,8	-11,3	4,6
3.	Астана	-14	-12,3	-1,4	5,8	15,8	21,2	24,9	20,6	13,3	7,5	2,2	-8,9	6,2
Актюбинская область														
4.	Актобе	-15,6	-10,8	1,5	10,2	17,1	21,8	24,5	22,1	14,7	7	3	-7,2	7,4
5.	Уил	-11,1	-8	5,4	12,8	20	24	26,6	25,2	17,2	8,9	4,3	-4,4	10,1
6.	Эмба	-12,8	-10,4	3,5	11	17,9	23,2	25,9	23,1	14,9	7,6	3,3	-6,4	8,4
7.	Караулкельды	-9,2	-8,4	5,2	12,6	19,2	23,6	26,1	24,2	16,3	8,3	3,6	-5,2	9,7
8.	Иргиз	-12,5	-11,1	4,1	11,3	19,1	24,3	27,8	23,9	15,3	8,6	3,3	-6,7	9,0
9.	Шалкар	-12,2	-9,8	4,8	12,3	19,5	24,7	27,9	24,3	15,6	8,4	3,8	-5,7	9,5
Алматинская область														
11.	Учарал	-13,2	-5,8	3,6	10	16,1	23,3	26,4	23	16,5	12	3,8	-5,6	9,2
12.	Талдыкорган	-11,2	-4	5,5	10,2	15,5	22,8	25,9	23	15,7	11,3	4,1	-6,2	9,4
13.	Баканас	-12,4	-3,4	6,1	11,8	18,1	25,2	27,7	24,9	17,7	13,1	5,1	-4,8	10,8
14.	Жаркент	-10,5	-0,8	9,1	13,5	18,4	25,3	27,6	24,1	17,7	13,4	6,2	-2,7	11,8
15.	Алматы	-6,6	0,1	8,5	11,9	17,2	24,6	27,2	24,5	17,5	13,4	6,8	-0,8	12,0

34.	Карсакпай	-12,9	-11,5	1,1	9,6	17	22,5	26,2	21,6	13,3	7	2,4	-5,6	7,6
35.	Каркаралы	-11,5	-9,9	-2,8	4,7	12,1	18,3	22,6	17,8	11	6	1,7	-9,5	5,0
Костанайская область														
36.	Костанай	-13,8	-13	-1,9	8	16,3	19,6	24	18,9	13	6,5	0,6	-11	5,6
37.	Торгай	-15,3	-13	1,9	10	18,6	23,7	27	22,8	14,5	7,9	2,9	-7,7	7,8
38.	Амангельды	-17	-13,4	0,9	8,8	17,4	21,9	25,3	21,2	13,6	7,2	2,7	-7,9	6,7
Кызылординская область														
39.	Аральское море	-8	-6,6	6,9	14,4	21,5	27,2	30,3	26,1	18,1	10,1	5,7	-4,5	11,8
40.	Казалинск	-7,1	-5,1	7,9	14,7	20,9	25,8	28,8	24,8	17,6	10,3	6,2	-3,2	11,8
41.	Кызылорда	-5,8	-1,2	9,5	15,8	22,8	28,2	31	26,8	18,7	12,9	7,8	-1,9	13,7
Мангистауская область														
42.	Бейнеу	-6	-2,7	9,6	16,5	22	27,2	29,9	28,1	19,2	12,2	7,7	-1,2	13,5
43.	Форт-Шевченко	-0,8	0,6	9,6	13,8	19	24,3	27,3	27,6	21	14,6	11,4	2,8	14,3
Павлодарская область														
44.	Ертис	-12,8	-15,7	-2,5	4,6	14,1	20,8	23,5	19,4	13,3	6	-0,6	-13,3	4,7
45.	Павлодар	-11,7	-15,2	-0,5	3,7	14	21,2	23,5	19,9	13,7	6,5	0	-11,7	5,3
Северо-Казахстанская область														
46.	Петропавловск	-13,3	-13,4	-2,5	5,6	14,6	18,7	23,2	18	12,9	6,2	-1,2	-13,7	4,6
Туркестанская область														
47.	Туркестан	-4,6	2,5	13,1	17	23,2	29	31,4	27	20,5	14,8	9,1	0,6	15,3
48.	Шымкент	-5	3,8	13,3	15,4	20,5	27,5	30	25,9	19,5	15,1	10,8	2,5	14,9