

**Министерство образования и науки Украины**  
**Одесский национальный политехнический университет**

***Г.П. ВЕРХИВКЕР, В.П. КРАВЧЕНКО, В.А. ДУБКОВСКИЙ***

## **ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ ОТ АЭС**

**Учебник**

Рекомендовано Министерством образования и науки Украины в качестве  
учебника для студентов вузов, обучающихся по специальности  
«Атомная энергетика»

Одесса 2010

**УДК 697.54(075.8)**

**ВВК \_\_\_\_\_**

Рецензенты: – кафедра атомных электростанций и технической теплофизики Национального технического университета Украины «Киевский политехнический университет»;

– зав. кафедрой теплогазоснабжения и вентиляции Симферопольской национальной академии природоохранного и курортного строительства, профессор, доктор технических наук О.Н. Зайцев;

– профессор кафедры теплообмена Одесской государственной академии холода, засл. деят. науки и техники Украины, профессор, доктор технических наук В.А. Календерьян.

Верхивкер Г. П., Кравченко В. П., Дубковский В. А.

Теплоснабжение от АЭС. Учебник. — Одесса: ВМВ. - 2010. — 486 с.

ISBN 978-966-413-228-9

В учебнике рассматриваются вопросы теплоснабжения в самом широком смысле. Сегодня, когда атомная энергетика занимает существенное место в энергобалансе страны, интерес к АЭС как источникам тепловой энергии возрастает. Приводятся схемы теплоснабжения городов-спутников АЭС, конструкция основного оборудования, режимы работы. Рассмотрена технология использования органического топлива. Кроме традиционных способов теплоснабжения уделяется внимание альтернативным источникам энергии, таким как солнечная, ветровая, тепловые насосы. Приводится расчет бойлерной установки, как пример курсовой работы. После каждого раздела приводятся контрольные вопросы, способствующие самостоятельному изучению.

Учебник предназначен для студентов и аспирантов вузов, обучающихся по специальности «Атомная энергетика», может быть полезен специалистам, работающим в области атомной энергетике. Представлены материалы, написанные на основе курса лекций по соответствующей дисциплине в Одесском национальном политехническом университете.

Рекомендовано Министерством образования и науки Украины в качестве учебника для студентов вузов, обучающихся по специальности «Атомная энергетика» письмо № \_\_\_\_\_

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	<b>7</b>
<b>1. ПРИНЦИПЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОТ АЭС. ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ</b> .	<b>8</b>
<b>1.1. Виды энергии, место АЭС на энергорынке</b> .....	<b>8</b>
<b>1.2. Альтернативные источники энергии</b> .....	<b>18</b>
1.2.1. Ветряные электростанции .....	19
1.2.2. Солнечные полупроводниковые электростанции .....	24
1.2.3. Башенные солнечные электростанции .....	40
1.2.4. Использование солнечной энергии для теплоснабжения .....	41
1.2.6. Приливные и волновые электростанции .....	51
1.2.7. Вихревой теплогенератор.....	52
1.2.8. Тепловые насосы.....	54
1.2.9. Миниэлектростанции, совместное производство теплоты и электроэнергии (когенерация) .....	71
<b>2. ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ ПРИСТАНЦИОННЫХ ГОРОДОВ</b> .....	<b>84</b>
<b>2.1. Общие положения</b> .....	<b>84</b>
<b>2.2. Деаэрация воды</b> .....	<b>92</b>
<b>2.3. Сетевые установки конденсационных электростанций</b> .....	<b>99</b>
<b>2.4. Обеспечение промышленных предприятий технологическим паром</b> .....	<b>100</b>
<b>2.5. Теплоснабжение городов-спутников АЭС</b> .....	<b>104</b>
2.5.1. Пуско-резервная котельная .....	105
2.5.2. Тепловые сети .....	113
2.5.3. Теплофикационная установка ПРК .....	116
2.5.4. Деаэраторные питательные установки ПРК.....	122
2.5.5. Центральный теплораспределительный пункт (ЦТРП).....	126
2.5.6. Система подогрева сетевой воды и обогрева машзала Запорожской АЭС .....	136
<b>3. ДАЛЬНЕЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ ОТ АЭС</b> .....	<b>155</b>
<b>4. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭНЕРГОУСТАНОВОК</b> .....	<b>160</b>
<b>4.1. Показатели тепловой экономичности конденсационных     электростанций</b> .....	<b>160</b>
<b>4.2. Показатели тепловой экономичности ТЭЦ</b> .....	<b>164</b>
<b>4.3. Показатели общей экономичности электростанций</b> .....	<b>166</b>
<b>4.4. Связь показателей надежности с экономическими показателями</b> ..	<b>170</b>
<b>4.5. Экономические показатели ЯЭУ с учетом безопасности</b> .....	<b>171</b>
<b>5. ТЕПЛОВАЯ НАГРУЗКА, ЕЕ РАСЧЕТ</b> .....	<b>177</b>

<b>5.1. Классификация тепловых нагрузок.....</b>	<b>177</b>
<b>5.2. Сезонная нагрузка .....</b>	<b>178</b>
<b>5.3. Круглогодичная нагрузка .....</b>	<b>185</b>
<b>5.4. Годовой расход теплоты.....</b>	<b>188</b>
<b>5.5. Определение удельной и суммарной тепловой нагрузки для неизвестного типа застройки .....</b>	<b>190</b>
<b>6. СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....</b>	<b>202</b>
<b>6.1. Классификация систем теплоснабжения.....</b>	<b>202</b>
<b>6.2. Тепловые схемы источников теплоты.....</b>	<b>203</b>
<b>6.3. Водяные системы .....</b>	<b>210</b>

## СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АЭС	–	атомная электростанция;
АТЭЦ	–	атомная теплоэлектроцентраль;
БАТ	–	бак-аккумулятор теплосети;
ВО	–	внутренний осмотр;
ВТГ	–	вихревой теплогенератор;
ВЭС	–	ветроэлектростанция
ВЭУ	–	ветряная энергоустановка;
ГАЭС	–	гидроаккумулирующая электростанция;
ГВС	–	горячее водоснабжение
ГИ	–	гидравлические испытания;
ГТУ	–	газотурбинная установка;
ГЭС	–	гидроэлектростанция;
ДА	–	деаэрационная колонка;
ДВС	–	двигатель внутреннего сгорания
Дк/а	–	деаэрактор котла;
ДрБ	–	дренажный бак;
ДРД	–	датчик-реле давления;
ДРТ	–	датчик-реле температуры;
Дт/с	–	деаэрактор тепловой сети;
ОК	–	обратный клапан;
НО	–	наружный осмотр;
ЭЦ	–	электроцех;
КИП	–	контрольно-измерительные приборы;
КПД	–	коэффициент полезного действия;
КСН	–	коллектор собственных нужд;
НПТС	–	насосный агрегат подпитки теплосети;
ОВ	–	охладитель выпара;
ОВК	–	объединенный вспомогательный корпус;
ОК	–	охладитель конденсата;
ОК РНП	–	охладитель конденсата расширителя непрерывной продувки;
ОМ	–	обратная магистраль;
ОПТС	–	охладитель подпитки тепловой сети;
ОС	–	обратная сеть;
ОЯТ	–	отработавшее ядерное топливо;
ПАВ	–	подогреватель артезианской воды;
ПБ	–	пиковый бойлер;
ПГУ	–	парогазовая установка;
ПСК	–	промсливная канализация;
ПМ	–	прямая магистраль

ПРК	–	пускорезервная котельная;
ПС	–	подающая сеть;
ПСВ	–	подогреватель сетевой воды;
ПЭН	–	питательный электронасосный агрегат;
ПЭС	–	приливная электростанция;
РАО	–	радиоактивные отходы;
РОУ	–	редукционно-охладительная установка;
СИТ	–	средства измерительной техники;
СН	–	сетевой насос;
СП	–	сетевой подогреватель;
СЭН	–	сетевой электрический насосный агрегат;
СЭС	–	солнечная электростанция;
ТМО	–	тепломеханическое оборудование;
ТН	–	тепловой насос;
ТНУ	–	теплонасосная установка;
ТО	–	технический осмотр;
ТФУ	–	теплофикационная установка;
ТЭС	–	тепловая электростанция;
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль;
ФЭС	–	фотоэлектрические станции
ХВО	–	химводоочистка;
ХОВ	–	химически очищенная вода;
ХЦ	–	химический цех;
ЦТПК	–	цех тепловых и подземных коммуникаций;

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время установленная мощность АЭС в Украине составляет 13,8 ГВт. При этом они вырабатывают более 50 % производимой в стране электроэнергии. С повышением стоимости природного газа интерес к АЭС как источникам теплоснабжения значительно вырос. Все пристанционные города надежно снабжаются теплотой и горячей водой. Возможности АЭС в этом направлении существенны и применение их может быть расширено.

Наряду с развитием атомной энергетики, занимающей соответствующее место в энергетическом балансе страны, интенсивно развиваются энергетические установки, использующие другие источники энергии. Это относится, прежде всего, к традиционной тепловой энергетике и к возобновляемым источникам энергии. Современные парогазовые установки достигли освоенного уровня начальных параметров 1400 °С, что соответствует КПД около 60 %. Постоянно совершенствуются и удешевляются солнечные установки башенного типа и с фотоэлементами. На рынке источников энергии представлены ветровые и когенерационные установки, тепловые насосы. Понимание ситуации на энергетическом рынке, знание сравнительных стоимостных показателей, выявление преимуществ ядерной энергетики, позволит правильно ориентироваться на рынке энергетикам-атомщикам и при этом активно отстаивать свои социальные позиции.

Неотъемлемой частью АЭС является сетевая установка, обеспечивающая теплоснабжение станции и пристанционного города (поселка). Теплоснабжение от АЭС должно быть экономически обоснованным решением. Тепловые сети в городе также являются объектом эксплуатации персонала АЭС. К элементам атомной станции относятся также пуско-резервная котельная (ПРК) и пиковый бойлер для подогрева сетевой воды, использующие органическое топливо.

Поэтому вместе с технологией использования ядерного топлива специалисты в области ядерной энергетики должны быть знакомы с технологией использования органического горючего. По этой причине первая часть книги посвящена описанию различных источников энергии, используемых в настоящее время: котел на органическом топливе, солнечные и ветровые установки, геотермальные установки.

В предлагаемом базовом учебнике указываются общие требования к энергоустановкам, их конструктивное оформление, вопросы проектирования и расчета, режимы работы.

Эти вопросы практически не приводятся в учебниках, предназначенных для студентов по специальности «Атомная энергетика». Указанный пробел и предполагается восполнить предлагаемым базовым учебником.

Книга предназначена не только для студентов, обучающихся по специальности «Атомная энергетика», но и для работников в области ядерной и тепловой энергетики.

# **1. ПРИНЦИПЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОТ АЭС. ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ**

## **1.1. Виды энергии, место АЭС на энергорынке**

Как известно, общая количественная мера различных форм движения материи называется энергией. Различают энергию механическую, тепловую, солнечную, электрическую, гидравлическую, ядерную, химическую и другие. Поскольку часть энергии всегда можно превратить в работу – энергию можно рассматривать, как меру способности тела совершать работу. Энергетикой называется топливно-энергетический комплекс, отрасль народного хозяйства, охватывающую энергетические ресурсы, выработку, преобразование, передачу и использование различных видов энергии. Энергетические ресурсы – природные источники энергии, которые можно превращать в энергию различных видов. Эти ресурсы делятся на 2 группы:

1. Возобновляемые ресурсы, т.е. такие запасы, которые постоянно воспроизводятся (гидро-энергоресурсы, энергия солнца, ветра, приливов и отливов, геотермальная и др.)

2. Невозобновляемые ресурсы - такие, запасы которых не имеют источников пополнения и уменьшаются с их потреблением (уголь, нефть, природный газ, горючие сланцы и др.)

Энергетика разделяется по видам производимой энергии и по типу источника энергии на электроэнергетику, теплоэнергетику, гидроэнергетику, ветроэнергетику, атомную энергетику, энергетику на органическом топливе и т.п.

Электроэнергетика – ведущая отрасль энергетики, обеспечивающая электрификацию народного хозяйства.

Теплоэнергетика – ведущая отрасль энергетики, занимающаяся преобразованием теплоты в другие виды энергии, в основном, в электрическую и механическую.

Гидроэнергетика – отрасль энергетики, занимающаяся преобразованием гидравлической энергии, главным образом в электрическую.

Ветроэнергетика – отрасль энергетики, связанная с разработкой методов и средств для преобразования энергии ветра в механическую и электрическую энергии.

Окружающая среда – совокупность природных, техногенных и социальных условий человеческого существования.

Чрезвычайную роль в развитии человеческого общества сыграло использование и развитие огня. Огонь как источник теплоты, ослабил зависимость человека от внешней среды, сделал его намного сильнее, позволил экономить силы и усиливать разум. В древности к огню относились как к божеству. Благодаря огню человек получил постоянный доступ к огромному морю энергии. Однако овладение энергией происходило очень



медленно и постепенно. Борьба за энергию будет продолжаться всегда, пока существует человек. Источник всех видов энергии на Земле – Солнце – также оказало большое влияние на развитие человеческого общества, значение Солнца невозможно преувеличить для Земли и человека. Процессы энергетического обмена, преобразования и накопления различных форм энергии, постоянно проходящие на Земле, являются результатом деятельности солнечной энергии и использования этой энергии человеком. Развитие новых видов энергии и их использование непрерывно осуществляется человеком, хоть и идёт крайне неравномерно, скачкообразно. Овладев огнём и продолжая поиск новых источников энергии в окружающем мире, человек последовательно обратился к энергии текущей воды, ветра, а затем и атомной энергии. Следует отметить, что каждой эпохе соответствует свой двигатель. Так уже за 4000–5000 лет до нашей эры появились водохранилища, которые строились для орошения, водоснабжения и перекачки воды. Уже в древнем мире водяные колёса применялись для перекачки воды, для её подъёма в оросительные системы, производства различных работ, преобразования энергии воды в механическую энергию, вращения станков, помола зерна, откачки воды, водоснабжения, подъёма воды и руды из шахт. Большим шагом вперёд явилось совмещение в единый двигатель водяных и ветряных колёс (в Европе это 11–12 век нашей эры, в Голландии 14 век н.э.). Это сыграло важнейшую роль в осушении территорий, лежащих ниже уровня моря, начали использоваться приводы различных производств. Можно сказать, что это был век водяных и ветровых турбин.

В середине 20-го столетия широкое применение получила электроэнергия. Начали распространяться и строиться электрические станции на органическом – тепловые электростанции (ТЭС), а затем и на ядерном топливе – атомные электростанции (АЭС).

Основное назначение АЭС и ТЭС – выработка наиболее широко применяемых в народном хозяйстве видов энергии, к которым относятся электрическая и тепловая энергии. Особенностью этих видов энергии является почти полное совпадение количества потребляемой и выработанной энергии. Это относится как к электрической, так и к тепловой энергии. Ни та, ни другая энергия не может вырабатываться на склад. Хотя известны конструкции электрических и тепловых аккумуляторов, однако эти аккумуляторы в настоящее время практически не используются (из-за их высокой стоимости). Поэтому обычно графики потребления электрической и тепловой нагрузки соответствуют графикам её производства. Чаще всего рассматриваются суточные и годовые графики нагрузок. Суточный график отражает изменение электрической и тепловой нагрузки в течение суток, годовой – в течение года. В соответствии с назначением, различают бытовую электрическую нагрузку, промышленную и транспортную. Электрическая нагрузка резко снижается в субботу, воскресенье и праздничные дни. Это приводит к неравномерной нагрузке в течение недели. Отмечается неравномерность нагрузки и в течение

суток: провалы нагрузки в обеденный перерыв и ночью.

Потребление обеспечивается работой многих электростанций, которые отличаются своим вкладом в общую нагрузку. Вся электрическая нагрузка делится на базовую, пиковую и полупиковую. На основании суточных графиков строятся годовые графики нагрузок по продолжительности.

Станции, работающие в базовой части нагрузки, характеризуются годовым числом часов использования установленной мощности 6000÷7000 часов в году, работающие в полупиковой части графика имеют порядка 4000 часов использования установленной мощности в году. Пиковые электростанции работают 2000...3000 часов в году. Атомные электрические станции работают в настоящее время в базовой части графика нагрузки. В этой же части графика работают и ТЭЦ. Для покрытия пиковых нагрузок используют газотурбинные электростанции, гидроэлектростанции с регулируемым стоком воды, гидроаккумулирующие электростанции. Для оценки напряжённости работы электростанции и оценки использования ее установленной мощности вводится коэффициент  $\mu_{уст}$  – коэффициент использования установленной мощности. Этот коэффициент представляет собой отношение количества выработанной электроэнергии в течение года к тому количеству, которое могло бы быть выработано за год:

$$\mu_{уст} = \frac{\mathcal{E}_{год}}{W_{эл} \cdot \tau_{год}},$$

где  $\mathcal{E}_{год}$  – годовая выработка электроэнергии;

$W_{эл}$  – установленная электрическая мощность электростанции;

$\tau_{год} = 8760$  – количество часов в году.

Под годовым числом часов использования установленной мощности понимается отношение:

$$T_{год} = \mathcal{E}_{год} / W_{эл}.$$

Тепловая нагрузка также делится на промышленную, отопительную, горячего водоснабжения и вентиляции. Станции, снабжающие потребителя не только электроэнергией, но и теплотой называются теплоэлектроцентралями (ТЭЦ). Промышленная нагрузка является более равномерной.

График тепловой нагрузки промышленных предприятий, работающих в две смены, представлен на рис. 1.1. На рис. 1.2 представлен годовой график отопительной нагрузки.

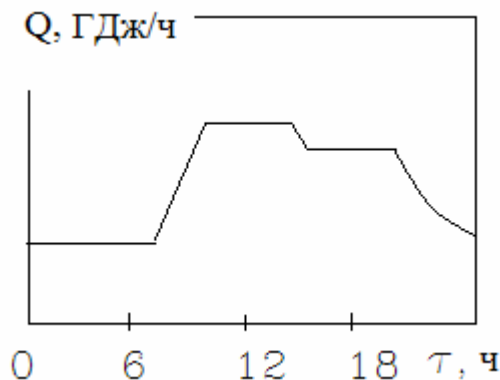


Рисунок 1.1 - Суточный график теплотребления предприятия, работающего в две смены

Основными первичными энергетическими источниками являются: уголь, уран, нефть, природный газ, возобновляемые источники.

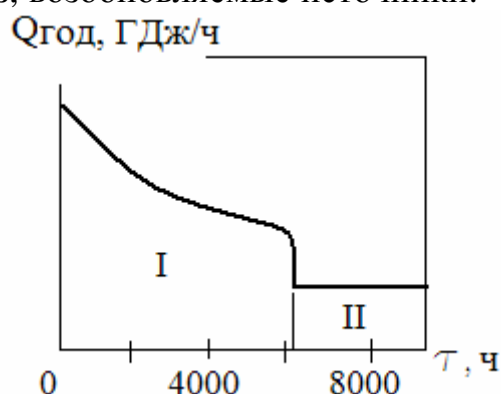


Рисунок 1.2 - Годовой график тепловой нагрузки:  
I – отопительный сезон; II- только горячее водоснабжение

За счет собственной добычи и производства первичных энергетических ресурсов в Украине обеспечивалось 48,6 % в 1995 г. и 59,9 % в 2003 г. от общего объема их потребления. Остановимся кратко на каждом источнике.

**Уголь.** Мировые запасы угля составляют основную часть разведанных запасов ископаемого топлива. Прогнозные запасы угля в Украине составляют 117,5 млрд. тонн, в том числе 56,7 млрд. - разведанные запасы, из которых энергетических марок — 39,3 млрд. т.

По состоянию на 1 января 2005 года в угольной промышленности Украины функционируют 167 шахт и три разреза. Согласно Энергетической стратегии Украины производственные мощности к 2030 году возрастут до 124,4 млн. т в год по базовому варианту и до 144,4 млн. т в год в случае оптимальной конъюнктуры при коэффициенте их использования 90 %.

Запасы угля в Украине достаточны для их использования в ближайшие 100 лет. Проблемы: устаревшее оборудование шахт, требующее замены, увеличение количества жертв на тонну добываемого угля при увеличении добычи, низкое качество добываемого угля. Все это ведет к повышению стоимости тонны угля. Наряду с развитием ядерной энергетики в энергетическом балансе Украины уголь будет занимать достойное место при условии больших инвестиций в техническое переоснащение, как добычи угля, так и подготовки его к сжиганию.

Запасов **нефти** в мире меньше, чем угля и газа, но достаточно на ближайшие 50-60, а может и более (с учетом новых месторождений) чем на 100 лет. Стоимость будет определяться доставкой энергоносителя потребителям.

Украина сильно зависит от импорта и не имеет возможности в ближайшее время обеспечить себя нефтью; возможно некоторое увеличение добычи нефти за счет черноморского шельфа.

Собственные запасы **природного газа** удовлетворяют потребность Украины не более чем на 20 %. Весь остальной необходимый газ поставляется из Российской Федерации. В Украине гипертрофирована роль газа. Неоправданно большинство ТЭС переведено на этот источник энергии. Стоимость газа постоянно растет и будет возрастать в дальнейшем.

Имеются некоторые запасы шахтного метана. Украина занимает 4 место по запасам метана в мире; в настоящее время в угольных шахтах используется только 4 % метана.

Украина владеет самыми большими запасами **урана и циркония** в Европе. Сейчас потребности удовлетворяются на одну треть. Сокращение мировых запасов урана, рост цен на производство ядерного топлива, разработка собственных месторождений урана и циркония, удорожание услуг по обогащению урана являются основными тенденциями в мире в настоящее время.

В настоящее время ядерная энергетика основана на уран-плутониевом топливном цикле с использованием ядерных реакторов на тепловых нейтронах различных типов. При этом роль возврата U-235 из отработавшего ядерного топлива (ОЯТ) для повторного использования невелика как из-за относительно малого объема переработки ОЯТ, так и небольшой доли невыгоревшего урана (30 %). Поэтому для существующего топливного цикла масштабы его усовершенствования практически ограничены возможностью однократного использования природного урана в ядерном топливе.

Общий объем установленных запасов природного урана в мире со стоимостью до 130 долларов за килограмм оценивается в 4 млн. тонн, из которых на страны СНГ приходится около 1,32 млн. тонн или 33 %.

Один энергоблок АЭС с электрической мощностью в 1000 МВт производит в год в среднем 6,4 ТВт·ч электроэнергии (при КИУМ 73 %) и потребляет урановое топливо, для изготовления которого расходуется около 160 тонн природного урана. В соответствии с этим общий расход природного урана в мировом производстве электроэнергии на АЭС может быть оценен в 55000 т/год. Таким образом, при сохранении существующего объема производства электроэнергии на АЭС (2500 ТВт·ч) установленных запасов урана достаточно в течение 100 лет.

В глобальном масштабе при сохранении существующего типа ядерной энергетике ее значение может быть весьма ограничено для общего объема производства энергии.

Переход на другие топливные циклы с воспроизводством ядерного топлива расширит временной диапазон использования урана.

**Возобновляемые источники энергии.** Энергоемкость возобновляемых источников в Украине не позволяет рассчитывать на какие-либо перспективы увеличения производства электроэнергии в промышленных масштабах.

В Украине с 1990 по 2004 г. снизилась добыча угля в 2 раза (с 164,8 до 80,2 млн. т), из них энергетического в три раза, природного газа в 1,4 раза (с

28,1 до 20,1 млрд. м<sup>3</sup>). Первичные источники энергии в мире при прогнозируемом росте потребности смогут обеспечить ближайшие 50-100 лет. Прогнозируется существенное повышение их стоимости для Украины, которая их не имеет, исключая уголь и уран.

Поэтому ограниченность органических энергоресурсов в мире и существенная недостаточность собственных энергоресурсов, принимая во внимание все минусы зависимости от внешних поставок, приводит к выводу о необходимости развития в стране ядерной энергетики.

### **Производство электроэнергии**

Рассматриваются четыре основных способа получения электрической энергии в Украине:

- Тепловая энергетика;
- Атомная энергетика;
- Гидроэнергетика;
- Энергетика, основанная на возобновляемых ресурсах.

При выборе доминирующего вида необходимо учитывать в основном:

- наличие ресурсов, достаточных для долговременного развития;
- воздействие на окружающую среду;
- конкурентоспособность и решение социальных проблем.

**ТЭС** в Украине по технико-экономическим и экологическим показателям находятся на уровне 70-х годов прошлого столетия и занимают одно из последних мест в Европе. Это серьезнейшая проблема для евроинтеграции и наращивания экспорта электроэнергии

Тепловые электростанции Украины составляют около 70 % установленных энергомощностей, а производят порядка 40 % от общего количества произведенной электроэнергии. Основным энергоносителем ТЭС является уголь, однако (вследствие повышения экологических требований и снижения добычи и качества угля) часть из них перешла на мазут и на газ.

На строительство ТЭС требуется в 2-3 раза меньше капиталовложений, чем на АЭС, однако эксплуатационные расходы больше приблизительно в 1,5-2 раза.

Особо следует отметить экологическую сторону эксплуатации ТЭС. В местах их расположения уничтожается среда обитания. Оцененные экологические убытки работающей на угле электростанции оцениваются как 0,6 \$/кВт·ч, на газе - 0,3 \$/кВт·ч, в то же время на ядерном топливе всего 0,01 \$/кВт·ч.

Оптимальным является сохранение существующих пропорций производства электроэнергии на ТЭС и АЭС приблизительно по 40-45 %.

**ГЭС.** Гидропотенциал больших рек практически исчерпан. В последние годы использование технического гидропотенциала больших рек в Украине превышало 60%.

Сегодня гидроэнергетика не полностью удовлетворяет потребности

энергосистем в пиковую и полупиковую мощности вследствие недостаточной мощности гидро - и гидроаккумулирующих электростанций (ГЭС и ГАЭС), а также ограничений, которые накладывают другие области водохозяйственного комплекса.

Незначительное увеличение производства электроэнергии ГЭС предполагается за счет реконструкции и модернизации существующих объектов гидроэнергетики, а также привлечения ресурсов малых и средних рек.

Таким образом, ГЭС не могут внести существенного вклада в реализацию Энергетической стратегии Украины на период до 2030 года.

**Возобновляемые источники энергии.** Ориентировочно вклад возобновляемых источников энергии в энергетический баланс Украины составляет не более 1%. Очевидно, что в ближайшие 50 лет эти источники энергии не будут конкурировать с традиционными ни по стоимости производства 1 кВт·ч электроэнергии, ни по масштабности.

Однако для энергетического будущего и безопасности энергоснабжения Украины, учитывая серьезные колебания цен на нефть и природный газ, с целью снижения зависимости страны от внешних источников энергоносителей, необходимо планирование создания системы энергетической безопасности и бесперебойного снабжения электроэнергией на основе возобновляемых источников энергии на далекую перспективу.

**АЭС.** Атомной энергетике Украины всего 55 лет. За это время в Украине развился достаточно мощный атомно-энергетический комплекс. Он включает атомные станции, предприятия по добыче урана, циркония, гафния, производству ионно-обменных смол, организации научно-технического сопровождения.

В настоящее время в Украине эксплуатируются только корпусные реакторы типа ВВЭР. Их достоинством является консерватизм “в сторону безопасности”, принятый при выборе проектных основ и технических решений, заключающийся в:

- достаточно высоком уровне внутренней самозащищенности реакторной установки в условиях нарушений нормальных условий эксплуатации и проектных аварий;
- большем, по сравнению с PWR объемом воды во II контуре.

Во время эксплуатации регулярно проводились оценки/анализ безопасности энергоблоков АЭС, подтверждавшие:

- соответствие безопасности требованиям новых норм, стандартов, правил ядерно-радиационной безопасности (ЯРБ);
- выполнение требований национального законодательства в сфере использования ядерной энергии, требований Регулирующего органа в части проведения оценки безопасности и получения лицензий.

Результаты и выводы, полученные в ходе проведения анализа безопасности являлись основанием для разработки мероприятий по

повышению безопасности действующих АЭС Украины и для учета и анализа накопленного опыта эксплуатации, влияния отказов по общей причине (природного и техногенного происхождения), запроектных аварий, мер по управлению ими и др.

Получены значения одного из целевых критериев безопасности – частоты плавления активной зоны (ЧПАЗ) для пилотных энергоблоков (выбраны в зависимости от типа реакторной установки):

- Запорожье-5 (ВВЭР-1000/В-320) –  $4,73 \cdot 10^{-5}$  1/год;
- Южно-Украинский-1 (ВВЭР-1000/В-302) –  $1,52 \cdot 10^{-4}$  1/год;
- Ровно-1 (ВВЭР-440/В-213) –  $8,06 \cdot 10^{-5}$  1/год.

Для введенных в эксплуатацию энергоблоков Хмельницкий-2 и Ровно-4 получены следующие значения ЧПАЗ:

- $4,21 \cdot 10^{-5}$  год<sup>-1</sup> – Хмельницкий -2;
- $3,19 \cdot 10^{-5}$  год<sup>-1</sup> – Ровно-4.

В результате проведенных оценок и реализуемых мероприятий по повышению безопасности показано, что уровень безопасности украинских АЭС соответствует самым современным требованиям.

**Экология.** В режиме нормальной эксплуатации энергоблоки АЭС практически не являются источниками техногенного загрязнения.

**Отработавшее ядерное топливо.** Ежегодно на одном энергоблоке АЭС ВВЭР-1000 образуется порядка 20 тонн отработавшего ядерного топлива (ОЯТ). В настоящее время обращение с ОЯТ в Украине осуществляется путем переработки (переработка ОЯТ Украины производится на предприятиях Российской Федерации) или длительного до 100 лет хранения в специальных хранилищах.

В первом случае производится извлечение урана и плутония для повторного применения, радионуклидов для других областей техники, медицины, отделяются трансурановые элементы.

Во втором случае ОЯТ находится в стадии промежуточного хранения. ОЯТ хранится в хранилищах мокрого типа, в которых обеспечивается оптимальный тепловой режим и температурный контроль. Более дешевые хранилища «сухого типа» являются и более прогрессивными. В Украине функционирует одно сухое хранилище на ЗАЭС. Захоронение ОЯТ должно производиться в стабильных геологических формациях, обеспечивающих целостность хранилища десятки и сотни тысяч лет.

#### **Обращение с радиоактивными отходами.**

Кроме ОЯТ в процессе эксплуатации АЭС образуются радиоактивные отходы (РАО), которые не подлежат дальнейшему использованию. Обращение с РАО предполагает их сбор, переработку, перевозку, хранение и захоронение.

В настоящее время все эксплуатационные РАО хранятся на площадках АЭС. Во многих странах реализуется концепция централизованного хранения. В Украине планируется строительство государственного централизованного хранилища, в которое за плату будут сдаваться РАО всех станций. Это

позволит существенно уменьшить объемы РАО, находящиеся на станциях.

**Новые поколения реакторов.** Все дефициты ядерной энергетики (в части ядерной и радиационной безопасности, большого количества ОЯТ и РАО, недостаточной маневренности, низкой экономичности, оптимального использования ядерного топлива) будут устранены при разработке и вводе в эксплуатацию ядерных энергоблоков нового поколения. Такие работы уже интенсивно ведутся и имеется определенный прогресс.

МАГАТЭ разрабатывает концепцию по применению безопасных технологий выработки атомной энергии на ядерных реакторах и ядерных циклов нового поколения, которые позволяют существенно повысить безопасность АЭС и их экономическую эффективность.

В рамках деятельности Европейской группы эксплуатирующих организаций (EUR Group) по выработке требований к перспективному реактору разрабатываются подходы к обеспечению безопасности новых эволюционных проектов ядерных установок. Основной задачей группы, в составе которой работают и специалисты Украины, созданной по инициативе и на базе эксплуатирующей организации Франции – EDF, является разработка технического задания на проектирование перспективного реактора.

В рамках реализации международного проекта INPRO, в котором также принимает участие Украина, разрабатываются новые подходы к реализации энергетических программ 21 века.

В рамках INPRO разрабатываются системы, которые будут способствовать превращению ядерной энергетики в один из основных источников мирового производства энергии в 21-ом столетии. В этом контексте будущие системы могут включать как лучшие эволюционные проекты ядерных энергетических установок, так и проекты, реализующие инновационные концепции.

Как уже упоминалось, существенное увеличение роли ядерной энергии в мировой энергетике возможно при переходе на новый топливный цикл. Такой цикл, в принципе, может быть основан на использовании реакторов на быстрых нейтронах.

Определенные возможности, по-видимому, могут быть связаны с использованием уран-ториевого топливного цикла. Такой переход, однако, требует полного переоснащения реакторной базы и развития мощных производств переработки ОЯТ для выделения из него плутония и его рециклирования в новое ядерное топливо, а также новой базы для уран-ториевой энергетики.

Отметим, что энергетический ресурс достоверных запасов природного урана (при использовании с КПД 50 % в инновационных установках) составляет 40000 млрд. тонн, что в восемь раз превышает запасы всех органических энергоносителей).

Одним из уже разрабатываемых инновационных реакторов (в том числе на Украине в ХФТИ НАН Украины) являются жидкосольевые реакторы (ЖСР)



нового поколения на основе уран-ториевого топливного цикла.

Ядерная, радиационная, экологическая безопасности ЖСР при работе по уран-ториевому циклу существенно выше, чем ВВЭР и реакторов с жидкометаллическим топливом, работающих по уран-плутониевому циклу.

Высокая радиационная безопасность обеспечивается тем, что при утечке и даже разбрызгивании, разбрасывании расплава, он неизбежно охлаждается на воздухе или в воде и превращается в куски фторидного стекла высокой плотности и радиационной стойкости.

Высокая экологическая безопасность обеспечивается тем, что элементный и изотопный состав продуктов ядерных реакций с торием-232, ураном-233 и 235 и их производными требует организации надежного хранения (в виде блоков фторидного стекла) в течение всего лишь сотен (до тысячи) лет, т.е. в тысячу раз менее длительные сроки, чем для радиоактивных отходов уран-плутониевого цикла (без их трансмутации, дожигания).

Активные исследования новых возобновляемых источников энергии и управляемого термоядерного синтеза пока не позволяют рассматривать их в качестве реальных конкурентоспособных способов крупномасштабного замещения традиционного топлива.

Будущее атомной энергетики Украины зависит от решения трех главных задач:

- поддержание безопасного и эффективного функционирования действующих АЭС и их топливной инфраструктуры;
- постепенное замещение действующих АЭС энергоблоками традиционных типов повышенной безопасности и осуществление на их основе в последующие 20-30 лет умеренного роста установленной мощности атомных энергоблоков и увеличения экспорта электроэнергии;
- разработка и овладение в промышленных масштабах ядерной технологией, отвечающей требованиям крупномасштабной энергетики по экономике, безопасности и топливному балансу.

На основе благоприятного опыта на первом этапе эксплуатации ядерно-энергетических установок сформировалось представление о развитии атомной энергетики в два этапа:

- энергетика на тепловых реакторах и накопление в них плутония для запуска и параллельного освоения быстрых реакторов;
- развитие на основе быстрых реакторов атомной энергетики большого масштаба, постепенно замещающей традиционную энергетику на ископаемом органическом топливе.

Стратегической целью является овладение на основе ядерного бридинга практически неисчерпаемыми ресурсами дешевого топлива - урана и, возможно, тория.

Быстрые реакторы умеренной энергонапряженности с коэффициентом воспроизводства около единицы позволяют развивать атомную энергетику

большого масштаба без ограничений по топливным ресурсам.

Развитие атомной энергетики в два этапа предполагает длительное сосуществование тепловых реакторов на уране-235, пока есть дешевый уран, и быстрых реакторов, которые вводятся на плутонии из оружейных запасов и из тепловых реакторов и практически не имеют ограничений по топливным ресурсам.

В двухкомпонентной структуре целесообразен постепенный переход тепловых реакторов на выгодный для них уран-ториевый цикл. Двухкомпонентная структура атомной энергетики будущего имеет под собой веские основания, но важный для нее вопрос о пропорциях между быстрыми и тепловыми реакторами требует адекватного решения.

#### Выводы

1. При любом варианте развития в крупномасштабной ядерной энергетике будущего могут найти свое место разные типы реакторов на тепловых нейтронах при доминирующей роли быстрых реакторов.
2. Двухкомпонентную схему с покрытием дефицита топлива для тепловых реакторов за счет избыточного производства в быстрых реакторах следует рассматривать как отдаленную перспективу.
3. В рассматриваемый период тепловые реакторы будут работать на U-235, но для следующих этапов следует начать подготовку к переводу их на торий-урановый цикл. При накоплении в них U-233 с концентрацией, необходимой для тепловых реакторов, изготовление торий-уранового топлива не потребует извлечения чистого U-233.

Приведенный краткий анализ показал безальтернативность развития ядерной энергетики в Украине. Существуют три основных причины, которые стимулируют дальнейшее развитие ядерно-энергетического комплекса:

- технологическая: разработаны новые ядерные технологии, предложены технологические идеи; с эксплуатацией и перспективным развитием ядерной энергетики связано большое количество научных учреждений, промышленных предприятий, создан мощный атомно-промышленный комплекс;
- экологическая: ядерная энергетика является экологически чистым производством, способным существенно затормозит климатические изменения в глобальном масштабе. Следует привести высказывание руководителя общественной организации «Гринпис» Джеймса Лавлока «Только ядерная энергия может стать на пути глобального потепления»;
- экономическая: нужда в электроэнергии и энергоресурсах, низкая цена вырабатываемой продукции в Украине, сохранение энергоресурсов.

## 1.2. Альтернативные источники энергии

Ограниченность запасов органического топлива и постоянный рост цен на энергоносители стимулирует поиск альтернативных источников энергии.

Сегодня имеется существенный прогресс в техническом оснащении целого ряда идей, однако все они пока имеют достаточно высокие цены и большой срок окупаемости. Это является тормозом на пути широкомасштабного внедрения солнечной, ветровой энергетики и других предложений. Тем не менее, уже сегодня на этом рынке работает целый ряд фирм, прибыль которых из года в год растет, и положение которых на рынке инновационных технологий укрепляется.

Целью настоящего раздела является анализ технического и стоимостного состояния различных альтернативных источников энергии, а также проведение сопоставления этих источников с точки зрения технико-экономической целесообразности использования их в Украине.

### **1.2.1. Ветряные электростанции**

Принцип работы: ветротурбины преобразуют кинетическую энергию ветра в электрическую с помощью генератора в процессе вращения ротора. Ротор – это соединенные вместе лопасти. Они используются подобно пропеллеру самолета для вращения вала, подсоединенного к электрическому генератору. По своей конструкции генератор ветроэнергетической установки (ВЭУ) напоминает генераторы, используемые в тепловых электростанциях. Изобретено огромное количество машин для производства энергии за счет ветра, и многие из них представляют собой весьма необычные конструкции. Тем не менее, существуют два основных типа ВЭУ: с горизонтальной и с вертикальной осью вращения.

С горизонтальной осью вращения, имеющие две или три лопасти, установленные на вершине башни, – наиболее распространенный тип ветрогенераторов. Ось ведущего вала ротора – части турбины, соединяющей лопасти с генератором, – считается осью машины. У турбин с горизонтальной осью вращения ведущий вал ротора расположен горизонтально.

В рабочем состоянии относительно направления воздушного потока ротор турбины может находиться перед опорой – так называемый наветренный ротор или за опорой – подветренный ротор. Чаще всего турбины с горизонтальной осью вращения имеют две или три лопасти, хотя есть и модели с большим числом лопастей. Последние представляют собой диск с большим количеством лопастей. Такие установки используются в первую очередь в качестве водяных насосов. В турбинах с малым количеством лопастей, площадь ротора не является сплошной. Для наиболее эффективной работы ветрогенератора, лопасти должны максимально взаимодействовать с ветровым потоком, проходящим через площадь вращения ротора. ВЭУ с большим количеством лопастей обычно работают при низких скоростях вращения, в то время как установки с двумя или тремя лопастями должны вращаться с очень высокой скоростью, чтобы максимально охватить ветровые потоки, проходящие через площадь ротора. Теоретически, чем больше лопастей у ротора, тем эффективней должна быть его работа. Однако, это не

так. Ветроэнергетические установки с большим количеством лопастей менее эффективны, чем турбины с двумя или тремя лопастями, так как лопасти создают помехи друг другу.

У турбин с вертикальной осью вращения (Н-образные) ведущий вал ротора расположен вертикально. Лопасти такой турбины – длинные, обычно дугообразные. Они прикреплены к верхней и нижней частям башни. Благодаря вертикальному расположению ведущего вала ротора Н-образные турбины, в отличие от турбин с горизонтальной осью вращения, "захватывают" ветер, дующий в любом направлении, и для этого им не нужно менять положение ротора при изменении направления ветровых потоков. Автором идей создания турбины с вертикальной осью вращения является французский инженер Дарриус (Darrieus).

Несмотря на свое внешнее различие, турбины с вертикальной и горизонтальной осями вращения представляют собой похожие системы. Кинетическая энергия ветра, получаемая при взаимодействии воздушных потоков с лопастями турбины, через систему трансмиссии передается на электрический генератор. Благодаря трансмиссии генератор может работать эффективно при различных скоростях ветра. Выработанная электроэнергия может использоваться напрямую, поступая в электросеть или накапливаться для более позднего использования. Малые ветроэнергетические станции обычно состоят из лопастей, генератора переменного тока, регулятора и электронной системы контроля. Лопасти, как правило, производят из углеродного композитного волокна, которое "скручивается", когда турбина выходит на режим номинальной мощности. Благодаря этому эффекту "скручивания" волокна изменяется форма лопасти, что в свою очередь действует как тормоз для лопасти, останавливая ее. Это смягчает работу генератора переменного тока, предотвращая повреждения, которые могут быть из-за сильного ветра.

Генератор переменного тока разработан таким образом, чтобы максимально использовать энергию ветра. Он снабжен постоянными магнитами и обычно не имеет щеток, что повышает его эффективность и удлиняет срок действия без специального обслуживания.

Электронная система контроля поддерживает нужную нагрузку на генераторе переменного тока, предотвращая, таким образом, превышение скорости, независимо от состояния батареи. Во время зарядки батареи регулятор периодически "проверяет" линию, следя за потерями напряжения и контролируя состояние батареи. В момент, когда батарея полностью зарядилась, регулятор "отключает" заряд, чтобы батарея не перезарядилась, в то же время, поддерживая нагрузку на генераторе переменного тока для предотвращения ускорения.

Ветроэнергетика является экономически выгодной альтернативой дизельным генераторам для жителей отдаленных областей, потому что не требует дополнительных затрат на постоянную доставку топлива для

генератора.

Одной из наиболее важных характеристик ветрогенератора является его номинальная мощность. Номинальная мощность указывается в связке с номинальной скоростью. К примеру, ветряная установка W10 производства фирмы Winder имеет номинальную мощность 20 кВт при скорости 10 м/с. Ветрогенератор может производить и большую мощность, но до определённого предела. На скорости 20 м/с активируется защитный механизм, который защищает ветрогенератор от повреждений. Благодаря ему, ВЭУ способна выносить ураганный ветер до 50 м/с.

600-киловаттная машина, к примеру, при средней скорости ветра 4,5 м/с, производит в год около 500 тысяч кВт·ч. При скорости ветра 9 м/с она выработает до 2 млн. кВт·ч в год. Количество произведённой за год энергии не может быть рассчитано путем простого умножения установленной мощности на среднюю годовую скорость ветра. Необходимо также учитывать коэффициент использования установленной мощности для определения эффективности работы турбины в течение года на определённой площадке.

Очень важным фактором, влияющим на производительность ВЭУ, является её месторасположение. Как известно, с высотой скорость ветра возрастает. Поэтому большинство ветрогенераторов имеют высокие башни. Чем выше турбина относительно вершин соседних препятствий, тем меньше они заслоняют ветер. На ветроэлектростанциях (комплексы из ВЭУ) установки располагаются на расстоянии от 5 до 15 диаметров ротора друг от друга. Это необходимо для того, чтобы избежать взаимного влияния турбулентности, возникающей на лопастях соседних ветряных установок.

Зоны применения ветрогенератора - это:

- районы, удалённые от линий электропередач;
- места, где полностью отсутствует центральная электросеть;
- регионы с устаревшим и изношенным оборудованием, где, возможны длительные перебои с энергоснабжением;
- регионы, где из-за плохих погодных условий возможны проблемы с энергообеспечением ВЭУ имеет следующие преимущества

над дизельными генераторами:

- экологическая чистота;
- энергонезависимость, т.е. отсутствие потребности в каком-либо топливе.
- практически полная бесшумность работы;
- престиж по причине предыдущих трёх пунктов и немалой стоимости самой ветряной установки.

Ветроэлектростанции (ВЭС) существуют во всем мире. Они идеально подходят для нужд стран с их потребностью в срочном введении в эксплуатацию новых мощностей. Они могут быть введены в строй и подключены к энергосети за более короткий срок и с меньшими затратами по сравнению с вводом больших электростанций, которым необходима сложная

инфраструктура по производству и передаче электроэнергии.

Наибольший ветровой потенциал наблюдается на морских побережьях, на возвышенностях и в горах. Тем не менее, существует еще много других территорий с потенциалом ветра, достаточным для его использования в ветроэнергетике. Как источник энергии, ветер является менее предсказуемым в отличие от, например, Солнца, однако в определенные периоды наличие ветра наблюдается на протяжении целого дня. На ветровые ресурсы влияет рельеф Земли и наличие препятствий, расположенных на высоте до 100 метров. Поэтому ветер в большей степени зависит от местных условий, чем энергия Солнца. В гористой местности, к примеру, два участка могут обладать одинаковым солнечным потенциалом, но вполне возможно, что их ветровой потенциал будет различен, в первую очередь из-за различий в рельефе и направлении ветровых потоков. В связи с этим планирование места под ВЭУ должно проводиться более тщательно, чем при монтаже солнечной системы.

Энергия ветра также подчинена сезонным изменениям погоды: более эффективная работа ветряка зимой и менее – в летние жаркие месяцы. В климатических условиях Дании фотоэлектрическая система эффективна на 18% в январе и на 100% в июле. Эффективность работы ветроустановки в июле – 55%, а в январе – 100%. Оптимальным вариантом является комбинирование в одной системе небольшого ветрогенератора и солнечной системы. Подобные комбинированные системы обеспечивают более высокую производительность электроэнергии по сравнению с отдельно установленными ветровой или фотоэлектрической установками.

Количество энергии, произведенной за счет ветра, зависит от плотности воздуха, от площади, охваченной лопастями ветротурбины, и скорости ветра. Из-за того, что зимой воздух более плотный, ветряная установка будет вырабатывать зимой больше энергии, чем летом, при одинаковой скорости ветра. На территории, расположенной высоко над уровнем моря, например, в горах, атмосферное давление меньше и, соответственно, меньше плотность воздуха, но это вполне компенсируется повышенной скоростью ветра. Высота мачты также может значительно повлиять на производительность ВЭУ, представляющую собой достаточно сложное изделие. Многие из ранее разработанных образцов оказались ненадежными. Например, фотоэлектрический модуль, в отличие от ВЭУ, изначально является более надежным, но и значительно более дорогим источником энергии. Дело в том, что конструкция из солнечных панелей не содержит никаких движущихся элементов. Ветрогенератор состоит из множества механизмов, в том числе и движущихся. Поэтому надежность такой установки ниже.

Ветрогенераторы мощностью  $\geq 5$  кВт состоят из следующих блоков:

- **ротор** - лопасти, соединенные с центральным валом. Центральный вал связан с ведущим валом привода через коробку передач – трансмиссию (в некоторых системах вал ротора напрямую соединен с приводом генератора);
- **трансмиссия** и привод необходимы для передачи кинетической

энергии ротора через ведущий вал на электрогенератор;

- **блок управления.** Все системы ветроэнергетической установки контролируются и управляются с помощью компьютера. Система контроля угла наклона лопастей разворачивает лопасти под углом, нужным для эффективной работы при любой скорости ветра. Система контроля направления оси ротора разворачивает ВЭУ по направлению к ветру в горизонтальной плоскости;

- **контроллер** поддерживает постоянное напряжение на генераторе при изменении скорости ветра. Генератор, работающий при различных скоростях ветра, является важной составной частью эффективной работы ВЭУ.

Конструкция малых ветрогенераторов, предназначенных для частного использования, значительно проще. В ней трансмиссия зачастую не нужна. Ротор соединяется напрямую с генератором. Однако, если планируется ветрогенератор для обеспечения частного дома, то к нему потребуются блок из инвертора и аккумуляторов.

В 2008 г. суммарная мощность установленных в Украине ВЭС составляет 74,3 МВт. И хотя этот показатель слишком низкий по сравнению с мировыми ветроэнергетическими лидерами – Германией, Испанией, США – Украина относится к тем немногим странам, где налажено серийное производство лицензионных ВЭУ. В их производстве участвуют 23 завода бывшего военно-промышленного комплекса, а сборку ветротурбин осуществляет "Южный машиностроительный завод" (г. Днепропетровск).

Потенциал ветра в Украине составляет 24 ГВт. Согласно Указу Президента Украины от 2 марта 1996 г. №159 "О строительстве ветряных электростанций" в стране действует Комплексная программа строительства ВЭС. В рамках этой программы сегодня в Украине освоено производство USW56-100 мощностью 107,5 кВт по лицензии американской компании Kenetech Windpower. Стоит заметить, что эти ветрогенераторы являются устаревшими.

С июня 2003 года в Украине начали вводить в эксплуатацию новые более современные ВЭУ мощностью 600 кВт бельгийской фирмы Turbowinds.

В 2003 году украинская ветроэнергетика отметила свое десятилетие, если считать точкой отсчета дату запуска первой в стране Акташской ВЭС. Принято решение строить в Крыму ВЭС мощностью 300 МВт. Там будут использоваться установки со следующими характеристиками:  $N_{э}=2,1$  МВт; высота башни 79 м; длина лопасти 44 м; номинальная скорость ветра 15 м/с.

Далее для примера приводятся данные ветрогенератора W10 производства кампании Winder мощностью 20 кВт: диаметр ротора 10 м, высота мачты 18 м, 3 лопасти (стекловолоконистый композитный материал), максимальная мощность: 25 кВт, выходное напряжение 360 В, минимальная скорость ветра 2 м/с; номинальная - 12 м/с, максимальная - 20 м/с, выдерживает ветер до 45 м/с, скорость вращения ротора 90 оборотов / мин.,

рабочая температура  $-40...+60$  °С, автоматика защищает от превышения скорости ветра, среднегодовая выработка энергии: 55 000 кВт-ч, общая масса 3160 кг. Комплектация ветряной установки: - ветротурбина, - лопасти (3 шт.); - мачта (18 метров с оттяжками); - крепления;

- тросы; - поворотный механизм; - анемометр; - датчик направления ветра, - электрические кабели; - контроллер заряда. Стоимость 19775 евро. В эту стоимость входит доставка по Украине, налоги (20% НДС) и страховка на 1 год.

Дополнительно возможно приобретение однофазного инвертора (для преобразования переменного тока в постоянный для зарядки аккумуляторов) за 5460 евро, трехфазного инвертора за 5920 евро, аккумуляторов 30 шт. по 100 А·ч за 6240 евро, аккумуляторов 30 шт. по 200 А·ч за 12450 евро.

В эту стоимость входит доставка по Украине, налоги (20% НДС) и страховка на 1 год.

Понятно, что для теплоснабжения ВЭУ могут использоваться в комплексе с электронагревателями или с тепловым насосом.

### 1.2.2. Солнечные полупроводниковые электростанции

Солнечные полупроводниковые электростанции предназначены для производства электроэнергии. Понятно, что электроэнергия может использоваться и для отопления, однако это неэкономично. Оборудование для использования солнечной энергии для получения электроэнергии показано на рис. 1.3.

При работе полупроводниковых элементов получается постоянный ток. Поэтому при использовании потребителей, работающих на переменном токе, необходимо использовать инвертор – прибор для преобразования постоянного электрического тока в переменный. Непостоянство выработки энергии предопределяет необходимость использования аккумуляторных батарей.



Рисунок 1.3 - Принципиальная схема полупроводниковой электростанции

Солнечные фотоэлектрические системы просты в обращении и не имеют движущихся механизмов, однако сами фотоэлементы содержат сложные полупроводниковые устройства, аналогичные используемым для производства интегральных схем. В основе действия фотоэлементов лежит физический



принцип, при котором электрический ток возникает под воздействием света между двумя полупроводниками с различными электрическими свойствами, находящимися в контакте друг с другом. Совокупность таких элементов образует фотоэлектрическую панель, либо модуль (рис. 1.4).

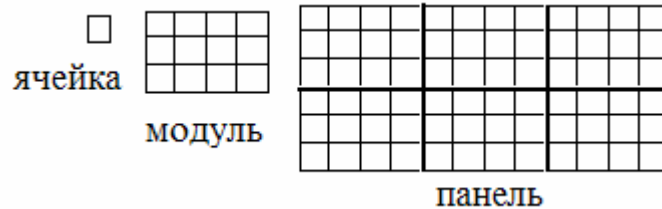


Рисунок 1.4 - Состав полупроводниковой панели

Современное производство фотоэлементов практически полностью основано на кремнии. Около 80 % всех модулей производится с использованием поли- или монокристаллического кремния, а остальные 20 % используют аморфный кремний. Кристаллические фотоэлементы - наиболее распространенные, обычно они имеют синий цвет с отблеском. Аморфные, или некристаллические - гладкие на вид и меняют цвет в зависимости от угла зрения.

Монокристаллический кремний имеет наилучшую эффективность (около 14 %), но он дороже, чем поликристаллический, эффективность которого в среднем составляет 11%. Аморфный кремний широко применяется в небольших приборах, таких как часы и калькуляторы, но его эффективность и долгосрочная стабильность значительно ниже, поэтому он редко применяется в силовых установках.

Фотоэлемент представляет собой "сэндвич" из кремния (рис. 1.5) - второго по распространенности на Земле вещества. Девяносто девять процентов современных солнечных элементов изготавливают из кремния (Si), а остальные построены на том же принципе, что и кремниевые солнечные элементы. На один слой кремния наносится определенное вещество, благодаря которому образуется избыток электронов. Получается отрицательно заряженный ("N") слой. На другом слое создается недостаток электронов, он становится положительно заряженным ("P"). Собранные вместе с проводниками, эти две поверхности образуют светочувствительный электронно-дырочный переход. Он называется полупроводником, так как, в отличие от электропровода, проводит ток только в одном направлении - от отрицательного к положительному. При воздействии солнца или другого интенсивного источника света возникает постоянный ток напряжением ~0,5 В. Сила тока (ампер) пропорциональна световой энергии (количеству фотонов). В любой фотоэлектрической системе напряжение почти постоянно, а ток пропорционален размеру фотоэлементов и интенсивности света.

Фотоэлементы производятся из сверхчистого кремния, смешанного в точной пропорции с некоторыми другими веществами. Сверхчистая

кремниевая подложка, из которой делают фотоэлементы, стоит очень дорого. Количество сверхчистого кремния, необходимого для изготовления одного фотоэлектрического модуля мощностью 50 Вт, было бы достаточно для интегральных схем примерно двух тысяч компьютеров. Кроме того, в фотоэлементах присутствуют алюминий, стекло и пластмасса - недорогие и многократно используемые материалы.

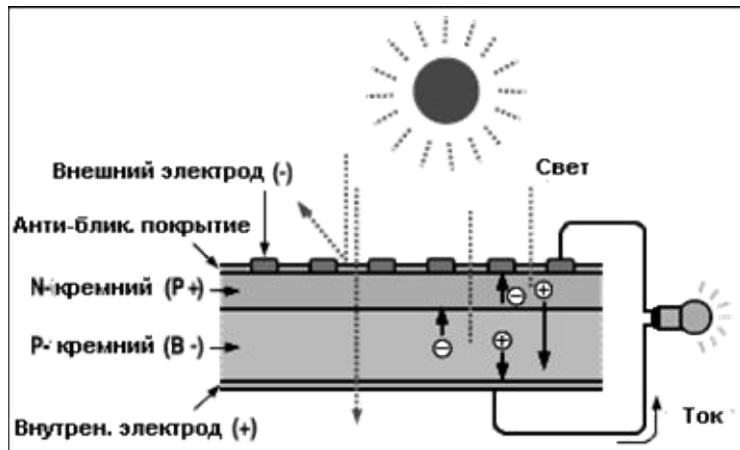


Рис. 1.5 - Устройство фотоэлемента

Фотоэлементы производятся из сверхчистого кремния, смешанного в точной пропорции с некоторыми другими веществами. Сверхчистая кремниевая

подложка, из которой делают фотоэлементы, стоит очень дорого. Количество сверхчистого кремния, необходимого для изготовления одного фотоэлектрического модуля мощностью 50 Вт, было бы достаточно для интегральных схем примерно двух тысяч компьютеров. Кроме того, в фотоэлементах присутствуют алюминий, стекло и пластмасса - недорогие и многократно используемые материалы.

Солнечный модуль - это батарея взаимосвязанных солнечных элементов, заключенных под стеклянной крышкой. Чем интенсивнее свет, падающий на фотоэлементы и чем больше их площадь, тем больше вырабатывается электричества и тем больше сила тока. Модули классифицируются по пиковой мощности в ваттах (Втп). Один пиковый ватт - техническая характеристика, которая указывает на значение мощности установки в определенных условиях, т.е. когда солнечное излучение в  $1 \text{ кВт/м}^2$  падает на элемент при температуре  $25^\circ\text{C}$ . Такая интенсивность достигается, когда Солнце в зените при хороших погодных условиях. Чтобы выработать один пиковый ватт, нужен один элемент размером  $10 \times 10 \text{ см}$ . Более крупные модули, площадью  $1 \text{ м} \times 40 \text{ см}$ , вырабатывают около 40-50 Втп. Однако солнечная освещенность редко достигает величины  $1 \text{ кВт/м}^2$ . Более того, на солнце модуль нагревается значительно выше номинальной температуры. Оба эти фактора снижают производительность модуля. В типичных условиях средняя производительность составляет около  $6 \text{ Вт}\cdot\text{ч}$  в день и  $2000 \text{ Вт}\cdot\text{ч}$  в год на  $1 \text{ Втп}$ .  $5 \text{ Вт}\cdot\text{ч}$  - это количество энергии, потребляемое 50-ваттной лампочкой в течение 6 минут ( $50 \text{ Вт} \times 0,1 \text{ ч} = 5 \text{ Вт}\cdot\text{ч}$ ) или портативным радиоприемником в течение часа ( $5 \text{ Вт} \times 1 \text{ ч} = 5 \text{ Вт}\cdot\text{ч}$ ).

Большинство международных компаний производят достаточно надежные фотоэлектрические модули со сроком эксплуатации до 20 лет. На

сегодняшний день производители модулей гарантируют указанную мощность на период до 10 лет. Решающим критерием для сравнения разных типов модулей является цена 1 Вт пиковой мощности. Другими словами, можно получить больше электроэнергии за те же деньги, используя модуль ценой 569 долларов с пиковой мощностью 120 Втп (4,74 доллара за 1 Втп), чем с помощью "дешевого" модуля мощностью 90 Втп, который стоит 489 долларов (5,43 доллара за 1 Втп). Номинальный КПД менее важен при выборе системы.

К преимуществам СПЭС относятся:

**Высокая надежность:** Фотоэлементы разрабатывались для использования в космосе, где ремонт слишком дорог, либо вообще невозможен. До сих пор фотоэлементы являются источником питания практически для всех спутников на земной орбите. Они работают без поломок и почти не требуют технического обслуживания.

**Низкие эксплуатационные расходы** Фотоэлементы работают на бесплатном топливе - солнечной энергии. Благодаря отсутствию движущихся частей, они не требуют особого ухода. Рентабельные фотоэлектрические системы являются идеальным источником электроэнергии для станций связи в горах, навигационных бакенов в море и других потребителей, расположенных вдали от линий электропередач.

**Экологичность:** Поскольку при использовании фотоэлектрических систем не сжигается топливо и нет движущихся частей, они являются бесшумными и чистыми. Эта их особенность чрезвычайно полезна там, где единственной альтернативой для получения света и электропитания являются дизель-генераторы и керосиновые лампы.

**Модульность.** Фотоэлектрическую систему можно довести до любого размера. Владелец такой системы может увеличить либо уменьшить ее, если изменится его потребность в электроэнергии. По мере возрастания энергопотребления и финансовых возможностей, домовладелец может каждые несколько лет добавлять модули. Фермеры могут обеспечивать скот питьевой водой при помощи передвижных насосных систем.

**Низкие затраты на строительство.** Размещают фотоэлектрические системы обычно близко к потребителю, а значит, линии электропередачи не нужно тянуть на дальние расстояния, как в случае подключения к линиям электропередач. Вдобавок, не нужен понижающий трансформатор. Меньше проводов означает и более низкие затраты и более быстрый монтаж.

Многие малые фотоэлектрические системы, питающие несколько лампочек и телевизор, гораздо дешевле, чем альтернатива - продление линии электропередач, замена и утилизация одноразовых батарей, либо применение дизель-генератора. Стоимость электричества, произведенного на крупных установках, способных обеспечить электропитанием жилой дом, выражается в стоимости одного кВт·ч. Она зависит от первоначальной стоимости системы, условий кредита (для выплаты первоначальной стоимости), расходов на эксплуатацию системы, ее ожидаемого срока эксплуатации и от общей

эффективности. При обычных процентных ставках на кредит и среднем сроке эксплуатации стоимость солнечного электричества в США в 1998 г. составляла от 20 до 50 центов за кВт·ч.

Наиболее распространенные модули производят 100-120 Вт/м<sup>2</sup>). Таким образом, модуль площадью один квадратный метр производит достаточно электричества, чтобы питать одну 100-ваттную лампочку. Если же говорить о промышленных масштабах, фотоэлектрическая станция, занимающая квадратный участок земли со стороной около 160 км могла бы обеспечить электричеством все США. Лучшим решением, однако, является расположение фотоэлектрических модулей на крышах зданий или встраивание их в фасадные стены. Это более дешевый вариант, так как при этом возможна экономия строительных материалов.

При помощи фотоэлектрических систем можно осуществлять накачку воды и вентиляцию. Фотоэлектрические модули вырабатывают наибольшее количество энергии в ясные, солнечные дни. Простые фотоэлектрические системы сразу же используют произведенный постоянный ток для работы насоса или вентилятора. Такие системы обладают преимуществами для решения простых задач. Энергия производится там и тогда, когда она необходима, поэтому прокладка проводов, аккумулялирование и системы контроля не требуются. Небольшие - до 500 Вт - системы весят менее 70 кг, так что их легко перевозить и монтировать. Установка занимает всего лишь несколько часов. И хотя насосам и вентиляторам требуется техническое обслуживание, сами фотоэлектрические модули нуждаются лишь в редком осмотре и чистке.

Использование солнечной энергии фундаментальным образом отличается от традиционных электрических и топливных систем. Они работают на постоянном токе. Количество энергии зависит от интенсивности излучения Солнца. Поскольку дешевле хранить воду (в баках), чем энергию (в аккумуляторах), солнечные насосы отличаются низкой производительностью, медленно качая воду в течение всего светового дня.

Использование простых эффективных систем - ключевой фактор использования Солнца для подъема воды. Для этой цели применяются специальные маломощные насосы постоянного тока без аккумуляторов и без преобразователей тока. Современные двигатели постоянного тока хорошо работают при переменной мощности и скорости. Они нуждаются в небольшом ремонте (замене изношенных частей) не ранее, чем через 5 лет после их установки. Большинство солнечных насосов, применяемых для малых потребителей (жилые дома, мелкая ирригация, содержание скота) - это поршневые насосы. Они отличаются от более быстрых центробежных насосов (в т.ч. струйных и погружных).

Насосы подразделяются на поршневые, диафрагменные, ротационные и рычажные. Они наилучшим образом приспособлены к работам малого объема, особенно когда нужны переменные рабочие скорости. В системах большего

объема применяются центробежные, струйные и турбонасосы. Электронные согласующие устройства позволяют солнечным насосам включаться и работать в условиях низкой освещенности. Это позволяет использовать энергию Солнца напрямую, без аккумуляторных батарей. Может применяться устройство слежения за Солнцем, при помощи которого панели остаются нацеленными на Солнце на протяжении всего дня, от восхода до заката, что позволяет продлить пригодный для эксплуатации световой день. В аккумуляторных баках обычно хранится запас воды на 3-10 дней на случай облачной погоды. Солнечные насосы используют малое количество электроэнергии. Чтобы увеличить объем получаемой воды, используется более эффективный насос и более продолжительный световой день, а не больше электроэнергии или увеличенная скорость.

Там, где фотоэлектрические насосы вступили в соревнование с дизельными, их относительно высокая первоначальная стоимость компенсируется экономией топлива и снижением затрат на техобслуживание. Исследования экономической эффективности фотоэлектрических насосных установок подтверждают, что они часто оказываются экономически более выгодными, чем дизельные насосы - в зависимости от конкретных условий.

Простые решения имеют определенные недостатки. Самый главный из них - это тот, что фотоэлектрический насос или кондиционер воздуха могут работать только в дневное время и при свете Солнца. Для компенсации этого недостатка к системе подсоединяют аккумулятор. Он заряжается от солнечного генератора, запасает энергию и делает ее доступной в любое время. Даже в самых неблагоприятных условиях и в отдаленных пунктах фотоэлектрическая энергия, сохраняемая в аккумуляторах, может питать необходимое оборудование. Благодаря аккумулярованию электроэнергии фотоэлектрические системы служат надежным источником электропитания днем и ночью, в любую погоду. Фотоэлектрические системы, оснащенные аккумулятором, во всем мире питают осветительные приборы, сенсоры, звукозаписывающее оборудование, бытовые приборы, телефоны, телевизоры и электроинструменты.

Солнечный модуль вырабатывает постоянный ток, обычно с напряжением 12 В. Есть множество электроприборов - ламп, телевизоров, холодильников, вентиляторов, инструментов и т.д., которые работают от постоянного тока в 12 В. Однако большинство бытовых электроприборов все же потребляют 110 или 220 В переменного тока. Фотоэлектрические системы с аккумулятором можно приспособить для питания оборудования постоянного или переменного тока. Желающие пользоваться обычными приборами переменного тока должны добавить к системе, между аккумулятором и нагрузкой, блок регулирования мощности - так называемый инвертор. Правда, в процессе преобразования постоянного тока в переменный некоторое количество энергии теряется.

Система устроена так: фотоэлектрический модуль соединен с

аккумулятором, а тот, в свою очередь, с нагрузкой. В дневные часы фотоэлектрические модули заряжают аккумулятор. Энергия по мере необходимости поступает на нагрузку. При помощи простого контроллера заряда аккумулятор заряжается в нужной степени. При этом продлевается срок его жизни, обеспечивается защита от перегрузки и от полной разрядки. Аккумулятор способен расширить сферу применения фотоэлектрической панели, но требует определенного обслуживания. Аккумуляторы фотоэлектрических систем похожи на автомобильные. Как и автомобильные аккумуляторы, они требуют осторожности в обращении и хранении. Нужно периодически проверять уровень жидкости в негерметичных аккумуляторах, к тому же их необходимо защищать от низких температур.

Количество накопленной электроэнергии зависит от мощности фотоэлектрических модулей и от типа аккумулятора. Расширение модуля или добавление аккумуляторов увеличивает стоимость системы, поэтому для определения мощности нужно изучить режим энергопотребления.

При проектировании фотоэлектрической системы с аккумулятором первым шагом является определение требуемой мощности системы. Для этого составляется спецификация, т.е. техническое описание электроприборов в доме, определение их потребляемой мощности.

В табл. 1.1 даны для оценочные данные о средней потребляемой мощности некоторых приборов. Чтобы рассчитать потребляемую мощность (Е) системы с инвертором (для приборов переменного тока), нужно внести поправку (умножить среднее потребление на коэффициент С, чтобы получить общую мощность).

Таблица 1.1 – Оценочная мощность некоторых электроприборов

Прибор	Потребляемая мощность, Вт	Коэффициент С	Общая потребность в электроэнергии, Вт
Флуоресцентные лампы	18	1,5	27
Радио/ магнитофон, 6 В	2/8	2,0	4/16
Радиоприемник/ магнитофон, 12 В	8/12	1,0	8/12
Небольшой ч/б телевизор	18	1,0	18

Для работы других электроприборов - холодильника, утюга, вентилятора, электроплитки и т.д. - понадобится система большего размера и дороже. Так как эти системы не подчиняются единым стандартам, а зависят от конкретных нужд потребителя, расчет должен выполняться специалистом.

Следующим шагом является оценка времени, в течение которого используются те или другие электроприборы. Например, лампочка в гостиной горит 10 часов в сутки, а в кладовой - только 10 минут. Эти данные заносятся во вторую колонку табл. 1.2. Затем определяется ежедневная потребность в энергии (произведение мощности прибора на время его работы), например: 27 Вт x 4 часа = 108 Вт·ч.

Таблица 1.2 – Определение суммарного суточного энергопотребления

Прибор	Мощность, Вт	Кол-во часов работы в день	Энергопотребление в сутки, Вт·ч
Флуор. лампа	27	4	108
Флуор. лампа	27	1	27
Флуор. лампа	27	0,5	13,5
Радиоприемник 6 В	4	10	40
Телевизор	15	2	30
Вентилятор	12	3	36
Всего			254

Далее определяется количество солнечной энергии, на которое можно рассчитывать в данной местности. Важно учитывать два фактора: среднегодовую солнечную радиацию, а также ее среднемесячные значения при наихудших погодных условиях.

С помощью первого значения фотоэлектрическую систему можно отрегулировать в соответствии со среднегодовой солнечной радиацией, то есть в некоторые месяцы будет больше энергии, чем требуется, а в другие - меньше. Если вы руководствуетесь второй цифрой, у вас всегда будет как минимум достаточно энергии для удовлетворения ваших потребностей, кроме разве что чрезвычайно продолжительных периодов плохой погоды.

Затем подсчитывается номинальная мощность фотоэлектрического модуля:

$$N = Q_{сут}^{требуемое} \cdot 1,7 / q_{уд},$$

где  $Q_{сут}^{требуемое}$  - требуемое суточное количество энергии, Вт·ч;

$q_{уд}$  - удельная производительность модуля, Вт·ч/м<sup>2</sup>;

1,7 – коэффициент, учитывающий потери энергии в системе.

Определение размера аккумуляторной батареи зависит от потребности в энергии и от количества фотоэлектрических модулей. При суточном потреблении 280 Вт·ч минимальная емкость батареи составит 60 ампер·ч (А·ч), а оптимальная - 100 А·ч. Такая батарея сможет сохранить 1200 Вт·ч (при 12 В).

В прошлом почти во всех фотоэлектрических системах использовалось постоянное напряжение 12 В. Широко применялись приборы на 12 В,

питавшиеся прямо от батареи. Теперь, с появлением эффективных и надежных инверторов, все чаще в аккумуляторах используется напряжение 24 В. В настоящее время напряжение системы определяется дневным поступлением энергии в течение дня. Системы, производящие и потребляющие менее 2000 Вт·ч в день, лучше всего сочетаются с напряжением в 12 В. Системы, производящие 2000...6000 Вт·ч в день, обычно используют напряжение 24 В. Системы, производящие более 6000 Вт·ч в день, используют 48 В.

Напряжение в сети - это очень важный фактор, который влияет на параметры инвертора, средств управления, зарядного устройства и электропроводки. Купив все эти компоненты, их трудно заменить. Некоторые компоненты системы, например, фотомодули, можно переключить с 12 В на более высокое напряжение, другие - инвертор, проводка и средства контроля - предназначены для определенного напряжения и могут работать только в его рамках.

**Аккумулятор** выполняет три задачи: - покрывает пиковую нагрузку, которую не могут покрыть сами фотоэлектрические модули (резервный запас); - дает энергию в ночное время (кратковременное хранение); - компенсирует периоды плохой погоды или слишком высокого энергопотребления (среднесрочное хранение).

Наиболее часто используются доступные по цене автомобильные аккумуляторы. Однако они предназначены для передачи большого тока в течение короткого промежутка времени. Они плохо выдерживают продолжительные циклы зарядки-разрядки, типичные для солнечных систем. Промышленность выпускает так называемые солнечные аккумуляторы, которые отвечают необходимым требованиям. Их главная особенность - низкая чувствительность к работе в циклическом режиме.

При отсутствии или высокой стоимости солнечных аккумуляторов можно использовать мощные аккумуляторы для грузовиков - это более доступный вариант, хотя и менять их придется чаще.

Для большой фотоэлектрической системы емкости одного аккумулятора может оказаться недостаточно. Тогда можно параллельно подключить несколько аккумуляторов, соединив все положительные и все отрицательные полюса между собой. Для подключения нужно использовать толстую медную проволоку, желательно не длиннее 30 см. При зарядке аккумулятор выделяет потенциально взрывоопасные газы. Поэтому нужно остерегаться открытого огня. Однако выделение газов незначительное, особенно если используется регулятор заряда; так что риск не превышает обычного, связанного с использованием аккумулятора в автомашине. И все же аккумуляторы нуждаются в хорошей вентиляции. Поэтому не стоит накрывать их и прятать в ящики.

Емкость аккумулятора указывается в ампер-часах. К примеру, аккумулятор на 100 А·ч и 12 В может сохранять 1200 Вт·ч (12 В x 100 А·ч). Однако емкость зависит от продолжительности процесса зарядки или



разрядки. Период подзарядки указывают как индекс емкости С, например, "С100" для 100 часов. Отметим, что производители могут изготавливать аккумуляторы для разных базовых периодов.

При хранении энергии в аккумуляторе определенное ее количество в процессе хранения теряется. Эффективность автомобильных батарей составляет около 75 %, тогда как солнечные аккумуляторы имеют несколько лучшие показатели. Часть емкости аккумулятора теряется при каждом цикле заряд-разряд, пока не снижается настолько, что его приходится заменять. Солнечные аккумуляторы служат дольше, чем мощные автомобильные, срок службы которых составляет 2-3 года.

Емкость батареи должна обеспечить хранение энергии как минимум в течение 4 дней. Представим себе систему, которая потребляет 2480 Вт·ч в день. Разделив эту цифру на напряжение 12 вольт, получим дневное потребление 206 А·ч. Значит, 4 дня хранения равняются: 4 дня x 206 А·ч в день, равно 824 А·ч. Если используется свинцовая батарея, к этой цифре нужно прибавить 20 %, чтобы аккумулятор никогда не разряжался полностью. Значит, емкость нашего идеального свинцового аккумулятора составляет 989 А·ч. Если же используется кадмиево-никелевая или железоникелевая батарея, дополнительные 20 % емкости не требуются, т.к. щелочным аккумуляторам не вредит регулярная полная разрядка.

Аккумулятор прослужит несколько лет только в том случае, если он используется вместе с качественным **регулятором заряда**, который защищает батарею от чрезмерной зарядки и глубокой разрядки. Если батарея полностью заряжена, регулятор снижает уровень тока, вырабатываемого солнечным модулем до величины, компенсирующей естественные потери заряда. И наоборот, регулятор прерывает поставку энергии на потребляющие приборы, когда аккумулятор разряжается до критического уровня.

Регулятор заряда - электронное устройство. Более совершенные модели оборудованы предохранителями для предотвращения повреждения регулятора и других компонентов системы. Среди них - предохранители против короткого замыкания и изменения полярности (когда перепутаны полюса +/-), блокировочный диод, который препятствует разрядке батареи в ночное время. Многие модели оборудованы светодиодами, которые отмечают состояние работы и поломки системы. В некоторых моделях отмечается даже уровень зарядки батареи, хотя его весьма трудно точно определить.

**Инвертор** превращает постоянный ток низкого напряжения в стандартный переменный (120 или 240 В, 50 или 60 Гц). Инверторы бывают от 250 Вт (стоимостью около 300 долларов) до свыше 8000 Вт (около 6 тыс. долларов). Электроэнергия, вырабатываемая современными синусоидальными инверторами, имеет лучше качество, чем поступающее из энергосистемы. Существуют также "модифицированные" синусоидальные инверторы - они не так дороги, но при этом пригодны для большинства домашних задач. Они могут создавать небольшие помехи, "шум" в электронном оборудовании и

телефонах. Инвертор может служить "буфером" между домом и коммунальной энергосистемой, позволяя продавать избыток электроэнергии в общую электросеть.

**Кабели.** Лучший способ избежать ненужных потерь - использование соответствующих кабелей и правильное их подключение к приборам. Кабель должен быть максимально коротким. Провода, соединяющие различные приборы, должны иметь площадь поперечного сечения не менее  $1,6 \text{ мм}^2$ . Чтобы падение напряжения не превышало 3 %, кабель между солнечным модулем и аккумулятором должен иметь поперечное сечение  $0,35 \text{ мм}^2$  (12-вольтная система) или  $0,17 \text{ мм}^2$  (24 В) на 1 метр на один модуль. То есть, кабель длиной 10 м для двух модулей должен быть не тоньше:  $10 \times 2 \times 0,35 \text{ мм}^2 = 7 \text{ мм}^2$ . Если часть кабеля пролегает под открытым небом, он должен быть устойчивым к плохим погодным условиям. Очень важна также его устойчивость к ультрафиолетовому излучению.

**Устройства слежения за солнцем.** Фотоэлектрические модули работают лучше всего тогда, когда фотоэлементы расположены перпендикулярно солнечным лучам. Слежение за Солнцем может привести к увеличению ежегодного производства энергии на 10 % зимой и на 40 % летом по сравнению с неподвижно закрепленным фотоэлектрическим модулем. "Слежение" реализуется с помощью монтажа солнечного модуля на подвижной платформе, поворачивающейся за Солнцем. Прежде всего, нужно сопоставить преимущество лишней энергии, полученной благодаря слежению за Солнцем, со стоимостью монтажа и техобслуживания системы слежения. Устройства слежения дорогие. Во многих странах не имеет экономического смысла устанавливать слежение за Солнцем для менее восьми солнечных панелей (например, в США). При использовании менее восьми фотоэлектрических модулей мы получим больше энергии, если потратим деньги на увеличение числа панелей, а не на установку слежения. Только при восьми и более панелях устройство слежения окупится. У этого правила есть и исключения: к примеру, когда фотоэлектрические панели напрямую питают водяной насос без аккумулятора, - тогда слежение за Солнцем выгодно для двух и более модулей. Это связано с техническими характеристиками, например, с максимальным напряжением, необходимым для питания двигателя насоса.

**Лампы.** В фотоэлектрических системах рекомендуется использовать энергосберегающие лампы, благодаря их высокой эффективности и долгому сроку службы. Во многих случаях применимы люминесцентные лампы или новые компактные флуоресцентные лампы (КФЛ). 18-ваттная КФЛ заменяет традиционную лампочку накаливания 100 ватт. Если эти лампы питаются от системы постоянного тока, они требуют электронного балласта. Низкокачественный балласт повлечет за собой дополнительные расходы по постоянной замене ламп. Балласт обязательно должен быть эффективным, обеспечивать большое количество включений, надежное зажигание при низких

температурах и низком напряжении (10,5 В), а также защиту от коротких замыканий, разомкнутого контура, изменения полярности и радиопомех. Несмотря на то, что большинство компактных флуоресцентных ламп работают только с переменным током, некоторые компании предлагают и лампы постоянного тока.

**Срок эксплуатации и оценка стоимости компонентов.** Очень важным фактором экономического анализа является срок эксплуатации фотоэлектрической системы. Сроки службы разных компонентов солнечного энергоснабжения определены на основе опыта эксплуатации. Срок службы фотоэлектрических панелей оценивается в 20 лет. Надлежащая герметизация и применение закаленного стекла с низким содержанием железа способны этот срок увеличить. В большинстве фотоэлектрических систем используются каркасы и крепления из оцинкованного железа. В зависимости от характера цикла заряд/разряд средний срок службы так называемых "солнечных аккумуляторов" составляет 4 года. Зарядные устройства аккумуляторов рассчитаны, по меньшей мере, на 10 лет. Инверторы обычно служат не менее 10 лет.

Примерные данные для калькуляции цен на некоторые компоненты:

Инвертор -	0,50 \$/Вт;
Каркас (оцинкованный) -	0,30 \$/Вт;
Средства контроля -	0,50 \$/Вт;
Кабель -	0,70/м;
Местные стационарные аккумуляторные батареи –	100 \$/кВт·ч;
Фотоэлектрические модули -	12 \$/Вт.

При совместной работе фотоэлектрические системы и другие генераторы электроэнергии могут удовлетворять спрос на электроэнергию при меньших затратах, чем по отдельности. Когда электроэнергия нужна непрерывно или возникают периоды, когда ее нужно больше, чем может выработать одна только фотобатарея, ее может эффективно дополнить генератор. В дневные часы фотоэлектрические модули удовлетворяют дневную потребность в энергии и заряжают аккумулятор. Когда аккумулятор разряжается, двигатель-генератор включается и работает до тех пор, пока батареи не подзарядятся. В некоторых системах генератор восполняет недостаток энергии, когда потребление электроэнергии превышает общую мощность фотомодулей и аккумуляторов. Системы, в которых используются разнотипные электрогенераторы, объединяют в себе преимущества каждого из них. Двигатель-генератор вырабатывает электроэнергию в любое время суток. Таким образом, он представляет собой резервный источник питания для дублирования фотоэлектрических модулей ночью или в ненастный день. С другой стороны, фотоэлектрический модуль работает бесшумно, не требует ухода и не выбрасывает в атмосферу загрязняющих веществ. Комбинированное использование фотоэлементов и генераторов способно снизить первоначальную стоимость системы. Если резервной установки нет,

фотоэлектрические модули и аккумуляторы должны быть достаточно большими, чтобы обеспечивать пиковые нагрузки.

Однако использование двигателя-генератора в качестве резерва означает, что для обеспечения потребности в электроэнергии требуется меньшее количество фотоэлектрических модулей и батарей. Присутствие генератора делает систему более сложной, но управлять ею все равно достаточно легко. На самом деле современное электронное управление позволяет этим системам работать в автоматическом режиме. Контроллеры можно запрограммировать на автоматическое переключение либо на генератор, либо на подзарядку батарей, либо комбинацию этих функций. Кроме двигателя-генератора, можно использовать электроэнергию от ветроустановки, малой ГЭС или от другого источника, формируя, таким образом, гибридную электростанцию большего размера.

В условиях централизованного энергоснабжения, подключенная к сети фотоэлектрическая система может обеспечивать часть необходимой нагрузки, другая часть при этом поступает из сети. В этом случае аккумулятор не используется. Тысячи домовладельцев в разных странах мира используют такие системы. Их устраивает, что благодаря фотоэлектрической системе сокращается объем закупок энергии из сети, система не потребляет топлива и не выбрасывает вредных веществ. Владелец подключенной к сети фотоэлектрической системы ежемесячно покупает и продает электроэнергию. Энергия фотоэлементов либо используется на месте, либо подается в сеть. Таким образом, коммунальная сеть выступает в роли резерва для фотоэлектрической системы, как аккумулятор - для автономной установки. В конце месяца кредит за проданную электроэнергию вычитается из счета за потребленную энергию. В некоторых странах коммунальные электросети обязаны покупать электроэнергию у владельцев фотоэлектрических систем или других независимых производителей.

Совместимый с коммунальной сетью инвертор утвержденного образца превращает постоянный ток фотоэлектрического модуля в переменный, соответствующий по напряжению и частоте коммунальной сети. Он должен соответствовать требованиям качества и безопасности. Аварийные выключатели инвертора автоматически отключают фотоэлектрическую систему от сети, если в той происходит какой-либо сбой. Это обеспечивает безопасность ремонтному персоналу. В некоторых странах энергетические компании создают специальные тарифные схемы, призванные повысить рентабельность соединенных с сетью фотоэлектрических систем (ФЭС). При нынешнем уровне цен, если разделить стоимость установки такой системы и ее подключения к сети на количество электроэнергии, которую она выработает за 30 лет, солнечная электроэнергия получается обычно дороже, чем в сети. Некоторые коммунальные сети поднимают цены на свою энергию в определенные часы суток. В некоторых штатах США самая дорогая электроэнергия по такой почасовой схеме (пиковые тарифы) стоит почти

столько же, сколько энергия фотоэлектрических батарей. Чем точнее совпадает выработка электроэнергии на солнечном модуле с временем пиковых тарифов, тем солнечная система окажется эффективнее для снижения затрат на электроэнергию.

Количество таких соединенных с сетью систем растет, особенно в США и Европе. Один такой проект начал свою работу в Калифорнии. В крыши двенадцати домов в г. Комптоне встроены фотоэлементы. Солнечные кровельные плиты являются неотъемлемой и эстетически выдержанной частью дизайна зданий. Солнечные крыши подключены к местной электросети, и электросчетчики этих домов "вращаются в обратном направлении", когда фотоэлементы вырабатывают излишек энергии.

Уже несколько лет небольшие фотоэлектрические системы применяются в коммунальном электро-, газо- и водоснабжении, доказав свою экономичность. В большинстве своем они имеют мощность до 1 кВт и включают в себя аккумуляторы для накопления энергии. Они выполняют множество функций: от питания сигнальных огней на опорах ЛЭП для оповещения самолетов до контроля качества воздуха. Они продемонстрировали надежность и долговечность в коммунальном хозяйстве и готовят почву для будущего внедрения более мощных систем.

Энергоснабжающие предприятия изучают возможности фотоэлементов с точки зрения увеличения генерирующей мощности и удовлетворения все возрастающих требований к экологической и производственной безопасности. Строительство ФЭС требует меньше времени, чем строительство традиционных электростанций, так как солнечные панели легко устанавливать и соединять. Фотоэлектрические станции могут строиться там, где в них есть потребность, так как размещение фотобатарей гораздо проще, чем выбор участка для традиционной электростанции. ФЭС работают бесшумно, не потребляют органического топлива и не загрязняют воздух и воду. К сожалению, они пока еще не очень динамично входят в арсенал коммунальных сетей, что можно объяснить их особенностями. При современном методе подсчета стоимости энергии, солнечная электроэнергия все еще значительно дороже, чем продукция традиционных электростанций. К тому же фотоэлектрические системы вырабатывают энергию только в светлое время суток, и их производительность зависит от погоды.

Фотоэлементы не похожи ни на один источник энергии, который когда-либо использовался коммунальными предприятиями. Они требуют крупных начальных вложений, зато стоимость топлива равна нулю. Постройка угольных и газовых электростанций вначале обходится дешевле (относительно их производительности), но потом они требуют постоянных расходов на закупку топлива. Цена на топливо колеблется, и неизвестно, как она будет изменяться в будущем в связи с развитием природоохранного законодательства. Цены на ископаемые виды топлива будут расти, тогда как общая стоимость фотоэлементов (да и других возобновляемых источников

энергии), как ожидается, будет продолжать падать, особенно если принимать во внимание их преимущества для окружающей среды.

**Солнечный потенциал:** годовое поступление солнечной энергии варьируется от 900-1000 кВт·ч/м<sup>2</sup> на севере Балтийского моря до, к примеру, 1077 кВт·ч/м<sup>2</sup> на территории Центральной Европы (Богемия) и до 1600 кВт·ч/м<sup>2</sup> в Средиземноморском и Черноморском регионах на горизонтальной поверхности. На юге на наклонной поверхности показатель годового поступления солнечной энергии выше на 20%.

**Доля солнечной энергии в национальной энергетике.** В принципе, потребность в тепле может быть полностью удовлетворена при помощи солнечной энергии в сочетании с сезонным аккумулированием. Поэтому для этого ресурса не существует абсолютной границы, есть лишь экономические ограничения. В Дании подсчитали, что без сезонного аккумулирования солнечная энергия может обеспечить 13 % тепловой нагрузки, в том числе коммерческое и промышленное потребление. В более солнечном климате эта доля, естественно, больше.

Коэффициент полезного действия фотоэлементов рассчитывается как процентное соотношение между электроэнергией, поступившей к потребителю и энергией, поступившей на фотоэлемент. Существует отличие между теоретической, лабораторной и практической эффективностью. Важно знать разницу между ними, а для пользователей фотоэлементов, конечно, имеет значение только практический КПД.

Практический КПД фотоэлементов массового производства:

- монокристаллический кремний: 16 – 17 %;
- поликристаллический кремний: 14 – 15 %;
- аморфный кремний: 8 – 9 %.

Фотоэлектрические системы обычно подразделяют на:

1. Автономные системы, которые состоят только из фотоэлектрических панелей. Кроме того, в них могут входить регуляторы и аккумуляторы.

2. Гибридные системы, представляющие собой комбинацию фотоэлементов и дополнительных средств для производства электроэнергии, таких как ветер, дизельное топливо или природный газ. В таких системах часто используются аккумуляторы и регуляторы меньшего размера.

3. Системы, соединенные с электросетью, фактически представляют собой небольшие электростанции, поставляющие электроэнергию в общую энергосеть.

При проектировании ФЭС необходимо принять во внимание целый ряд различных факторов, чтобы найти оптимальные решения. Во-первых, необходимо выяснить, сколько энергии требуется от установки. После этого рассчитывается общее суточное потребление в ампер-часах. Из общего суточного и недельного потребления выводится общий объем аккумулирования энергии. Нужно учесть, в течение скольких пасмурных дней установка должна функционировать. И, наконец, нужно оценить, сколько

потребуется фотоэлектрических модулей, чтобы производить достаточное количество энергии. Фотоэлектрическую установку можно также комбинировать с другими источниками энергии. Удачно сочетаются, например, небольшой ветрогенератор и фотоэлементы. Полученная энергия может сберегаться в свинцовом или никель-кадмиевом аккумуляторе.

Фотоэлементы заводского производства в продаже имеют определенную номинальную мощность, выраженную в ваттах пиковой мощности (Втп). Это показатель их максимальной мощности в стандартных условиях испытаний, когда солнечная радиация близка к своему максимальному значению в  $1000 \text{ Вт/м}^2$ , а температура поверхности фотоэлемента  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . На практике же фотоэлементам редко приходится работать в таких условиях. Приблизительно мощность (P) фотоэлектрической системы оценивается по формуле:

$$P \text{ (кВт}\cdot\text{ч/день)} = P_p \text{ (кВт)} \cdot I \text{ (кВт}\cdot\text{ч/м}^2 \text{ в день)} \cdot PR,$$

где:  $P_p$  - номинальная мощность в кВт, эквивалентная КПД, умноженному на площадь в  $\text{м}^2$ ;

$I$  - экспозиция солнечного излучения на поверхности, в  $\text{кВт}\cdot\text{ч/м}^2$  в день;

$PR$  - коэффициент производительности системы.

Типичные коэффициенты производительности: 0,8 для систем, соединенных с сетью; 0,5 - 0,7 для гибридных систем; 0,2 - 0,3 для автономных систем, используемых круглый год.

Типичные характеристики системы: Автономные системы отличаются более низкой эффективностью, так как работают они при почти постоянной нагрузке круглый год, а размер их фотоэлектрических модулей рассчитывается так, чтобы они давали достаточно энергии зимой, хоть это и означает ее перепроизводство летом. Типичная система в Европе вырабатывает в год в среднем  $200\text{-}550 \text{ кВт}\cdot\text{ч/кВтп}$  (табл.1.3).

У гибридных систем более высокий коэффициент производительности, так как их размер соответствует необходимой нагрузке летом, а зимой и в ненастную погоду их дополняет другая система - ветроустановка или дизель-генератор. Типичная среднегодовая выработка такой системы составляет  $500\text{-}1250 \text{ кВт}\cdot\text{ч/кВтп}$  в зависимости от потерь, вызванных регулятором заряда и аккумулятором.

Фотоэлектрические системы, подключенные к электросети, отличаются наилучшим коэффициентом производительности, так как весь объем произведенной энергии либо полностью используется на месте, либо поступает в сеть. Типичная среднегодовая выработка  $800\text{-}1400 \text{ кВт}\cdot\text{ч/кВтп}$ .

Даже после резкого снижения цены, фотоэлементы в настоящее время стоят 5 долларов США за 1 Втп. Срок эксплуатации 20 лет. Электроэнергия стоит сегодня 0,5-1 доллар/кВт·ч, то есть дороже, чем от других возобновляемых источников. В будущем, по мере более широкого их применения, стоимость фотоэлементов будет уменьшаться. Несмотря на свою

высокую стоимость, фотоэлектрическая энергия может оказаться дешевле других источников в отдаленных регионах, отрезанных от электросетей, или там, где производство электроэнергии другими способами (например, на дизель-генераторах) затруднено либо недопустимо по экологическим причинам (например, в горных местностях).

Таблица 1.3 - Среднесуточное значение солнечной освещенности (I) в Европе в кВт·ч/м<sup>2</sup> в день (направление к югу, угол наклона к горизонту 30°)

	Южная Европа	Центральная Европа	Северная Европа
Январь	2,6	1,7	0,8
Февраль	3,9	3,2	1,5
Март	4,6	3,6	2,6
Апрель	5,9	4,7	3,4
Май	6,3	5,3	4,2
Июнь	6,9	5,9	5,0
Июль	7,5	6,0	4,4
Август	6,6	5,3	4,0
Сентябрь	5,5	4,4	3,3
Октябрь	4,5	3,3	2,1
Ноябрь	3,0	2,1	1,2
Декабрь	2,7	1,7	0,8
За год	5,0	3,9	2,8

На территории Центральной Европы каждый кВт установленной мощности обычной фотоэлектрической системы (кристаллический кремний, КПД 12 %), присоединенной к энергосети, может "производить" 1150 кВт·ч электроэнергии в год и до 300 кВт·ч электроэнергии в год в случае с децентрализованной установкой.

### 1.2.3. Башенные солнечные электростанции

Полупроводниковые фотоэлементы используют прямое преобразование солнечной энергии в электрическую. В башенных электростанциях используется традиционный способ преобразования: солнечная энергия преобразуется в тепловую, а последняя – в электрическую. Принцип действия следующий. На башне размещается парогенератор (котел), вокруг которого располагается поле гелиоколлекторов – параболических зеркал, направленных на котел. К первым станциям такого типа относится СЭС-5 – солнечная электростанция электрической мощностью 5 МВт. Станция была расположена на севере полуострова Крым, рядом с поселком Щелкино. Принадлежала



Академии наук СССР и, следовательно, это была скорее экспериментальная установка, чем промышленная. С помощью станции была продемонстрирована возможность получения электроэнергии таким способом. Был решен целый ряд научных и технических задач, в том числе слежение зеркал за Солнцем.

Основным недостатком этих станций является суточная неравномерность поступления солнечной энергии. Каждое утро происходит разогрев оборудования. При термическом расширении работают компенсаторы, что сопровождается характерным треском.

При такой циклической работе надежность оборудования и ресурс снижаются. Себестоимость электроэнергии на СЭС-5 была на 3 порядка выше, чем на ТЭС. Удельные капиталовложения в СЭС башенного типа составляют порядка 4800 \$/кВт установленной мощности. Тем не менее, не смотря на высокую стоимость (в 4 раза выше, чем ТЭС, и в 2 раза выше, чем АЭС), вследствие более высокого КПД и меньшей стоимости, чем электростанции на фотоэлементах, эти установки строятся, в частности, в латинской Америке.

#### **1.2.4. Использование солнечной энергии для теплоснабжения**

Использование солнечной установки (СУ) для теплоснабжения позволяет полностью отказаться от органических энергоносителей в течение полугода — при отсутствии отопления. Это особенно привлекательно при сезонной эксплуатации - только в весенне-летний период.

Наиболее распространены солнечные водогрейные коллекторы, которые предназначены для преобразования инсоляции в энергию нагретого теплоносителя и применяются в системах горячего водоснабжения и отопления бытовых и промышленных объектов.

Солнечным коллектором называют устройство, которое принимает лучистую энергию Солнца и преобразовывает ее в теплоту, пригодную для использования. В условиях Украины с одного квадратного метра солнечного коллектора в течение летнего эксплуатационного сезона при самых благоприятных погодных условиях и безупречной эксплуатации можно получить столько же теплоты, сколько выделяется при сгорании 50 м<sup>3</sup> природного газа. Это означает, что при цене 100 долл. за 1000 м<sup>3</sup> на каждом квадратном метре удастся сэкономить не более 5 долл. в год, в то время как стоимость солнечной установки, отнесенная к одному квадратному метру простейшего плоского коллектора, превышает 250-300 долл. Срок ее окупаемости при этом — более половины столетия при долговечности не более 15-20 лет. Поэтому солнечная энергия в Украине до 2006 г. для теплоснабжения практически не использовалась.

Даже при стоимости газа в Украине 600 \$/1000 м<sup>3</sup> срок окупаемости солнечной водоподогревательной установки не будет привлекательным для большинства инвесторов. Вместе с тем, известно, что во многих странах эти водоподогреватели широко применяются при гораздо более низких ценах традиционного топлива. Чтобы оценить возможности использования солнечных коллекторов в Украине, важно понять причины их активного

использования за рубежом. Таких причин три:

1. Государство помогает тем, кто покупает солнечные коллекторы. Производители продают коллекторы со скидками, потери от которых возмещает им государство.

2. Государство заставляет инвесторов, вкладывающих деньги в новое строительство, применять солнечные коллекторы. Например, в Испании ни одно новое городское здание не может быть построено без солнечных водоподогревателей.

3. Государства и средства массовой информации во многих странах создают атмосферу стимуляции всяческих мер, направленных на экономию топлива и защиту окружающей среды. Поэтому применение солнечных коллекторов в этих странах престижно, в то время как абсолютная величина затрат на устройство солнечных водоподогревателей не пугает тех, чьи доходы по западным меркам достаточны для полноценной жизни.

В Украине эти факторы, способствующие широкому применению солнечных коллекторов, пока не работают, хотя фактор престижности применительно к солнечным установкам присутствует, и его роль будет со временем возрастать. Кроме того, будет расти и цена природного газа. Во многих городских домах горячее водоснабжение вообще не включают летом, и солнечные установки при наличии у жителей достаточных денежных средств могли бы в теплое время года делать работу, которую перестали выполнять коммунальные службы.

### **Область применения коллекторов**

Коллекторы бывают плоские и вакуумные.

Одна из возможных конструкций плоского коллектора представлена на рис.1.6 (производства фирмы AMCOR (Израиль)).

Поверхность поглощения (абсорбер) (1) представляет собой медную пластину, соединенную посредством ультразвуковой сварки (или пайки) с медными трубками для прохода теплоносителя. Такой способ соединения обеспечивает максимальную теплопроводность. Пластины покрываются селективным покрытием для лучшего поглощения солнечной энергии. Коэффициент поглощения селективного покрытия 0,96. Коэффициент тепловых потерь 0,1. Теплообменные трубки (2) диаметром 16 мм соединяются с коллекторной трубой диаметром 29 мм посредством пайки. Для удобства монтажа и уменьшения длины трубопровода подсоединение коллектора возможно в 4-х точках (3). Внутренняя резьба в соединении 1 дюйм.

Тепловая изоляция на дне коллектора покрывается алюминиевой фольгой (4) для отражения теплового излучения на поверхность абсорбера и, соответственно, уменьшения тепловых потерь с обратной поверхности коллектора.

Для снижения тепловых потерь между поглощающей поверхностью и алюминиевой изолирующей фольгой организован воздушный зазор (5).

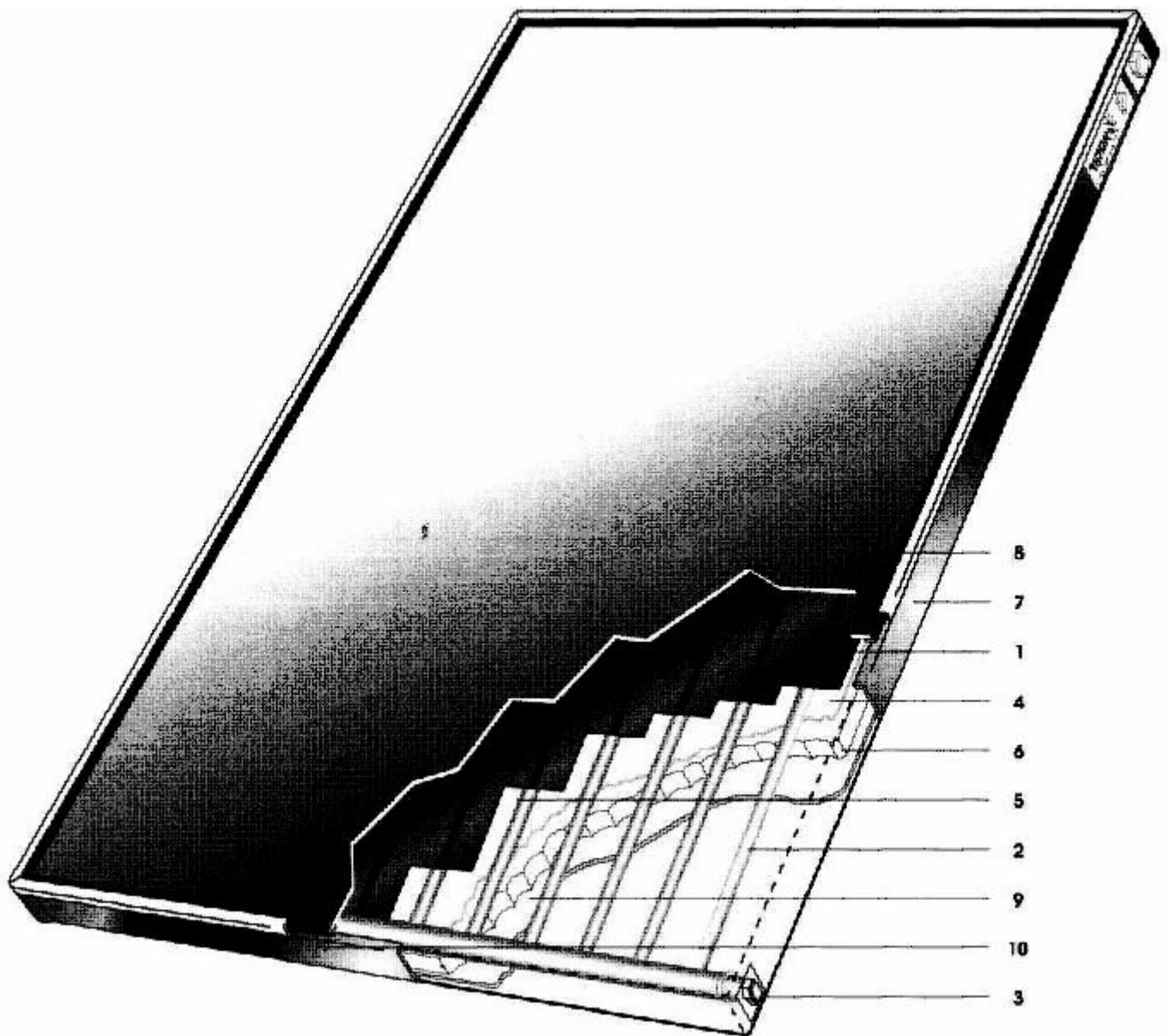


Рисунок 1.6 - Общий вид плоского солнечного коллектора:

- |  |  |
|--|--|
| 1- поверхность поглощения – абсорбер;                              | 6 - полиуретановая изоляция;                       |
| 2- трубки вторичного контура;                                      | 7 – корпус;  |
| 3 - место подсоединения коллектора к соединительным трубопроводам; | 8 - стекло закаленное;                             |
| 4 - алюминиевая фольга;  | 9 - первый слой внутренней поверхности коллектора; |
| 5 - воздушный зазор;   | 10 - уплотнение                                    |

Полиуретановая изоляция (6) на внутренней поверхности коллектора (на стенке, противоположной стеклу, и боковых стенках) предотвращает тепловые потери в окружающую среду.

Корпус коллектора (7) должен быть устойчивым к неблагоприятным погодным условиям и водонепроницаемым. Изготавливается либо из предварительно окрашенного алюминиевого профиля, либо из проката с

гальваническим покрытием, либо из предварительно окрашенной жести.

Покрывающее стекло (8) (закаленное) должно быть устойчивым к растрескиванию. Светопроницаемость превышает 90 % при низком коэффициенте отражения. Толщина 3,2 мм. Возможно, использование прозрачного стекла с низким содержанием железа толщиной 3,2 мм.

Внутренняя поверхность коллектора (9) покрывается материалом, устойчивым к ультрафиолетовому излучению.

В качестве уплотнения (10) используется термоустойчивая резина, выполненная в виде профиля «U» для гидроизоляции.

Указанный коллектор полезной площадью 2,6 м<sup>2</sup> имеет КПД 62 % и дневную теплопроизводительность 32300 кДж.

Вакуумный коллектор представляет собой набор трубок, каждая из которых – это трубка Фильда, помещенная в вакуумированную колбу для уменьшения тепловых потерь. КПД вакуумных коллекторов при высоких температурах теплоносителя выше, чем у плоских, но они дороже (рис.1.7).

Преимущественной областью применения солнечных коллекторов является подогрев в теплое время года воды, используемой в системе горячего водоснабжения. В этих системах разность температур подогретой воды и окружающего солнечный коллектор воздуха обычно лежит в интервале 20...40 °С, в котором более дешевые плоские коллекторы работают с КПД, отличающимся не более чем на 7 % от КПД вакуумного коллектора, цена которого в 1,5-2 раза выше.



Рисунок 1.7 – Области применения солнечных водоподогревателей и зависимость КПД плоского и вакуумного солнечных коллекторов от разности температур подогретого теплоносителя и окружающего воздуха

Солнечная установка горячего водоснабжения, как правило, состоит из пяти основных элементов (рис. 1.8). Солнечный коллектор 1 служит для приема солнечной энергии, теплообменник 2 передает теплоту от первичного контура, который обычно заполняют незамерзающей жидкостью, во вторичный контур. Насосы 3 и 4 обеспечивают циркуляцию в каждом из контуров, а в баке-аккумуляторе 5 накапливается горячая вода перед тем, как она будет израсходована в системе горячего водоснабжения.

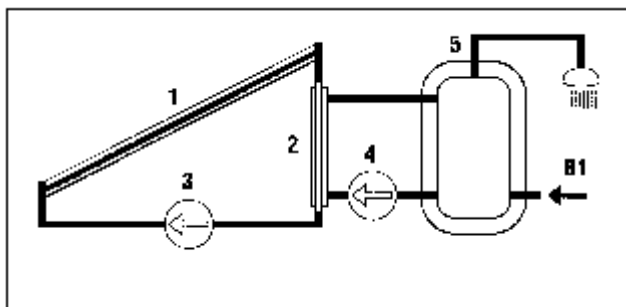


Рисунок 1.8 – Простейшая схема солнечной установки горячего водоснабжения:

- |                          |  |
|--------------------------|--|
| 1 – солнечный коллектор; | 3, 4 – насосы первичного и вторичного контуров |
| 2 – теплообменник;       |  |
|                          | 5 – бак-аккумулятор                            |

Возможны схемы без некоторых из основных элементов, но такое «упрощение» приводит к ухудшению эксплуатационных качеств солнечной установки. Например, если обойтись без теплообменника, солнечный коллектор будет подвергнут коррозии, и в нем будут отлагаться соли жесткости. Кроме того, его придется на зиму опорожнять от воды, чтобы она не замерзла и заполнять азотом, чтобы не заржавел. Можно было бы организовать естественную циркуляцию и не применять насосы, но тогда возрастут габариты установки, ее вес и диаметры трубопроводов, в то время как современные насосы справляются с задачей обеспечения циркуляции с минимальными затратами энергии и практически бесшумно. Если не устанавливать бак-аккумулятор, то даже кратковременное затенение солнечного коллектора случайным облаком станет причиной прекращения подогрева.

Рассмотрим основные принципы проектирования солнечных установок для горячего водоснабжения.

Солнечные коллекторы летних систем горячего водоснабжения должны быть ориентированы к югу с уклоном к горизонту от 30° в Крыму до 35° на севере Украины. Если планируется установку использовать круглогодично, то угол наклона целесообразно установить 45°. Площадь солнечных коллекторов в жилых домах рекомендуется определять расчетом по методике, изложенной в приложении 3. Обычно на каждого жителя приходится 1-1,5 м<sup>2</sup> солнечных коллекторов. Емкость бака-аккумулятора рассчитывают с учетом суточного графика потребления воды, характерного для жилого дома, и графика

поступления солнечной теплоты. Опытом установлено, что удельная емкость бака, отнесенная к 1 м<sup>2</sup> солнечного коллектора, должна находиться в интервале значений 60-80 л.

Производительность  $G_1$ , м<sup>3</sup>/ч, циркуляционного насоса первичного контура циркуляции (поз. 3 на рис. 1.7) определяется по формуле

$$G_1 = \frac{3,6 \cdot q \cdot F \cdot \eta_k}{c_1 \cdot \rho_1 \cdot (T_1 - T_2)}$$

где  $q$  — удельный тепловой поток солнечного излучения, падающего на наклонную поверхность коллектора в максимальный для этой поверхности час, Вт/м<sup>2</sup>. Для предварительных расчетов принимают  $q = 1000$  Вт/м<sup>2</sup>;

$F$  — площадь солнечных коллекторов, м<sup>2</sup>;

$\eta_k$  — КПД солнечного коллектора, который принимают по паспортным характеристикам производителя, а при отсутствии этих данных — по рис. 1.6;

$c_1$  — теплоемкость водного раствора этиленгликоля, кДж/(кг·К);

$\rho_1$  — плотность водного раствора этиленгликоля, циркулирующего в первом контуре, кг/м<sup>3</sup>. Данные о свойствах водных растворов этиленгликоля приведены в табл. 1.4.

$T_1$  и  $T_2$  — расчетные температуры теплоносителя на выходе из солнечного коллектора и на входе в него, °С.

Эти температуры при наличии бака-аккумулятора обычно принимают равными соответственно 55 и 40 °С. Давление циркуляционного насоса первичного контура циркуляции определяют по величине гидравлических потерь, включающих в себя потери давления в солнечном коллекторе и в контуре греющей воды теплообменника.

Таблица 1.4 – Свойства водных растворов этиленгликоля

Концентрация $\zeta$ , %	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Темпер. замерз., °С	Теплоемкость, кДж/(кг К) при температурах, °С				
			50	20	0	-10	-20
12,2	1015	-5	4,06	4,02	3,98	-	-
19,8	1025	-10	3,98	3,89	3,85	-	-
27,4	1035	-15	3,85	3,77	3,73	3,68	-
35	1045	-21	3,73	3,64	3,56	3,56	-
42,6	1055	-29	3,61	3,48	3,43	3,39	3,35

Производительность  $G_2$ , м<sup>3</sup>/ч, циркуляционного насоса вторичного контура циркуляции (поз. 4 на рис. 1.7) определяется по формуле:

$$G_2 = \frac{3,6 \cdot q \cdot F \cdot \eta_k}{c_2 \cdot \rho_2 \cdot (t_1 - t_2)}$$

где  $c_2$ ,  $\rho_2$  — теплоемкость и плотность воды, равные соответственно

4,187 кДж/(кг·К) и 1000 кг/м<sup>3</sup>;

$t_1$  и  $t_2$  — расчетные температуры воды на входе в бак-аккумулятор и на выходе из него, которые обычно принимают равными соответственно 50 и 35 °С.

Напор циркуляционного насоса вторичного контура циркуляции определяется по величине гидравлических потерь, включающих в себя потери давления в контуре нагреваемой воды теплообменника.

Исходными данными для выбора теплообменника служат расходы жидкостей  $G_1$  и  $G_2$ , температуры  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $t_1$  и  $t_2$ , а также заданные с учетом давлений, развиваемых насосами, величины гидравлических потерь в каждом из контуров теплообменника.

Рассмотрим пример расчета основного оборудования. Семья из шести человек решила установить в своем коттедже солнечную установку горячего водоснабжения, чтобы не расходовать газ в летнее время. Требуется предварительно определить потребность в основном оборудовании и оценить целесообразность этого решения.

Площадь  $F$  солнечных коллекторов для жилого дома может быть определена из расчета 1...1,5 м<sup>2</sup> на человека. Приняв среднее значение, получим  $F = 1,25 \cdot 6 = 7,5$  м<sup>2</sup>. Если принять 8 коллекторов площадью 1 м<sup>2</sup> каждый, то  $F = 8$  м<sup>2</sup>.

Емкость  $V$  бака-аккумулятора определяется из расчета 0,06-0,08 м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup>. Приняв меньшее значение, получим  $V = 0,06 \cdot 8 = 0,48$  м<sup>3</sup>. Можно принять объем бака 500 л.

Циркуляционный насос первичного контура нужно подобрать по производительности  $G_1$ , которую рассчитываем по формуле 10, в которой принимается:  $q = 1000$  Вт/м<sup>2</sup>;  $\eta_k = 0,6$ ;  $c_1 = 3,61$  кДж/(кг·К);  $\rho_1 = 1055$  кг/м<sup>3</sup> (для 43%-ого раствора этиленгликоля);  $T_1 = 55$  °С,  $T_2 = 40$  °С.

$$G_1 = 3,6 \cdot 1000 \cdot 8 \cdot 0,6 / (3,61 \cdot 1055 \cdot (55 - 40)) = 0,302 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Полагая, что гидравлическое сопротивление теплообменника по контуру греющей воды будет около 50 кПа, общая потеря давления в этом контуре предварительно оценивается величиной 80 кПа. Для этой цели подойдет, например, насос Wilo TOP-S 25/7 мощностью 0,2 кВт.

Циркуляционный насос вторичного контура подбирается по производительности  $G_2$ , которая рассчитывается по (11), в которой принимается:  $c_2 = 4,187$  кДж/(кг·К);  $\rho_2 = 1000$  кг/м<sup>3</sup> (для воды);  $t_1 = 50$  °С,  $t_2 = 35$  °С.

$$G_2 = 3,6 \cdot 1000 \cdot 8 \cdot 0,6 / (4,187 \cdot 1000 \cdot (55 - 40)) = 0,275 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Если гидравлическое сопротивление теплообменника по контуру нагреваемой воды будет около 50 кПа, то общая потеря давления в этом контуре предварительно оценивается величиной 60 кПа. Подходящий насос — Wilo TOP-S 25/5 мощностью 0,09 кВт.

Исходными данными для подбора теплообменника являются расходы этиленгликоля  $G_1 = 0,309$  м<sup>3</sup>/ч и воды  $G_2 = 0,275$  м<sup>3</sup>/ч, температуры  $T_1 = 55$  °С,

$T_2 = 40 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $t_1 = 50 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $t_2 = 35 \text{ }^\circ\text{C}$ , а также предельные потери давления 50 кПа в каждом из контуров. После подбора теплообменника, который обычно выполняется производителем по специальной программе, уточняются величины гидравлических потерь в каждом контуре, после чего уточняются параметры циркуляционных насосов.

Полученная предварительным расчетом информация достаточна для того, чтобы выбрать оборудование и определить его стоимость. Цены могут быть разные, но, скорее всего, такая солнечная установка будет стоить не менее 2,5 тыс. долл. При рациональной эксплуатации в условиях не дождливого лета семья сможет сэкономить  $50 \text{ м}^3$  газа на каждом квадратном метре солнечного коллектора, или около  $400 \text{ м}^3$  природного газа в год. Экономия ежегодных затрат даже при достаточно дорогом газе, продаваемом за 250 долларов за  $1000 \text{ м}^3$ , составит не более 100 долл. при сроке окупаемости 25 лет. Невыгодно.

С другой стороны, 2,5 тысячи долл. — цена невысокая по сравнению со стоимостью коттеджа, в котором солнечная водоподогревательная установка является украшением и предметом гордости семьи, заботящейся о своем престиже.

При интегрировании солнечной установки в традиционную установку теплоснабжения схема существенно усложняется. Однако это позволяет эксплуатировать установку круглый год, догревая воду, нагретую в солнечной установке, до требуемой температуры с помощью котла.

Одним из обязательных требований к установке является аккумуляция горячей воды в объеме, равном нескольким суточным потребностям. Для тепловой мощности, необходимой для детского сада или средней школы, аккумуляция такого количества воды является достаточно сложной задачей. Для малых мощностей роль аккумулятора выполняет емкостной водонагреватель (ЕВН) объемом 300 л. Для аккумуляции большого количества воды требуется приобретение бака-аккумулятора на давление порядка 0,3 МПа, объемом несколько кубических метров, что вызывает затруднение. В этом отношении следует отметить, что МНПП «Электрон» (г. Одесса) освоил технологию изготовления таких емкостей из пластмассы. До этого момента необходимый объем аккумулируемой воды набирался из имеющихся в наличии емкостных водонагревателей (ЕВН). Учитывая высокую стоимость ЕВН, следует признать это решение временным.

На рис. 1.8 представлена схема СУ, смонтированная для горячего водоснабжения детского сада (с. Иосиповка, Одесская обл.). Нагретый в коллекторах теплоноситель параллельно охлаждается в пяти ЕВН. Вода нагревается, последовательно проходя все ЕВН по межтрубному пространству. Последний ЕВН обогревается также котлом. В четырех первых по ходу нагреваемой воды ЕВН два змеевика соединены последовательно для увеличения поверхности нагрева. Такая схема позволяет надежно нагревать воду в количестве 3600 л/сутки при аккумулируемом количестве 1500 л.



В результате эксплуатации было выявлено большое время ожидания, необходимое для начального нагрева воды. Поэтому в следующем варианте схема была модернизирована соответственно рис. 1.9 (детсад «Калинка», г. Овидиополь, Одесская обл.). Здесь необходимое количество ЕВН разбито на две группы, последовательно переключаемые для нагрева воды. При расходовании горячей воды из одной группы происходит нагрев воды в другой. Поскольку количество ЕВН в группе малое, а расход теплоносителя большой, нагрев воды происходит быстрее.

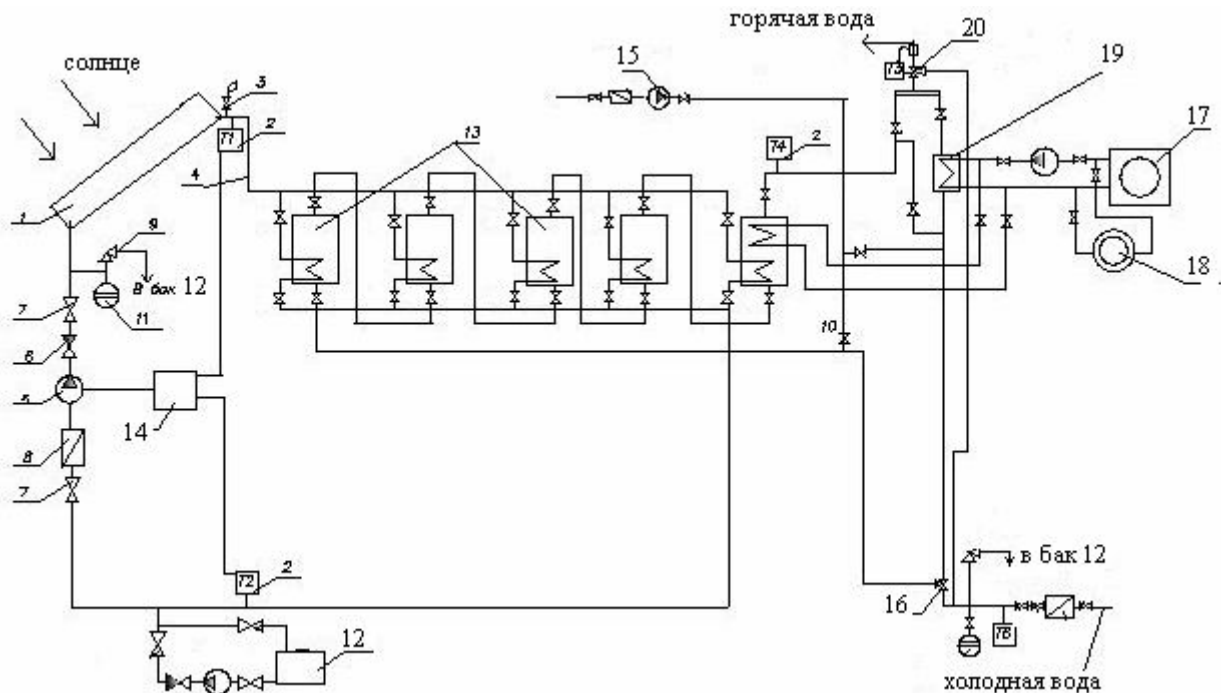


Рисунок 1.8 - Технологическая схема солнечной установки производительностью 3600 л/сутки:

- |   |   |
|---|---|
| 1 – солнечный коллектор (20 шт.);       | 11 – мембранный расширительный сосуд;                     |
| 2- датчик температуры;                  | 12 – бак для заполнения контура и подпитки теплоносителя; |
| 3 – воздушник;                          | 13 – емкостной водонагреватель (5 шт.);                   |
| 4 – трубопровод горячего теплоносителя; | 14 – блок управления насосом;                             |
| 5 – циркуляционный насос;               | 15 – насос рециркуляции;                                  |
| 6 – обратный клапан;                    | 16 – трехходовой клапан;                                  |
| 7 – шаровой кран;                       | 17 – одноконтурный котел;                                 |
| 8– механический фильтр;                 | 18 – обогревательные приборы;                             |
| 9 – предохранительный клапан;           | 19 – теплообменник для нагрева воды от котла;             |
| 10 – кран рециркуляции;                 | 20 – смешительное устройство                              |

Следующей практической сложностью явился подбор системы

автоматики. Опыт показал целесообразность использования регулятора, позволяющего переключать поток теплоносителя на два направления (потребителя).

В отличие от рекомендаций западных фирм автоматические воздухоотделители не используются. Последние допускают потерю теплоносителя, что приводит к необходимости применять систему автоматической подпитки, усложняющей и удорожающей установку.

Следует также поставить задачу разработчикам котла: автоматика котла должна регулировать расход газа в зависимости от температуры нагреваемой воды на входе. При наличии такой автоматики схема бивалентной солнечной установки могла быть упрощена.

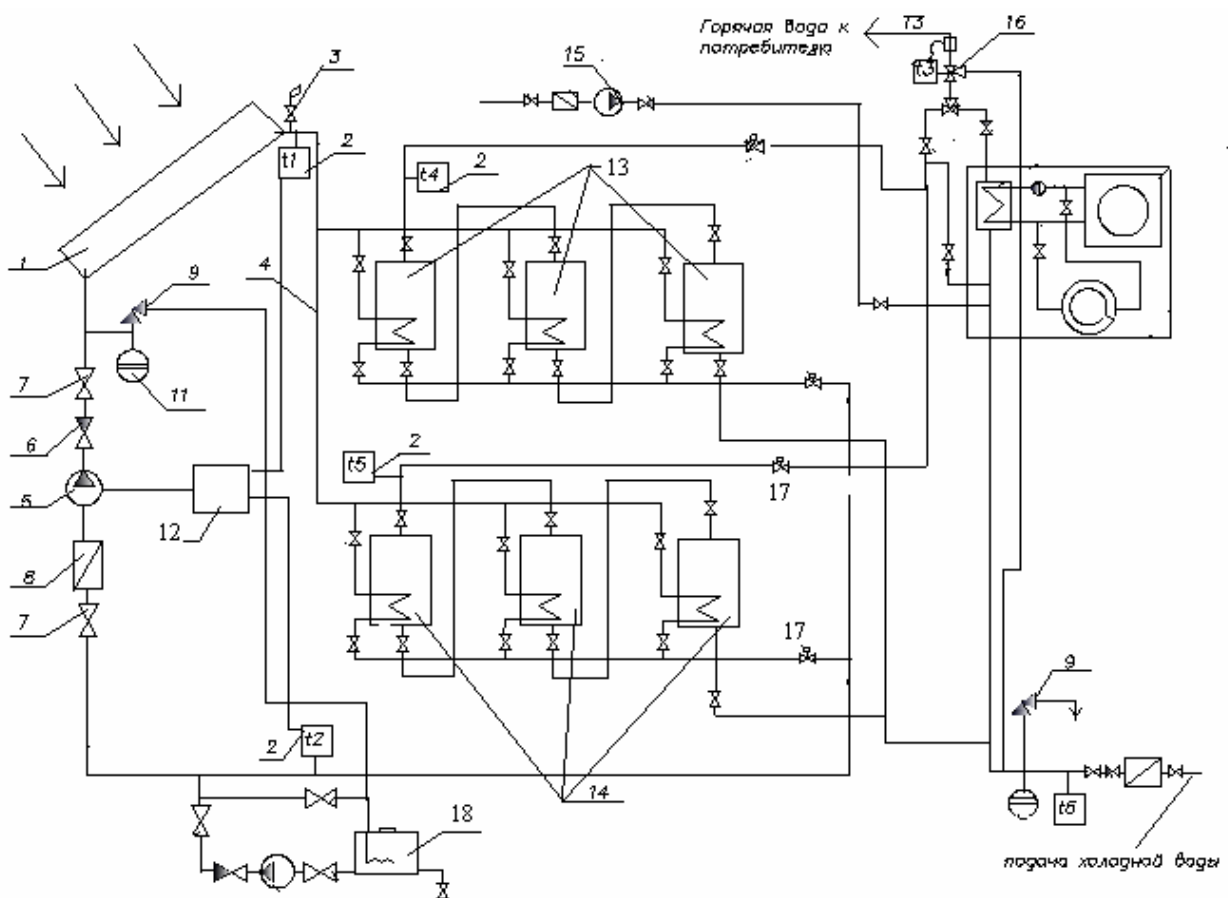


Рисунок 1.9 - Солнечная установка для горячего водоснабжения производительностью 5,6 м<sup>3</sup>/сутки:

- 1 – солнечный коллектор (31 шт.);
- 13,14 – две группы емкостных водонагревателей (6 шт.);
- 17 – двухходовой клапан

В обеих представленных схемах не предусматривается догрев воды после СУ с помощью котла. Причина – недостатки автоматики, которые обязательно следует решить. В противном случае нагретая, скажем, до 40 °С вода в большом количестве никогда не будет направлена потребителю, что

будет сопровождаться неоправданной работой котельной установки.

### **1.2.5. Геотермальная энергетика**

Геотермальная энергетика подразумевает использование горячей воды, поступающей из-под земли. Она перспективнее всех возобновляемых источников энергии, не считая гидроэнергетику. Температура термальных вод достигает 350 °С, однако преобладает вода с температурой 70 °С (66 %). В 1967 г. была построена 1-я в СССР Паужетская геотермальная электростанция мощностью 5 МВт. Температура воды равна 200 °С.

Для теплоснабжения это идеальный источник. Для производства электроэнергии предполагается использование низкокипящих веществ, пар которых получается в парогенераторе, обогреваемом термальной водой.

К недостаткам следует отнести:

1. Низкий КПД из-за низких начальных параметров термодинамического цикла.
2. Высокая минерализация воды приводит к накипеобразованию на поверхностях нагрева. Кремниевая кислота и сероводород интенсивно корродируют оборудование.
3. Отработанная вода должна закачиваться обратно в пласт. Однако сброс токсичной воды, содержащей фенолы, в водные бассейны недопустим.

### **1.2.6. Приливные и волновые электростанции**

Наличие отливов и приливов обусловлено кинетической энергией вращения Земли. Серьезным препятствием на пути использования ПЭС является суточная и месячная неравномерность. Первая ПЭС была построена во Франции мощностью 9 МВт. В 1967 г. там же была пущена первая промышленная ПЭС мощностью 240 МВт.

Принцип работы заключается в том, что залив перегораживается плотиной, в которой располагаются гидротурбины. При приливе уровень поднимается до уровня плотины и падает на турбину, которая вращает электрогенератор.

Такой источник энергии может представлять только региональный интерес, в местах, где имеются приливы. Таким образом, использование этого источника весьма ограничено. Стоимость плотины достаточна велика.

Принцип работы волновых электростанций заключается в том, что волна направляется по концентратору к волновой турбине и, вращая ее, приводит в действие насос. Насос подает воду в напорный резервуар, вода из которого направляется на гидротурбину, вращающую электрогенератор.

Рассмотрим конструкцию одной из установок (рис. 1.10). Длина 40 м, ширина входа в концентратор 42 м. Угол схождения 2 x 19,5°. Вес наплавной конструкции 15 т. Установка перемещается наплаву и работает при высоте волны 0,5-2 м. Электрическая мощность 20-200 кВт.

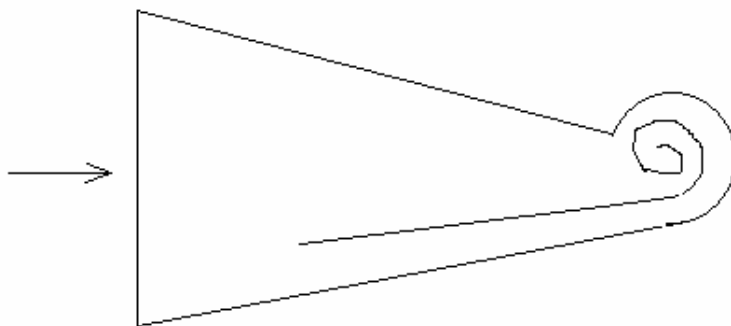


Рисунок 1.10 – Принципиальная схема волновой энергоустановки

### 1.2.7. Вихревой теплогенератор

Вихревой теплогенератор (ВТГ) работает на воде и предназначен для преобразования электрической энергии в тепловую, был разработан в начале 90-х годов. ВТГ используются для обогрева жилых, производственных и иных помещений, а также для горячего водоснабжения.

ВТГ представляет собой цилиндрический корпус, оснащенный циклоном (улиткой с тангенциальным входом) и гидравлическим тормозным устройством. Рабочая жидкость под давлением подается на вход циклона, после чего по сложной траектории проходит через него и тормозится в тормозном устройстве. Дополнительного давления в трубах тепловой сети не создается. Система работает в импульсном режиме, обеспечивая заданный режим температур.

Помимо воды в качестве теплоносителя в зависимости от климатической зоны могут использоваться и иные неагрессивные жидкости (антифриз, тосол). При этом специальной подготовки воды (химической очистки) не требуется, так как процесс нагревания жидкости происходит за счет ее завихрения, а не под воздействием нагревательного элемента.

Согласно данным рекламных проспектов, коэффициент преобразования электрической энергии в тепловую (т.е. отношение количества полученной теплоты к количеству затраченной электроэнергии) у ВТГ первого поколения был не менее 1,2 (то есть не менее 120 %). Электроэнергия расходуется только на электронасос, прокачивающий воду, а вода выделяет дополнительную тепловую энергию.

Способ производства тепловой энергии и устройство запатентованы Ю.С. Потаповым в России. В табл. 1.5 приводятся характеристики ВТГ.

Таблица 1.5 - Характеристики вихревых теплогенераторов

Наименование установки	Мощность двигателя/напряжение, кВт / В	Масса, кг	Обогреваемый объём, м <sup>3</sup>	Габариты длина, ширина, высота, мм	Кол-во теплоты, производимой установкой, кДж·ч
ВТГ-2	2,2 / 220	20	200	450х 300х 300	8380
ВТГ-3	7,5 / 380	110	500	690х 336х 420	33520
ВТГ-4	11 / 380	120	950	720х 336х 420	54470
ВТГ-5	15 / 380	150	1500	820х 504х 520	79557
ВТГ-6	22 / 380	180	2000	860х 504х 520	100560
ВТГ-7	37 / 380	270	3000	1300х 800х 800	217724

Принцип работы не очень понятен. Имеются попытки объяснить рассматриваемое явление холодным термоядерным синтезом, что вызывает большие сомнения. К тому же декларируемый коэффициент преобразования энергии для установки ВТГ-2 согласно данным табл. 1.5 равен  $8380/(2,2 \cdot 3600) = 1,058$ . Это значительно меньше, чем указанная ранее величина 1,2. Вышеперечисленное ставит под сомнение эффективность обсуждаемого устройства, имея в виду, что КПД обычного электронагревателя равен практически 1. Следует также отметить, что при работе любого насоса энергия привода (электродвигателя) идет на работу сжатия жидкости. При этом энтальпия и температура сжимаемой среды повышаются. Это известный факт: разогрев теплоносителя первого контура АЭС до начала цепной реакции деления тяжелых ядер осуществляется за счет работы главного циркуляционного насоса со скоростью около 8 градусов в час.

Типовая схема отопления с использованием вихревого теплогенератора приведена на рис. 1.11.

В результате расчета топливной составляющей себестоимости отопления с помощью различных способов, проведенного производителем ВТГ, получается, что ВТГ проигрывает только газовому котлу. Однако в приведенном расчете не учитывается стоимость самого оборудования, что делает приведенный расчет не полным. К тому же в расчете допущены ошибки, которые полностью перечеркивают выводы об эффективности ВТГ.

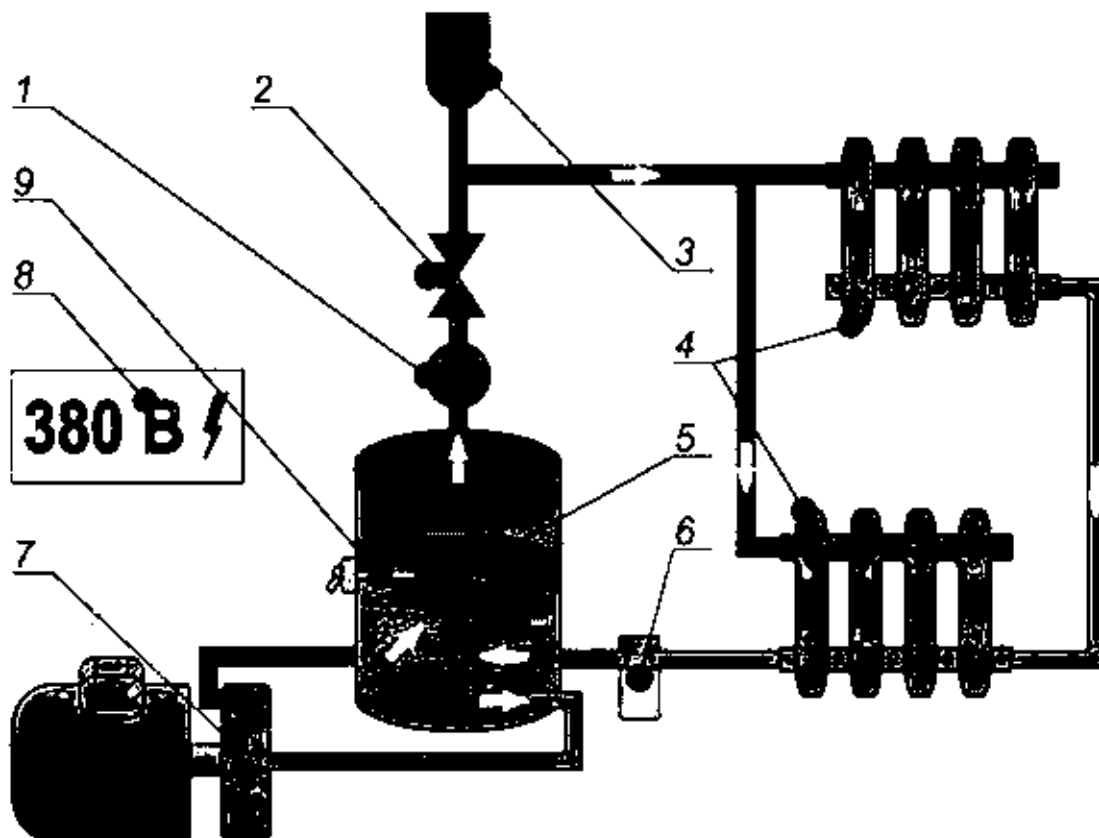


Рисунок 1.11 - Типовая схема отопления с использованием ВТГ:

- |                               |                              |
|-------------------------------|------------------------------|
| 1 - циркуляционный насос;     | 6 - фильтр грубой очистки;   |
| 2 - клапан;                   | 7 - вихревой теплогенератор; |
| 3 - расширительный бак;       | 8 - блок управления;         |
| 4 - потребитель;              | 9 - температурный датчик.    |
| 5 - накопительный бак термос; |                              |

### 1.2.8. Тепловые насосы

Назначение: промышленные тепловые насосы повышенной мощности применяются для отопления и (или) охлаждения промышленных помещений, офисных и административных зданий, отелей, домов отдыха, жилых поселков и других объектов. Особенно эффективным это является при использовании низкопотенциальных тепловых сбросов промышленных процессов.

Совокупность устройств, приборов и элементов, соединяющих между собой тепловой насос (ТН) и бак-аккумулятор и обеспечивающих подсоединения ТН к теплоотборнику низкопотенциальной теплоты (НПТ), к контурам отопления, горячего водоснабжения и к электросети, является установкой.

Установка, которая использует тепловой насос, как главный агрегат для своего функционирования, называется теплонасосной установкой - в дальнейшем ТНУ.

Условия применения теплонасосных установок (ТНУ) на базе тепловых

насосов:

- отопление и ГВС объектов любого назначения, находящихся на достаточном удалении от магистрали централизованного теплоснабжения.
- необходимы электропитание и источник низкопотенциальной теплоты (НПТ);
- в качестве источника НПТ могут служить природные возобновляемые источники теплоты - грунт, подземные воды и открытые водоемы, воздух, а также те, которые являются продуктом жизнедеятельности человека (сбросовые и сточные воды, теплоносители замкнутых производственных циклов и другие);
- Если источником теплоты служит грунт, то для отбора теплоты применяется грунтовый теплоотборник, выполняемый из полиэтиленовой трубы, располагаемой либо горизонтально в траншеях, либо в виде вертикально заглубляемого зонда, по которому прокачивается теплоноситель;
- при отборе теплоты от водного источника используются разной конструкции теплообменники, а также, при возможности, укладываемая на дно водоема полиэтиленовая труба;
- в том случае, когда источником НПТ является воздух, применяется воздушный теплообменник,
- в связи с тем, что в процессе работы теплового насоса за счет отбора теплоты от источника теплоты может снижаться температура этого источника, тепловой насос может функционировать как холодильная установка по отношению к той среде, от которой отбирается теплота, при одновременном выделении полезной теплоты, идущей на нагрев воды.

Основное преимущество ТНУ состоит в том, что генерируемая ею тепловая мощность  $Q_T$  в несколько раз превышает требуемую для её работы электрическую мощность  $Q_e$ . Отношение  $Q_T/Q_e$ , называемое коэффициентом преобразования (КОП), при определенных условиях может достигать до 6...7. Величина КОП для ТНУ одной и той же конструкции зависит от многих факторов, определяющими из которых являются температура теплоносителя контура теплоотборника на входе в ТНУ и температура, до которой происходит её нагрев в результате работы ТНУ. В приведенной ниже табл. 1.6 указаны сведения о величине КОП при температуре теплоносителя, поступающего на вход в тепловой насос из грунтового теплоотборника,  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  и разной температуре горячей воды  $t_{г.в.}$ .

Таблица 1.6 - Изменение коэффициента преобразования энергии в ТНУ в зависимости от температуры получаемой воды

$t_{г.в.},\text{ }^{\circ}\text{C}$	35	45	55
КОП	4,5	3,3	2,8

Среднее значение КОП для ТНУ с горизонтальным грунтовым теплоотборником равно 3, т.е. на 1 кВт затрачиваемой электрической мощности потребитель получает 3 кВт тепловой мощности, что говорит о высокой эффективности использования электроэнергии.

Следует отметить, что при КПД производства электроэнергии на АЭС 32 % тепловой энергии топлива тратится в 3 раза больше полученного количества электроэнергии. В этом случае использование теплового насоса равноэкономично использованию котла на органическом топливе высокой эффективности. Эффективнее последнего ничего быть не может. При повышении КОП выше трех ТНУ становится термодинамически эффективнее прямого использования топлива в котле.

Необходимо отметить важное обстоятельство, касающееся объектов, для теплоснабжения которых требуется тепловой мощности больше возможной электрической мощности (из-за ограничения электрической сети). В этом случае особенно выгодно использовать ТНУ, как оборудование, позволяющее обеспечить потребность в тепле и горячей воде, и сберегая не менее 6,5-7 кВт для других целей.

Следует отметить, что существуют объекты, к которым не подведено центральное отопление и отсутствует газопровод. В этом случае ставят электроводонагревательный котел. На сегодняшний момент существуют электрокотлы мощностью до 1800 кВт. По расходу электроэнергии электрокотел существенно проигрывает ТНУ, однако последняя стоит значительно дороже.

Другим важным преимуществом ТНУ является соблюдение экологической чистоты при её использовании, поскольку для работы теплового насоса не требуется никакого топлива и отсутствуют какие-либо выбросы в атмосферу продуктов сгорания, и также не требуется решать вопросы с приобретением и хранением топлива.

Необходимо отметить, что наибольший эффект от применения ТНУ можно получить в том случае, когда в качестве контура отопления используется "теплый пол", так как для функционирования водяного "теплого пола" достаточно иметь горячую воду температурой 30-35°C. При этом условии величина КОП может достигать значений 4-5 и более, что является существенным фактором энергосбережения и экономической целесообразности использования ТНУ.

Рассмотрим принцип работы ТНУ. На рис. 1.12 схематично показан состав ТНУ с применением грунтового теплоотборника. В качестве примера показан состав ТНУ тепловой мощностью от 5 до 30 кВт. Модификации ТНУ мощностью 50 и 60 кВт имеют в своем составе соответственно по два тепловых насоса тепловой мощностью 25 кВт и 30 кВт каждый.

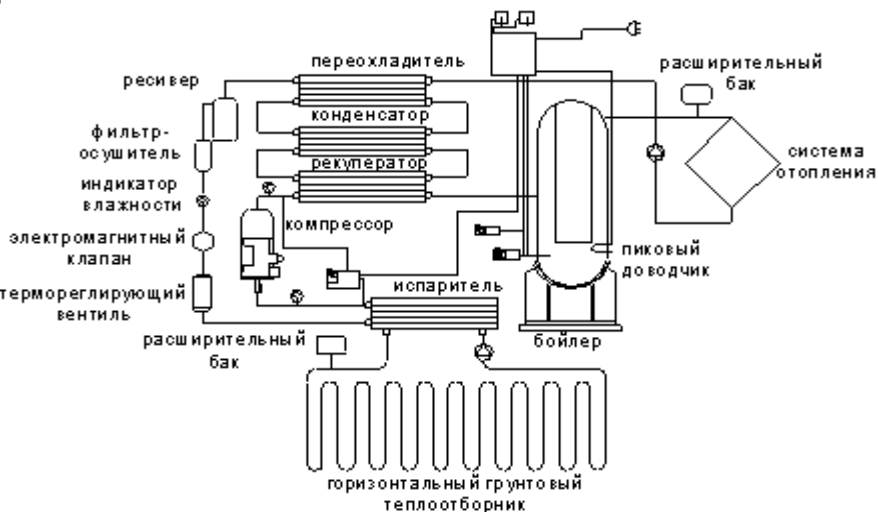
В кратком изложении принцип работы ТНУ следующий. С помощью циркуляционного насоса по горизонтальному грунтовому теплоотборнику и через испаритель теплового насоса прокачивается теплоноситель,



представляющий собой водный раствор тосола А40М с температурой замерзания около  $-20^{\circ}\text{C}$ . В испарителе происходит процесс кипения хладона (низкокипящего вещества) за счет поступления теплоты от теплоносителя. Образующиеся пары хладона откачиваются из испарителя компрессором, сжимаются и с температурой порядка  $110^{\circ}\text{C}$  поступают в рекуператор, а затем в конденсатор. В конденсаторе происходит конденсация паров хладона и одновременное нагревание воды, которая циркулирует через конденсатор и бойлер. Циркуляция воды осуществляется циркуляционным насосом. Из конденсатора жидкий хладон поступает в охладитель, в котором его температура понижается, и далее поступает в терморегулирующий вентиль, осуществляющий автоматическое поддержание процесса кипения хладона в испарителе. Потребляемая от электросети энергия затрачивается главным образом на работу компрессора. В экстремальных ситуациях, когда температура наружного воздуха сильно понижена или когда резко возрастает потребность в горячей воде, кратковременно используется маломощный пиковый доводчик.

Рисунок 1  
теплоотбор

ТНУ в п  
проверки кисл  
лет. Применя  
контроля темп  
также обеспе  
Система автом  
сдвоенного дат  
управления р



ЗОГО  
ОТЫ

ия кроме  
аз в пять  
ического  
энтуре, а  
ия ТНУ.  
(ДРТ) и  
ен в цепь  
итическое

поддержание температуры в бойлере в желаемом диапазоне. Другой ДРТ включен в цепь управления работой электронагревательного элемента, размещенного в бойлере, и выполняет такую же функцию. Сдвоенный ДРТ состоит из двух датчиков, один из которых подключен к испарителю, другой - к конденсатору. ДРТ обеспечивает требуемый режим работы компрессора с учетом защиты его при достижении критических порогов по давлению. Подключенный к испарителю датчик-реле обеспечивает подачу сигнала на включение и выключение компрессора в штатном режиме работы ТНУ. Другой датчик осуществляет размыкание и замыкание цепи управления компрессором при достижении соответствующих верхнего и нижнего порогов давления в конденсаторе. Настройка датчиков ДРТ производится изготовителем при проведении испытаний ТНУ на стенде. Температура воды, при которой должно происходить включение и выключение теплового насоса, задается настройкой ДРТ при монтаже ТНУ на объекте. Эта настройка может быть изменена потребителем. Пороги включения и выключения пикового

доводчика настраиваются соответствующим ДРТ.

Благодаря достигаемой экономии энергии и эксплуатационных расходов применение ТНУ оказывается наиболее экономичным в сравнении с традиционным отоплением и охлаждением. Установки определенной мощности идеально подходят для использования низкотемпературной тепловой энергии, тепловых выбросов любого вида, отводимого воздуха, теплоты промышленных процессов и т. д.

Одним из основных заводов-производителей тепловых насосов является московский завод холодильного машиностроения "Компрессор".

Тепловые насосы повышенной мощности оборудованы полугерметичным компрессором. В зависимости от мощности и типового ряда речь идет о многоцилиндровом поршневом или винтовом компрессоре, где встроены отдельные или параллельно несколько агрегатов.

Винтовые компрессоры не имеют колеблющихся деталей и поэтому имеют тихий ход. Применяемые винтовые компрессоры были специально разработаны для холодильной техники и имеют высокие показатели производительности.

Регулирование мощности установок с поршневым компрессором стандартно осуществляется ступенчатым переключением. При этом отдельные поршневые компрессоры (цилиндры) включаются в соответствии с потребностью в мощности.

В установках с винтовым компрессором применяется специальное бесступенчатое регулирование. Через регулировочную колбу варьируется подача винта в соответствии с потребностью в мощности.

В качестве испарителя и конденсатора у тепловых насосов систем вода/вода и солевой раствор/вода, как правило, применяются кожухотрубные теплообменники. Установка жестко монтируется на раме, не занимающей много места. В случае необходимости тепловой насос поставляется со звукоизоляционной крышкой.

Как уже указывалось, ТНУ оптимально komponуется с теплыми полами. Остановимся на этом вопросе. Снижение температуры теплоносителя может компенсироваться увеличением площади теплообмена. Это достигается использованием площади полов и стен. Чем больше площадь теплоотдачи, тем больше часть теплового излучения и тем равномернее происходит прогрев помещения, тем комфортнее мы себя чувствуем. Теплые полы обеспечивают при 20 °С такую же комфортность, как обычные тепловые приборы (радиаторы) при 22 °С. Кроме удобства, это экономит средства. Снижение температуры в помещении на 2 °С экономит до 10 % энергии за год. Комбинация теплых полов с теплыми стенами (уложенные в стенах трубы) является лучшей формой системы распределения теплоты для жилого помещения. Чем меньше температура теплоносителя после компрессора, тем эффективнее работает тепловой насос.

В качестве труб для теплых полов используются полипропиленовые

трубы диаметром около 16 мм. Оптимальной формой укладки является спираль (рис. 1.13), закручивающаяся и раскручивающаяся в одной плоскости. В этом случае вся площадь пола имеет практически одинаковую температуру. Шаг между витками труб составляет 10-20 см.

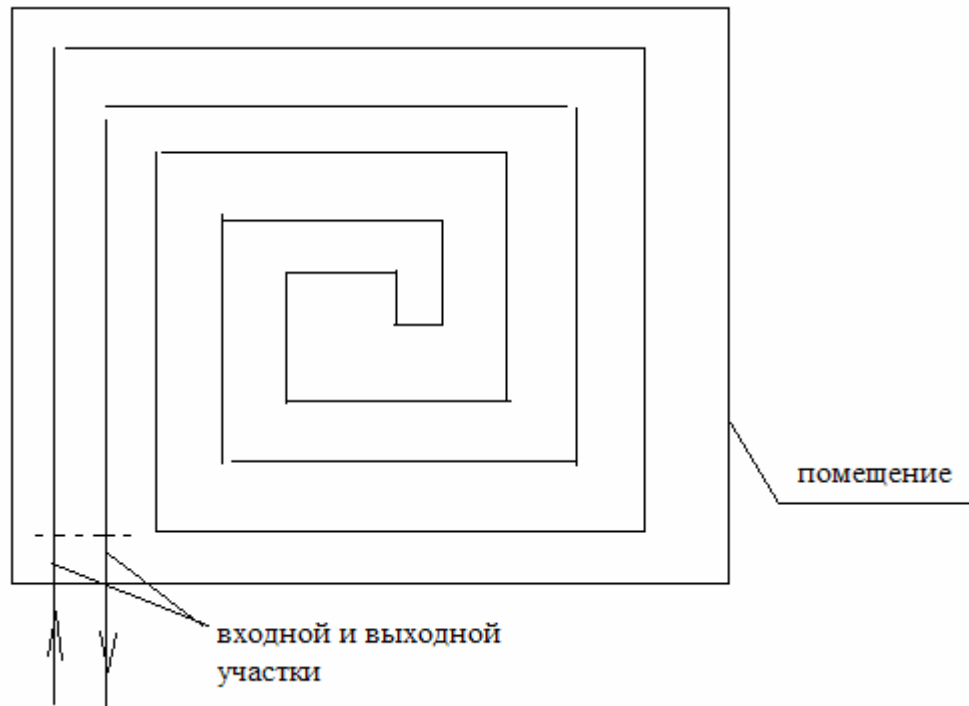


Рисунок 1.13 – Укладка труб теплого пола в виде квадратных колец

Технология укладки следующая: на бетонный пол укладывается тепловая изоляция толщиной 2...3 см, затем она покрывается отражающим фольгированным покрытием, на которое укладывается труба. Труба заливается раствором толщиной слоя 5...8 см. Материал раствора должен обеспечивать возможность теплового расширения без растрескивания. На стяжку уже укладывается декоративное покрытие: паркет, линолеум, ламинат, керамическая плитка и т.д.

При проектировании систем теплоснабжения встает задача выбора насоса. Насосы, как известно, выбираются по двум основным параметрам: расходу (подаче) и напору. Остановимся на определении этих величин.

Рассмотрим методику расчета гидравлического сопротивления труб, уложенных на пол в виде спирали. Определим длину спирали в зависимости от площади пола при шаге укладки 100 и 200 мм.

Количество колец определится из выражения:

$$n = \frac{a}{2h} - 1,$$

где  $a$  – сторона помещения, м;

$h$  – шаг (расстояние между трубами), м.

Сторона  $i$ -го кольца трубы (нумерация колец начинается с внутреннего):

$$b_i = 2 \cdot h \cdot i.$$

Суммарная длина труб в квадратном помещении со стороной  $a$ , как выяснилось, определяется простым выражением:

$$l = 4 \sum_1^n b_i ,$$

где  $n$  – число колец.

В табл. 1.14 приводится расчет суммарной длины труб в кольцах.

Расчет ведется для труб диаметром 16x2 мм (внутренний диаметр 12 мм). При укладке с шагом 200 мм (расстояние между трубами) на 1 м<sup>2</sup> площади помещения должно укладываться 5 м трубы.

Тепловая мощность пола рассчитывается исходя из удельной мощности 100 Вт/м<sup>2</sup>.

Исходя из данных, представленных в табл. 1.7, длина труб, укладываемых в помещении, меняется дискретно в зависимости от числа витков. Поэтому небольшие изменения площади будут иметь одинаковую длину труб. Однако мощность может и должна изменяться с помощью изменения расхода.

Мощность теплого пола:

$$Q = S \cdot 0,1 \text{ кВт},$$

где  $S$ - площадь пола, м<sup>2</sup>.

Расчетная длина труб:

$$L = S \cdot 5 \text{ м}.$$

Реальная длина труб выбирается из табл. 1.7, как ближайшая к расчетной величине в зависимости от числа витков.

Расход воды:

$$G = Q / (4,19 \cdot 20), \text{ кг/с},$$

где 4,19 – теплоемкость воды;

20 - температурный перепад воды в теплых полах.

Скорость воды в трубе:

$$W = G \cdot v / (0,785 \cdot d^2), \text{ м/с},$$

где  $v=0,001$  – удельный объем воды;

$d$  – внутренний диаметр трубы.

Таблица 1.7 – Расчет длины труб в квадратных кольцах для теплого пола при шаге 0,1 и 0,2 м

Номер кольца	Шаг 0,1 м			Шаг 0,2 м		
	Длина стороны квадрата, а, м	Периметр кольца, 4а, м	Суммарная длина труб в кольцах	Длина стороны квадрата, а, м	Периметр кольца, 4а, м	Суммарная длина труб в кольцах
1	0,2	0,8	0,8	0,4	1,6	1,6
2	0,4	1,6	2,4	0,8	3,2	4,8
3	0,8	3,2	5,6	1,2	4,8	9,6
4	1	4	9,6	1,6	6,4	16

5	1,2	4,8	14,4	2	8	24
6	1,4	5,6	20	2,4	9,6	33,6
7	1,6	6,4	26,4	2,8	11,2	44,8
8	1,8	7,2	33,6	3,2	12,8	57,6
9	2	8	41,6	3,6	14,4	72
10	2,2	8,8	50,4	4	16	88
11	2,4	9,6	60	4,4	17,6	105,6

Число Рейнольдса:

$$Re = w \cdot d / \nu = w \cdot d / (0,659 \cdot 10^{-6}),$$

где  $0,659 \cdot 10^{-6}$  – коэффициент кинематической вязкости при температуре  $40^{\circ}C$ .

Коэффициент трения при течении по спирали:

$$\xi_0 = \frac{64}{Re}.$$

Гидравлическое сопротивление трения:

$$\Delta P_l = \xi \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{w^2}{2} \cdot 1000, \text{ Па}$$

Местное гидравлическое сопротивление учитывает поворот на  $180$  градусов в центре спирали:

$$\Delta P_m = \xi_m \cdot \frac{w^2}{2} \cdot 1000, \text{ Па},$$

где  $\xi_m$  - коэффициент местного сопротивления. Согласно справочным данным при отношении радиуса закругления к диаметру трубы  $0,1/0,012=8,33$ :

$$\xi_m = 0,2078.$$

Суммарное сопротивление течению в трубе теплого пола определится как:

$$\Delta P = \Delta P_l + \Delta P_m.$$

Согласно изложенной методике проведены расчеты гидравлического сопротивления для разной площади помещения. Результаты расчета приведены в табл. 1.8.

Для перевода полученных значений в м в.с. следует умножить результат на  $10^{-4}$ .

Таблица 1.8 - Расчет гидравлического сопротивления теплого пола, уложенного квадратными кольцами (в малых помещениях площадью  $4-5 \text{ м}^2$  шаг укладки труб  $10 \text{ см}$ , в остальных - шаг  $200 \text{ мм}$ )

Площадь помещ., $\text{м}^2$	Шаг укладки труб, м	Сторона комнаты, м	Число колец	Длина труб, м	Число повор. на $90^{\circ}$	Тепл. мощн., кВт	Расход воды, кг/с
4	0,1	2	9	41,6	36	0,4	0,00477
5	0,1	2,236068	10	50,4	40	0,5	0,00597
10	0,2	3,162278	7	44,8	28	1	0,01193

12	0,2	3,464102	7	44,8	28	1,2	0,0143
14	0,2	3,741657	8	57,6	32	1,4	0,01671
15	0,2	3,872983	8	57,6	32	1,5	0,0179
16	0,2	4,0	9	72	36	1,6	0,01909
18	0,2	4,242641	9	72	36	1,8	0,0215
21,5	0,2	4,636809	10	88	40	2,15	0,02566

Площ. помещ., м <sup>2</sup>	Скорость воды, м/с	Число Рейнольдса	Коэфф. трения	Потеря давления на трение, Па	Потеря давления на повороты, Па	Общее сопротивление, Па
4	0,0422	7689,2	0,0337	104,3	7,7	112,0
5	0,0528	9611,5	0,0319	186,7	13,4	200,1
10	0,1056	19222,9	0,0268	558,3	37,4	595,7
12	0,1267	23067,5	0,0256	768,1	53,9	822,0
14	0,1478	26912,1	0,0247	1293,3	83,9	1377,2
15	0,1583	28834,4	0,0243	1459,3	96,3	1555,6
16	0,1689	30756,7	0,0239	2042,3	123,2	2165,5
18	0,1900	34601,3	0,0232	2509,7	156,0	2665,7
21,5	0,2270	41329,3	0,0222	4186,2	247,3	4433,5

**Пример расчета.** Пусть помещение имеет площадь 25 м<sup>2</sup>. При шаге 200 мм на этой площади может поместиться 25 x 5=125 м трубы. То есть больше, чем 100 м. Следовательно, в этом помещении следует делать две петли и разбить помещение пополам, так как труба продается бухтой по 100 м. Размер стороны квадратной половины равен 3,5 м: а=3,5. Число колец, которые можно уложить, равно

$$n=3,5/(2 \times 0,2)-1=7,75 \approx 7.$$

Округление в меньшую сторону объясняется наличием мебели у стен и целесообразностью не уменьшать шаг в противном случае.

Стороны квадрата колец: 0,4; 0,8; 1,2; 1,6; 2,0; 2,4; 2,8. Сумма равна 11,2 м. Длины труб в кольцах 4 x 11,2=44,8 м.

Полученное значение соответствует данным в табл. 1.8 при n=7. К тому же, это значение несколько меньше оценочной величины, которая может быть получена, исходя из 5 м длины трубы на 1 м<sup>2</sup> площади: 12,5 x 5 =62,5 м. То есть, реальная длина существенно (на 30 %) меньше оценочного значения.

Гидравлическое сопротивление трения:

$$\Delta P_l = \xi \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{w^2}{2} \cdot 1000, \text{ Па.}$$

Местное гидравлическое сопротивление учитывает количество поворотов на 90 градусов:

$$\Delta P_m = m \cdot \xi_m \cdot \frac{w^2}{2} 1000, \text{ Па,}$$

где  $\xi_m$  - коэффициент местного сопротивления. Согласно справочным данным при отношении радиуса закругления к диаметру трубы  $R/d=48/16=3$  при повороте на  $90^\circ$   $\xi_m=0,24$ ;

$m$  - количество поворотов на  $90^\circ$  определяется как:

$$m=n \times 4.$$

В табл. 1.7 приводятся результаты расчета для разных площадей квадратных комнат. При прямоугольной форме колец нумерацию удобнее начинать с наружного кольца, отступая от стенки на шаг  $h$ . Тогда длины сторон прямоугольников определяются как:

$$b_i = a - 2 \cdot i \cdot h;$$

$$c_i = b - 2 \cdot i \cdot h;$$

где  $b_i, c_i$  – стороны прямоугольника.

Общая длина труб в помещении:  $l = 2n \cdot [a + b - 2h(1 + n)]$ .

$n$  – число рядов труб, определяется как:

$$n = a/2/h.$$

**Пример.** Определить сопротивление труб теплого пола в помещении 4 х 5 м. Шаг укладки труб 0,2 м.

Решение.

Число рядов:  $n=4/2/0,2-1=9$ .

Длина труб:  $l=2 \times 9[4+5-2 \times 0,2(1+9)]=90$  м.

Тепловая мощность:  $4 \times 5 \times 0,1=2$  кВт

Расход воды:  $2/4,19/20=0,0238$  кг/с.

Скорость воды:  $0,0238 \times 0,001/(0,785 \times 0,012^2)=0,211$  м/с.

Число Рейнольдса:  $0,211 \times 0,012/0,659 \cdot 10^{-6}=3844$ .

Коэффициент трения при таком числе Рейнольдса определяется как

$$\xi = \frac{0,316}{\text{Re}^{0,25}} = 0,316/3844^{0,25}=0,04.$$

Число поворотов на  $90^\circ$  равно  $9 \times 4 = 36$ .

Сопротивление трения:  $0,04 \times 90/0,012 \times 0,211^2/2 \times 1000= 6678$  Па.

Местное сопротивление:  $0,24 \times 36 \times 0,211^2/2 \times 1000= 192$  Па.

Суммарное сопротивление труб теплого пола равно:  $6678+192=6870$  Па.

Требуемые характеристики насоса: подача  $0,0238 \times 3,6=0,085$  м<sup>3</sup>/ч, напор 0,68 м в. ст.

Вернемся к тепловым насосам. Весьма важным является выбор источника теплоты. Использование источника с максимально возможным температурным уровнем приводит к достижению максимальных показателей производительности и самых низких эксплуатационных расходов. Потенциальными источниками является вода, земля и воздух.

Если на подходящей глубине имеется грунтовая вода, то возможно ее использование с максимальными годовыми показателями производительности (требуется разрешение на бурение скважины). Постоянная температура

грунтовой воды от +8 °С до +12 °С делает этот энергоноситель идеальным для моновалентной системы отопления (имеющей один источник энергии). Грунтовая вода транспортируется из заборной скважины к тепловому насосу, и оттуда в находящуюся в 15-ти метрах инфильтрационную скважину.

Если грунтовая вода не достижима, то в качестве источника энергии может использоваться земля. Температура земли даже в очень холодные зимние дни удерживается на достаточном уровне для экономичной работы теплового насоса. В зависимости от среды - теплоносителя в коллекторе, различают следующие системы: Система солевой раствор/вода и система прямое испарение/вода. В случае с прямым испарением рабочее тело теплового насоса (R407C) циркулирует уже в земляном коллекторе в качестве среды - теплоносителя. Промежуточный теплообменник и циркуляционный насос солевого раствора не требуются. При наличии достаточной площади плоскостной горизонтальный коллектор является самым дешевым решением. В качестве теплообменника используются полипропиленовые бесшовные трубы. Площадь укладки в 1,2...1,5 раза больше отапливаемой площади. Особенно рекомендуется для новостроек. В случае со второй системой в качестве среды-теплоносителя циркулирует солевой раствор, транспортирующий теплоту к тепловому насосу. При недостатке площади предлагаются кюннетные коллекторы (спиралеобразные) или глубинные зонды.

Если невозможно также и применение земли в качестве источника теплоты, то в любом случае возможно применение воздушного теплового насоса. Особенно такой вариант пригоден для переоборудования и в бивалентных системах отопления (имеющих два источника энергии: например, котел и ТНУ). Благодаря инсталлированному в тепловой насос оттаивающему устройству достигается нормальное функционирование прибора до температуры -18 °С.

После энергетического кризиса существенно усилился спрос на системы с тепловым насосом для переоборудования старых систем отопления. Внедряются новые типы фреонов, не содержащие хлор, не горючие, например, R134a.

Тепловые насосы системы воздух/вода изготавливаются в отдельном исполнении: тепловой насос помещается в доме, испаритель устанавливается снаружи. Для соединения необходимы две тонкие трубки для хладагента и электрический кабель. Это устраняет необходимость в дорогих воздуховодах и вентиляционных системах.

В качестве примера в табл.1.9 приводятся характеристики тепловых насосов, производимые на российском заводе «Карат».

Таблица 1.9 – Характеристики тепловых насосов, производимых ОКБ «Карат», Россия

Модель	Тепл.	Электр.	Участок	Габариты	Площадь	Стои-	Стоимость
--------	-------	---------	---------	----------	---------	-------	-----------



ТН	мощн., кВт	мощн., кВт	под зем- ляной теплоотб., м <sup>2</sup>	ТН, м	отапл. помещ., м <sup>2</sup>	мощность ТН, евро	ТНУ в комплекте, евро
ТН-5	5	1,7	160	0,60x0,50x 1,20	50-100	3 800	7 500
ТН-10	10	3,3	320	0,64x0,55x 1,78	100-200	4 700	10 000
ТН-50	50	17	1600	1,70x0,69x 1,94	500-1000	17 000	*
ТН-60	60	20	1920	1,90x0,69x 2,02	600-1200	20 000	*

\* - Тепловая мощность ТНУ приведена при температуре на входе из теплоотборника в ТН 0 °С и выходе из ТН в контур отопления 55 °С.

Примечание: для ТНУ с ТН-5 объем бойлера (отопление/ГВС) составляет - 400/100 дм<sup>3</sup>, для остальных ТНУ - 700/230 дм<sup>3</sup>. Электропитание для ТНУ с ТН-5 – 220 В/50 Гц, для ТНУ других типов – 380 В/50 Гц.

### **Источники низкопотенциальной теплоты**

Если источником низкопотенциальной теплоты (НПТ) является теплота грунта, то используется грунтовый теплоотборник, изготавливаемый из полиэтиленовой трубы наружным диаметром 40 мм. Труба укладывается на глубину 1,2-1,5 м в зависимости от физических характеристик грунта и климатических условий эксплуатации установки. Конструкция теплоотборника и схема укладки его в грунт могут быть различными и приспособленными к конкретным условиям местности.

Применяемая технология заполнения горизонтального грунтового теплоотборника теплоносителем довольно проста и не требует значительных затрат времени и средств, а также допускает укладку труб в траншеях при условии, что местность имеет сложный рельеф (присутствуют уклоны).

Если в качестве источника НПТ используется водный бассейн или проточные сбросовые воды, то подвод теплоты к тепловому насосу осуществляется за счет погружения в водную среду теплоотборника с циркулирующей по нему жидкостью, характеристики которой определяются условиями эксплуатации теплового насоса. Это может быть вода или, при необходимости, водный раствор тосола, который используется с целью снижения температуры замерзания жидкости.

Если используется теплота воздуха, применяется теплоотборник с принудительным обдувом вентилятором.

Бойлер является устройством, выполняющим функцию аккумулятора большого объема и одновременно служащим демпфером, обеспечивающим

сглаживание воздействия тепловой нагрузки (контура отопления и ГВС) на тепловой насос. Достаточно большой объем воды в бойлере позволяет до минимума снизить количество включений и выключений ТН при изменении потребности в тепле и горячей воде. Особенностью конструкции бойлера является его исполнение в виде "бак в баке", что не требует использования автоматических трехходовых клапанов для обеспечения функционирования контуров отопления и горячего водоснабжения.

В качестве примера рассмотрим отопление коттеджа (загородного дома):

- отапливаемая площадь 145 м<sup>2</sup>; 2 этажа;
- внешняя расчетная температур -20 °С;
- температура внутри помещения +20 °С, удельная тепловая нагрузка 55 Вт/м<sup>2</sup>. При использовании системы отопления, состоящей из теплых полов и низкотемпературных радиаторов с максимальной рабочей температурой + 35 °С потребуется тепловая мощность ТН 8 кВт.

Чем выше температура первичного источника, тем больше мощность теплового насоса при той же мощности компрессора. Проектирование теплового пункта и подбор сопутствующего оборудования с ТН проводится аналогично проектированию с котлом, с учетом того, что необходимо дополнительно установить в систему отопления бак-резервуар объемом 10–20 л на 1 кВт мощности на подаче в случае ТН типа воздух-вода и на обратной линии в случае насосов типа вода-вода, грунт-вода, а также обеспечить возможность подключения через трехходовой смесительный клапан дополнительного источника энергии при его установке на обратной линии. При установке бака-резервуара на подающей линии электронагреватель может быть встроен в него. Бак водонагреватель для получения горячей воды должен быть установлен дополнительно. Кроме того, следует помнить, что максимальная температура получаемой горячей воды составляет 55 °С, что применимо в случае систем напольного, настенного и низкотемпературного радиаторного отопления и для приготовления горячей воды.

Потенциал используемых источников низкопотенциальной теплоты:

- наружный воздух: от -15 до + 15 °С.
- отводимый воздух: 15-25 °С.
- подпочвенная вода: 4–10 °С.
- озерная вода: 0–10 °С.
- речная вода: 0–10 °С.
- поверхностный грунт: 0–10 °С.
- глубокий (>20 м) грунт: 10 °С.
- грунтовые воды: >10 °С.

### **Проектирование и монтаж тепловых насосов**

Проектирование вторичного контура теплового насоса аналогично проектированию котла с одноступенчатой горелкой. Тепловой насос работает в режиме включено/выключено. Во включенном состоянии вода нагревается до 55 °С. Для получения меньших температур ставят специальный бак-

аккумулятор, температура воды в котором поддерживается автоматикой. Мощность теплового насоса указывается, как правило, для температуры поступающего гликоля 0 °С и для температуры получаемой горячей воды - 35 °С. Соответствующая мощность ТН для 55 °С будет на 5-20 % меньше, в зависимости от модели насоса. Мощность теплового насоса можно подбирать исходя из моновалентного или бивалентного режима работы. Моновалентный режим означает, что тепловой насос используется как единственный генератор тепловой энергии. Но поскольку продолжительность стояния очень низкой температуры воздуха составляет небольшую часть от времени отопительного сезона, имеет смысл использовать бивалентный режим, когда применяется дополнительный генератор теплоты: электронагреватель, газовый, дизельный или твердотопливный котел, который включается, когда температура воздуха опускается ниже определенной температуры. Использование бивалентных систем имеет смысл, поскольку стоимость теплового насоса и особенно работ по монтажу первичного контура (прокладка траншей, бурение скважин и т.п.) сильно растет при возрастании мощности теплового насоса.

При установке тепловых насосов следует позаботиться об утеплении здания и установить стеклопакеты с низкой теплопроводностью. Теплопотери должны быть снижены до 40-80 Вт/м<sup>2</sup>. Это вполне реальная задача с учетом того, что сейчас нет недостатка в современных изоляционных материалах и энергоэффективных окнах. Для примерного расчета потерь теплоты можно использовать следующие оценки: очень хорошо изолированные здания – 30 Вт/м<sup>2</sup>, средне изолированные здания – 50 Вт/м<sup>2</sup>, обычные здания с изоляцией – 80 Вт/м<sup>2</sup>, здания без изоляции – 120 Вт/м<sup>2</sup>. К этим потерям теплоты нужно добавить энергию, необходимую для обеспечения горячего водоснабжения. Потребность в горячей воде составляет 80–100 л на человека (примерно 0,2 кВт на человека).

Для нагрева воды бассейнов можно использовать следующие оценочные данные для определения требуемой мощности: крытый бассейн – 50-150 Вт/м<sup>2</sup>, открытый в защищенном месте – 50-200 Вт/м<sup>2</sup>, в частично защищенном месте – 100-300 Вт/м<sup>2</sup>, в незащищенном месте – 200-500 Вт/м<sup>2</sup>. Нужно учесть также потери теплоты в линиях циркуляции горячей воды. В случае возможных отключений электричества нужно увеличить мощность устанавливаемого теплового насоса на коэффициент, рассчитываемый по формуле  $f=24 \text{ ч}/(24 \text{ ч} - \text{время отключения})$ . Например, для времени отключения 4 ч коэффициент  $f=1,2$ .

Для коттеджа площадью 200 м<sup>2</sup> на 4 человек при теплопотерях 70 Вт/м<sup>2</sup> (при расчете на наружную температуру воздуха -28 °С) необходимая тепловая мощность будет равна 14 кВт. Добавим 700 Вт на нагрев воды. Получится 14,7 кВт. Кроме того, при возможности временного отключения электричества нужно увеличить полученный результат на соответствующий коэффициент. Так при ежедневном отключении 4 ч, коэффициент будет 1,2. Мощность теплового насоса должна быть 17,6 кВт.

Для бивалентной системы с дополнительным электрическим нагревателем и температурой уставки  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  (температура наружного воздуха, когда включается дополнительный генератор теплоты) при общих теплопотерях  $70\text{ Вт/м}^2$  примерные потери теплоты при расчете на  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  наружной температуры воздуха будут  $44\text{ Вт/м}^2$ . Общая потребность теплоты с учетом приготовления горячей воды и коэффициента запаса мощности теплового насоса должна быть  $11,4\text{ кВт}$ . Мощность электрического нагревателя должна быть  $17,6 - 11,4 = 6,2\text{ кВт}$ . Таким образом, нужно дополнительно установить электродвигатель на  $6,2\text{ кВт}$ . Общая потребность в энергии на отопление для такого коттеджа за отопительный сезон составит примерно  $34500\text{ кВт}\cdot\text{ч}$ . При прямом электрическом нагреве стоимость электричества за сезон при тарифе  $0,24\text{ грн./кВт}\cdot\text{ч}$  составит  $8280\text{ грн}$ . При этом необходим электрический котел (или электронагреватели) мощностью  $14\text{ кВт}$ , что создает большую нагрузку на электрические сети. Стоимость электричества за сезон при использовании теплового насоса для отопления того же коттеджа составит примерно  $2300\text{ грн}$ . при моновалентном режиме, а потребляемая электрическая мощность всего  $5\text{ кВт}$ . При бивалентном режиме плата за электроэнергию, потребленную тепловым насосом, составит  $2200\text{ грн}$ ., а плата за работу дополнительного электрического котла составит  $300\text{ грн}$ . за сезон. Суммарная нагрузка на электрические сети в пиковый период будет  $9,4\text{ кВт}$ .

При использовании котла на дизельном топливе затраты на теплоснабжение за сезон определяются как:

$$Z_{dm} = G_{dm} \cdot c_{dm} = \frac{Q_{mp}}{\eta \cdot Q_p^H} \cdot c_{dm} = \frac{34500 \cdot 3600 \cdot 5,6}{0,89 \cdot 35000} = 22328\text{ грн.}$$

где  $G_{dm}$  - сезонный расход дизельного топлива, л;

$\cdot c_{dm}$  - цена за дизтопливо, грн./л. Принято  $5,6\text{ грн./л}$ ;

$Q_{mp}$  - требуемое количество теплоты,  $34500\text{ кВт}\cdot\text{ч} = 34500 \cdot 3600\text{ кДж}$ ;

$\eta$ - КПД дизельного котла,  $\eta = 89\%$ ;

$Q_p^H$  - теплота сгорания дизтоплива,  $35\text{ МДж/л}$ .

Плата за энергоносители за сезон для коттеджа площадью  $200\text{ м}^2$  при использовании разных способов теплоснабжения коттеджа составит:

- при прямом электрическом обогреве	8280 грн.
- с тепловым насосом, моновалентный режим	2300 грн.
- с тепловым насосом, бивалентный режим	2500 грн.
- с дизельным котлом (при цене $5,6\text{ грн./л}$ )	22328 грн.
- с газовым котлом $15\text{ кВт}$ при цене $500\text{ грн./1000 м}^3$	1971 грн.

Как видно из приведенных данных использование тепловых насосов по эксплуатационным расходам незначительно проигрывает только газовому котлу. Это имеет место при относительно низких расходах на природный газ в

бытовом секторе (около 500 грн./1000 м<sup>3</sup>). Тем не менее, широкое использование ТН сдерживается их высокой стоимостью.

Некоторые данные, полезные для проектирования. При использовании в качестве первичного контура полиэтиленовой трубы Д 40 мм длиной 480 м, уложенной в траншею длиной 125 м и глубиной 2,8 м в два яруса удельный теплосъем составил 20...25 Вт/м. При использовании в качестве первичного контура полиэтиленовой трубы Д 40 мм, опущенной в две скважины глубиной по 100 м предположительный теплосъем составил 45 Вт/м. При очень низких температурах мощности теплового насоса не хватает, поэтому в тепловой контур через систему автоматики встраиваются пиковые доводчики (догреватели). Эксплуатация показала, что на 1 кВт, затраченной электроэнергии получается 3,2...3,4 кВт тепловой энергии.

При использовании теплоты водоема на его дне укладывается петля из металлопластиковой трубы, либо чаще трубы из полиэтилена низкого давления. Труба укрепляется с помощью грузов. Съем теплоты зависит от температуры водоема. Ориентировочно можно считать 50 Вт/м. В случае использования грунта возможны два варианта: укладка металлопластиковых труб Ненсо в траншее глубиной 1,2...1,5 метра (примерно на 0,2 м ниже глубины промерзания, но более глубокая укладка опасна тем, что лед, намерзший в результате работы вокруг труб, не успеет растаять за весну и лето), либо в вертикальные скважины глубиной 20...100 м. Иногда трубы укладывают в виде спиралей в траншее глубиной 2...4 м. Срок службы такой траншеи составляет порядка 20...25 лет. Удобство такого способа укладки в меньшей суммарной длине траншей, например, для суммарной длины укладываемых труб в 800 м нужна траншея длиной 25 м. Максимальная теплоотдача поверхностного грунта составляет 50...70 кВт\*ч/м<sup>2</sup> в год. Съем теплоты на 1 м трубы зависит от многих параметров (глубины, наличия грунтовых вод, качества грунта). Ориентировочно можно считать, что для горизонтальных коллекторов съем теплоты составляет 20 Вт/м. Более точно: сухой песок – 10 Вт/м; сухая глина - 20 Вт/м; влажная глина – 25 Вт/м; глина с большим содержанием воды – 35 Вт/м. На участке, над коллектором, не должно быть строений, чтобы летом прошла регенерация за счет солнечной радиации, поскольку только примерно 20 % теплоты поступает с поверхности земли. Минимальное расстояние между проложенными трубами должно быть 0,7...0,8 м. Длина одной траншеи должна быть от 30 до 120 м. В качестве теплоносителя нужно использовать раствор гликоля (25%). При этом нужно учесть в расчетах, что теплоемкость будет 3,7 кДж/(кг·К) при 0 °С и концентрации гликоля 25 %, плотность 1,05 г/см<sup>3</sup>, а потери давления в трубах будут в 1,5 раза больше, чем при течении воды.

**Пример:** Теплопотребность здания – 12 кВт (коттедж площадью 120 – 240 м<sup>2</sup> в зависимости от утепленности). Температура воды в системе отопления должна быть 35 °С. Минимальная температура гликоля – 0 °С.

Выбираем тепловой насос Viessman Vitocal 300 BW 212 мощностью 12,8

кВт (ближайший больший). Электрическая мощность этого насоса 2,8 кВт. Количество теплоты, которое необходимо получить из земли будет равно  $Q_0=12,8 - 2,8 = 10$  кВт.

Теплосъем с поверхностного слоя (сухая глина) – 20 Вт/м.

Суммарная длина труб  $L=Q_0/q=10 \text{ кВт}/0,020 \text{ кВт/м}=500$  м.

Нужно использовать 5 контуров длиной по 100 м.

Необходимая площадь участка  $A=500 \text{ м} \times 0,75 \text{ м}=375 \text{ м}^2$ .

Общий расход гликоля 3,2 м<sup>3</sup>/ч, расход через один контур 0,64 м<sup>3</sup>/ч.

Нужно выбрать трубу 32x3. Потери давления 80 Па/м. Сопротивление одного контура примерно 8 кПа. Скорость гликоля 0,35 м/с.

При использовании вертикальных скважин глубиной от 20 до 100 м в них вставляются 2 U-образные металлопластиковые трубы или чаще трубы из полиэтилена низкого давления. Теплосъем можно принять равным 50 Вт на метр глубины зонда. Как правило, в скважину вставляется две U-образные трубы и скважина заливается специальной глиной-бетонитом, которая при уменьшении количества воды немного расширяется, плотно охватывая трубы. Как правило, для заполнения скважины глиной под давлением примерно 6 бар вставляется еще одна труба из полиэтилена низкого давления (ПНД), которая постепенно вытаскивается. При таком способе не образуются воздушные пузыри. Можно также ориентироваться на следующие данные: сухие осадочные породы [ $k < 1,5 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$ ] – 20 Вт/м; каменистая почва и насыщенные водой осадочные породы [ $k = 1,5-3,0 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$ ] - 50 Вт/м, каменные породы с высокой теплопроводностью [ $k > 3,0 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$ ] – 70 Вт/м, подземные воды – 80 Вт/м. Температура грунта на глубине более 15 м постоянна и составляет примерно +10 °С. Расстояние между скважинами должно быть больше 5 м. При наличии подземных течений, скважины должны располагаться на линии, перпендикулярной потоку. Подбор диаметров труб проводится исходя из гидравлических потерь давления для требуемого расхода теплоносителя. Расчет расхода жидкости может проводиться для разности температур на входе и выходе скважины 5 °С. Если одной трубы недостаточно, можно использовать коллекторную систему, аналогичную применяемой в системах напольного и радиаторного отопления. Для уже рассмотренного примера в случае вертикальных скважин их суммарная глубина будет  $L=10 \text{ кВт}/0,050 \text{ кВт/м}=200$  м. Рекомендуется пробурить три скважины глубиной по 70 м. В каждую скважину вставляются по две U-образные металлопластиковые трубы диаметром 26x3. Всего получится 6 контуров с длиной труб по 150 м. Расход гликоля при  $\Delta t=5$  °С будет 2,1 м<sup>3</sup>/ч. Расход через один контур будет 0,35 м<sup>3</sup>/ч. Потери давления в трубе составят 96 Па/м для 25 % раствора гликоля. Гидравлическое сопротивление контура 14,4 кПа. Скорость потока 0,3 м/с. Поскольку температура антифриза может изменяться (от -5 до 20 °С) нужно установить расширительный бак. Максимальное давление 2,5 бар, минимальное 0,5 бар. Для хорошей работы теплового насоса рекомендуется установить бак-резервуар. Он нужен, так как компрессор работает в режиме

включено/выключено. Слишком частые включения могут привести к ускоренному выходу компрессора из строя. Но бак-резервуар полезен и при отключениях электричества, как накопитель энергии. Бак устанавливается на возвратной линии. Минимальный объем бака рассчитывается исходя из 10-20 л на 1 кВт мощности. Бак можно не устанавливать в случае больших систем отопления. При использовании второго источника энергии электрического или другого котла он подключается через смесительный клапан, привод которого управляется тепловым насосом или общей системой автоматики.

При проектировании земляного коллектора внешних контуров следует обеспечить требуемые расходы гликоля, выровняв длины трубопроводов, либо, лучше, установив балансировочные клапаны.

Вторичный контур проектируются также как и для теплогенератора с постоянной температурой подачи воды, например, котла с одноступенчатой горелкой. Как уже говорилось, часто ставят второй теплогенератор (электрокотел, дровяной котел и т.п.) который не только восполняет недостаток теплоты при низких температурах, но и служит в качестве резервного источника теплоты.

### **1.2.9. Миниэлектростанции, совместное производство теплоты и электроэнергии (когенерация)**

Сегодня на Украине доля малых промышленных и коммунальных ТЭЦ в производстве теплоты составляет менее 10 %, тогда как доля их в производстве теплоты в Финляндии составляет – 43 %, в Германии – 53 %, в Голландии – 67 %, Великобритании и США - более 90 %.

Последнее время на Украине ускоренными темпами завоевывает позиции раздельное производство теплоты и электроэнергии. Это привело к излишней централизации теплоснабжения с разветвленной системой теплопроводов, что является причиной больших транспортных потерь, увеличения эксплуатационных расходов. Это способствует существенному подорожанию тепловой энергии. При этом ряд ТЭЦ превращаются только в производителя теплоты, а их электрогенерирующее оборудование демонтируется. Кроме этого, реализуются проекты теплоснабжения городов от котельных, которые используют природный газ. **Но на ТЭЦ при сжигании 1000 м<sup>3</sup>/с природного газа получают около 2,2 МВт электрической энергии и около 5,83 Гкалл теплоты. В то же время при раздельном производстве этих же количеств теплоты и электроэнергии в котельных, а электроэнергии на электростанциях (КЭС) расход природного газа составит 1354 м<sup>3</sup>, что в 1,354 раза больше.** В такой же пропорции увеличивается и загрязнение окружающей среды. С одного кубического метра газа, при сжигании его с КПД 0.85, можно получить около 8 кВт·час тепловой энергии (28,8 МДж) или выработать около 2.8 кВт·час электроэнергии (при КПД=30 %). Цена 1 м<sup>3</sup> газа, который потребляют

городские котельные – 0,343 грн. Цена 1 Гкалл - около 54 грн. Цена теплоты, полученной из 1 м<sup>3</sup> газа в городских котельных - 0.448 грн. Цена электроэнергии, выработанной из 1 м<sup>3</sup> газа, составляет 0,34 грн. При производстве электроэнергии на конденсационных электростанциях из 1 м<sup>3</sup> газа получают 2,8 кВт·час электроэнергии, а около 6.8 кВт·час теплоты выбрасывается в окружающую среду. Если же перейти на комбинированное производство электроэнергии и теплоты, то при том же производстве электроэнергии с 1 м<sup>3</sup> газа можно использовать для теплоснабжения и горячего водоснабжения 5 кВт·час. В этом случае из 1 м<sup>3</sup> газа можно получить на 0,168 грн. больше, или на  $0,168 : 0.448 \times 100 \% = 38 \%$  больший доход.

В 2000 году квартальная котельная г. Пушкина ЗАО «Лентеплоснаб» была реконструирована в мини-ТЭЦ. При этом в котельной был установлен паротурбогенератор мощностью 1500 кВт, работающий параллельно с внешней электросистемой напряжением 6,3 кВ. Для производства электроэнергии используется насыщенный пар, с давлением 1,4 МПа, от пяти существующих котлов ДКВр-10/13. В отличие от традиционных схем котельных, пар не даром редуцируется, а осуществляет работу в паровой турбине. Весь пар после турбины поступает на теплообменные аппараты, где полезно используется на нужды теплоснабжения. При этом величина удельных затрат топлива на производство электроэнергии составляет 160-180 г у.т./кВт·ч, что в среднем в два раза ниже, чем на основных предприятиях РАО «ЕЭС России».

Количество вырабатываемой электроэнергии полностью определяется величиной теплотребления. Однако этой электроэнергии хватает для покрытия собственных нужд котельной и объективно существует возможность экспорта ее во внешнюю сеть, но этот механизм пока не задействован. Основной задачей котельной остается производство теплоты, а электроэнергия является сопутствующим полезным продуктом, существенно улучшающим технико-экономические показатели работы котельной. Даже в существующем варианте, сравнивая с традиционной котельной с точки зрения объемов капитальных затрат, реализованный вариант для подобных котельных является наиболее привлекательным - капитальные вложения на уровне 150-200 \$ за кВт на сегодняшний день являются наименьшими, в сравнении с другими электрогенерирующими установками. Сравнительно низкая себестоимость обусловлена прежде всего максимальным использованием существующего оборудования котельной: котлов, подогревателей, технологических трубопроводов. При этом, в случае использования существующего строения, или помещения под турбогенератор затраты могут снизиться на 25-30 %. В настоящее время ведутся работы по установке на другой котельной ЗАО «Лентеплоснаб» турбогенератора мощностью 3,5 МВт.

Украинская государственная компания “Энергия”, которая производит теплоту для ряда фабрик и горячую воду для центрального отопления города Обухов, предлагает установку паровых турбин для производства



электроэнергии, как для внутреннего потребления, так и для продажи. Расходы на инвестицию составляют 4,0 млн. \$ США с дальнейшей годовой экономией для компании 2,1 млн. \$ США. Установка паровой турбины с генератором на Житомирском заводе химических волокон будет стоить около 550 тыс. \$ США, что обеспечит годовую финансовую экономию 33 % от суммы инвестиций. Однако эти проекты пока не внедрены. Мероприятия по замене тепловых магистралей и утепления зданий имеют срок окупаемости несколько больший - 4-6 лет. Сегодня в некоторых городах Украины планируется проведение децентрализации системы теплоснабжения за счет использования котельных на крышах и индивидуальных нагревателей. Следует отметить, что такая тенденция является ошибочной и вредной с точки зрения энергосбережения, т.к. будет практически невозможно использовать высокопотенциальную составляющую теплоты сгорания топлива.

**Система когенерации** включает в себя: первичный (например, поршневой) двигатель, систему рекуперации теплоты, например, теплообменник для выхлопных газов, генератор переменного тока, систему охлаждения, электрические и механические связи когенератора с потребителем и систему управления.

Двигатели могут существенно различаться по мощности и КПД. В общем, поршневые двигатели наиболее эффективны и наиболее приспособлены к применению при мощности от 45 до 3500 кВт (в одном модуле). Нижняя граница мощности для существующих газовых турбин составляет порядка 500 кВт, однако эти относительно малые агрегаты существенно уступают по КПД как более мощным (более 5000 кВт) газотурбинным установкам, так и поршневым двигателям. Паровые турбины наиболее эффективны при мощности 5-10 МВт. При проектировании системы когенерации приходится искать компромисс между большим количеством противоречивых технических и экономических требований. Выбор первичного двигателя определяется относительной стоимостью топлива, местными условиями, потребностью в теплоте и т.п. Следует также учитывать и требования надежности, доступности запчастей и услуг по техобслуживанию, условия взаимодействия с электрической системой. В отличие от Западных стран, где действуют законы (например, Акт о Политике Регулирования Общественных Энергосистем - PURPA - США), которые делают предпочтительными условия для когенерационных технологий и предписывают энергосистемам покупать энергию у когенератора, в Украине лишь принят Правительством ряд постановлений по энергосбережению.

Итак, при совместном производстве теплоты и электроэнергии можно использовать поршневые двигатели внутреннего сгорания (ДВС) или газовые турбины (ГТ).

**Поршневые двигатели внутреннего сгорания** имеют высокий КПД, могут использовать самое как жидкое, так и газообразное топливо. Поршневые двигатели целесообразно использовать при требуемой мощности до 2,0 МВт.

При более высокой мощности целесообразно использовать ГТ.

Величина разных составляющих в тепловом балансе двигателя зависит от его типа, вида системы охлаждения и графика нагрузки. Для примера ниже приводится тепловой баланс двигателя Waukesha с турбонаддувом:

<b>Расход топлива (в процентах) на:</b>	
Систему охлаждения и масло	32,39 %
Излучение	6,95 %
Выхлоп	28,41 %
Полезная работа	32,25 %

Как видно из данных таблицы, в поршневых двигателях в механическую работу превращается от 30 % до 40 % тепловой энергии, содержащейся в топливе. Остальная часть превращается в теплоту, которая отводится от двигателя циркуляционной системой, а также с помощью утилизационного теплообменника для выхлопа.

Снижение уровня вредных выбросов в машинах Waukesha обеспечивает каталитический преобразователь, который включает в себя так называемую систему контроля состава выхлопных газов. Это - микропроцессорная система управления, которая позволяет непрерывно поддерживать необходимое соотношение воздуха и топлива, компенсирующее изменение окружающей температуры, относительной влажности, нагрузки, качества топлива и его температуры. Система автоматически поддерживает соотношение воздуха и топлива, оптимальное с точки зрения эффективности двигателя и его ресурса.

Выбор первичного двигателя определяется условиями Заказчика, которые предъявляются к температуре теплоносителя, параметрами электроэнергии, особенностями работы конечного потребителя, имеющимся топливом и экономическими соображениями. Поршневые двигатели имеют наилучшее соотношение "расход топлива - энергия", и часто являются наилучшим выбором там, где стоимость электроэнергии существенно выше тепловой. Различают два основных режима работы первичного двигателя - номинальный и резервный.

- Номинальный режим - режим максимальной нагрузки и скорости, при которых двигатель может работать 24 часа в сутки, семь дней в неделю, 365 дней в году, за исключением планового обслуживания. Работа с перегрузкой 10 % возможна до 2 часов в сутки.

- Параметры резервного режима применяются к системам, которые используются как запасной источник энергии. В этом режиме система может длительно работать (без перегрузки) 24 часа в сутки на весь период простоя основного источника энергопитания.

При основном режиме работы когенератора параллельно с внешней системой можно широко использовать асинхронные генераторы, которые относительно дешевы, что и обусловило их широкое применение в системах когенерации. Главный недостаток асинхронного генератора – невозможность его работы без внешнего источника реактивной мощности.

Поршневые двигатели, которые используются в энергосистемах, имеют, с одной стороны, соразмерную с турбинами эффективность в части генерации электроэнергии. С другой стороны, создание когенерационных систем на базе поршневых двигателей усложнено рассеиванием тепловой энергии, часть которой отводится системой охлаждения (двигатель и масло, которое используется в системе смазки, должны постоянно охлаждаться), а также пульсирующим потоком выхлопных газов (с температурой на уровне 400 °С). Количественное соотношение тепловой энергии и электрической в поршневых двигателях составляет от 0.5:1 до 1.5:1.

Наряду с дизель-генераторами фирма FG Wilson, например, с 1998 года поставляет электростанции с двигателями, работающими на газовом топливе. Моторесурс таких электростанций составляет не менее 60000 часов. В качестве топлива может использоваться природный газ, попутный газ, пропан, биогаз и другие газы. Электроэнергия, вырабатываемая такими станциями, в несколько раз дешевле электрической энергии, предлагаемой региональными энергетическими компаниями. По выбросам вредных веществ эти установки удовлетворяют самым жестким мировым нормам TA-Luft. В качестве топлива может использоваться сжиженный природный газ (LPG).

В табл. 1.10 приводятся характеристики газопоршневых двигателей фирмы "PERKINS" (Великобритания). В табл. 1.11 приводятся компоненты топливного газа для двигателей фирмы «PERKINS».

Кроме выхлопных газов для получения тепловой энергии можно использовать воду из системы охлаждения двигателя, но она имеет низкий потенциал (температура 80...90 °С).

Место установки поршневых двигателей должно быть оборудовано антивибрационной системой. Наиболее эффективным методом борьбы с вибрацией является использование платформы с пневматической системой амортизации.

Шум от работы двигателя представляет меньшую проблему, чем для промышленных газовых турбин, но вместе с тем, низкочастотная составляющая шума может создавать очень сильное давление на ухо человека и требует специальных защитных конструкций.

Таблица 1.10 - Электростанции с газопоршневыми двигателями "PERKINS" (Великобритания) 415–380 В, 50 Гц, 1500 об/мин

Модель агрегата	Мощность, кВт	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Общее излучаемое тепло, кВт	Температура выхлопных газов, С	Габаритные размеры (длина, ширина, высота), мм	Масса, кг
PG345B	276	96,6	27	451	4160x1300x1850	5300
PG475B	380	127,6	97	474	4671x1652x2207	6125
PG750B	600	184,8	70	397	4900x2000x2230	8700

PG1000B	800	254	117	415	6767x2200x2591	13000
PG1240B	992	265	46	495	6767x2200x2591	13000
PG 1250 X, (6300 B)	1000	265	117	497	6767x2200x2591	13000
DG2100 (400/230 B)	1942	471	-	431	5380x2000x2560	18000

Таблица 1.11 - Компоненты состава топливного газа и другие показатели

Горючие составляющие, (не менее), %	85
Метан $\text{CH}_4$ , (не менее), %	65
Этан $\text{C}_2\text{H}_6$ , (не более), %	6
Пропан $\text{C}_3\text{H}_8$ , (не более), %	2
Бутан $\text{C}_4\text{H}_{10}$ , (не более), %	0,2
Изобутан $\text{C}_5\text{H}_{10}$ , (не более), %	0,2
Пентан $\text{C}_5\text{H}_{12}$ и высшие компоненты (гексан $\text{C}_6\text{H}_{12}$ , гептан $\text{C}_7\text{H}_{16}$ и др.) в сумме, (не более), %	2
Водород $\text{H}_2$ , (не более), %	0,2
Сероводород $\text{H}_2\text{S}$ , (не более), %	0,01
Низшая теплота сгорания, МДж/нм <sup>3</sup> (не менее)	31,7
Макс. давление газа перед регулятором давления, кПа	5
Миним. давл. газа перед регулятором давления, кПа	1,5

Поршневой двигатель конструктивно имеет больше движущихся частей, чем турбина. Поэтому интервалы сервисного обслуживания, связанного с остановкой и ремонтом двигателя, короче, чем у турбин. Однако дееспособность поршневых двигателей, как правило, не опускается ниже 90 %. Существенное ограничение имеется при работе на неполной мощности - поршневой двигатель, как правило, не рекомендуется запускать с нагрузкой меньше 50 % на длительный период времени.

Для борьбы с высокой эмиссией вредных веществ в поршневых двигателях используются как внешние каталитические фильтры, так и конструктивные модификации самих двигателей, направленные на увеличение времени горения и степени сжатия топливной смеси. Это, в свою очередь, приводит к увеличению стоимости самого оборудования и затрат на его сопровождение. Высокая эмиссия вредных веществ поршневыми двигателями связана в первую очередь с тем, что развитие этой технологии осуществлялось в период отсутствия экологических ограничений и основное внимание уделялось максимизации выходной мощности и производительности.

Существуют двухтопливные (газо-дизельные) электростанции. Газодизельные установки изготовлены на базе дизельных двигателей. В качестве дополнительного оборудования поставляется магистраль подачи газа и шкаф с контроллером для автоматического/ручного переключения по видам топлива. "Двухтопливный" означает одновременное сжигание первичного и вторичного топлива. В двухтопливной системе первичное топливо представляет собой газоздушную смесь на основе метана ( $\text{CH}_4$ ) - природного газа, вторичное - дизельное топливо. Двухтопливная система позволяет дизель-генераторам работать с использованием смеси природного газа и дизельного топлива при содержании газа обычно от 40 до 90 % всего потребляемого топлива. Газоздушная смесь подается по впускному коллектору в камеры сгорания двигателя, дизельное топливо впрыскивается через форсунки в камеру сгорания. Двухтопливные системы позволяют пользователям настроить соотношение дизельное топливо/газ непосредственно на месте. Двухтопливные системы работают со всеми сортами дизельного топлива (ГОСТ 305-82) и со всеми видами метанового газа (включая природный газ, биогаз и подобные газы).

Двигатель автоматически переходит к 100 % потреблению дизельного топлива при возникновении одной из следующих ситуаций отказа:

- отсутствие природного газа;
- низкое давление природного газа;
- высокое давление природного газа;
- высокая температура выхлопного газа;
- нагрузка менее 30% от номинальной мощности двигателя.

Стандартная настройка выполняется на 30 % потребления дизельного топлива и 70 % потребления природного газа.

Использование газо-дизельных установок дает следующие преимущества по сравнению с дизельными установками:

- низкие эмиссионные показатели ( $\text{NO}_x$  на 15-20%,  $\text{SO}_x$  на 50-70%);
- увеличенные интервалы по замене смазочного масла;
- КПД, как у дизельных агрегатов;
- более быстрая окупаемость из-за использования природного газа;
- отсутствие необходимости в хранении большого количества дизельного топлива.

По сравнению с газовыми установками:

- независимость от наличия природного газа;
- меньшие габаритные размеры;
- отсутствие ступенчатого приема нагрузки;
- более низкие первоначальные затраты.

При необходимости в несколько больших единичных мощностях целесообразно использовать газотурбинные установки. В частности в г. Запорожье (Украина) на объединении «Моторсич» производятся ГТУ мощностью 3 и 6 МВт, смонтированные в контейнере на автомобильной

платформе (табл.1.12). Стоимость ГТУ мощностью 3 МВт равна 1 млн. долл. США (удельные капиталовложения составляют 400 \$/кВт). Такая установка смонтирована в районной котельной «Южная» г. Запорожье и успешно эксплуатируется. Сейчас там спроектирована и продается установка мощностью 6 МВт. Рассмотрим характеристики и технико-экономические показатели этой установки.

Газотурбинная электростанция АИ-6000 предназначена для обеспечения электроэнергией потребителей нефтяной, газовой и других отраслей промышленности в режимах работы: «базовый», «полупиковый», поставляется в модульном исполнении, размещается в двух контейнерах.

Основные системы электростанции:

- автоматического управления и контроля (АСУ);
- масляные системы двигателя, редуктора, генератора;
- контроля вибраций привода и генератора;
- электрическая низковольтная;
- электрическая высоковольтная;
- питания собственных нужд станции;
- извещения о пожаре и пожаротушения;
  - контроля загазованности;
  - вентиляции и обогрева контейнеров.

К преимуществам этой установки следует отнести:

1. Адаптирована к плохому качеству электросетей: установлена муфта защиты трансмиссии и привода от коротких замыканий. Муфта допускает перегрузку не более 150 % от номинального многократного срабатывания, не требует регулировок и дополнительного обслуживания после срабатывания.

2. Применена новая подвеска привода, позволяющая выполнять точную центровку и быструю замену привода.

3. Электростанция снабжается блоком подготовки газа, дополнительно защищающим топливную систему газотурбинного привода от попадания конденсата и твердых включений.

4. В конструкцию электростанции введены мероприятия, позволяющие работать в когенерационном цикле.

5. Введены мероприятия, снижающие затраты на обслуживание и увеличивающие межремонтный период работы.

6. Электростанция может работать на изолированную нагрузку и параллельно с энергосистемой любой мощности, для чего комплектуется всей необходимой аппаратурой.

7. По требованию заказчика привод электростанции комплектуется высокоэкологичной, малоэмисионной камерой сгорания.

Таблица 1.12 - Технические характеристики газотурбинной электростанции АИ-6000

Наименование, ед. измерения	Значение
-----------------------------	----------



4. Стоимость ГТП Д-336Э с малоэмиссионной камерой сгорания –  
\$ 1 500 000 США.

Расчет рентабельности применения ГТЭ АИ-6000:

Расчет рентабельности выполнен с учетом законодательства и цен, действующих на территории Украины.

1. При расчете ежегодных затрат принят расход газа 1800 м<sup>3</sup>/ч, при цене 2612 грн./1000 м<sup>3</sup>=330 \$/1000 м<sup>3</sup>. Тогда для работы станции в течение года необходимо 1800 х 7900 х 330/1000=4692600 \$ США.

2. Обслуживающий персонал принят в составе:

- начальник ТЭС – 1 чел.;
- операторы – 4 чел.;
- механики обслуживания ГТП – 2 чел.;
- электрики – 2 чел.;
- прибористы – 2 чел.;
- специалисты по обслуживанию САУ – 2 чел.;
- слесари – 2 чел.
- механики котла-утилизатора – 2 человека (только для режима когенерации тепловой энергии).

Всего – 15 чел., средняя заработная плата \$200 США в месяц.

15х200х12=\$36 000 США – затраты на заработную плату в год. – для электростанции.

Всего – 17 чел., средняя заработная плата 200 \$ США в месяц.

17х200х12=\$40 000 США – затраты на заработную плату в год. – для теплоэлектростанции.

3. Отчисления на социальное страхование приняты в размере 36 % - \$12960.

4. Амортизационные отчисления приняты из условия:

стоимость ГТЭ / срок службы=2300000 /10=\$ 230000 США.

5. Затраты на расходные материалы по обслуживанию электростанции приняты в размере 5 % от амортизационных отчислений - \$ 11500 США.

6. Суммарные годовые затраты на содержание электростанции:

4692600+ 11 500+230 000+36 000+12 960=\$ 4983060 США в год.

7. Себестоимость кВт·ч электроэнергии, вырабатываемой на электростанции:

**4983060 / (6300х7900)= \$ 0,10.**

Ежегодная прибыль от работы электростанции по ценам, действующим в Украине

8. 330 \$ США за 1000 м куб. газа;

9. 0,11 \$ США за 1 кВт час электроэнергии.

**6300х7900х0,11-4983060=\$491 640 США.**

**Рентабельность электростанции:**

**=491600/4983060х100= 10 %**

При сегодняшних высоких мировых ценах на природный газ



рентабельность электростанции значительно упала. Себестоимость электроэнергии практически равна стоимости электроэнергии от энергосистемы (0,7 грн./кВт·ч). Только при производстве и учете стоимости тепловой энергии такие установки становятся значительно привлекательнее.

Расчет рентабельности ГТЭ АИ-6000 с применением котла-утилизатора.

1. Заработная плата персонала – \$40 000 США;

2. Амортизационные отчисления из условия:

- стоимость ГТЭ АИ-6000 – \$2 300 000 США;

- стоимость котла-утилизатора - \$460 000 США;

Амортизационные отчисления:

$(\text{стоимость ГТЭ} + \text{котел}) / \text{срок службы} = (2300000 + 460\ 000) / 10 = \$276\ 000$  США.

3. Затраты на расходные материалы по обслуживанию электростанции приняты в размере 5% от амортизационных отчислений - \$13 800 США

4. Суммарные годовые затраты на содержание теплоэлектростанции:

$4692600 + 276\ 000 + 40\ 000 + 13\ 800 + 14\ 400 = \$5036800$  США в год.

Ежегодная прибыль от работы теплоэлектростанции:

\$330 США за 1000 м куб. газа;

\$0,11 США за 1 кВт час электроэнергии;

\$21 США за 1 ГКал тепловой энергии:

$(6300 \times 7900 \times 0,11 + 10 \times 21 \times 7900) - 5036800 = \$2096900$  США.

**Рентабельность теплоэлектростанции:**

$2096900 / 5036800 \times 100 = 41,6 \%$

Как показывает сравнение параметров поршневых двигателей и турбоагрегатов, при единичных мощностях менее 3,5 МВт меньшую удельную стоимость оборудования имеют поршневые машины. Здесь следует отметить, что стоимость оборудования и стоимость станции не одно и то же, особенно в том случае, когда речь идет о подводе газа высокого или среднего давления (как требуется для газовых турбин). Следующим очень важным для будущих владельцев станций является вопрос расхода топлива и эксплуатационных затрат, которые напрямую связаны со сроком окупаемости оборудования станции. Сравнение газопоршневых и газотурбинных двигателей по другим важным параметрам приведено в табл.1.13.

Таблица 1.13 - Сравнение газопоршневого (ГПД) и газотурбинного двигателя (ГТД)

Показатель	Газопоршневой привод	Газотурбинный привод
Длительность эксплуатации	Без ограничения при выполнении правил эксплуатации и обслуживания	
Возможность ремонта	Ремонт проводится на месте	Ремонт проводится на заводе
Удельный расход топлива при нагрузке 100% 50%	9,3...11,6 МДж/кВт·час 0,264...0,329 м <sup>3</sup> /кВт·час	13,2...17,7 МДж/кВт·час 0,375...0,503 м <sup>3</sup> /кВт·час
Влияние меняющейся нагрузки	- Нежелательна длительная работа на нагрузках меньше 50 % (сильно влияет на интервалы обслуживания). - При меньшей единичной мощности агрегата более гибкая работа электростанции вообще и выше надежность энергоснабжения	- Работа на частичных нагрузках (менее 50%) не влияет на состояние турбины. - При высокой единичной мощности агрегата отключение вызывает потерю 30...50 % мощности электростанции
Размещение	- Требуется больше места, так как имеет больший вес на единицу мощности. - Не требует компрессора для сжатия газа, рабочее давление газа на входе - 0,01...0,035 МПа	- При мощности электростанции 5 МВт выигрыш от меньшего размера помещения не значительный. - Мин. рабочее давление газа на входе – 1,2 МПа. - Требуется газ высокого давления или дожимной компрессор, оборудование для запуска турбины.
Обслуживание	- Остановка после каждой 1000 ч работы, замена масла. -Капремонт через 72000 ч, выполняется на месте установки.	- Остановка после 2000 часов. -Капремонт через 60000 часов.

## **Контрольные вопросы и задания**

1. Укажите преимущества и недостатки ядерной энергии при использовании для теплоснабжения.
2. Укажите преимущества и недостатки ветровой и солнечной энергетики.
3. Приведите стоимостные характеристики разных установок для производства тепловой энергии.
4. Укажите уровень значений коэффициента преобразования энергии в тепловых насосов.
5. Какие виды двигателей используются в когенерационных установках.
6. Как выбирается двигатель для когенерационной установки.
7. Приведите оценочный расчет характеристик оборудования и его стоимости для фотоэлектрической станции мощностью 5 кВт.
8. Приведите расчет основных характеристик оборудования теплового насоса для отопления и горячего водоснабжения детского сада для 50 детей и 10 человек персонала.

## 2. ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ ПРИСТАНЦИОННЫХ ГОРОДОВ

### 2.1. Общие положения

Для нормального функционирования человека, как во время его трудовой деятельности, так и в домашних условиях должны обеспечиваться условия комфорта, которые регламентируются санитарно-гигиеническими нормами. К числу этих условий относятся отопление, вентиляция помещений и горячее водоснабжение. Система подачи теплоты для указанных бытовых нужд называется системой теплоснабжения, которая включает источник теплоты, передающие трубопроводы и нагревательные приборы. Находят применение как централизованные, так и индивидуальные системы теплоснабжения.

Достоинством индивидуального теплоснабжения является отсутствие промежуточного звена для транспорта теплоносителя. В настоящее время котлы небольшой мощности имеют также высокую эффективность и поэтому говорить, что мощная районная котельная в меньшей степени загрязняет окружающую среду, что имело место ранее, уже нельзя.

Использование ТЭЦ эффективнее, чем использование котельной и электростанции.

В качестве источников теплоты при централизованном теплоснабжении используются районные теплоснабжающие станции (РТС) и теплоэлектростанции. В перспективе – применение атомных станций теплоснабжения (АСТ) и АТЭЦ.

Применение ТЭЦ в качестве источника теплоты для теплоснабжения называется теплофикацией.

Теплота на отопление  $Q_{от}$ , вентиляцию  $Q_{вент}$  и горячее водоснабжение  $Q_{гвс}$  обычно подаётся потребителю с горячей водой. Вода по сравнению с паром имеет ряд преимуществ:

- легко передаётся на большие расстояния (20-30 км);
- тепловые потери и потери теплоносителя ниже;
- меньше расход на перекачку;
- водяные системы теплоснабжения имеют большую аккумулирующую способность, вследствие чего кратковременно изменяется количество теплоты, подведённого к сетевой воде, менее отражаются на температурных режимах обогреваемых помещений;
- при обогреве помещения горячей водой легче поддерживать умеренную температуру отопительных батарей (до 100 °С).

На рис. 2.1,а приведена применяющаяся в настоящее время на крупных ТЭЦ с отопительной нагрузкой схема подогрева сетевой воды. Сетевая установка имеет два подогревателя, к которым подводится пар от двух отборов турбины.

В зимний период сетевая вода предварительно подогревается на

несколько градусов в выделенном отдельном пучке конденсатора турбины, затем проходит сетевые подогреватели нижней и верхней ступени и пиковый водогрейный котел, после чего направляется к потребителям. Пиковый водогрейный котел работает не весь отопительный период, а включается, лишь когда количество отбираемого из отборов пара недостаточно для покрытия всей тепловой нагрузки. При включенном теплофикационном пучке конденсатора техническая вода к конденсатору не подводится, и теплофикационная установка работает без потерь в холодном источнике. Вакуум при этом, конечно, понижается.

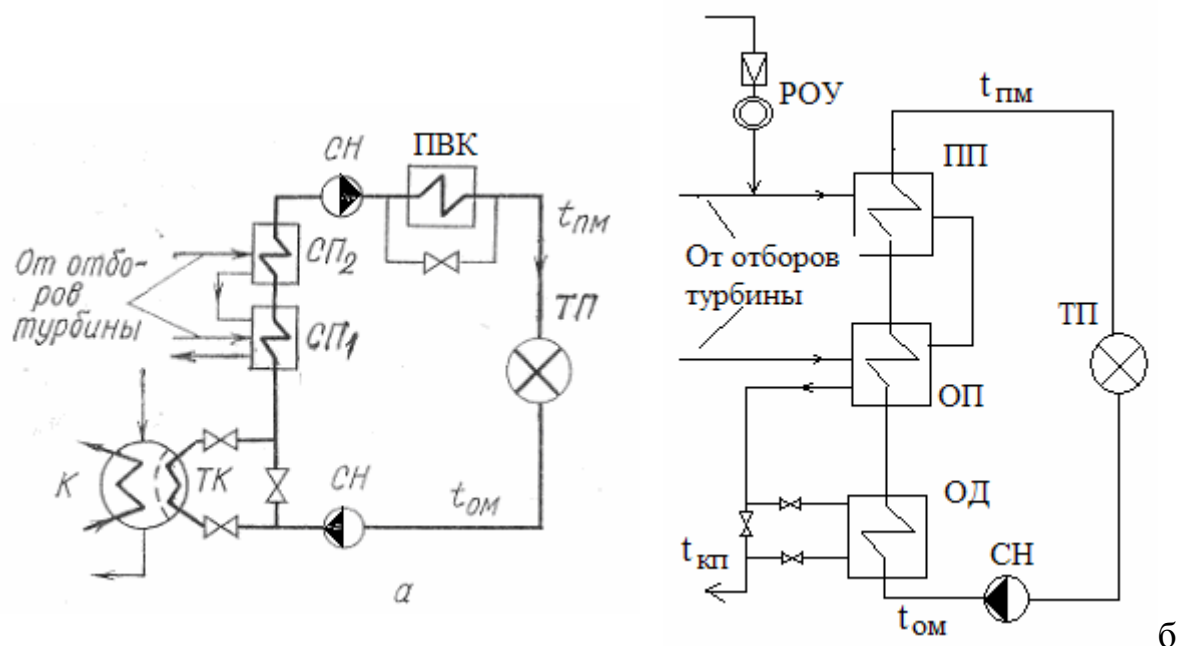


Рисунок 2.1 - Схемы подогрева сетевой воды на установках с двумя теплофикационными отборами и теплофикационным пучком в конденсаторе турбины (а) и на установках с одним теплофикационным отбором (б):

СП1 и СП2 - сетевые подогреватели верхней и нижней ступеней;  
 ОП - основной подогреватель;  
 ПП - пиковый подогреватель;  
 ТК - теплофикационный пучок конденсатора;  
 ОД — охладитель дренажа;

ПВК — пиковый водогрейный котел;  
 СН — сетевой насос;  
 К — конденсатор турбины;  
 РОУ — редуциционно-охлаждающая установка;  
 ТП — тепловой потребитель

В летний период сетевая вода подогревается только в сетевом подогревателе нижней ступени.

На многих других установках имеется один теплофикационный отбор (см. рис. 2.1,б). Пар от этого отбора под давлением 0,12...0,24 МПа (на некоторых турбинах давление изменяется в пределах 0,07...0,24 МПа) отводится к основному подогревателю сетевой установки. Дополнительный подогрев сетевой воды (в холодные дни отопительного сезона) может

проводиться в пиковом подогревателе, пар к которому подводится от редукционно-охладительной установки (РОУ) или промышленных отборов турбины (если это не приведет к необходимости уменьшить расход пара на технологические нужды). На схеме рис. 2.1,б наряду с основным и пиковым подогревателями показан также охладитель дренажа. Этот теплообменник имеется на сетевых установках, к которым подводится пар от регулируемого отбора турбинной установки среднего давления с деаэратором давлением 0,12 МПа. При низкой температуре наружного воздуха давление в основном подогревателе поднимается до ~0,24 МПа, а температура дренажа до 125 °С. Для обеспечения нормальной работы деаэратора в этих условиях дренаж необходимо охлаждать. Охлаждение дренажа сетевой водой не приводит к изменению тепловой экономичности ТЭЦ, так как из-за некоторого подогрева сетевой воды в охладителе дренажа расход пара в основной подогреватель уменьшается, а расход пара на деаэратор в равной мере увеличивается.

Следует отметить, что пиковая нагрузка может компенсироваться сжиганием топлива в ПВК либо отборным паром более высокого давления в ПП.

На установках с деаэратором, работающим при 0,6 МПа и выше, охладитель дренажа не нужен.

Общее количество передаваемой сетевой водой потребителю теплоты определяется выражением:

$$Q_{\text{общ}} = Q_{\text{от}} + Q_{\text{вент}} + Q_{\text{гвс}} \quad (2.1)$$

Расход теплоты на отопление определяется потерями через наружные ограждения и в связи с инфильтрацией наружного воздуха через неплотности. Для жилых и общественных зданий коэффициент инфильтрации невелик (до 3 — 4 %) и расчеты по определению количества теплоты, теряемой через неплотности, здесь не проводятся. Тепловые потери инфильтрацией промышленных зданий достигают 25...30 % потерь теплопередачей и поэтому должны рассчитываться отдельно. При определении количества теплоты для отопления промышленных зданий необходимо учесть также внутренние тепловыделения (т.е. теплоту, выделяемую тепловыми и силовыми установками). Теплоту, теряемую зданием, можно определить по формуле

$$Q = \chi_0 \cdot V \cdot (t_{\text{н}} - t_{\text{в}}), \text{ кВт} \quad (2.2)$$

где  $\chi_0$  - отопительная характеристика здания, кВт/(м<sup>3</sup> К);

$t_{\text{н}}$  и  $t_{\text{в}}$  - соответственно температура внутри помещения и снаружи, °С;

$V$  - объем здания по наружным размерам, м<sup>3</sup>.

В этой зависимости отопительная характеристика  $\chi_0$  численно равна потерям теплоты через наружные ограждения здания в единицу времени при разности температур внутри помещения и снаружи в 1 °С, отнесенным к 1 м<sup>3</sup>

объема здания, рассчитанного по наружным размерам. Для жилых зданий отопительной характеристикой учитывается также инфильтрация и расход теплоты на вентиляцию (если здание не имеет специальной приточной системы и  $Q_{\text{вент}}$  не превышает 5...10 % расхода теплоты на отопление). Расходы теплоты на вентиляцию производственных зданий, а также помещений общественных и культурных учреждений рассчитывается отдельно.

На рис. 2.2 приведены значения  $Q_{\text{от}}$ ,  $Q_{\text{вент}}$ ,  $Q_{\text{гвс}}$ , а также тепловые потери  $Q_{\text{пот}}$  и общий расход теплоты  $Q_{\text{общ}}$  в зависимости от температуры наружного воздуха применительно к району, обслуживаемому одной из ТЭЦ Мосэнерго. Как и обычно, расход теплоты на отопление и вентиляцию зависит от  $t_{\text{н}}$  линейно. Среднесуточный расход теплоты на бытовые нужды (горячее водоснабжение) практически не зависит от температуры наружного воздуха.

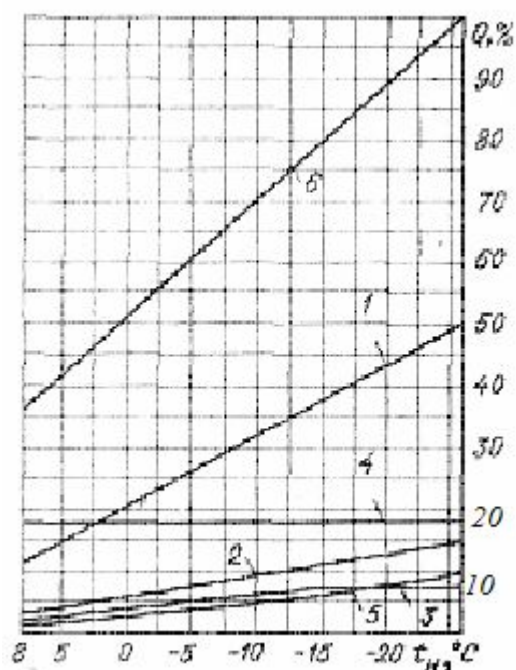


Рисунок 2.2 - Графики тепловых нагрузок:

- 1 и 2 - отопительная нагрузка жилых и промышленных помещений;
- 3 - вентиляционная нагрузка;
- 4 - нагрузка горячего водоснабжения;
- 5 - тепловые потери;
- 6 — суммарная нагрузка

В соответствии с формулой (2.2) отопительная нагрузка имеет максимальное значение при низшей температуре наружного воздуха  $t_{\text{н,мин}}$  и равна нулю, когда  $t_{\text{п}}=t_{\text{н}}$ . Температура  $t_{\text{н,мин}}$ , по которой рассчитывается максимальная отопительная нагрузка  $Q_{\text{от}}$ , называется низшей расчетной температурой наружного воздуха и устанавливается в зависимости от климатических условий (для Москвы, например,  $t_{\text{н,мин}}=-26^{\circ}\text{C}$ ).

Расход теплоты на вентиляцию также зависит от разности температур в

помещении и снаружи. Однако при выборе низшей температуры  $t_{н,мин}^B$  на которую рассчитывается установка, исходят из того, что в наиболее холодные дни возможно некоторое снижение кратности обмена воздуха в вентилируемых помещениях. Поэтому значение  $t_{н,мин}^B$  для всех помещений (за исключением тех, в которых вентиляция рассчитывается с учетом имеющихся вредных выделений) выше низшей расчетной температуры для отопления  $t_{н,мин}$ . Для района Москвы  $t_{н,мин}^B$  принимается  $-15,2$  °С; для температуры наружного воздуха ниже этого значения  $Q_{вент}$  принимается постоянной (см. рис. 2.2, кривая 3). Отопление жилых и общественных зданий следует включать, когда среднесуточная температура наружного воздуха понижается до  $+8$ °С и держится на этом уровне в течение трех суток. Когда среднесуточная температура принимает устойчивое значение  $+8$ °С и выше, отопительный сезон заканчивается.

Начало и конец отопительного сезона для промышленных зданий устанавливается при  $t_n$ , для которой теплотери здания равны внутреннему тепловыделению. В связи с тем, что максимальная вентиляционная нагрузка устанавливается при более высокой температуре наружного воздуха, чем максимальная отопительная, а длительность отопительного сезона для промышленных зданий часто меньше, чем для жилых и общественных зданий, график суммарного расхода теплоты на отопление, вентиляцию и бытовые нужды может иметь два перелома — при температуре начала и конца отопительной нагрузки промышленных помещений и когда  $t_n = t_{н,мин}^B$ .

Общее количество теплоты, отданное сетевой водой, определяется зависимостью, кДж/ч:

$$Q_{общ} = G_c (i_{п.м.} - i_{о.м.}) \cdot 10^3, \quad (2.3)$$

где  $G_c$  - расход сетевой воды, т/ч;

$i_{п.м.}$ ,  $i_{о.м.}$  —энтальпия воды в подающей и обратной магистралях, кдж/кг.

В соответствии с этим уравнением количество отдаваемой теплоты  $Q_{общ}$  можно регулировать, изменяя расход сетевой воды и температуру подогрева ее в зависимости от температуры воздуха. Регулирование, производимое изменением расхода воды, называется количественным регулированием; регулирование, производимое изменением температуры воды, называется качественным. Возможно также смешанное (качественно-количественное) регулирование, которое проводится изменением температуры и расхода подаваемой в сеть воды.

Подача теплоты на горячее водоснабжение может проводиться по двум схемам: закрытой и открытой (рис. 2.3). При закрытой схеме потребителю подается водопроводная вода, нагретая до требуемой температуры ( $60...70$  °С) в местных абонентных теплообменниках; при открытой схеме потребителю подается сетевая вода, забираемая из подающей и обратной магистралей или только из обратной магистрали (если температура воды



здесь 60...70 °С). При применении закрытой схемы водопроводная вода может нагреваться в одном теплообменнике, включенном параллельно отопительной системе (см. рис. 2.3, а), и в двух теплообменниках, включенных последовательно в отопительную систему (см. рис. 2.3,б). В схеме с двумя теплообменниками вода, прошедшая отопительные батареи, дополнительно охлаждается в подогревателе первой ступени, и температура воды в обратной магистрали уменьшается. Это приводит к повышению тепловой экономичности ТЭЦ, так как выработка электроэнергии на тепловом потреблении возрастает.

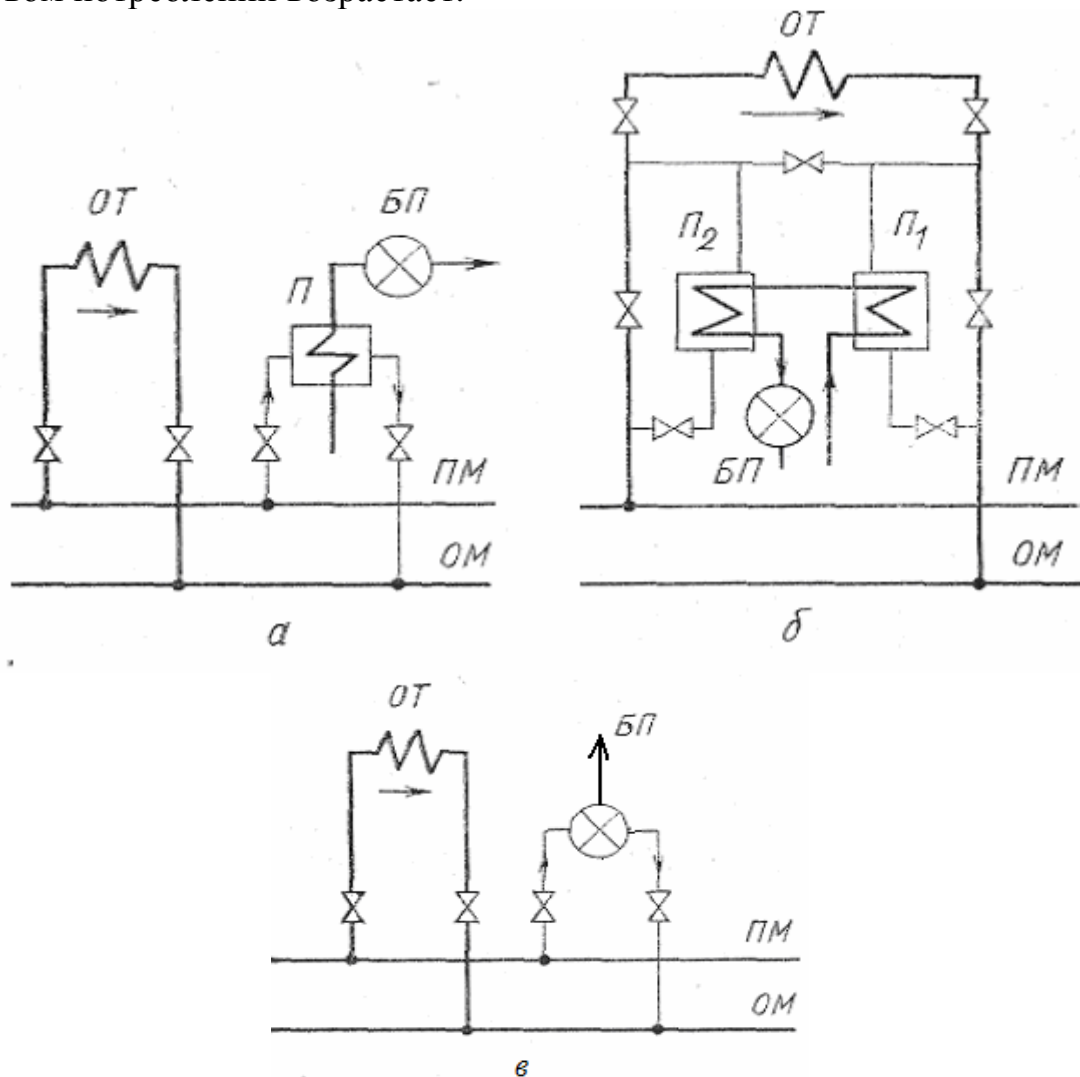


Рисунок 2.3 - Схемы горячего водоснабжения: закрытая одноступенчатая (а), закрытая двухступенчатая (б) и открытая (в):

*ОТ* — отопление; *БП* — бытовые потребители; *П* — подогреватель сетевой воды; *ПМ* и *ОМ* — подающая и обратная магистрали

То, что при закрытой схеме потребителю подается водопроводная вода, является основным достоинством этой схемы. Преимуществом ее является также то, что в сеть требуется подавать лишь небольшой добавок, компенсирующий утечки воды, которые обычно не превышают 1 %. Однако

эта схема сложнее и для ее осуществления требуются большие капиталовложения в абонентные установки. Кроме того, в летнее время температура воды в подающей магистрали здесь должна быть выше, чем при работе по открытой схеме. Это приводит к некоторому уменьшению удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Общее количество теплоты, подаваемой сетевой водой, изменяется качественным центральным регулированием, дополняемым на абонентных вводах количественным регулированием, или регулированием пропусками (периодические отключения отдельных абонентских установок от тепловой сети). При этом в диапазоне температур наружного воздуха от  $t_{н,мин}$  до  $+2\text{ }^{\circ}\text{C}$  регулирование только качественное, а при  $t_{н}$  от  $+2$  до  $+8\text{ }^{\circ}\text{C}$  — количественное на абонентных вводах. Такой режим регулирования в этом диапазоне температур наружного воздуха применяется потому, что температура воды в подающей магистрали в связи с подачей нагретой воды для бытовых целей не может быть ниже  $70-75\text{ }^{\circ}\text{C}$  при закрытой и около  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$  при открытой схеме горячего водоснабжения, и чтобы сохранить при этом требуемое количество теплоты  $Q_{общ}$ , средний расход воды в абонентных линиях должен быть уменьшен.

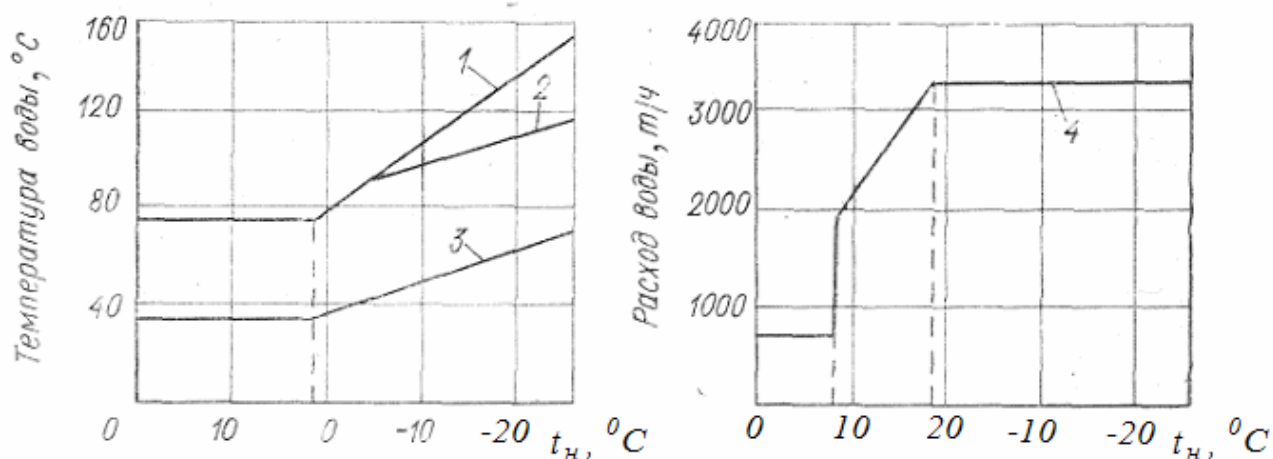


Рисунок 2.4 - Типичные температурный и расходный графики сетевой воды (закрытая схема горячего водоснабжения):

- 1 - температура воды в подающей магистрали;
- 2 - температура воды после сетевых подогревателей;
- 3 - температура воды в обратной магистрали;
- 4 - расход сетевой воды

На рис. 2.4 приведены типичные температурный и расходный графики сетевой воды. Как видно, при температурах наружного воздуха выше  $+8\text{ }^{\circ}\text{C}$ , когда отопительная нагрузка отключается, расход сетевой воды снижается, оставаясь постоянным в течение всего этого периода. Температура сетевой воды при  $t_{н,мин}$  (наибольшая температура воды) выбирается из технико-экономических расчетов. Чем выше эта температура, тем ниже расход воды  $G_c$ .

и ниже капиталовложения в тепловую сеть. Однако при этом возрастает давление в регулируемом отборе и уменьшается удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении. В городских сетях максимальная температура воды  $t_{в,макс}$  принимается в настоящее время (по результатам многих технико-экономических анализов) равной  $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а обратной сетевой воды  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$  (при  $t_{н,мин}$ . Для тепловых сетей небольшой протяженности  $t_{в,макс} = 130\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а для пригородных ТЭЦ при большой длине магистралей тепловой сети  $t_{в,макс}$  повышается до  $180\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

В холодные дни отопительного сезона теплота к сетевой воде подводится с паром от отборов турбин и в пиковых водогрейных котлах или пиковых подогревателях (см. рис. 2.1). Пиковые водогрейные котлы (или пиковые подогреватели) включаются в работу, когда расходы пара в отборах достигают максимума. Это имеет место при определенной температуре наружного воздуха  $t_{н,р}$ , которую принято называть расчетной температурой наружного воздуха. Таким образом, при низшей расчетной температуре наружного воздуха общее количество теплоты  $Q_{общ,макс}$  представляет собой сумму из максимального количества теплоты, подводимой к сетевой воде паром из теплофикационных отборов  $Q_{отб,макс}$ , и максимальной тепловой нагрузки пиковой котельной  $Q_{пик,макс}$ . Отношение максимального количества теплоты, отбираемого паром из теплофикационных отборов, к  $Q_{общ,макс}$  называется коэффициентом теплофикации  $\alpha_{ТЭЦ}$ . Из определения следует, что

$$\alpha_{ТЭЦ} = \frac{Q_{отб,макс}}{Q_{общ,макс}} = \frac{Q_{отб,макс}}{Q_{отб,макс} + Q_{пик,макс}} \quad (2.4)$$

Чем выше  $\alpha_{ТЭЦ}$ , тем (при том же значении  $Q_{общ,макс}$ ) больше электроэнергии вырабатывается на тепловом потреблении. Однако при этом возрастает общая стоимость всех установок. При заданных общей электрической мощности района и максимальной тепловой нагрузке значения  $\alpha_{ТЭЦ}$  оптимальны, когда приведенные затраты по выработке электроэнергии теплофикационными и конденсационными установками и выработке теплоты непосредственно на ТЭЦ и в пиковых котельных наименьшие. В большинстве случаев оптимальные значения  $\alpha_{ТЭЦ}$  находятся в пределах от 0,4 до 0,6. Коэффициент теплофикации выше, когда кривая распределения теплофикационной нагрузки в течение года более равномерна, а длительность отопительного периода больше. При прочих равных условиях с увеличением начальных параметров и мощности отдельных агрегатов на ТЭЦ (по мере того, как эти величины приближаются к значениям, характерным для КЭС данного района) оптимальные значения  $\alpha_{ТЭЦ}$  возрастают.

Схемы теплофикации на обычных станциях и двухконтурных атомных ТЭЦ практически не отличаются друг от друга. Давление в линиях сетевой воды всегда выше давления пара в теплофикационных отборах. Поэтому даже при проникновении теплоносителя I контура атомной электростанции во II

контур (что может иметь место только при недостаточной плотности парогенератора и авариях) сетевая вода радиоактивной не окажется.

На одноконтурных АЭС в условиях нормальной эксплуатации также невозможно перетекание активной среды из отборов турбины в линию сетевой воды. Однако когда контур сетевой воды не работает и давление в нем снято (или снизилось из-за аварии, например, при разрыве трубопровода), такие перетечки могут иметь место. Чтобы полностью исключить утечки активной среды в теплофикационную сеть, в этом случае следует применить схему с промежуточным контуром (рис. 2.5). Давление в этом контуре следует поддерживать выше давления в теплофикационных отборах.

Такая схема может быть применена также на одноконтурной конденсационной АЭС для теплофикации жилого поселка и электростанции.

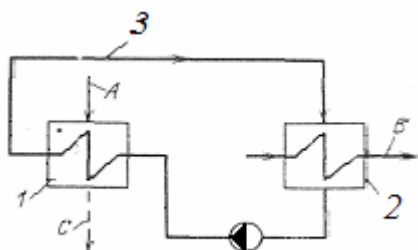


Рисунок 2.5 - Схема подключения сетевого подогревателя к отбору АЭС:

1 - промежуточный теплообменник;

2 - сетевой подогреватель;

3 - промежуточный контур;

A — пар от отбора турбины;

B - сетевая вода;

C – отвод конденсата греющего пара

## 2.2. Деаэрация воды

В конденсате и питательной воде современных электростанций могут быть растворены кислород воздуха,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{NH}_3$ ,  $\text{H}_2$ , а на АЭС в дополнение к ним: радиолитический  $\text{O}_2$ , радиоактивные благородные газы (РБГ) – ксенон, криптон, аргон и др.

Отрицательное влияние на коррозию металла оказывают лишь  $\text{O}_2$  и  $\text{CO}_2$ , остальные или не принимают участия в этом процессе или даже полезны в некоторых условиях ( $\text{NH}_3$ ). Для удаления коррозионно-активных газов питательная вода и добавочная вода деаэрируются.

Деаэрация может быть термической и химической. Основным методом является термическая деаэрация.

### Термическая деаэрация

При длительном контакте смеси газов с жидкостью, с которой они могут образовывать раствор, устанавливаются определённые концентрации газов в обеих фазах. При равновесном распределении идеального газа между фазами при постоянной температуре его химические потенциалы в газовой и жидкой фазах равны:  $\mu_{\text{газ}} = \mu_{\text{ж}}$ .

Химический потенциал для идеального газа или бесконечно разбавленного раствора можно выразить как:

$$\mu = \mu_0 + R \cdot T \cdot \ln p \quad \text{или} \quad \mu = \mu_0 + R \cdot T \cdot \ln c,$$

где  $p$  – давление, бар;

$c$  – концентрация растворённого в жидкости газа, моль/кг;

$\mu_0$  – стандартный химический потенциал, при  $P = 1$  бар и  $C = 1$  моль/кг.

Для смеси газов:  $\mu_z = \mu_{z0} + R \cdot T \cdot \ln p_z$  или  $\mu_{жс} = \mu_{жс0} + R \cdot T \cdot \ln c_{жс}$ ,

где  $p_i$  – парциальное давление газа, бар;

$c_i$  – концентрация  $i$ -го газа в жидкости, моль/кг.

Так как  $\mu_{газ} = \mu_{жс}$ , то  $\mu_{0газ} + R \cdot T \cdot \ln p_i = \mu_{0жс} + R \cdot T \cdot \ln c_i$ .

Отсюда  $-(\mu_{0газ} - \mu_{0жс})/R \cdot T = \ln(p_i/c_i)$ .

$\mu_{0газ}$  и  $\mu_{0жс}$  – зависят только от  $T$ , поэтому и правая часть является функцией только  $T$  и не зависит от количественного состава фаз и общего  $P$ , то есть  $p_i/c_i = f(T) = k_T$  – константа равновесия при заданном  $T$ , её называют постоянной Генри. Это же имя носит и закон пропорциональности количества растворенного идеального газа его давлению над жидкостью (закон Генри):

$$p_i = k_i \cdot c_i \quad (2.5)$$

Все перечисленные газы, растворы которых встречаются на АЭС и ТЭС, можно разбить на две группы:

1. газы инертные или условно инертные, то есть химически не взаимодействующие с водой и её примесями -  $O_2$ ,  $N_2$ ,  $H_2$  и РБГ;

2. газы, химически взаимодействующие с водой и некоторыми её примесями -  $CO_2$ ,  $NH_3$ .

Растворимость газов второй группы значительно выше растворимости газов первой группы и закону Генри не подчиняется, так как  $k_T$  тогда является помимо  $T$ , функцией и других аргументов.

Итак, если целью деаэрации является достижения нулевой концентрации растворенных газов в воде, то для этого согласно (2.1) необходимо обеспечить нулевое парциальное давление этого газа над жидкостью.

Согласно закону Дальтона общее давление смеси газов равно сумме парциальных давлений составляющих смесь газов. В эту сумму входит и парциальное давление паров растворителя. Для водных растворов

$$P_{общ} = \sum P_i = P_{H_2O} + \sum_1^n P_{iГ} \quad (2.6)$$

Отсюда

$$\sum_1^n P_{iГ} = P_{общ} - P_{H_2O} \quad (2.7)$$

Из выражения (2.3) следует, что для того чтобы сумма парциальных давлений всех газов равна 0, надо обеспечить равенство  $P_{общ} = P_{H_2O}$ . Общее давление будет равно парциальному давлению пара при параметрах насыщения  $P_{общ} = P_{H_2O} = P_s$ .

Таким образом, необходимым условием организации термической деаэрации воды является нагрев её до температуры кипения при заданном давлении. Соответственно деаэраторы могут быть:

- вакуумные;
- атмосферного давления;
- повышенного давления.

Однако повышение температуры  $t$  и соответственно давления  $P$  увеличивает скорость (сокращает время) термического разложения бикарбонатов. Более высокой  $t$  соответствует более низкая равновесная концентрация этих соединений, то есть происходит более глубокое их разложение. Поэтому деаэраторы вакуумного типа не получили широкого распространения.

Нагрев воды до кипения – необходимое, но не достаточное условие эффективной деаэрации: требуется организация процесса удаления газов из объёма деаэрируемой воды и из парогазового объёма над ней для поддержания концентрационного напора  $\Delta c_i$ , являющегося движущей силой процесса десорбции. Термическая деаэрация сочетает процессы теплообмена (при нагреве воды) и массообмена (при выводе газов из объёма воды).

Десорбция газов осуществляется двумя процессами:

- образованием пузырьков газа и их транспортом в парогазовый объём;
- диффузией газов через поверхность контакта фаз.

Наиболее эффективно происходит удаление газов пузырьками, и таким образом можно вывести до 90-95% растворенных газов. Однако решающее влияние на остаточное количество коррозионно-активных газов, а в итоге и на эффективность всего процесса деаэрации, оказывает количество газов, удалённых диффузией.

Уравнение массопередачи в расчете десорбции газов из жидкой фазы при деаэрации записывается в форме, аналогичной основному уравнению теплопередачи:

$$G = k \cdot \Delta C \cdot F,$$

где  $G$  – количество десорбируемого газа;

$F$  – поверхность контакта фаз;

$k$  – коэффициент массообмена.

Увеличение поверхности массообмена и коэффициента массообмена достигается распределением жидкости в паре (плёночные, насадочные, струйные и капельные аппараты). Наиболее эффективен второй способ: для плёночных и насадочных аппаратов  $F = 50 \dots 500 \text{ м}^2$  на  $1 \text{ м}^3$  объёма аппарата, а для барботажных  $F = 670 \dots 1500 \text{ м}^2/\text{м}^3$ . При этом резко возрастают коэффициент массо- и теплопередачи.

Однако ограничиться только барботажным способом нельзя, так как эффективность дегазации при барботаже существенно зависит от недогрева воды до  $t_s$ . При значительном недогреве воды, поступающей на барботажное устройство, падает его гидродинамическая устойчивость и деаэрирующая способность. Предварительный подогрев воды до барботажного устройства с одновременной деаэрацией наиболее просто осуществить, используя пленочный, струйный или капельный аппарат. Поэтому при большом

начальном газосодержании современные конструкции термических деаэраторов имеют две ступени: основной подогрев и частичная дегазация на первой ступени и дополнительный подогрев до  $t_s$  (или даже выше) и глубокая дегазация на второй ступени (барботажное устройство).

Для поддержания концентрационного напора  $\Delta C$  осуществляется постоянный отвод из деаэратора газов вместе с частью несконденсировавшегося пара. Эта парогазовая смесь называется **выпаром деаэратора**.

Расход выпара, обеспечивающий удовлетворительную деаэрацию существенно зависит от природы удаляемого газа. Для кислорода нужно держать расход выпара 1...2 кг/т, а для  $CO_2$  – 3...4 кг/т. Выбирают расход, необходимый для наиболее трудноудаляемого газа.

В конденсаторе конденсат также находится при температуре насыщения  $t_s$  и из газового объёма осуществляется постоянный отвод неконденсирующихся газов (для поддержания вакуума), то есть выполняется необходимое и достаточное условие эффективности деаэрации. Поэтому конденсатор является одновременно деаэратором вакуумного типа. Однако из-за неравномерности температурного поля и распределения парциальных давлений газов по объёму может иметь место общее и местное переохлаждение конденсата, а также может установиться высокая концентрация газов в конденсаторе вблизи воздухоохладителя.

Переохлаждение равнозначно недогреву воды до температуры насыщения и приводит к увеличению остаточного содержания кислорода и углекислого газа. Присосы в водяной объем конденсатора также приводят к существенной аэрации конденсата. Поэтому наряду с деаэрацией в конденсаторе на современных электростанциях обычно проводят деаэрацию в аппаратах повышенного давления (0,6-1,0 МПа).

### **Химическая деаэрация**

Для остаточного поглощения кислорода после термической деаэрации применяют химический метод. Связывание кислорода проводится гидразингидратом ( $N_2H_4 \cdot H_2O$ ) или гидразинсульфатом ( $N_2H_4 \cdot H_2SO_4$ ).

Гидразин взаимодействует с растворенным в воде  $O_2$  и окисляется до азота. Избыток гидразина разлагается при температуре 550 °С почти полностью с образованием аммиака и водорода. Реакция взаимодействия гидразина с кислородом зависит от температуры и рН. Удовлетворительная скорость этой реакции достигается при 100 °С и выше. При 103...105 °С, рН=9...9,5 и избытке гидразина 20 мкг/кг происходит за 2...3 с.

Оптимальные значения рН, при которых скорость взаимодействия гидразина с кислородом максимальна, лежат в пределах 8,7...11,0.

Опыт эксплуатации показывает, что обработка питательной воды гидразином положительно сказывается и на уменьшении общего содержания продуктов коррозии в воде. Избыток гидразина в питательной воде поддерживается на уровне 30...100 мкг/кг.

## Деаэраторы

Термические деаэраторы применяются для деаэрации питательной воды парогенераторов и реакторов (при одноконтурной схеме), а также подпиточной воды тепловых сетей, первого контура и так далее.

Деаэраторы питательной воды парогенератора на современных электростанциях работают при  $P = 0,6 \dots 0,7$  МПа. Деаэрация воды испарителей и паропреобразователей при  $P = 0,12$  МПа, а деаэрация подпиточной воды тепловых сетей – либо при  $P = 0,12$  МПа, либо под вакуумом.

В соответствии с требованиями ДСТУ для установок с давлением от 0,4 до 10 МПа содержание кислорода в деаэрированной воде не должно превышать 20 мкг/кг, а при  $P > 10$  МПа – 10 мкг/кг. Вода в деаэраторе при этом должна подогреваться до температуры очень близкой к температуре насыщения. В деаэраторе электростанции подогрев воды ведётся паром в смешивающих устройствах струйного, плёночного и барботажного типа.

В настоящее время распространены деаэраторы струйного типа и аппараты, в которых наряду с теплообменом и десорбцией, происходящих при омывании паром струй воды, эти процессы осуществляются также в условиях барботажа.

Рассмотрим схемы деаэрационной установки избыточного давления а) и вакуумную б).

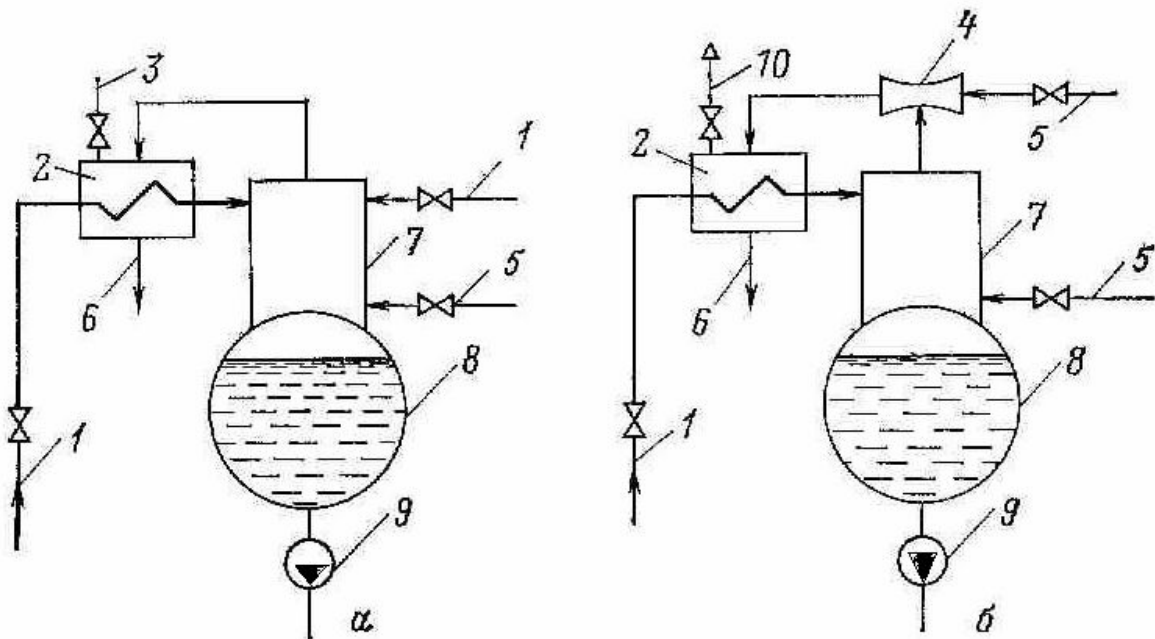


Рисунок 2.6 - Схемы деаэрационной установки избыточного давления (а) и вакуумная (б):

- |                               |                          |
|-------------------------------|--------------------------|
| 1- подвод деаэрируемой воды;  | - в дренажный бак;       |
| 2- охладитель выпара;         | - деаэрационная колонка; |
| 3- отвод паровоздушной смеси; | - бак аккумулятор;       |
| 4- эжектор;                   | - питательный насос;     |
| 5- подвод пара;               | - выхлоп в атмосферу     |

Установка в основном состоит из деаэрационной колонки, бака-



аккумулятора и охладителя выпара. В вакуумном деаэраторе имеется также эжектор, поддерживающий вакуум в деаэраторе.

Подогрев и дегазация осуществляется в основном в колонках. Баки-аккумуляторы служат для сбора и хранения определённого запаса воды. Однако устройства для деаэрации устанавливаются также и в баках. Запас воды в баке блочных электростанций должен соответствовать расходу её в ПГ в течение пяти минут.

Для нормальной деаэрации вместе с неконденсирующимися газами необходимо отводить 1,5...2 кг пара на каждую тонну деаэрированной воды. Паровоздушная смесь (выпар) отводится к охладителю выпара, где основная часть пара конденсируется, отдавая теплоту направляемой в деаэратор воде.

Рассмотрим конструктивную схему деаэраторной колонки атмосферного струйного деаэратора (рис. 2.7).

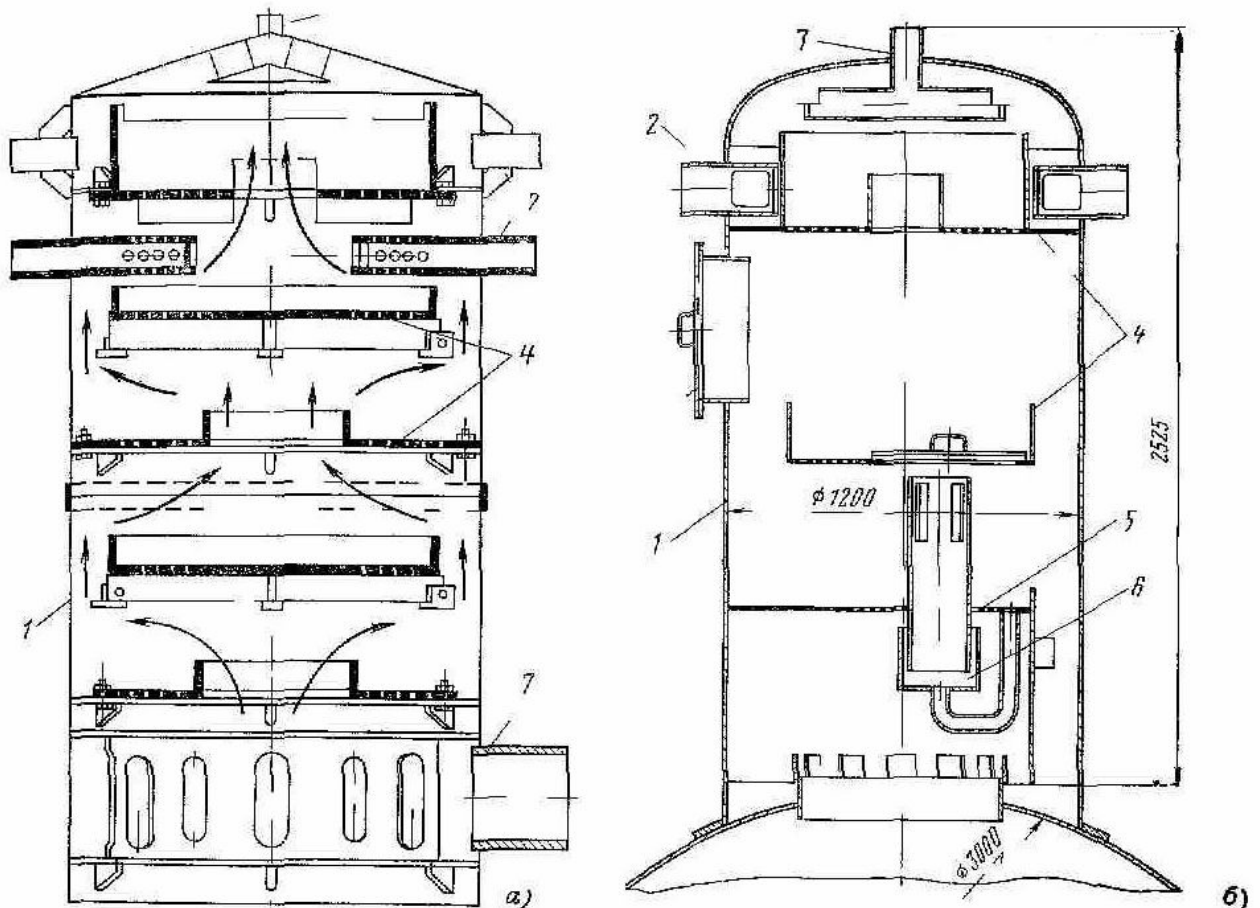


Рисунок 2.7 - Колонка струйного (а) и струйно-барботажного (б) деаэраторов:

- |                              |                            |
|------------------------------|----------------------------|
| 1 - колонка;                 | 5- барботажная тарелка;    |
| 2- подвод деаэрируемой воды; | 6 - переливное устройство; |
| 3 - отвод выпара;            | 7 - подвод греющего пара   |
| 4 - струйная тарелка;        |                            |

Вода подводится к верхней части колонки и через водослив сливается на верхнюю тарелку. Тарелка имеет отверстия диаметром 5-6 мм., размещённые

по всей кольцевой поверхности тарелки. Через эти отверстия вода дождем падает на нижестоящую тарелку, а оттуда через такие же отверстия на следующую. По высоте устанавливаются 4-8 тарелок. Одни из них дискообразные, другие – кольцообразные. Пар подводится в нижнюю часть колонки и, многократно пересекая струи, конденсируется на поверхности воды. Выпар удаляется из верхней части колонки, а деаэрационная вода стекает вниз в бак-аккумулятор. Деаэратор имеет несколько штуцеров для подвода воды. Основной поток подводится к верхним штуцерам. Дренажи, имеющие обычно более высокую температуру – в нижние.

Для деаэраторов повышенного давления, помимо деаэрационных тарелок, используются также барботажные устройства (рис.2.8).

В колонках деаэратора они могут быть выполнены в виде дырчатых листов с равномерно распределенными отверстиями, живое сечение которых составляет 25-30% сечения колонки. Греющий пар направляется под барботажную тарелку. Деаэрационная вода, пройдя последнюю тарелку струйного типа, падает сначала на верхнюю, а потом на нижнюю барботажные тарелки, а затем в бак-аккумулятор.

На барботажных тарелках протекает неравномерный барботаж, характеризующийся тем, что в каждый момент времени часть отверстий пропускает пар, другая часть - воду.

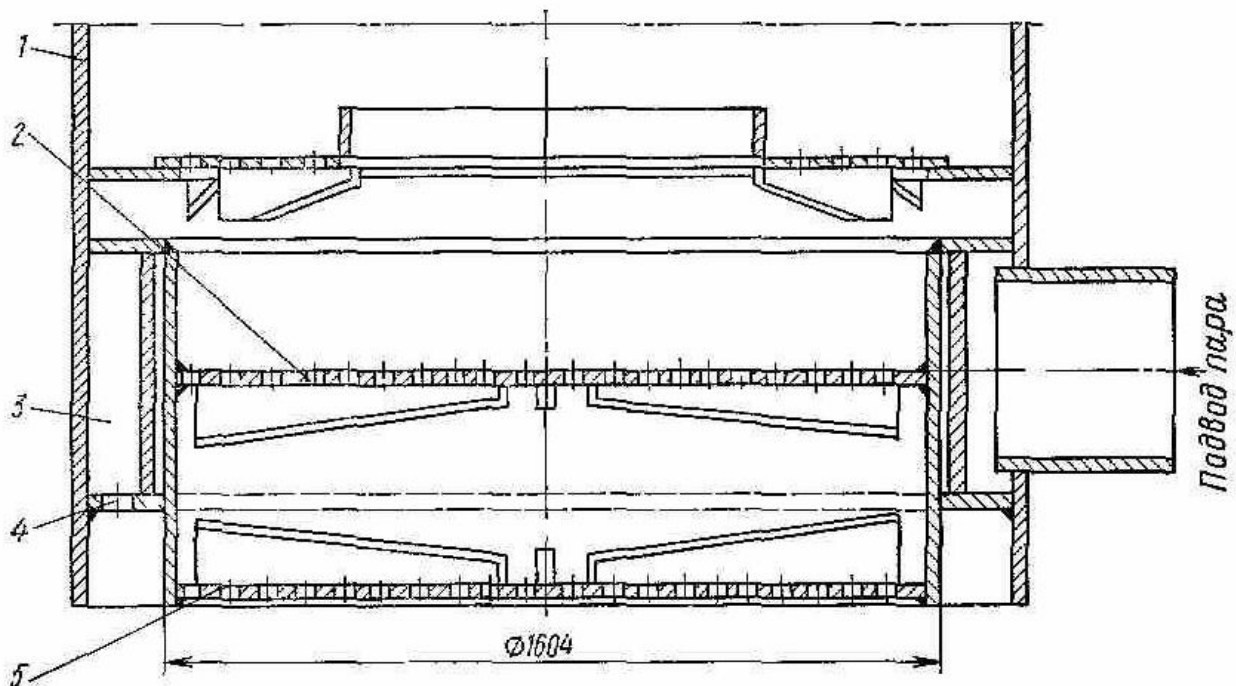


Рисунок 2.8 - Барботажное устройство в колонке деаэратора повышенного давления:

- |                           |                           |
|---------------------------|---------------------------|
| 1- колонка;               | 3 – кольцевая камера;     |
| 2,5 – барботажные тарелки | 4 - перепускные отверстия |
| (дырчатые листы);         |                           |

Барботажная деаэрация может осуществляться также в баке-

аккумуляторе. Дырчатый лист располагается в нижней части бака под слоем воды высотой 1,5-2,5 м. Процесс деаэрации в таких устройствах осуществляется барботированием воды паром при последующем вскипании перегретой воды. Это обеспечивает глубокую деаэрацию. Температура воды на выходе из деаэратора при этом соответствует  $t_s$  при  $P$  в деаэраторе.

Деаэраторы со струйными и барботажными устройствами (комбинированного типа) более эффективны, чем деаэраторы с одними устройствами струйного типа. Кроме того, в таких конструкциях высота струйной колонки может быть уменьшена.

Если наряду с термической применяется и химическая деаэрация, то раствор гидразина вводят обычно либо непосредственно в линию за баком-аккумулятором, либо во всасывающий патрубок питательного насоса.

### 2.3. Сетевые установки конденсационных электростанций

На конденсационных электростанциях часто устанавливаются небольшие сетевые установки для покрытия тепловых нагрузок жилого поселка и самой электростанции. Тепловые нагрузки таких установок обычно не превышают 100 Гдж/ч. Пар к сетевым подогревателям подводится от нерегулируемых отборов, поэтому тепловые режимы их существенно зависят от давления в отборах, а следовательно, от электрической мощности турбин.

На рис. 2.9 приведена схема сетевой установки двухконтурной АЭС с турбиной К-220-44 (I и II блоки Ривненской АЭС). К сетевым подогревателям здесь подводится пар от отборов давлением около 0,5 и 0,2 МПа при номинальной нагрузке. При температуре наружного воздуха  $t_{н,мин}$  температура воды на входе в сетевую установку равна 70 °С и на выходе 130 °С, а нагрузка первого подогревателя в этих условиях составляет 65 % общей тепловой нагрузки установки  $Q_{общ}$ . Когда мощность турбин составляет  $0,7N_{э,ном}$ , давление в верхнем отборе равно ~0,35 МПа, а в нижнем ~0,14 МПа и нагрузка первого подогревателя понижается до 45 %  $Q_{общ}$ .

К сетевым подогревателям теплофикационной установки конденсационного блока К-200-130 (рис. 2.10) пар также подводится от двух нерегулируемых отборов и, кроме того, от РОУ, которая включается, когда давление пара в отборах падает и нагрев сетевой воды до требуемой температуры отборным паром не может быть проведен. Конденсат греющего пара из подогревателей 4 и 5 отводится в систему регенеративного подогрева турбины (в один из подогревателей низкого давления). Неконденсирующиеся газы перепускаются из верхнего подогревателя в нижний и оттуда по линии 8 в конденсатор турбины. В РОУ пар дросселируется до ~0,6 МПа и охлаждается до 250 °С. Подводится пар к РОУ из холодной нитки промежуточного перегрева турбинной установки.

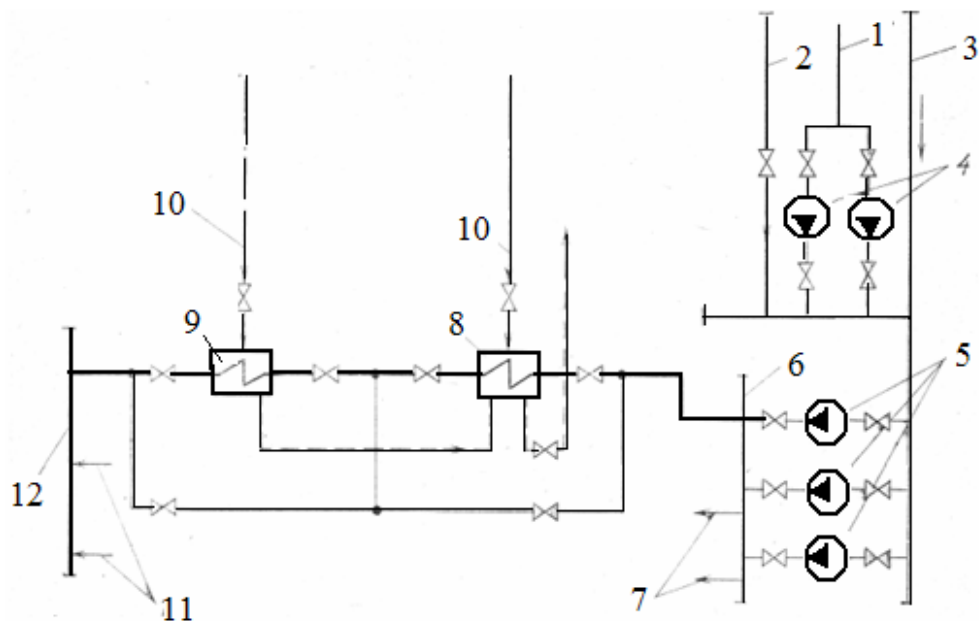


Рисунок 2.9 - Сетевая установка двухконтурной атомной КЭС:

- |   |   |
|---|---|
| 1 — химобработанная (умягченная) добавочная вода; | 5 — сетевые насосы;   |
| 2 — аварийная подпитка из водопровода;            | 6 — напорный коллектор;   |
| 3 — обратная магистраль сетевой воды;             | 7 и 11 — подвод и отвод сетевой воды к другим сетевым установкам; |
| 4 — подпиточные насосы;                           | 8 и 9 — сетевые подогреватели;                                    |
|   | 10 — пар от отбора турбины;                                       |
|   | 12 — подающая магистраль  |

Как и обычно, на установках такого типа сетевой подогреватель верхней ступени 5 является пиковым и включается в работу в холодные дни отопительного сезона, а также когда паротурбинная установка работает при пониженной мощности, так как в этих условиях давление пара в отборе уменьшается и количество теплоты, передаваемое в основном подогревателе, может оказаться недостаточным.

#### 2.4. Обеспечение промышленных предприятий технологическим паром

Промышленные предприятия являются круглогодичными потребителями технологического пара и горячей воды, а также сезонными потребителями тепла с горячей водой для отопления и вентиляции. В общем балансе теплоснабжения предприятия технологический пар имеет преобладающую роль. Это частично объясняется использованием вторичной теплоты для целей отопления и горячего водоснабжения.

Снабжение технологических потребителей паром должно обеспечиваться с высокой надежностью, так как перерывы в подаче пара или даже снижение подачи влекут за собой большой материальный ущерб.

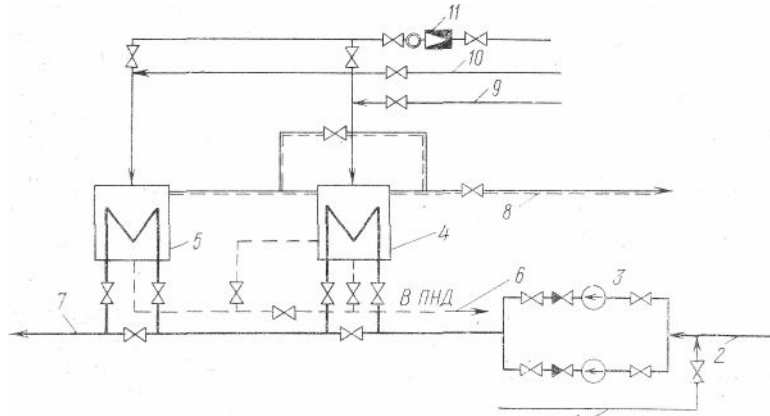


Рисунок 2.10 - Сетевая установка конденсационного блока К-200-130:

- |   |                                 |
|---|---------------------------------|
| 1 – добавочная вода;                    | 7 – в магистраль прямой сетевой |
| 2 – из магистрали обратной сетевой      | воды;                           |
| 3 – сетевой насос;                      | 8 – в конденсатор турбины;      |
| 4 – сетевой подогреватель ПСВ-20-7-15;  | 9 – от отбора $P=0,258$ МПа;    |
| 5 – сетевой подогреватель ПСВ-63-7-15;  | 10 – от отбора 0,6 МПа;         |
| 6 – в систему регенеративного подогрева | 11 - РОУ                        |
- воды;

Крупные потребители технологического пара получают его от специальных ТЭЦ, которые называются промышленными. Такие ТЭЦ имеют в своем составе турбины с противодавлением Р-50-130/15, Р-100-130/15 (за дробной чертой указано противодавление), турбины с промышленными или отопительными отборами ПТ-60-130/13, ПТ-90-130/13, ПТ-135-130/13 (13 – давление в отборе, кгс/см<sup>2</sup>), турбины только с отопительными отборами Т-100-130 и др. В качестве топлива на ТЭЦ используют мазут, уголь, природный газ.

Применяется тепловая схема с поперечными связями, что позволяет устанавливать однотипные котлы и присоединять БРОУ к переключательной паровой магистрали.

Промышленные отборы надо рассчитывать на минимальную нагрузку, а пиковую нагрузку покрывать за счет РОУ или специальных пиковых паровых котлов.

Отношение номинального расхода технологического пара к максимальному ( $D_{п\text{ ном}}/D_{п\text{ макс}}$ ) называется коэффициентом теплофикации по технологическому пару  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}^{\text{т.п.}} = D_{п\text{ ном}}/D_{п\text{ макс}}$ .

При отпуске пара от турбин с противодавлением мощность, отдаваемая потребителю при условии равенства расхода отпускаемого пара и расхода обратного конденсата  $D_{\text{обр.конд}} = D_{п}$  равна:

$$Q_{п} = D_{п} \cdot (h_{п} - h_{ок}')$$

Обычно  $D_{ок} < D_{п}$  и потери конденсата восполняются химически очищенной водой:

$$Q_{п} = D_{п} \cdot h_{п} - D_{ок} \cdot h_{ок}' - D_{д.в.} \cdot h_{д.в}'$$

Для турбины с противодавлением  $Q_{п}$  зависит от энтальпии

отработавшего пара  $h_{п}$ . Температура отработавшего пара повышается при снижении нагрузки и при повышении противодействия. Используя устройства для впрыска питательной воды или конденсата, предусмотренные заводами-изготовителями турбин с противодействием, можно поддерживать постоянную энтальпию и температуру отработавшего пара независимо от расхода пара. Это необходимо делать в том случае, когда ограничена максимальная температура пара в паропроводе, идущем к потребителю.

Поскольку турбины с противодействием работают без потерь теплоты в конденсаторе, удельный расход теплоты на выработку электроэнергии удобно подсчитывать обратным балансом

$$g_{г} = 3600 \cdot \left( 1 + \frac{\Delta N_{м.г} + Q_{вн}}{N_{э}} \right),$$

где  $Q_{вн}$  – потери теплоты в окружающую среду;

$\Delta N_{м.г}$  – механические потери энергии в генераторе.

При применении обратного баланса практически учитывается вся подведенная к турбине теплота, в том числе подведенная к питательному насосу.

Установки с противодействием работают только в режиме по тепловому графику нагрузки, при котором электрическая мощность тесно связана с тепловой нагрузкой. Это обстоятельство требует совместной работы турбин типа Р и ПТ.

Рассмотрим режимы работы турбин типа Р и ПТ. Турбины типа ПТ, располагающие как промышленным так и отопительным отбором, позволяют работать в любом из многочисленных режимов как по тепловому, так и по электрическому графикам. Они устанавливаются на промышленных ТЭЦ в дополнение к турбинам типа Р и передают на их промышленный отбор часть нагрузки по технологическому пару. В то же время отопительный отбор используется для подогрева сетевой, сырой и химически очищенной воды. Турбины типа ПТ устанавливаются также на чисто отопительных ТЭЦ, и в этом случае их промышленный отбор используется для удовлетворения потребителей технологического пара, находящихся вблизи ТЭЦ, и для покрытия собственных нужд ТЭЦ.

Для регулирования давления отопительного отбора устанавливается поворотная диафрагма.

Режим обычно задается расходом технологического пара и его давлением  $D_{п}$ ,  $P_{п}$ ; расходом пара на отопление и его давлением  $D_{т}$ ,  $P_{т}$ ; мощностью турбины  $N_{турб}$ .

Имеются ограничения по значениям  $D_{п}$  и  $D_{т}$ , которые связаны балансами потоков пара и мощностей. В типовые характеристики, обобщающие результаты испытаний турбин и заводские расчеты, включены графические характеристики турбин, называемые диаграммами режимов. По диаграмме режимов можно найти  $D_{о}$  по заданным  $D_{п}$ ,  $D_{т}$ ,  $N_{турб}$ . При этом диаграмма построена для номинальных значений отборов. Для приведения  $D_{о}$  к заданным

$P_n$  и  $P_T$  прилагаются поправочные кривые.

Крупные промышленные ТЭЦ отпускают ежечасно большое количество технологического пара (до 3500 т/ч) возврат конденсата составляет всего 35 %. Поэтому приходится иметь обессоливающие установки соответствующей большой производительности. Приходится считаться с возможностью аварийного загрязнения обратного конденсата на производстве, что вынуждает сбрасывать такой конденсат. В случаях аварийного слива конденсата эффективными оказываются резервные ёмкости обессоленной воды, позволяющие сохранить отпуск пара на нужном уровне. Обессоленную воду надо деаэрировать, подогреть и подать в деаэраторы с  $P = 0,6$  МПа.

Первая ступень подогрева – это подогрев сырой воды, идущей на обессоливающую установку. Подогрев сырой воды можно осуществить во встроенных пучках конденсаторов турбин, утилизируя при этом теплоту пара, поступающего в конденсатор.

Подогрев обессоленной воды до  $t = 100$  °С можно осуществлять в сетевых подогревателях и затем деаэрировать в атмосферном деаэраторе вместе с обратным конденсатом. Далее эту смесь обратного конденсата и обессоленной воды подогревают до  $t = 140...150$  °С в пароводяном подогревателе паром промышленного отбора. При меньших расходах добавочной воды используют отопительный отбор.

Крупные обессоливающие установки весьма громоздки и требуют нейтрализации промывочных вод. Поэтому при сравнительно низком качестве исходной воды термическая водоподготовка становится экономически конкурентоспособной с химическим обессоливанием.

Тепло на технологические нужды подаётся потребителю обычно с паром, отбираемым либо непосредственно от ПТУ, либо от специальных аппаратов, называемых паропреобразователями. В схемах с паропреобразователями отбираемый от турбины пар конденсируется в этих аппаратах, а образовавшийся конденсат возвращается в систему регенерации теплоты. Потребителю при этом подаётся вторичный пар, который генерируется в паропреобразователе из поступающей в него химически обработанной воды.

Давление в отборе должно быть выше  $P$  генерируемого пара, а это связано с невыработкой электроэнергии. Однако при этом сохраняется весь конденсат, образующийся из пара, отведенного из отборов.

Применять схему с паропреобразователем имеет смысл, когда большая часть конденсата пара теряется у потребителя или этот конденсат загрязняется. В других случаях целесообразно применять схемы без паропреобразователя.

Выбор той или иной схемы может быть проведен на основе технико-экономических расчетов. Одна из возможных схем приведена на рис. 2.11.

Для того чтобы не прерывать подачу пара потребителю при остановке турбины, обычно к паропреобразователю подводится резервная линия греющего пара от редукционно-охладительной установки.

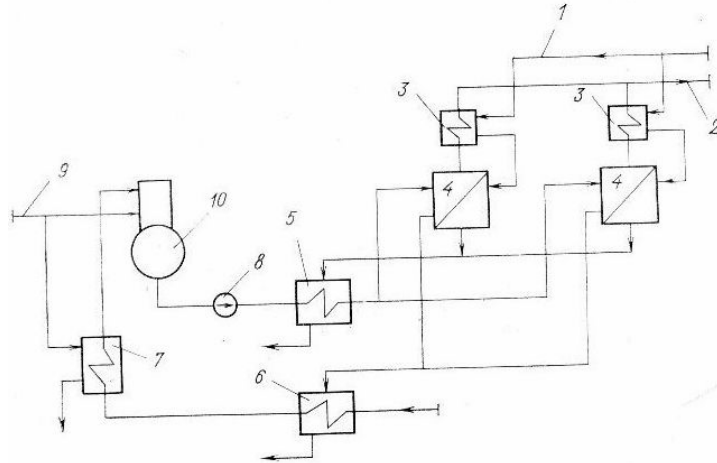


Рисунок 2.11 - Схема включения паропреобразователя:

- |                            |  |
|----------------------------|--|
| 1 - подвод греющего пара;  | 6 - охладитель продувки;                                 |
| 2 - отвод вторичного пара; | 7 - подогреватель питательной воды паропреобразователей; |
| 3 - пароперегреватель;     | 8- питательный насос;                                    |
| 4 - паропреобразователь;   | 9 - подвод пара к подогревателю и деаэратору;            |
| 5 - охладитель конденсата; | 10 – деаэратор   |

Обычно тепло с паром подаётся промышленным предприятиям, находящимся вблизи электростанций и давление не превышает 1,6 МПа. Конструктивно паропреобразователь подобен испарителю пара.

Атомная ТЭЦ не может быть одноконтурной. Однако даже при 2-х контурной схеме с реактором с водой под давлением нельзя отводить пар потребителям непосредственно из отборов турбины, так как при появлении протечек радиоактивный пар может попасть к потребителю. На такой АЭС отпуск пара может производиться только через паропреобразователь. При трехконтурной схеме АЭС радиоактивные вещества даже при появлении протечек в ПГ не могут попасть в рабочую среду. Поэтому пар может подаваться потребителю непосредственно от турбины.

## 2.5. Теплоснабжение городов-спутников АЭС

Строительство АЭС шло параллельно со строительством городов для энергетиков. В течение нескольких лет до пуска АЭС необходимо было отапливать строительную площадку и жилые дома. Эти функции выполнялись пуско-резервной котельной (ПРК), которая была необходима также при пуско-наладочных операциях на турбоагрегате. После пуска АЭС отопление и собственные нужды станции обеспечиваются отборным паром из турбины.

Система теплоснабжения состоит из четырех технологических систем:

- котлоагрегата;
- теплофикационной установки ПРК;



- тепловых сетей;
- деаэраторных питательных установок ПРК.

### 2.5.1. Пуско-резервная котельная

Перед рассмотрением ПРК, основным элементом которой является котел, остановимся на принципиальной конструкции котла (рис.2.12). Газы, образующиеся при горении в топочной камере, проходят последовательно газоходы парогенератора (ПГ) (котлоагрегата), где отдают тепло испарителю, пароперегревателю (первичному и вторичному), водяному экономайзеру и воздухоподогревателю и через дымовую трубу дымососами выбрасываются в атмосферу.

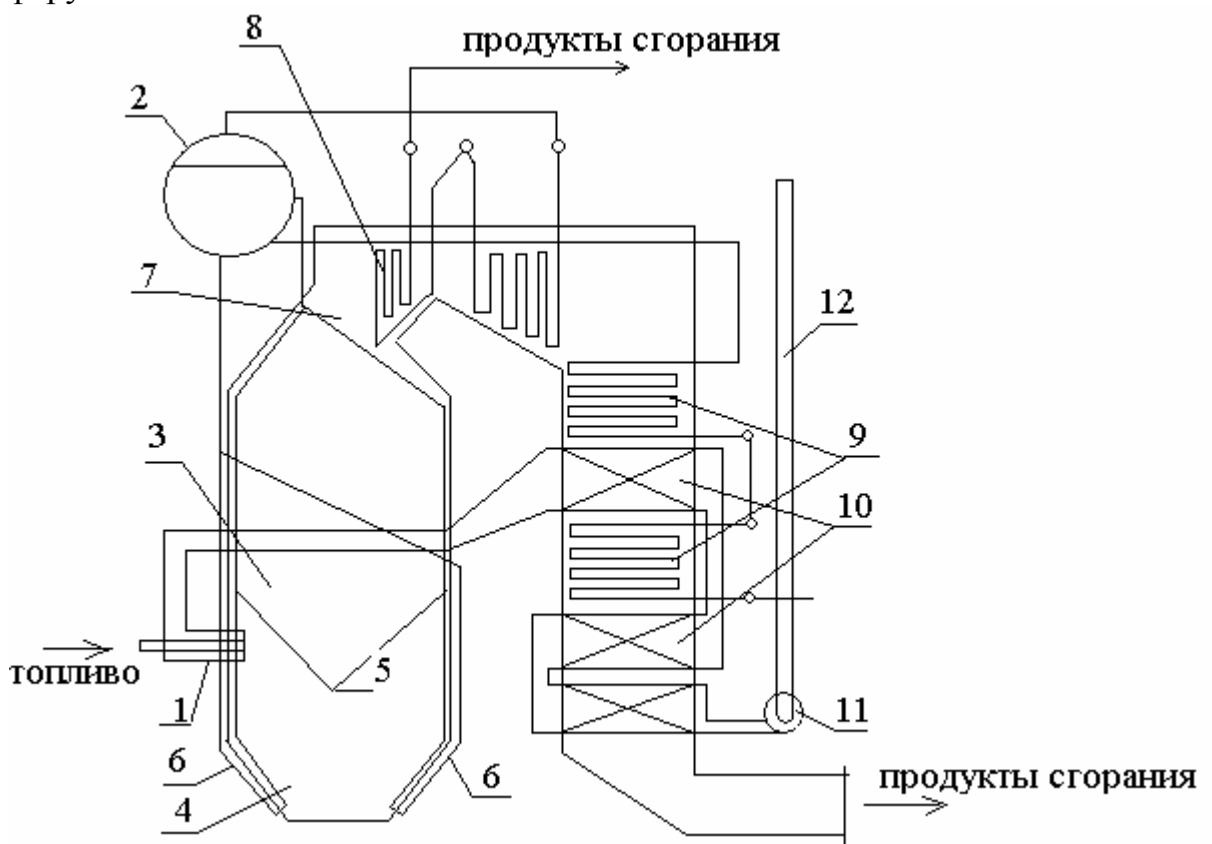


Рисунок 2.12 - Принципиальная конструктивная схема парового котла:

- |  |   |
|--|---|
| 1 – горелки;                           | 7 – фестон;                             |
| 2 – барабан котла;                     | 8 – пароперегреватель;                  |
| 3 – топка;                             | 9 – водяной экономайзер (две ступени);  |
| 4 – холодная воронка;                  | 10 – воздухоподогреватель (две ступени) |
| 5 – топочные экраны (подъемные трубы); | 11 – дутьевой вентилятор;               |
| 6 – водоподводящие (опускные) трубы;   | 12 – короб для забора воздуха           |

При использовании твердого топлива продукты сгорания перед

дымососом очищаются от золы в электрофилтрах. Шлак и зола, выпадающие под топочной камерой, воздухоподогревателем и золоуловителями, смываются водой и по каналам поступают к насосам, называемым багерными, которые перекачивают их на золоотвалы.

Воздух, необходимый для горения, подаётся в воздухоподогреватели дутьевым вентилятором. Забирается воздух обычно наверху котельной или снаружи котельного отделения.

Потери пара и конденсата восполняются химически обессоленной водой.

Рассмотрим устройство и оборудование ПРК на примере Ривненской АЭС. ПРК предназначена для резервирования пароснабжения при пуске энергоблоков и покрытия потребности в отоплении и горячем водоснабжении города, промышленной площадки АЭС, субподрядных организаций.

В ПРК установлены котлоагрегаты марки ГМ-50-14/250. Литерная маркировка котла означает вид сжигаемого топлива, а именно “ГМ” - газомазутный; цифра “50” - паропроизводительность, т/ч, дробь “14/250” характеризует параметры перегретого пара (давление – 1,4 МПа и температура за пароперегревателем 250 °С).

Полное название системы: паровой котел двухбарабанный вертикально-водотрубный с естественной циркуляцией, газомазутный с камерной топкой, производительностью 50 т/ч с перегревом пары до 250 °С и давлением 1,4 МПа, который служит для факельного сжигания высококалорийного мазута марки М-100, М-40.

На котлоагрегат подается мазут из мазутонасосной с температурой 90-120 °С и давлением  $P = 1,25$  МПа.

Питание котлоагрегата осуществляется питательными электронасосными агрегатами (ПЭН) артезианской водой, которая предварительно прошла процесс химочистки на ХВО, деаэрацию и подогрев до  $t = 104,2$  °С в деаэраторах типа ДА-200М.

Пар, который производится котлоагрегатом, через главный паропровод и коллектор собственных нужд (КСН) – 1,3 МПа подается на энергоблоки и на собственные нужды, а именно:

- подогреватели сетевой воды;
- в линию продувки мазутной форсунки;
- мазутонасосную станцию;
- очистительные сооружения стоковой воды, загрязненной нефтепродуктами (ОССВЗН).

Часть пара подается на редуциционно-охладительную установку (РОУ 13/7 ата) и дальше под давлением 0,6 МПа распределяется на:

- калориферы котлов;
- деаэраторы котлов и деаэратор тепловой сети;
- подогреватель артезианской воды;
- строительную площадку.

В состав системы входит:

- котлоагрегат ГМ-50-14/250 - 1...4;
- трубопроводы и арматура сниженного узла питания;
- паро- и мазутопроводы с арматурой;
- дренажные трубопроводы с арматурой;
- паропроводы с арматурой;
- дутьевой вентилятор (ДВ-1...4);
- дымосос (ДС-1...4);
- дымовая труба (ДТ).

В схему сниженного узла питания входят:

- питательные электронасосные агрегаты (ПЭН-1...4);
- трубопроводы с арматурой.

Технические характеристики котла приведены в табл.2.1, 2.2.

Котлоагрегат состоит из следующих основных элементов:

- большого (верхнего) барабана;
- малого (нижнего) барабана;
- экранных и водоопускных труб (циркуляционного контура);
- пароперегревателя;
- водяного экономайзера;
- воздухоподогревателя;
- трубопроводов и выносных циклонов.

Газы, образующиеся при горении в топочной камере, проходят последовательно газоходы парогенератора (котлоагрегата), где отдают теплоту пароперегревателю (первичному и вторичному), водяному экономайзеру и воздухоподогревателю, очищаются от золы в золоуловителях (электрофильтрах) и через дымовую трубу дымососами выбрасываются в атмосферу.

Воздух, необходимый для горения, подаётся в воздухоподогреватели дутьевым вентилятором. Забирается воздух обычно наверху котельной или снаружи котельного отделения.

Большой барабан представляет собой сосуд с внутренним диаметром 1476 мм, толщиной стенки 36 мм, изготовленный из Стали 20К. Длина барабана - 8190 мм. Барабан установлен на двух роликовых опорах, которые позволяют ему перемещаться в горизонтальном направлении при тепловых расширениях.

Барабан приварен к опоре сплошным швом вдоль контура примыкания, имеет два боковых паза  $\varnothing 420$  мм в днищах и штуцеры для автоматики и КИП, а также приварки труб, соединяющих элементы котла. Внутри барабана расположено сепарационное устройство, выполненное по схеме трёх-ступенчатого испарения.

Первая ступень (чистый отсек) - средняя часть верхнего барабана котла, вторая ступень (солевой отсек) - боковая часть верхнего барабана, третья ступень (солевой отсек) - выносные циклоны.

Таблица 2.1 – Техническая характеристика оборудования ПРК

Название и количество	Тип	Основные технические данные
Котло-агрегат газомазутный (к/а) 4 шт.	ГМ-50-14/250	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Производительность, т/ч - 50;</li> <li>- Давление пара в барабане котла (Рб), МПа - 1,6;</li> <li>- Давление пара в исходной камере (Рк), МПа - 1,4;</li> <li>- Температура пара (Тп) °С - 250;</li> <li>- Температура воды для подпитки к/а (Тп.в.) °С - 104,2;</li> <li>- Тепловые потери:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• с исходными газами, % - 6,5;</li> <li>• с химическим недожогом, % - 1,52;</li> <li>• с тепловым излучением, % - 0,9;</li> </ul> </li> <li>- КПД котлоагрегата (брутто), % - 91,08;</li> <li>- Низшая теплотворная способность - 38422 кДж/кг;</li> <li>- Содержимое, %:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• углерод - 83,4;</li> <li>• водород - 10,0;</li> <li>• сера - 2,9;</li> <li>• влага - 3,0;</li> </ul> </li> <li>- Расход мазута, кг/ч - 3490;</li> <li>- Метод сжигания топлива - камерный;</li> <li>- Температура в топке °С - 988;</li> <li>- Температура газов на выходе - 1040 °С;</li> <li>- Температура отходных газов, 145 °С;</li> <li>- Температура горячего воздуха за воздухоподогревателем (ВП) - 206 °С;</li> <li>- Теор. количество воздуха - 10,15 м<sup>3</sup>/кг мазута;</li> <li>- Коэффициент избытка воздуха - 1,15;</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Температура воды после экономайзера - 143 °С;</li> <li>- Полная лучевая поглощающая поверхность – 158 м<sup>2</sup>;</li> <li>- Полная поверхность нагрева фестона – 32 м<sup>2</sup>;</li> <li>- Поверхность нагрева котельного пучка - 344 м<sup>2</sup>;</li> <li>- Поверхность нагрева пароперегревателя - 65 м<sup>2</sup>;</li> <li>- Поверхность нагрева I степени экономайзера - 531 м<sup>2</sup>;</li> <li>- Поверхность нагрева II степени экономайзера - 531 м<sup>2</sup>;</li> <li>- Поверхность нагрева воздухоподогревателя, 496 м<sup>2</sup>;</li> <li>- Объем топочной камеры - 133 м<sup>3</sup>;</li> <li>- Сечение газохода в фестоне - 8,7 м<sup>3</sup>;</li> <li>- Сечение газохода в котельном пучке - 3,71 м<sup>3</sup>;</li> <li>- Сечение газохода в пароперегревателе 3,64 м<sup>3</sup>;</li> <li>- Сечение газохода в II степени экономайзера, 1,44 м<sup>3</sup>;</li> <li>- Сечение газохода в воздухоподогревателе 2,63 м<sup>3</sup>;</li> </ul>

Окончание табл.2.1

Название и количество	Тип	Основные технические данные
Дутьевой вентилятор, 4 шт.	ВД-13,5	- Производительность, м <sup>3</sup> /ч - 50000; - Напор, кПа - 4,4; - Мощность электродвигателя, кВт - 110; - Электродвигатель - АОЗ-315-16; - Число оборотов (n), об/мин - 970
Дымосос, 4 шт.	Д-15,5	- Производительность, м <sup>3</sup> /ч - 90000; - Напор, кПа - 3,6; - Мощность электродвигателя, кВт - 160; - Электродвигатель - АОЗ-355-6; - Число оборотов (n), об/мин - 970
Дымовая труба, 1 шт.	Металлическая	- Высота, м - 60; - Диаметр, м - 3,2; - Скорость движения газов, м/с - 12,2

Таблица 2.2 - Аэродинамические характеристики котлоагрегата

Характеристика	Котельный пучок	Пароперегреватель	Воздухоподогреватель (дымовые газы)	Воздухоподогреватель	Экономайзер I ступ.	Экономайзер II ступ.
Сред. темп. потока, °С	751	450	344	146	249	172
Средняя скорость потока, м/с	12,3	9,0	11,15	9,5	17,8	5,8
Диаметр трубы со стороны потока, мм	60	32	40	40	76	76
Число труб по ходу потока, шт	14	17		48	15	15
Присосы воздуха в котле: - в топку, % - к дымовой трубе, %	-	-	5 10	-	-	-
Объем к/а ГМ-50-14/250: - водяной, м <sup>3</sup> - паровой, м <sup>3</sup> - питательный, м <sup>3</sup> - экономайзера, м <sup>3</sup>				30 8,9 1,1 2,5		

Чистый отсек оборудован отражателями в месте подведения пароводяной смеси (жалюзийными и дырчатыми листами).

В солевых отсеках установлены восемь внутрибарабанных циклонов (четыре в каждом отсеке). Чистый отсек отмежеван от соляных отсеков перегородкой. Пар из выносных циклонов направляется в приемные короба соляных отсеков, сепарируется во внутрибарабанных циклонах, а затем сквозь щель в перегородке поступает в чистый отсек, где перемешивается с паром чистого отсека. Дальше пар сепарируется, проходя сквозь жалюзи и дырчатый лист и поступает в пароперегреватель.

Нижний барабан, изготовленный из стали 20К, представляет собой сосуд с внутренним диаметром 988 мм, толщиной стенки 22 мм и труб, которые соединяют верхний и нижний барабаны. Длина барабана - 7950 мм. Барабан подвешен на трубах котельного пучка, что позволяет ему перемещаться в горизонтальном и вертикальном направлениях при тепловых расширениях. В нем установлено устройство предварительного подогрева на время розжига котла, которое состоит из трубы для подвода пара  $\varnothing 57$  мм и двух диффузоров, соединенных с трубой переходами. В корпусе барабана есть штуцер для подвода пара предварительного подогрева тела барабана. Трубы котельного пучка, которые соединяют барабаны, состоят из среднего ряда  $\varnothing 219$  мм (16 труб) и двух боковых рядов  $\varnothing 133$  мм (14 труб) и представляют собой опускные трубы, а остальные  $\varnothing 60 \times 3$  - подъемные.

Пароперегреватель расположен в конвективной шахте котла. Змеевики его в пространстве расположены в горизонтальной плоскости и изготовлены из трубы  $\varnothing 32 \times 3$  мм (Ст.20). Пароперегреватель состоит из 133 змеевиков. Крепление змеевиков выполнено на подвеске и тягах в шахматном порядке. Тяги привариваются к верхнему щиту каркаса котла. Змеевики между собой размежеваны скобой и полосами из стали Х20Н14С2. Пароперегреватель имеет две камеры (два коллектора) и коллектор насыщенного пара  $\varnothing 273$  мм, которые перемещаются в горизонтальном направлении при тепловых расширениях. Пар из верхнего барабана котла по трубам  $\varnothing 102$  мм (4 шт.) поступает в камеру насыщенного пара  $\varnothing 219$  мм. Дальше пар проходит по 133 змеевикам и поступает в камеру перегретого пара  $\varnothing 273$  мм, откуда через главную паровую задвижку (ГПЗ) с  $t=250$  °С поступает в паропровод.

Водяной экономайзер расположен в конвективной шахте котла и состоит из четырех блоков, объединенных в две ступени по ходу газа и воды. Блоки экономайзера выполнены из оребренных чугунных труб  $\varnothing 76 \times 8$  мм, соединенных между собой чугунными калачами и каркасом, который состоит из опорной балки и окантованных щитов.

Каждая ступень экономайзера состоит из верхнего и нижнего блоков и по ходу газов имеет 25 рядов труб.

Дымовые газы подводятся к нижнему блоку первой ступени водяного экономайзера, поднимаются вверх параллельно потоку и проходят через блоки второй ступени экономайзера навстречу потоку воды в трубах.

Водяной экономайзер предназначен для подогрева питательной воды до  $t=143$  °С.

Воздухоподогреватель расположен в конвективной шахте, которая и представляет собой блок из трубной секции, трубной доски и каркаса. Расположение труб шахматное ( $\varnothing 40 \times 1,5$  мм), трубы в отношении к газоходу размещены вертикально. Воздухоподогреватель опорной рамой устанавливается на боковую балку каркаса конвективной шахты, а верхней частью соединен с каркасом через компенсатор для восприятия теплового расширения труб.

Дымовые газы проходят по трубам сверху вниз к коробу и направляются к нижнему блоку первой ступени водяного экономайзера. Число рядов воздухоподогревателя по ходу газа составляет 48 шт. Холодный воздух ( $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) подводится коробами двумя потоками, проходит между трубами и, нагревшись до температуры  $201\text{ }^{\circ}\text{C}$ , отводится к горелкам.

Кроме рассмотренных основных элементов в состав котлоагрегата входят: выносные циклоны, соединяющие трубы, пароперегреватель и экономайзер, каркас и обмуровка, арматура, взрывные и предохранительные клапаны.

Выносные циклоны - трубопроводы  $\varnothing 427 \times 11$  мм (2 шт.) установлены на фронтальной части котла и закреплены к каркасу котла с помощью кронштейнов. Они связаны с экранной системой котла трубами отвода пара и водоопускными трубами.

Топочная камера котла образована экранными трубами: фронтальной, задней и боковой панелью. Трубы фронтального и заднего экранов и нижней части образуют холодную воронку. Трубы заднего экрана и верхней части собраны в трехрядный фестон. Котельный пучок расположен в поворотной камере газохода. Подача топлива в топку осуществляется с помощью механической мазутной форсунки, расположенной на боковой панели топки (две горелки на каждой стенке). Форсунка устанавливается в центре каждой горелки. Производительность каждой форсунки  $0,800$  кг/ч.

В связи с камерным сжиганием топлива котлоагрегат оборудован взрывными клапанами, установленными на:

- -топке котла - 4 шт.;
- -газоходах котла - 3 шт.;
- -водяном экономайзере - 1 шт.;
- -воздуховодах - 2 шт.

Котлоагрегат оборудован системой профилактической обдувки конвективной поверхности нагрева котлов от шлаковых отложений сжатым воздухом и водяного экономайзера - паром.

#### **Принцип работы котла ГМ-50-14/250:**

Артезианская вода или химочищенная вода из ОВК, которая прошла предварительную очистку на ХВО и деаэрацию в деаэраторах типа ДА-200М, с  $t=104,2\text{ }^{\circ}\text{C}$  подается питательными электронасосными агрегатами (ПЭН-1...4) через сниженный узел питания в водяной чугунный экономайзер (нижнюю часть второй ступени нагрева) и поднимается вверх по оребренным трубам.

Из верхней части второй ступени вода по четырем трубам подается в нижнюю часть первой ступени. Потом питательная вода, нагретая исходными газами до  $t=143^{\circ}\text{C}$ , подается четырьмя трубами  $\varnothing 60 \times 3,5$  мм в чистый отсек верхнего барабана котла.

Циркуляционных контуров испарения - девять. Экраны топки разделены на восемь самостоятельных контуров (2 экрана на каждую стенку топки) и девятый - котельный пучок.

Из верхнего барабана в нижний вода опускается по шестнадцати трубам  $\varnothing 219$  и четырнадцати трубам  $\varnothing 133$ . Потом вода направляется к двум панелям задней стенки топочной камеры по трем трубам к каждой панели.

Пароводяная смесь из поверхности испарения непосредственно подается в чистый отсек верхнего барабана (первая ступень испарения). Из соляных отсеков верхнего барабана питательная вода подается в четыре панели боковых стенок топочной камеры по двум трубам к каждой панели.

Пароводяная смесь, которая образовалась внутри поверхности испарения, подается в верхнюю камеру боковой панели и двумя трубами  $\varnothing 133$  из каждой камеры подается во внутренние барабанные циклоны соляных отсеков верхнего барабана, а дальше через щели в перегородке - в чистый отсек (вторая ступень испарения).

Питание фронтальной панели топочной камеры осуществляется с выносных циклонов тремя трубами  $\varnothing 102$  к каждой камере панелей (в выносные циклоны подвод воды выполняется трубами  $\varnothing 76$  из верхнего барабана котла). Пароводяная смесь из верхней камеры фронтальной панели тремя трубами от каждой камеры подается в выносные циклоны, а оттуда двумя трубами  $\varnothing 133$  поступает в чистый отсек верхнего барабана (третья ступень испарения).

Отсепарированный в процессе трехступенчатого испарения пар проходит сквозь жалюзийные сепарирующие устройства и дырчатый лист в потолочной части верхнего барабана и четырьмя трубами  $\varnothing 102$  подается в коллектор насыщенного пара, а из него - в змеевиковый пароперегреватель  $\varnothing 32 \times 3$ , который в горизонтальном положении и шахматном порядке расположен в конвективной шахте котла. Перегретый до  $t=250^{\circ}\text{C}$  пар подается в камеру перегретого пара ( $\varnothing 273$ ), а затем через главную паровую задвижку подается в главный паропровод.

Устройство и принцип работы дымососов и дутьевых вентиляторов.

Вентиляторы служат для подачи в котлоагрегат воздуха, необходимого для процесса горения. Дымососы - для удаления дымового газа, образованного в процессе горения мазута.

Вентиляторы и дымососы состоят из таких основных узлов:

- ходовой части;
- рабочего колеса;
- раковины (улитки);
- направляющего аппарата.



Ходовая часть состоит из литого корпуса, вала, двух подшипников и эластичной муфты. В корпусе ходовой части предусмотрена полость, заполненная маслом. Проверка уровня масла выполняется по маслоуказателю.

Рабочее колесо сварной конструкции выполнено из 32 рабочих лопаток.

Направляющий восьмилопаточный аппарат устанавливается на входе потока газа в раковину (улитку) и служит для регулировки производительности.

Привод тягодутьевых машин осуществляется непосредственно от электродвигателей через пальцевую эластичную муфту.

Дымососы и дутьевые вентиляторы установлены вне машинного зала котельной.

Система технологической защиты, сигнализации и блокировки, исключает возможность возникновения аварийной ситуации на оборудовании и нарушение технологического режима путем воздействия на исполнительные механизмы запорной и регулирующей арматуры, а также выдачи световой и звуковой сигнализации, при отклонениях от нормального режима работы как основного оборудования, так и технологического процесса.

### **2.5.2. Тепловые сети**

Структура тепловой сети рассматривается на примере Теплоснабжения от Ривненской АЭС, которая, кроме г. Кузнецовска, обеспечивает село Заболоття и тепличное хозяйство.

Тепловая сеть предназначена для транспортировки теплоты в виде горячей воды (табл.2.3), которая используется для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения города, промышленной площадки АЭС и других потребителей.

Теплоснабжение осуществляется через тепловую сеть от теплофикационных установок блоков АЭС № 1-4 и ПРК.

Тепловые сети разделяются на магистральные и распределительные. К магистральной тепловой сети относятся трубопроводы (смотри таб. 1.) предназначенные для подачи горячей воды от источника снабжения (РАЭС и ПРК) к ответвлениям для потребителя. Они в основном имеют надземную прокладку на низкой опоре.

К распределительным тепловым сетям относятся трубопроводы разных диаметров, которые предназначены для теплоснабжения отдельных зданий или группы зданий от магистральной тепловой сети.

Распределительная тепловая сеть в основном имеет подземную прокладку в непроходимых железобетонных лотках.

Магистральная тепловая сеть имеет: тепловые пункты (ТП), тепловые узлы (УТ), тепловые камеры (ТК), центральный тепловой павильон с. Заболоття (ЦТП), в которых размещена секционная арматура и арматура ответвления.

Таблица 2.3 - Место размещения и характеристики оборудования

Наименование магистральной тепловой сети	Оперативное обозначение	Диаметр, толщина стенки труба, мм	Протяженность, м	Место размещения
1. Трубопроводы теплосети бл. №3 - ЦТП с. Заболоття	ПС	530x7	3078	УТ-1 -УТ-15 надземная прокладка УТ-15 - ЦТП надземная прокладка
	ОС	530x7	3078	
	ПС	273x6	1283	
	ОС	273x6	1283	
2. Трубопроводы теплосети ПРК- бл. №1,2	ПС	530x8	1191	ПРК - тоннель бл. 1,2, подзем-ная прокладка
	ОС	530x8	1191	
3. Трубопроводы ПРК - м. Кузнецовск	ПС	530x9	2675	надземная прокладка
	ОС	530x9	2675	
4. Трубопроводы АЭС-м.Кузнецовськ	ПС	820x9	5886	УТ-1 - ТП-3, надземная прокладка.
	ОС	820x9	5886	
5. Трубопроводы бл. №3 - бл. №4	ПС	820x9	180	надземная прокладка
	ОС			

Компенсация температурных расширений осуществляется сальниковыми и П-образными компенсаторами, а также за счет изменения направления трубопроводов. П-образные компенсаторы установлены на теплосети Ду-800 мм, сальниковые и П-образные - на теплосети Ду-500 мм.

Тепловая изоляция трубопроводов выполнена из минеральной ваты.

Тепловая сеть, которая эксплуатируется АЭС, является водяной. Схемой тепловой сети предусмотрена открытая система теплоснабжения. Количество параллельно проложенных теплопроводов - двухтрубное исполнение, один трубопровод подающий, второй - обратный.

Тепловая сеть установлена на подвижных и неподвижных опорах. Подвижные опоры трубопроводов разделяются на скользящие, роликовые и подвесные. Скользящие опоры используются на магистральной тепловой сети Ду-500 мм (АЭС - г. Кузнецовск, АЭС - с. Заболоття), роликовые опоры - на магистральной тепловой сети Ду-800 мм.

Прокладки для фланцевых соединений должны быть изготовлены из паронита или других теплостойких материалов, для сальников должна применяться набивка марки АПП и ПА ГОСТ 5152-77, или термостойкая резина марки 5168.ГР.8 ТУ ХМП-1169- 51р, подвижная часть сальникового компенсатора должна быть постоянно смазана графитовой смазкой. Смазка должна проводиться по необходимости, но не реже одного раза в квартал.

Запорная арматура теплопроводов должна иметь:

- надпись с номером согласно оперативной схеме тепловой сети и инструкции;
- указатели направления движения теплоносителя и вращения маховика на закрытие и открытие;
- дистанционное механическое или электрическое управление: в случае недоступности для непосредственного обслуживания или если обслуживание связано с опасностью для персонала.

Запорная арматура, установленная на тепловой сети, должна постоянно поддерживаться в состоянии, которое обеспечивает ее плавное открытие и закрытие, отсутствие парения и утечки через фланцевые соединения и сальниковые уплотнения. Использование запорной арматуры для регулировки параметров теплоносителя не допускается.

При эксплуатации запорной арматуры не допускается использовать дополнительные рычаги, которые создают значительную перегрузку на запирающие детали (гайку шпинделя, шпиндель, тарелку).

Запорная арматура для водяной тепловой сети Ø300 мм и больше должна иметь обводную линию с запорной арматурой.

Трубопроводы тепловой сети должны иметь тепловую изоляцию. Температура на поверхности изоляции при температуре окружающей среды плюс 25 °С не должна превышать 45 °С. На трубопроводы, которые покрыты изоляцией с оштукатуренной поверхностью, или с коррозионностойкой металлической обшивкой наносятся участки опознавательного зеленого цвета с предохраняющими кольцами желтого цвета. Ширину опознавательных колец необходимо принимать в зависимости от внешнего диаметра трубопроводов с учетом изоляции:

- до 80 мм - 40 мм;
- от 81 до 160 мм - 50 мм;
- от 161 до 300 мм - 70 мм;
- больше 300 мм - 100 мм.

На трубопроводах тепловой сети, на которые распространяются “Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды” должны наноситься наименование магистрали и направление движения рабочей среды. Кроме того, на этих трубопроводах должна быть табличка размером 400x300 мм со следующими данными:

- регистрационный номер;
- разрешенное давление;
- температура воды;
- дата (месяц, год) следующего технического осмотра.

Система трубопроводов тепловой сети обеспечена следующими контрольно–измерительными приборами:

- манометрами на подающих и обратных трубопроводах после основной задвижки;

- тепловыми счетчиками;
- термометрами ртутными.

### 2.5.3. Теплофикационная установка ПРК

Теплофикационная установка ПРК (ТФУ) (состав и размещение оборудования приведены в табл. 2.4, 2.5). Предназначена для приготовления, подогрева и перекачки сетевой воды, служащей для отопления, вентиляции, горячего водоснабжения (пополнение расходов в теплосети в результате использования горячей воды, утечек теплоносителя, заполнения или дренирования участков теплосети при проведении ремонтной работы) потребителей города-спутника, промышленной площадки, других потребителей, а также для собственных нужд.

Установка работает по принципу технической деаэрации сетевой воды с целью удаления из нее коррозионно-активных газов - кислорода, углекислоты. Установка обеспечивает заданное постоянное давление и температуру в обратной сети методом изменения расходов подпиточной воды, постоянное давление и температуру в подающей теплосети в соответствии с температурным графиком.

Давление, созданное в обратном трубопроводе обеспечивает заполнение системы теплоснабжения абсолютного большинства зданий и предотвращает подсос воздуха в отапливаемую систему. Давление выбрано из условия создания напора в обратном трубопроводе в тепловых узлах местной системы, который превышает их геометрическую высоту 5 метров.

#### Устройство и работа системы

На ТФУ ПРК подается артезианская вода с насосной станции II подъема водозаборных сооружений с  $t = 5 \dots 11$  °С, которая прошла подогрев в подогревателе сетевой воды до  $t = + 40$  °С.

Работа ТФУ предусмотрена на паре, который производится котлоагрегатами:

- пар с параметрами  $P_{\text{раб.}} = 13$  кгс/см<sup>2</sup> и  $t = 250$  °С подается в ПСВ-1,2;
- пар после РОУ с параметрами  $P_{\text{раб.}} = 6$  кгс/см<sup>2</sup> и  $t = 190$  °С поступает в Дт/с-3 и ПАВ.

При выводе в резерв котлоагрегатов (ГМ-50-14/250 ст.1-4) на ТФУ ПРК пар поступает из коллектора собственных нужд (КСН) блоков АЭС. Для этого в машинном зале ПРК на паропроводе ( $P = 13$  кгс/см<sup>2</sup>) смонтирована задвижка-байпас Ду-50 главной задвижки Ду-400 с двумя последовательно расположенными электрифицированными задвижками Ду-100.

Пар с параметрами  $P_{\text{раб.}} = 10 \dots 13$  кгс/см<sup>2</sup> и  $t = 170 \dots 200$  °С подается в ПСВ-1,2. Пар после РОУ с параметрами  $P_{\text{раб.}} = 6$  кгс/см<sup>2</sup> и  $t = 160-190$  °С поступает на ПАВ. Подача парф из КСН блоков АЭС в Дт/с-3 не разрешается.

Таблица 2.4 – Состав и размещение оборудования ТФУ установки

Наименование оборудования	Операт. обознач.	Место расположения	Назначение
1. Охладитель подпитки тепловой сети	ОПТС-1 ОПТС-2	машинный зал ПРК отметка 0.00	Подогревает воду, которая подается в деаэратор до 60 °С и частично снижает температуру деаэрированной воды до 75 °С
2. Охладитель выпара	ОВ-3	машинный зал ПРК отметка +7,2	Подогревает воду, которая подается в деаэратор за счет охлаждения выпара
3. Деаэратор тепловой сети	Дт/с3	машинный зал ПРК, деаэраторная площадка, отметка +7,2	Удаляет коррозионно-агрессивные газы (кислород, углекислоту) из воды
4. Бак-аккумулятор тепловой сети	БАТ-1 БАТ-2	территория ПРК, баковое хозяйство	Накапливает, хранит горячую деаэрированную воду для пополнения потерь при водоразборе
5. Насосный агрегат подпитки тепловой сети	НПТС-1 НПТС-2 НПТС-3	машинный зал ПРК отметка 0,00	Подает воду из баков-аккумуляторов в обратную тепловую сеть
6. Сетевой электрический насосный агрегат	СЭН-1 СЭН-2 СЭН-3	машинный зал ПРК, отметка 0.00	Перекачивает сетевую воду из обратной в подающую теплосеть (через или за ПСВ)
7. Подогреватель сетевой воды	ПСВ-1 ПСВ-2	машинный зал ПРК между отметками +5.00 - +7.20	Подогревает сетевую воду паром до температуры в соответствии с температурным графиком
8. Охладитель конденсата подогревателей сетевой воды	ОК ПСВ	машинный зал ПРК между отметками +5.00 - +7.20	Снижает температуру конденсата, который подается в деаэраторы котлов и тепловой сети (Дк/а-1, 2 ; Дт/с-3) или ХЦ

Таблица 2.5 - Техническая характеристика оборудования

Название, количество	Тип	Основные технические данные	
Охладитель подпитки тепловой сети, 2 шт.	800 ТГК - 11- 10	Р рабочее, кгс/см <sup>2</sup> Р пробное, кгс/см <sup>2</sup> t макс. стенок, °С Емкость: - корпуса, м <sup>3</sup> - трубного пространства, м <sup>3</sup>	10 13 250 0,84 0,94
Охладитель выпара, 1 шт.	ОВА-16	Р рабочее, кгс/см <sup>2</sup> : -в трубном пучке -в корпусе Среда: - трубного пучка - корпусу t, °С: - в трубном пучке - в корпусе Поверхность нагрева, м <sup>2</sup> Объем водяного пространства, м <sup>3</sup> Объем парового пространства, м <sup>3</sup>	вода; пар, конденсат; 50...80 104 16,7 0,1 0,16
Деаэратор теплосети 1 шт.	ДА-200М	Q, т/ч Р избыточное, кгс/см <sup>2</sup> Р пробное, кгс/см <sup>2</sup> t деаэрированной воды, °С Массовая доля O <sub>2</sub> , мкг/кг Номинальный удельный расход выпара, кг/т деаэрированной воды Макс. и мин. подогрев воды, °С Диапазон изменения Q, в пределах которого гарантируется стабильная работа и необходимое количество деаэрированной воды, % Содерж. O <sub>2</sub> во входной воде, мг/кг Содерж. свободн. углекислоты Бикарбонат. щелочность, мг-экв/кг Масса деаэраторной колонки, кг Объем деаэраторной колонки, м <sup>3</sup> Полезная емкость деаэраторного бака, м <sup>3</sup>	200± 10 0,2 3,0 +104,2 20 1,2± 0,3 + 64 ±10 30÷120 0,02÷15 0,5÷10 мг/кг; 0,4÷0,7 1265 3,7 50
Бак-аккумулятор тепловой сети, 2 шт.	Вертикаль- ный цилиндри- ческий	Объем, м <sup>3</sup> Высота, h, м. Диаметр, м. t воды, °С	700 8,845 10,0 75

Окончание табл.2.2

Название, количество	Тип	Основные технические данные	
Насосный агрегат подпитки тепловой сети, 3 шт.	К 160/30	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	160
		Напор, Н, м в.с. (кгс/см <sup>2</sup> )	30 (3,0)
		КПД насоса, %	75
		Число оборотов, n, об/мин	1450
		Электродвигатель типа 4АМ180М4 мощностью, кВт	30
Сетевой электрический насосный агрегат, 3 шт.	СЭ-800- 100- 11	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	800
		Напор, Н, м в.с. (МПа)	100 (1)
		КПД насоса, %	80
		Число оборотов, n, об/мин	1500
		t воды, °С	<180
		P макс. МПа	1,15
		Мощность электродвигателя, кВт: СЭН-1 - 320, СЭН-2 - 315, СЭН-3 - 315	
Подогреватель сетевой воды, 2 шт.	ПСВ- 200У	P рабочее, МПа: - в корпусе	1,3
		- в трубной системе	1,6
		P расчетное, МПа: - в корпусе	1,3
		- в трубной системе	1,6
		P пробное, МПа: - в корпусе	2,32
		- в трубной системе	2,15
		Длительность гидравлического испытания 10 мин.	
		t среда в корпусе и в трубной системе: + 5... +40 °С;	
		Максимально допустимая t стенок, °С:	
		- корпуса	<+350
		- трубной системы	<+150
		Среда: -в корпусе	пар;
		- в трубной системе	вода;
		Внутр. объем, м <sup>3</sup> : - корпуса	4,4
		-трубной системы	2,0
Охладитель конденсата подогревателей сетевой воды, 1 шт.	800ТКВ- ИИ- 16-М1	P рабочее, кгс/см <sup>2</sup> :	
		- в корпусе	16
		- в трубной системе	16
		Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	106
		Вес с водой в трубной системе, кг	5000

Чистый конденсат ПСВ-1, 2 отводится:

- в ДРБ, из которого подается в деаэраторные колонки Дк/а-1, 2, Дт/с-3;
- через ОК ПСВ в Дк/а-1, 2, Дт/с-3 или переводится в трубопровод Ду-

## 89 ХОВ ХЦ.

ТФУ ПРК состоит из двух схем, каждая из которых работает независимо:

- схема пополнения расходов горячей воды и поддержания установленных параметров обратной теплосети, в которую входит Дт/с-3, ОВ-3, ОПТС-1,2, БАТ-1,2, НПТС-1,2,3;

- схема поддержания заданных параметров в подающей теплосети (бойлерная установка), в которую входит ПСВ-1,2, ОК ПСВ, СЭН-1, 2, 3.

Первой операцией при подаче артезианской воды на ТФУ является ее нагрев.

Вода с  $t = 5...11$  °С подается в подогреватель артезианской воды (ПАВ), в котором подогревается до  $t = 40$  °С паром и через задвижку подается на ТФУ.

Схемой предусмотрена дополнительная линия подачи воды на ТФУ, которая включает в себя оборудование ХВО. Вода после ПАВ с  $t = 40$  °С поступает на буферные фильтры (БФ-1, 2), дальше в баки декарбонизированной воды (БДВ-1, 2) и насосным агрегатом (НДВ-1, 2, 3) через задвижку поступает на ТФУ.

В подогревателе артезианской воды пар и вода двигаются в противоположных направлениях, в результате чего создается более интенсивный теплообмен, чем при параллельном потоке.

После ПАВ подогретая вода поступает в трубную часть ОПТС-1,2, а в межтрубную - деаэрированная вода с  $t = 104,2$  °С, которая подается с Дт/с-3 в БАТ-1, 2. В охладителе происходит подогрев воды до  $t = 60$  °С. Потом она поступает на деаэрацию и частичное охлаждение деаэрированной воды (до  $t \approx 75$  °С). Затем вода подается в БАТ-1, 2. Принцип работы ОПТС аналогичен ПАВ.

Следующей операцией перед деаэрацией артезианской воды является ее подогрев в охладителе выпара (ОВ-3). Вода поступает в трубную часть ОВ-3, а в межтрубную - выпар из деаэрационной колонки Дт/с-3. Подогретая до  $t = 65$  °С вода поступает в деаэрационную колонку ДА-200М (Дт/с-3).

Кроме артезианской воды в деаэрационную колонку Дт/с-3 поступают такие потоки:

- конденсат ПСВ, ОК ПСВ;
- конденсат ДРБ;
- пар из РНП (расширителя непрерывной продувки);
- пар после РОУ (расход пара –  $15...25$  кг/т деаэрированной воды).

В схеме ТФУ используются термические деаэратеры атмосферного типа серии ДА, которые состоят из деаэрационной колонки, установленной на деаэрационном баке.

Пройдя процесс деаэрации, вода с  $t = 104$  °С поступает в охладитель подпитки тепловой сети (ОПТС-1,2), где охлаждается до  $t = 75$  °С и подается в бак-аккумулятор тепловой сети (БАТ-1, 2). Потом деаэрированная вода насосными агрегатами подпитки тепловой сети (НПТС -1, 2, 3) подается в обратную теплосеть.



Схемой предусмотрена подача деаэрированной воды из БАТ-1, 2 и в подающую сеть на период подготовки оборудования ТФУ (ПСВ, СЭН) к осенне-зимнему периоду. При этом закрывается задвижка на линии подачи воды в обратную тепловую сеть.

Для подпитки обратной тепловой сети установлены насосные агрегаты подпитки тепловой сети (НПТС-1, 2, 3) типа К 160/30.

Электронасосный агрегат состоит из насоса и электродвигателя, которые установлены на общей фундаментной плите. Вращение к ротору насоса передается от электродвигателя через муфту, огражденную щитком. Агрегат состоит из приводной и проточной части. Приводная часть представляет собой кронштейн, в котором на подшипниках установлен вал насоса.

Проточная часть состоит из спирального корпуса, рабочего колеса, насаженного на конец вала и всасывающего патрубка.

Рабочее колесо выполнено из двух дисков, которые соединены между собой лопатками.

Из обратной тепловой сети вода через фильтр-сетку поступает на всасывание сетевых электрических насосных агрегатов (СЭН-1, 2, 3) с  $P=0,5-2,0$  кгс/см<sup>2</sup> и  $t=50...90$  °С. Сетевой электрический насос - центробежный, горизонтальный, спирального типа, двухступенчатый с рабочими колесами двустороннего входа. Корпус насоса - литой чугунный с полуспиральными подводами и спиральными отводами. Всасывающий и напорный патрубки насоса расположены в нижней части корпуса горизонтально и направлены в противоположные стороны перпендикулярно к оси вращения. В верхней части корпуса насоса есть отверстие для выпуска воздуха. Ротор представляет собой самостоятельную сборную единицу. Рабочие колеса - литые, чугунные, двустороннего входа. Опорой ротора служат подшипники качения. Смазка подшипников - кольцевая. Контроль уровня масла в камере подшипников осуществляется с помощью указателя уровня. Холодная вода, которая подается к сальнику, распределяется на два потока. Один поток подается на сальник снаружи и поступает в сливной трубопровод, другой поток через отверстие в буксе сальника подается к набивке. Насос и электродвигатель соединены между собой упругой муфтой.

Сетевым электронасосным агрегатом вода с  $P$  до  $7,0$  кгс/см<sup>2</sup> подается через охладитель конденсата подогревателей сетевой воды (ОК ПСВ) в подогреватели сетевой воды (ПСВ-1, 2).

Максимальная тепловая мощность одного подогревателя сетевой воды -  $48$  Гкал/ч, а всей установки -  $96$  Гкал/ч. ПСВ представляет собой цилиндрический сосуд сварной конструкции. В подогревателе сетевая вода движется по трубкам, а пар через патрубок в верхней части корпуса поступает в межтрубную часть, в которой установлены сегментные направляющие перегородки.

Конденсат греющего пара подается в нижнюю часть корпуса подогревателя и отводится непосредственно в дренажный бак или через

охладитель конденсата - в Дт/с-3, Дк-1,2, или переводится в трубопровод ХОВ ХЦ.

Регулирующий клапан, установленный после ОК ПСВ, поддерживает уровень конденсата в корпусе ПСВ и ОК ПСВ, выпускает избыток конденсата в дренажную систему и предотвращает выход пара из корпуса ПСВ. Несконденсированные газы (воздух) отводятся через штуцер на корпусе аппарата.

После ПСВ-1,2 вода с параметрами в соответствии с «Режимной картой работы ТФУ) энергоблоков АЭС и ТФУ ПРК в отапливаемый период» подается в подающую тепловую сеть.

Для регулирования температуры в подающей тепловой сети в схеме предусмотрена обводная линия подачи воды от СЭН за ПСВ с регулятором температуры.

#### 2.5.4. Деаэрационные питательные установки ПРК

Деаэрационные установки ПРК (состав и размещение оборудования установки приведен в табл. 2.6) предназначены для удаления коррозионно-агрессивных газов (кислорода и свободной углекислоты) из воды для подпитки системы тепло- и горячего водоснабжения и питания паровых котлоагрегатов.

Таблица 2.6 – Состав и размещение оборудования деаэрационных питательных установок

Название оборудования	Оперативное название	Место установки
1. Деаэрактор питания котлов	Дк-1 Дк-2	машинный зал котельной, отм. +7.20
2. Охладитель выпара деаэрактора подпитки котлов	ОВ-1 ОВ-2	машинный зал котельной, отм. +7.20
3. Питательный электро-насосный агрегат	ПЭН-1 ПЭН-2 ПЭН-3 ПЭН-4	машинный зал котельной отм. 0.00
4. Деаэрактор подпитки тепловой сети	Дт/с-3	машинный зал котельной отм. +7.20
5. Охладитель выпара деаэрактора подпитки тепловой сети	ОВ-3	машинный зал котельной отм. +7.20

Деаэрация воды, которая предназначена для питания котлоагрегатов и подпитки теплосети, является основным методом борьбы с коррозией внутренней поверхности трубопроводов теплосети и котлоагрегатов.

Деаэрационное оборудование ПРК входит в состав двух установок:

- деаэрационной установки питания котлоагрегатов;
- деаэрационной установки подпитки тепловой сети.

В состав деаэрационной установки питания котлоагрегатов входит:

- деаэрационный бак (Дк-1, Дк-2) - 2 шт.;
- деаэрационные колонки (ДА-1, ДА-2) - 2 шт.;
- охладители выпара (ОВ-1, ОВ-2) - 2 шт.;
- питательные электронасосные агрегаты (ПЭН-1, 2, 3, 4) - 4 шт.;
- трубопроводы обвязки с арматурой.

В состав деаэрационной установки подпитки тепловой сети входит:

- деаэрационный бак (Дт/с-3);
- деаэрационная колонка (ДА-3);
- охладитель выпара (ОВ-3);
- трубопроводы обвязки с арматурой.

Технические характеристики оборудования приведены в табл.2.7.

Работа деаэрационной установки питания котлов предусмотрена на воде, которая предварительно прошла процесс декарбонизации в баках-декарбонизаторах и химводоочистку на ХВО ПРК или ХВО блоков АЭС. Кроме химочищенной воды в деаэрационную колонку (ДА-1,2) поступают такие потоки:

Таблица 2.7 - Технические характеристики оборудования деаэрационных питательных установок

Обозн.	Название	Тип	Основные технические данные
Дк-1 Дк-2	Деаэрационный бак котлов с деаэрационной колонкой ДА-200М	Термический атмосферного давления, серии ДА	- Производительность, т/ч - 200±10; - Абсолютное давление, МПа - 0,12; - Темпер. деаэрированной воды, °С - 104,2; - Давление гидроиспытания, МПа - 0,3; - Остаточная доля кислорода, мкг/кг - <20; - Номинальный удельный расход выпара, кг/т деаэрированной воды - 1,2±0,3; - Макс. подогрев воды, °С 64 ±10;
Дт/с-3	Деаэрационная теплосеть с деаэрационной колонкой ДА-200М		- Диапазон производительности, в пределах которого гарантируется стабильная работа и необходимое количество деаэрированной воды, % - 30...120; -Содержание кислорода во входной воде, мг/кг - 0,02...15; -Содерж. свободной углекисл., мг/кг - 0,5...10; -Бикарбонатная щелочн., мг-экв/кг, - 0,4...0,7; -Масса деаэр. колонки не более, кг - 1265; -Объем деаэрат. колонки не более, м <sup>3</sup> - 3,7; -Полезная емкость деаэрационного бака, м <sup>3</sup> -50

Обозн.	Название	Тип	Основные технические данные
ОВ-1 ОВ-2 ОВ-3	Охлади- тель выпара	ОВА-16	-Рабочее давление, МПа: трубный пучок - 0,4; корпус - 0,02; -Среда: трубный пучок - вода; корпус - пар, конденсат; -Температура, °С: трубный пучок - 50...80; корпус - 104; -Давление гидроиспытания, изб., кгс/см <sup>2</sup> : трубный пучок - 6,0; корпус - 6,0; -Поверхность нагрева, м <sup>2</sup> - 16,7; -Объем водяного пространства, м <sup>3</sup> - 0,1; -Объем парового пространства, м <sup>3</sup> - 0,16
ПЭН-1,2	Питатель ный электро- насос- ный агрегат	ЦНГС 60--231	-Производительность, м <sup>3</sup> /ч - 60; -Напор, м в.с. - 231; -Скорость вращения ротора, об./мин - 2950; -Число ступеней, п - 6; -Электродвигатель - А2-82-2; -Мощность электродвигателя, (N) кВт - 75
ПЭН-3,4	Питатель ный электро- насос- ный агрег ат	ЦНГС 60-264- 18	-Производительность, м <sup>3</sup> /год - 60; -Напор,(Н) м в.с. - 231; -Скорость вращения ротора, об/мин - 2950; -Число ступеней, п - 6; -Электродвигатель - А2-82-2; -Мощность электродвигателя, (N) кВт - 75

- конденсат из калориферов котлов;
- конденсат подогревателей сетевой воды (ПСВ-1,2);
- конденсат подогревателя артезианской воды (ПАВ);
- конденсат расширителя непрерывной продувки (РНП);
- конденсат дренажного бака (ДРБК).

Пар в деаэрационную колонку (ДА-1,2) и деаэрационный бак поступает по паропроводу после РОУ. Пройдя процесс деаэрации в Дк-1,2, деаэрированная вода насосными агрегатами питания котлов (ПЭН-1...4) через водяные экономайзеры (ВЭ-1...4) подается на котлы.

В схеме деаэрационной установки используется термический деаэрактор атмосферного типа серии ДА, который состоит из деаэрационной колонки, установленной на деаэрационном баке.

Корпус деаэратора изготовлен из углеродной стали, а все внутренние элементы - из нержавеющей стали.

В деаэраторе использована двухступенчатая система дегазации:

I-ая ступень - струйная;

II-ая ступень - барботажная.

При этом обе ступени расположены в деаэрационной колонке.

Потоки воды, которые подлежат деаэрации, подаются в колонку через штуцер на верхнюю перфорированную тарелку, из которой вода стекает струей на расположенную ниже перепускную тарелку, а из нее узкой струей сливается на начальный участок барботажного листа. Вода проходит по барботажному листу слоем, ограниченным переливным порогом. Потом сливается под уровень воды в бак, из которого после отстаивания отводится.

В деаэраторе предусмотрено две линии подвода пара. Через одну (основную) пар поступает в бак деаэратора, вентилирует паровой объем бака и попадает под барботажный лист. Пройдя через отверстия барботажного листа, площадь которого выбрана с таким расчетом, чтобы исключить провал воды при минимальной тепловой нагрузке деаэратора, вода проходит интенсивную обработку пузырьками пара.

При увеличении тепловой нагрузки срабатывает гидрозатвор пароперепускного устройства, через который избыточный пар перепускается в обход барботажного листа в струйный отсек. Часть пара подается перфорированной трубой в деаэрационную колонку на дополнительное барботажное устройство, после которого он подается также в струйный отсек. Парогазовая смесь (выпар) отводится из деаэратора через штуцер.

В струях происходит подогрев воды до температуры, близкой к температуре насыщения, удаления основной массы газов, и конденсация большого количества пара, который подается в деаэрацию. Частичное удаление газов из воды в виде мелких пузырьков происходит на тарелке.

На барботажном листе происходит догрев воды до температуры насыщения с незначительной конденсацией пара и удалением газов. Процесс дегазации заканчивается в деаэрационной баке, где происходит за счет отстоя удаление из воды мелких пузырьков газа.

Парогазовая смесь через штуцер выпара на колонке направляется в охладитель выпара. Конденсат из охладителя выпара подается в дренажный бак, а оттуда опять в деаэрацию. Деаэрационные подпитки котлоагрегатов могут работать как в индивидуальном, так и в параллельном, режимах.

Для перекачки деаэрированной воды из деаэратора в водяной экономайзер используются питательные электронасосные агрегаты (ПЭН), каждый из которых рассчитан на подачу необходимого количества воды на котлоагрегат при его полной нагрузке.

Механическая энергия вращения ротора передается воде через лопатки рабочих колес. Повышение давления воды имеет место после каждого рабочего колеса. В результате напор подпиточной воды в напорном патрубке насосного агрегата достигает 231 м в. с.

Работа деаэрационной установки подпитки тепловой сети предусмотрена

на артезианской воде, декарбонизированной воде, конденсате, после ПСВ, ОК ПСВ, ДРБК. Артезианская вода, пройдя подогрев в подогревателе артезианской воды (ПАВ), охладитель подпитки тепловой сети (ОПТС) и охладителе выпара (ОВ-3), с  $t=60$  °С поступает в деаэрационную колонку ДА-3.

Декарбонизированная вода по трубопроводу Ду-250 поступает в охладитель подпитки тепловой сети (ОПТС), охладитель выпара (ОВ-3) и поступает в деаэрационную колонку ДА-3.

Конденсат поступает непосредственно в деаэрационную колонку ДА-3.

Пар, пройдя РОУ, с параметрами  $P=6$  атм и  $t=160$  °С подается в деаэрационную колонку (ДА-3) и деаэрационный бак (Дт/с-3).

Работа деаэратора тепловой сети (Дт/с-3) аналогична деаэратору питания котлоагрегатов.

Пройдя процесс деаэрации, вода с  $t=104,2$  °С поступает в охладитель подпитки тепловой сети, где охлаждается до  $t=75$  °С и дальше поступает в баки-аккумуляторы.

### **2.5.5. Центральный теплораспределительный пункт (ЦТРП)**

Устройство и работу ЦТРП рассмотрим на примере ЮУАЭС.

ЦТРП является узлом управления присоединенных к тепловой сети систем теплоснабжения и служит для учета, регулирования и распределения теплоты по отдельным системам теплоснабжения.

Основной задачей персонала при эксплуатации ЦТРП является надзор за техническим состоянием оборудования и регулирование гидравлического и температурного режимов теплоснабжения потребителей в соответствии с режимной картой с целью обеспечения надежной и безопасной работы тепловых сетей и рационального использования теплоносителя.

Гидравлические и тепловые режимы работы теплосетей ОП ЮУ АЭС разрабатываются для каждого отопительного сезона в зависимости от величины подключаемой тепловой нагрузки.

Режим работы теплосетей ОП ЮУ АЭС включает в себя разделы летнего и отопительного сезона и оформляется отдельным документом.

На магистральных трубопроводах нанесено: - номер магистрали (римскими цифрами), белым цветом; - температура рабочей среды, белым цветом; - предупреждающее цветное кольцо желтым цветом; - участок опознавательной окраски зеленым цветом; - стрелка, указывающая направление движения рабочей среды черным цветом.

На ответвлениях от магистральных трубопроводов нанесено: - номер магистрали (римскими цифрами) белым цветом; - температура рабочей среды белым цветом; - номер ответвления (арабскими цифрами) белым цветом; - стрелка, указывающая направление движения среды черным цветом.

#### **Краткая характеристика оборудования**

В состав оборудования ЦТРП входят основные и резервные коллектора

прямых и обратных теплосетей с присоединёнными к ним магистральными трубопроводами источников теплоснабжения и тепловых потребителей. На магистральных тепловых сетях источников теплоснабжения в помещении ЦТРП установлена запорная и дренажная арматура, на магистральных тепловых сетях потребителей – запорная, дренажная арматура и регулирующие клапаны. Все трубопроводы имеют в верхних точках воздушники, а в нижних и застойных зонах - дренажи диаметром 50 мм, кроме трубопроводов теплофикационной установки (ТФУ) блока № 3, имеющим дренажи диаметром 100 мм.

Согласно НП 306.1.02/1.034-2000 оборудование классифицируется как система нормальной эксплуатации 4Н, не влияющая на безопасность АЭС.

В помещении ЦТРП установлены основной напорный и обратный коллекторы диаметром 820 мм × 10 мм с присоединёнными магистральными напорными трубопроводами источников теплоснабжения и потребителей.

К основному напорному коллектору присоединены напорные трубопроводы от ТФУ теплоснабжения:

- напорный трубопровод от ТФУ блока №1 диаметром 530 мм × 8 мм с электрифицированной задвижкой диаметром 500 мм;

- напорный трубопровод от ТФУ блока №2 диаметром 530 мм × 8 мм с электрифицированной задвижкой диаметром 500 мм;

- напорный трубопровод от ТФУ блока № 3 диаметром 820 мм × 10 мм с электрифицированной задвижкой диаметром 800 мм и байпасом обозначением диаметром 100 мм × 5 мм;

- напорный трубопровод от ТФУ ПРК диаметром 426 мм × 9 мм с электрифицированной задвижкой обозначением диаметром 400 мм.

От основного напорного коллектора отходят магистральные напорные трубопроводы участков теплоснабжения:

- напорный трубопровод на ПСХ диаметром 426 мм × 9 мм с электрифицированной задвижкой диаметром 500 мм и регулирующим клапаном РК-1 диаметром 500 мм;

- напорный трубопровод на базу ОРСа диаметром 426 мм × 9 мм с электрифицированной задвижкой диаметром 500 мм и регулирующим клапаном РК-1 диаметром 500 мм (в настоящее время отключен от коллектора и выведен из эксплуатации в резерв);

- напорный трубопровод на Промплощадку II диаметром 273 мм × 8 мм с электрифицированной задвижкой диаметром 250 мм и регулирующим клапаном РК-1 диаметром 250 мм;

- напорный трубопровод на управление строительства диаметром 325 мм × 8 мм с задвижкой диаметром 300 мм и регулирующим клапаном РК-1 диаметром 300 мм;

- напорный трубопровод на Гидрокомплекс диаметром 426 мм × 9 мм с электрифицированной задвижкой диаметром 400 мм и регулирующим клапаном РК-1 диаметром 500 мм;

- напорный трубопровод на город Южноукраинск диаметром 820 мм × 10 мм с электрифицированной задвижкой диаметром 600 мм и регулирующим клапаном РК-1 диаметром 700 мм;

- напорный трубопровод на Промплощадку I диаметром 426 мм × 9 мм с электрифицированной задвижкой диаметром 400 мм и регулирующим клапаном РК-1 диаметром 500 мм.

Аналогично к основному обратному коллектору присоединены трубопроводы обратной сетевой воды от тех же участков теплоснабжения.

От основного обратного коллектора отходят трубопроводы обратной сетевой воды к ТФУ теплоснабжения:

- обратный трубопровод к ТФУ блока № 1 диаметром 530 мм × 8 мм с электрифицированной задвижкой диаметром 500 мм;

- обратный трубопровод к ТФУ блока № 2 диаметром 530 мм × 8 мм с электрифицированной задвижкой диаметром 500 мм;

- обратный трубопровод к ТФУ блока № 3 диаметром 820 мм × 10 мм с электрифицированной задвижкой диаметром 800 мм и байпасом обозначением Б-2 диаметром 100 мм × 5 мм;

- обратный трубопровод к ТФУ ПРК диаметром 426 мм × 9 мм с электрифицированной задвижкой диаметром 400 мм.

Резервные напорный и обратный коллекторы диаметром 530 мм × 28 мм располагаются на открытой площадке, имеют дренажи диаметром 100 мм. Резервные коллектора соединены трубопроводом диаметром 159 мм × 6 мм с установленными двумя задвижками диаметром 150 мм. Этот трубопровод используется при проведении гидравлических испытаний.

К резервному напорному коллектору подключены следующие трубопроводы:

- напорный трубопровод от ТФУ блока № 1 диаметром 426 мм × 9 мм с задвижкой диаметром 400 мм;

- напорный трубопровод от ТФУ блока № 2 диаметром 426 мм × 9 мм с задвижкой диаметром 400 мм;

- напорный трубопровод от ТФУ блока № 3 диаметром 426 мм × 9 мм с задвижкой диаметром 400 мм;

- напорный трубопровод от ТФУ ПРК диаметром 426 мм × 9 мм с задвижкой диаметром 400 мм;

- напорный трубопровод на город Южноукраинск диаметром 426 мм × 9 мм с задвижкой диаметром 400 мм;

- напорный трубопровод на Промплощадку I диаметром 325 мм × 9 мм с задвижкой диаметром 300 мм;

- напорный трубопровод на Промплощадку II диаметром 159 мм × 5 мм с задвижкой диаметром 150 мм;

- напорный трубопровод на ПСХ диаметром 325 мм × 8 мм с задвижкой диаметром 400 мм;



- напорный трубопровод на Гидрокомплекс диаметром 325 мм × 8 мм с задвижкой обозначением П-8 диаметром 300 мм.

К резервному обратному коллектору подключены обратные трубопроводы к тем же источникам тех же размеров.

Давление в напорных трубопроводах тепловых сетей, выходящих из коллектора прямой сетевой воды, регулируется с помощью регулирующих клапанов РК-1, управляемых реле давления РД-3М. Регуляторами давления РК-1, установленными на обратных трубопроводах обеспечивается необходимый подпор давления, с учетом рельефа.

Регулятор РД-3М состоит из следующих основных узлов:

- камеры импульсной;
- управляющего клапана;
- узла настройки.

В импульсную камеру входит камера, внутри которой размещаются три сильфона (чувствительный, разделительный, обратной связи) жестко связанные между собой.

К импульсной камере крепятся управляющий клапан и узел настройки. Узел настройки состоит из стакана, сальника, настроечного винта, соединенного с чувствительным элементом импульсной камеры через настроечную пружину. Регулируемая и регулирующая среды подводятся к регулятору с помощью импульсных трубок, которые соединяются со штуцерами.

В нижней части основания импульсной камеры установлен управляющий клапан, который состоит из двух корпусов, клапана, вставки, втулки, головки с пружинкой, кольца.

В нижней части управляющего клапана крепится с помощью резьбовой втулки – фильтр-сетка с дросселем постоянного сечения.

Принцип действия регулятора основан на преобразовании механических перемещений чувствительного элемента в соответствующее изменение командного (управляющего) давления рабочего агента. Эти перемещения возникают от нарушений равновесия между усилием настроечной пружины и усилием чувствительного элемента при отклонениях регулируемого параметра от заданного значения.

Регулятор РД-3М устанавливается в вертикальном положении, настроечной пружинкой вверх, вблизи от исполнительного устройства (регулирующего клапана) с учетом удобства обслуживания и наименьшей длины соединительных линий.

В точке отбора импульсов на трубопроводах регулирования, а также в точках забора и возврата рабочей среды, установлены запорные вентили.

#### **Порядок подготовки к пуску, пуска и останова**

Все трубопроводы теплосети, основные и резервные коллекторы ЦТРП независимо от того, находятся они в эксплуатации или в резерве, должны быть заполнены деаэрированной водой. Опорожнение трубопроводов, коллекторов

производится только на время ремонта. По окончании ремонта, трубопроводы, коллектора после опрессовки и промывки должны быть незамедлительно заполнены сетевой деаэрированной водой.

Независимо от источников теплоснабжения трубопроводы тепловых сетей следует заполнять водой с температурой не выше 70 °С. Заполнение теплосети водой, температура которой превышает 70 °С не допускается.

#### **Подготовка к пуску, заполнение трубопроводов**

Производится осмотр оборудования, трубопроводов, арматуры, КИП, средств управления, проверяется наличие актов об окончании ремонта и приемки оборудования из ремонта (если такой производился). Получается разрешение на ввод оборудования системы в работу.

При осмотре системы следует обратить внимание на:

- подключение силовых и контрольных кабелей к электроприводам арматуры;
- подключение заземления к электродвигателям электроприводов арматуры;
- наличие защитных кожухов на электродвигателях электроприводов арматуры;
- полноту крепежа фланцевых соединений арматуры и трубопроводов;
- отсутствие видимых дефектов, уплотнение всех фланцевых разъемов, трубопроводов, визуально проконтролировать подключение кабелей к термопарам и дифманометрам;
- состояние сальниковых уплотнений арматуры;
- наличие маховиков на дренажной арматуре и на вентиллях импульсных линий;
- целостность тепловой изоляции.

Заполнение трубопроводов, их промывка, дезинфекция, включение циркуляции и другие операции по пуску водяных тепловых сетей, а также любые испытания сети и ее отдельных элементов и конструкций должны выполняться под руководством ответственного руководителя согласно поданной и согласованной заявке.

Заполнение трубопроводов следует производить под давлением, не превышающим статического давления заполняемой части теплосети более чем на 0,2 МПа. Скорость заполнения теплосети должна соответствовать производительности источника подпитки.

Перед закрытием или открытием задвижки с электроприводом необходимо убедиться:

- в свободном перемещении штока при расцепленном электродвигателе, для чего переводится переключатель на электроприводе в положение "РУЧНОЕ";
- в правильном направлении вращения расцепленного электродвигателя при нажатии соответствующих пусковых кнопок;
- в остановке электродвигателя при нажатии кнопки "СТОП".

Начало заполнения трубопроводов теплосети следует производить через обратный трубопровод в следующем порядке:

- на заполняемом участке теплопровода закрывают все дренажные устройства и задвижки на перемычках между подающим и обратным трубопроводами, отключают все ответвления, открывают воздушники;

- на обратном трубопроводе заполняемого участка открывается задвижка, производится наполнение трубопровода. На все время заполнения степень открытия задвижек устанавливается и изменяется только по указанию и с разрешения начальника смены ЦТПК;

- по мере заполнения трубопроводов теплосети и прекращения вытеснения воздуха воздушники закрывают;

- по окончании заполнения обратной магистрали открывают задвижку на концевой перемычке между подающим и обратным трубопроводами и начинают заполнение водой подающей магистрали в таком же порядке, как и обратной;

- наполнение трубопровода считается законченным, когда выход воздуха из всех воздушных кранов прекратится, и все воздушники будут закрыты. Окончание заполнения характеризуется повышением давления в коллекторе теплосети до давления в подпиточном трубопроводе;

- после окончания заполнения трубопроводов необходимо в течение двух-трех часов несколько раз открывать воздушники, чтобы убедиться в окончательном удалении воздуха. Подпиточные насосы должны быть в работе для поддержания статического давления заполненной сети.

Все ответвления от основного коллектора теплосети следует заполнять после заполнения водой магистральных трубопроводов.

Установленные на теплопроводах регулирующие клапаны на период заполнения должны быть вручную открыты и отключены от измерительно-управляющих устройств.

### **Пуск оборудования**

Пуск в работу магистральных теплопроводов после длительного нахождения в резерве, после проведения ремонта желательно производить в дневное время. Пуск в работу и установление циркуляционного режима в магистральных теплопроводах следует осуществлять через концевые перемычки при открытых секционных задвижках и отключенных ответвлениях систем потребителей, в следующем порядке:

- закрыть регулирующий клапан РК-1 на подающей магистрали;

- медленно открывать секционную задвижку на обратном трубопроводе, следя по манометрам, чтобы колебания не превышали допустимые значения;

- медленно открыть задвижку на подающем трубопроводе, контролировать по манометрам давление в напорном трубопроводе за регулятором;

- с помощью регулятора давления РК-1 установить расчетный гидравлический режим, после установления расчетного режима следует

настроить регуляторы РД-3М на автоматическое поддержание гидравлического режима, согласно временной режимной карте для данного участка теплосети.

**Останов теплосети** производится в следующем порядке:

- закрыть головную секционную задвижку отключаемого участка на подающем трубопроводе;
- закрыть головную секционную задвижку на обратном трубопроводе;
- отключить ответвления теплосети отключаемого участка к потребителям;
- при необходимости опорожнения трубопроводов - открыть дренажную арматуру;
- сделать соответствующую запись в оперативном журнале и доложить о выполнении.

Порядок работы во время нормальной эксплуатации

Сетевая вода от ТФУ блоков № 1, 2, 3 и ПРК поступает в основной напорный коллектор ЦТРП, откуда с заданными расходами и давлением, в зависимости от температуры наружного воздуха и в соответствии с режимной картой, распределяется по магистральным напорным трубопроводам потребителей. Сетевая вода от потребителей возвращается в основной обратный коллектор, откуда подаётся на ТФУ блоков № 1, 2, 3 и ПРК для подогрева. Резервные коллекторы используются во время проведения ремонтных работ на основных коллекторах, а также при работе в летний сезон. Расход сетевой воды к потребителям и от них, температура, давление регистрируются приборами учета. Количество тепловой энергии, отпущенной потребителям, определяется расчетным методом.

В процессе эксплуатации ЦТРП необходимо:

- следить за исправным состоянием оборудования и тепловой изоляции;
- наблюдать за работой запорной и регулирующей арматуры, дренажей и воздушников, опор трубопроводов и контрольно-измерительных приборов;
- фиксировать параметры работы теплосетей;
- своевременно выявлять дефекты и нарушения в работе оборудования;
- поддерживать расчетные режимы теплоснабжения потребителей;
- производить необходимые переключения;
- устранять потери теплоносителя через сальниковые уплотнения.

Отклонения от заданного режима не должны превышать:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть, 2 °С;
- по давлению в подающем трубопроводе 5 %;
- по давлению в обратном трубопроводе 0,02 МПа.

Среднесуточная температура обратной воды из тепловой сети не должна превышать заданной более чем на 2 °С. Понижение температуры обратной воды против графика не лимитируется.

В процессе установившегося режима работы теплосети следует контролировать параметры (расход, давление, температуру) по приборам с

записью параметров в журнал установленного образца. Причины всех изменений в работе теплосети, отклонений параметров от заданных значений должны расследоваться.

На ЦТТП установлены КИП, фиксирующие температуру, давление и расход сетевой воды. Для контроля над показаниями температуры на напорных и обратных трубопроводах тепловых сетей к потребителям имеются гильзы для установки ртутных термометров. Гильзы для термометров должны быть чистыми и заполнены машинным маслом до уровня, обеспечивающего полное скрытие ртутного баллончика термометра.

На всех трубопроводах как прямой, так и обратной тепловой сети установлены показывающие и регистрирующие манометры.

### **Техническое обслуживание оборудования во время нормальной эксплуатации**

Для сохранения плотности запорной арматуры в процессе длительной эксплуатации, все задвижки и вентили, установленные на ЦТТП, должны быть полностью открыты или закрыты. Регулирование расхода теплоносителя секционными задвижками не допускается.

Для обеспечения свободного открытия и закрытия запорной арматуры необходимо периодически смазывать штоки. Для устранения течей через уплотнения необходимо периодически подтягивать сальниковые уплотнения. Резьба болтов на сальниковых уплотнениях должна быть смазана маслом или графитом.

При несоответствии заданного давления давлению после регулирующего клапана РК-1 производится наладку регулятора РД-3М. Наладку регулятора РД-3М производят следующим образом:

- постепенно открывая напорную задвижку регулируемого участка теплосети, установить в подающей магистрали давление, соответствующее режиму работы данного участка;

- на регуляторе РД-3М полностью отпустить регулировочную пружину;

- подать рабочую среду на регулятор РД-3М из соответствующего обратного трубопровода. При этом командное (импульсное) давление на РД-3М не подается. В этом положении вся рабочая среда должна сливаться через дренажный патрубок РД-3М, (для визуального контроля сливную линию отсоединить от регулятора РД-3М);

- открыть вентиль импульсного давления на РД-3М; так как настроечная пружина отпущена, то давление настройки меньше давления после регулирующего клапана. Следовательно, слив рабочей среды прекратится, на мембране регулирующего клапана появится давление;

- вращая маховик настроечной пружины по часовой стрелке (если смотреть сверху), увеличить значение регулируемого параметра до появления слива рабочей среды из РД-3М, который будет означать, что значение давления настройки равно величине давления за регулирующим клапаном;

- медленно открыть напорную задвижку на подающей магистрали. При

этом, давление за регулирующим клапаном не должно измениться, что будет указывать на правильность настройки регулятора давления;

- при увеличении давления за регулирующим клапаном, скорректировать величину настройки регулятора давления РД-3М. Контроль над изменением давления ведется по манометру соответствующего участка теплосети.

### **Порядок обслуживания оборудования в аварийных режимах**

Аварийные режимы работы теплосети возникают вследствие появления свищей в трубопроводах или их разрушения, выхода из строя средств измерительной техники вследствие обесточивания панелей КИПиА, из-за останова сетевых насосов и по причине несогласованных действий оперативного персонала.

О возникновении аварийной ситуации может свидетельствовать:

- увеличение объема подпитки теплосети более нормативного, составляющего 83 т/ч;

- большая разница в показаниях приборов расхода теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах;

- изменение давления в напорных трубопроводах на  $\pm 0,5$  кгс/см<sup>2</sup> от нормы, установленной по режимной карте;

- снижение давления в обратном трубопроводе ниже 0,5 кгс/см<sup>2</sup> и увеличение выше 3,0 кгс/см<sup>2</sup> (кроме ПСХ и ПП-2).

При повреждениях, вызывающих резкое изменение гидравлического режима источника теплоты (снижение давления в подающем и обратном коллекторах, угрожающее нарушением теплоснабжения всего района, увеличение подпитки до значения, превышающего производительность подпиточных устройств, значительное превышение расхода сетевой воды в поврежденной тепломагистрале) следует отключить аварийную магистраль.

При возникновении аварийной ситуации следует немедленно принять меры по локализации аварийной ситуации (снизить давление, отключить аварийный участок и т.п.).

Для опорожнения на аварийном участке закрывают головные задвижки: сначала - напорную, а затем - обратную. После этого начинают опорожнение.

Проверить параметры работы теплосети на других участках и откорректировать их, согласно режимной карте.

После ликвидации аварии снова заполняют теплосети и включают участок в режим циркуляции. Параметры теплосети регулируются согласно режимной карте.

### **Случаи немедленного останова оборудования**

При эксплуатации оборудования ЦТРП могут возникнуть ситуации, при которых необходимо немедленно остановить оборудование:

- при резком повышении давления на участке теплосети выше допустимого значения по временной режимной карте;

- при резком падении давления в трубопроводах участка теплосети;

- при разрыве магистрального трубопровода;

- при возникновении пожара в помещении ЦТРП, угрожающего оборудованию или жизни людей.

В случаях резкого повышения или падения давления, разрыве трубопровода, необходимо немедленно закрыть подающую и обратную задвижки на аварийном участке теплосети.

При пожаре на оборудовании в здании ЦТРП, угрожающем безопасности людей и оборудованию следует сообщить о пожаре по телефону в пожарную часть, руководству, закрыть задвижки на напорных и обратных трубопроводах, отключить вентиляционные системы, приступить к тушению пожара первичными средствами пожаротушения.

#### **Порядок допуска к осмотру, ремонту и испытаниям оборудования**

Ремонт трубопроводов, арматуры теплосетей выполняется по нарядам. Наряд есть письменное распоряжение на работу, определяющее место, время и условия производства работы, необходимые меры безопасности, состав бригады и лиц, ответственных за безопасность работ. Работы, не указанные в перечне работ, выполняемых по нарядам и не требующие подготовки рабочего места, выполняются по распоряжению.

После получения наряда обслуживающий персонал должен в строгой последовательности выполнять указанные в наряде мероприятия по подготовке рабочего места и меры безопасности, необходимые для производства работы. Ремонт оборудования должен производиться после снижения давления в трубопроводах и их опорожнения. Задвижки должны быть закрыты на замок и на них вывешены плакаты "НЕ ОТКРЫВАТЬ. РАБОТАЮТ ЛЮДИ". На приводах электрифицированной арматуры должны быть разобраны электросхемы, на автоматах и ключах управления должны быть установлены плакаты " НЕ ВКЛЮЧАТЬ. РАБОТАЮТ ЛЮДИ".

После окончания подготовки рабочего места допускающий (начальник смены цеха ТПК) совместно с ответственным руководителем работ проверяет выполнение необходимых мероприятий по подготовке рабочих мест, указанных в наряде, их достаточность и расписываются в соответствующих графах наряда.

Допускающий инструктирует ответственного руководителя и производителя работ, указывает, какое оборудование ремонтируемой схемы оставляет под давлением и напряжением и производит допуск к работе ответственного руководителя работ. При этом он обязан проверить у них наличие и срок действия удостоверений о проверке знаний правил охраны труда.

Допуск к работе оформляется подписями допускающего ответственного руководителя и производителя работ в соответствующих графах наряда.

Проверку наличия у членов бригады удостоверений о знании правил охраны труда, общий устный инструктаж и допуск к работе производит руководитель работ. Производитель работ осуществляет допуск к работе и инструктаж каждого члена бригады на его рабочем месте.

Если при получении наряда у дежурного персонала или производителя работ возникает какое-либо сомнение, они обязаны потребовать разъяснения у ответственного руководителя или лица, выдающего наряд. По неправильно оформленному наряду допуск к работе запрещается.

После полного окончания работы рабочее место тщательно убирается бригадой, после чего производитель работ выводит бригаду, расписывается в наряде об окончании работы, проверяет полноту и надежность ее выполнения, отсутствие посторонних предметов и надлежащую чистоту рабочих мест, после чего расписывается в наряде о полном окончании работ.

### 2.5.6. Система подогрева сетевой воды и обогрева машзала Запорожской АЭС

#### Описание технологической схемы

Система подогрева сетевой воды и отопления машзала (рис. 2.13) предназначена для подогрева сетевой воды до заданной температуры и выполнена по двухниточной схеме с поперечными связями. Каждая нитка обеспечивает снятие теплофикационной нагрузки 100 Гкал/ч при графике 150/70 °С и состоит из последовательно установленных двух основных подогревателей сетевой воды и одного пикового ПСВ. В состав теплофикационной установки входят так же два сетевых насоса, два конденсатных насоса, трубопроводы, арматура, СИТ, автоматические быстродействующие сбросные устройства.

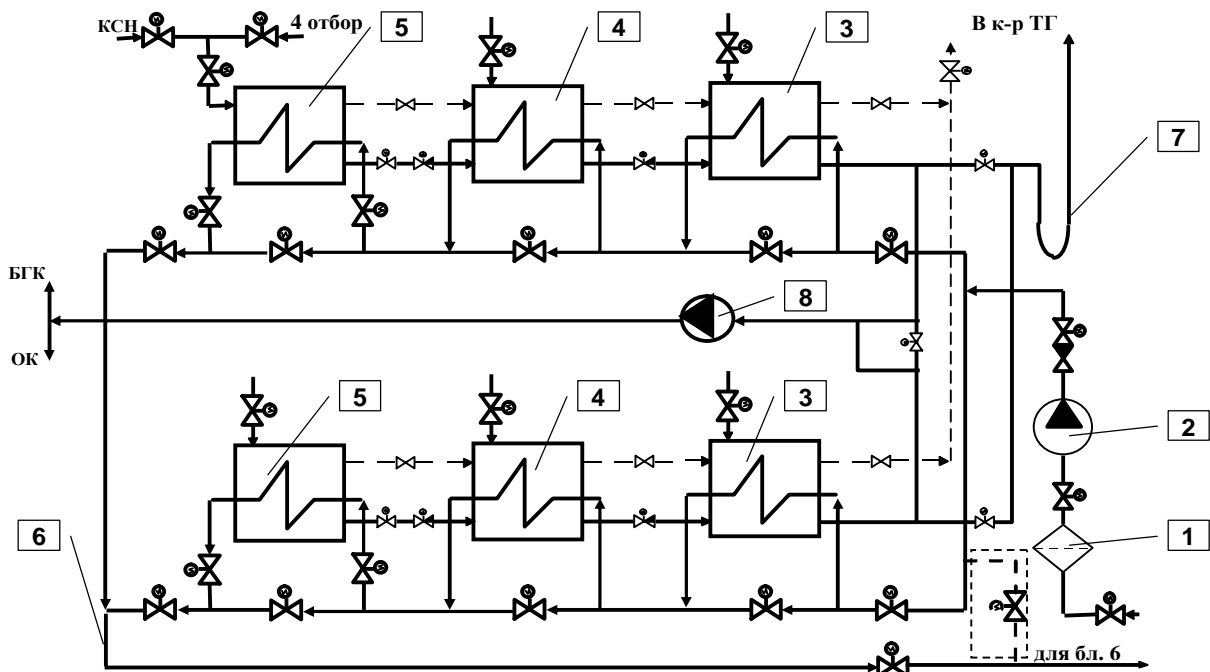


Рисунок 2.13 - Принципиальная схема системы подогрева сетевой воды и отопления машзала

Обратная сетевая вода, пройдя механический фильтр (1), поступает на вход сетевых насосов (2), которыми через напорный коллектор подается



последовательно на ПСВ-I (3), ПСВ-II (4), ППСВ (5) и поступает в коллектор прямой сетевой воды (6). Пиковые ПСВ выполнены отключаемыми по сетевой воде. Температура прямой сетевой воды регулируется путем отвода части ее помимо пикового или основного ПСВ.

Конденсат греющего пара (КГП) ППСВ и ПСВ-II каскадно отводится в корпус ПСВ-I и затем через гидрозатвор (7) непосредственно в конденсатор турбины (при удовлетворительных показателях ВХР). Предусмотрен отвод КГП из ПСВ-I конденсатными насосами (8) в линию основного конденсата между ПНД-2 и ПНД-3, при неудовлетворительных показателях ВХР конденсат перекачивается в напорный коллектор насосов и далее в бак грязного конденсата (БГК).

Теплофикационные установки всех (шести) блоков соединены параллельно коллектором, от которого запитываются промплощадка, город и другие потребители.

Теплофикационная установка расположена в машзале, в осях 8-10 по ряду А-В на отметках -3,6 м ÷ +27,0 м (рис.2.14).

- ПСВ-I установлены на отметке 0,0, ряда А - Б, ось 8-9;
- ПСВ-II установлены на отметке 0.00, ряд А - Б, ось 8-9;
- ППСВ установлены на отметке 0.00 м, ряд А - Б, ось 9-10;
- сетевые насосы. установлены на отметке 0.00 м, ряд Б - В, ось 8-9;

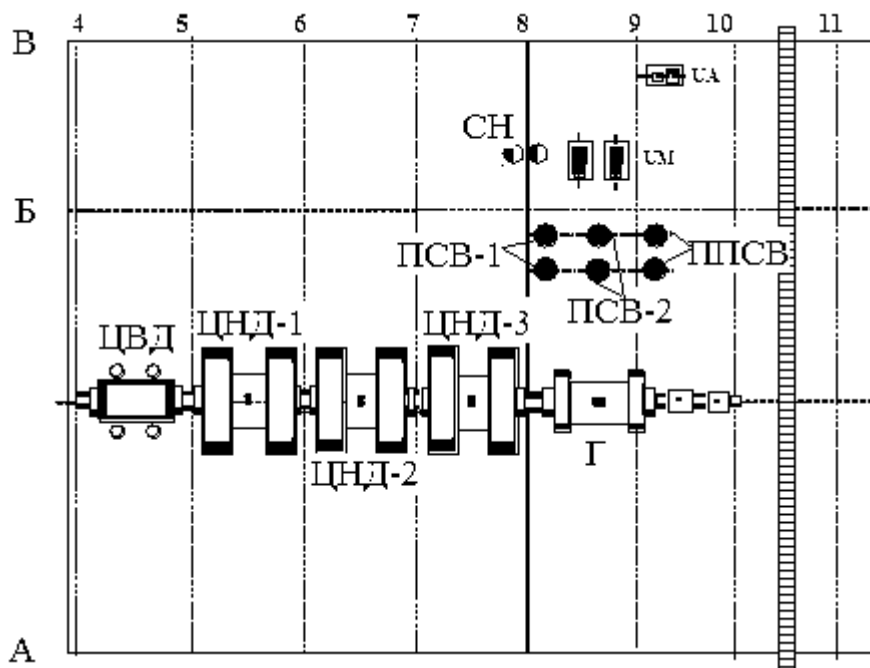


Рис. 2.14. Схема размещения в машзале основного оборудования системы подогрева сетевой воды и отопления машзала

Согласно классификации систем, элементов оборудования и трубопроводов по назначению и влиянию на безопасность по ОПБ-88 теплофикационная установка относится к классу безопасности 4Н (система нормальной эксплуатации, не влияющая на безопасность)

Подогреватели предназначены для подогрева сетевой воды до заданной температуры паром от нерегулируемых отборов турбины. Устройство ПСВ-I, ПСВ-II и ППСВ одинаковое (рис.2.15). Внешний вид трубной системы подогревателя изображен на рис. 2.16.

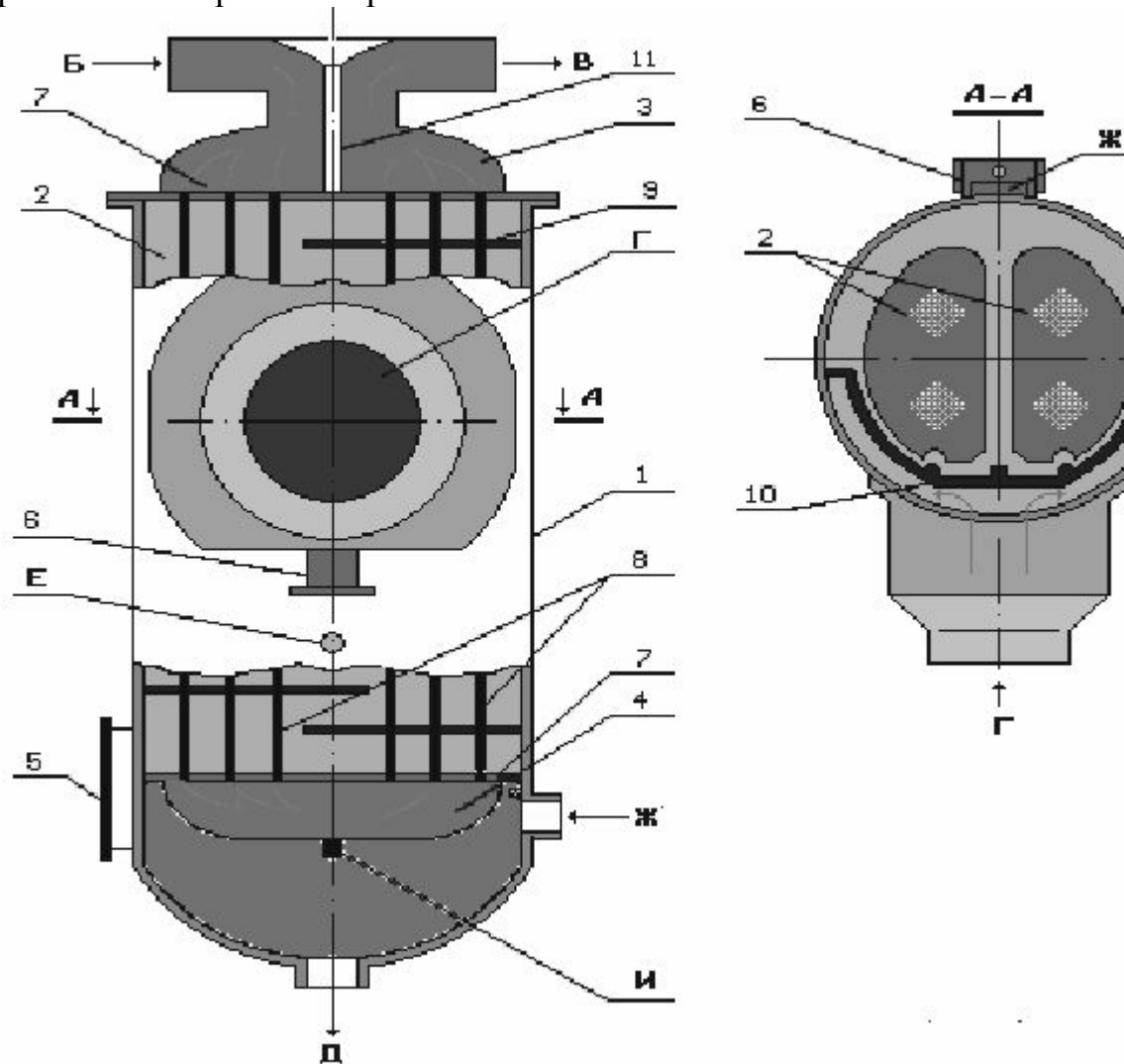


Рисунок 2.15 - Подогреватель сетевой воды:

- |                              |                                    |
|------------------------------|------------------------------------|
| 1 – корпус;                  | 10 – отбойный щит;                 |
| 2 – трубная система;         | 11 - перегородки;                  |
| 3 – верхняя водяная камера;  | Б – подвод сетевой воды;           |
| 4 – нижняя водяная камера;   | В – отвод сетевой воды;            |
| 5 – водоуказательное стекло; | Г – патрубок подвода пара;         |
| 6 – опоры подогревателя;     | Д – слив конденсата греющего пара; |
| 7 – трубная доска;           | Е – отсос паровоздушной смеси;     |
| 8 – каркас трубной системы;  | Ж – конденсат греющего пара;       |
| 9 – сегментные перегородки;  | И – дренаж сетевой воды            |

Корпус (1) подогревателя состоит из цилиндрической обечайки, к нижней части которой приварено штампованное эллиптическое днище, внутри которого находится нижняя водяная камера (4), а к верхней части - фланец для

соединения с трубной системой (2) и верхней водяной камерой (3). В верхней части корпуса расположен патрубок подвода пара (Г), а ниже располагается: патрубок подвода КГП из подогревателей с более высоким давлением греющего пара (Ж), патрубок отсоса паровоздушной смеси (Е), муфты для подсоединения водоуказательного стекла (5), а также патрубки для подсоединения датчика регулятора уровня в корпусе. К эллиптическому днищу приварен фланец для подсоединения трубопровода слива КГП (Д).

Трубная система состоит из двух трубных досок (7), каркаса (8), прямых теплообменных труб, концы которых развальцованы в трубных досках. Каркас трубной системы имеет поперечные сегментные перегородки (9), которые направляют поток пара в корпусе и одновременно служат промежуточными опорами для теплообменных трубок. Для защиты теплообменных трубок от размывания потоком пара, против пароподводящего патрубка установлен отбойный щит (10).

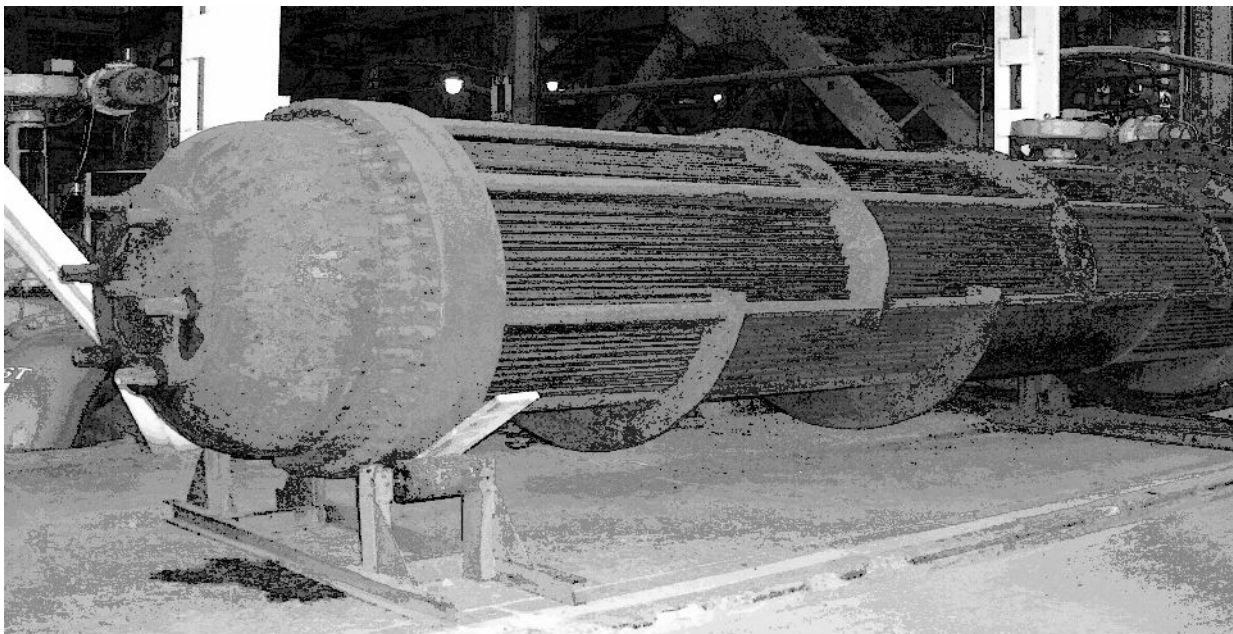


Рисунок 2.16 – Трубная часть подогревателя сетевой воды

Верхняя водяная камера состоит из цилиндрической обечайки, к верхней части которой приварено штампованное эллиптическое днище, а к нижней части приварен фланец для соединения с трубной системой и корпусом. Водяная камера снабжена патрубками подвода (Б) и отвода (В) сетевой воды.

Внутренний объем камеры разделен перегородками (11) на отсеки, благодаря которым вода совершает необходимое количество ходов.

В подогревателях сетевая вода движется по трубкам, а греющий пар через патрубок в верхней части поступает в межтрубное пространство, в котором установлены сегментные перегородки, направляющие движение парового потока.

Накапливающиеся в подогревателях неконденсирующиеся газы (воздух) отводятся через штуцер в корпусе аппарата.

Технические характеристики подогревателей представлены в табл. 2.1.

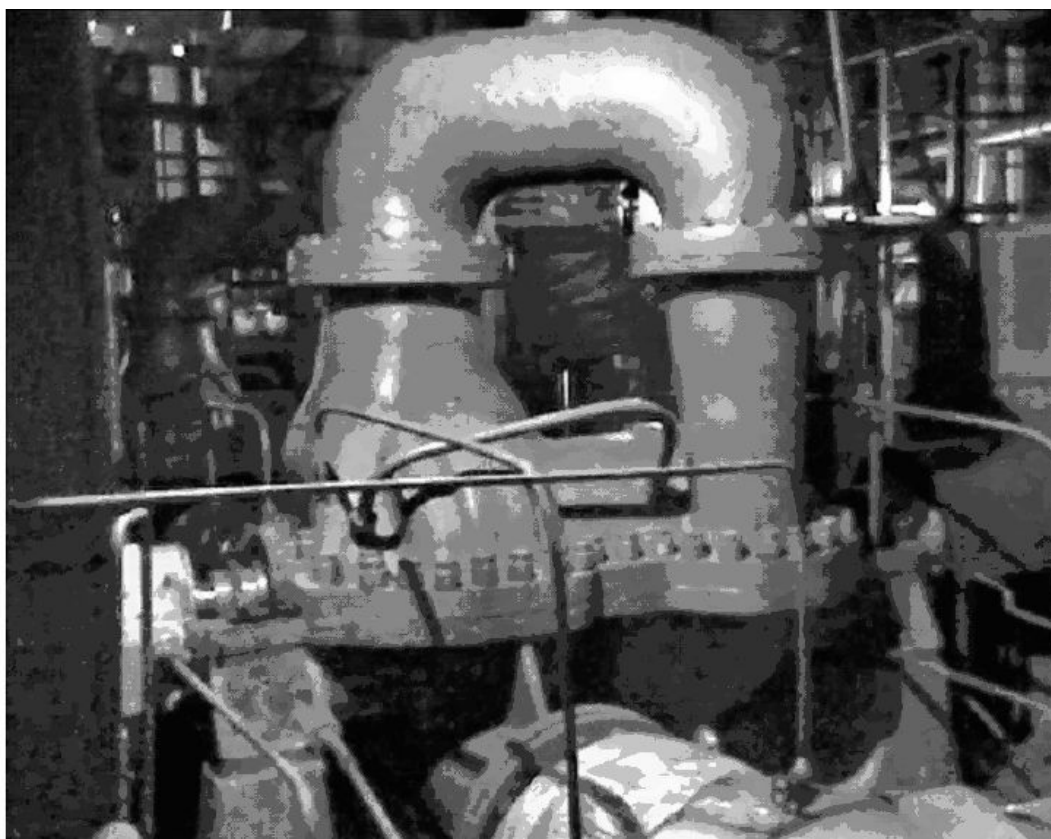


Рисунок 2.17 - Внешний вид сетевого насоса

Сетевой насос предназначен для подачи обратной сетевой воды на подогреватели и затем транспортировки её потребителям.

Электронасосный агрегат (внешний вид представлен на рис. 2.17) состоит из насоса, фундаментной плиты под насос, электродвигателя, соединительной муфты с ограждением и контрольно-измерительных приборов.

Сетевой электронасос, тип СЭ-1250-140-11, - центробежный, горизонтальный, спирального типа, двухступенчатый, с рабочими колесами двухстороннего входа. Обвязка насоса показана на рис. 2.18.

Конструкция сетевого насоса показана на рис. 2.19. Корпус насоса литой (2), чугунный, с полуспиральными подводами и спиральными отводами, имеет горизонтальный разъем.

Входной (3) и напорный (4) патрубки насоса, расположены горизонтально в нижней части корпуса и направлены в противоположные стороны перпендикулярно оси вращения. Для подвода воды от первой ко второй ступени в корпусе предусмотрена переводная труба (5). В верхней части переводной трубы имеется отверстие для выпуска воздуха, в нижней части корпуса насоса - заглушенные пробками отверстия для слива воды из насоса.

Таблица 2.1 - Технические характеристики подогревателя сетевой воды

Наименование параметра	ПСВ-500-14-23, (ППСВ)	ПСВ-500-3-23, (ПСВ)
Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	500	500
Макс. избыточное рабочее давление в трубной системе, МПа	2,3	2,3
Максимальное избыточное рабочее давление в корпусе, МПа	1,4	0,3
Температура воды на входе, °С	70	70
Температура воды на выходе, °С	150	120
Пробное избыточное давление при освидетельствовании, МПа:		
в трубной системе	3,1	3,05
в паровом пространстве	2,1	0,6
Расход сетевой воды, м <sup>3</sup> /ч	1800	1150
Гидр. сопротивление трубной системы при ном. расходе воды, м вод. ст	6,0	5,5
Объем трубной системы, м <sup>3</sup>	3,017	3,017
Объем парового пространства, м <sup>3</sup>	8,342	8,342

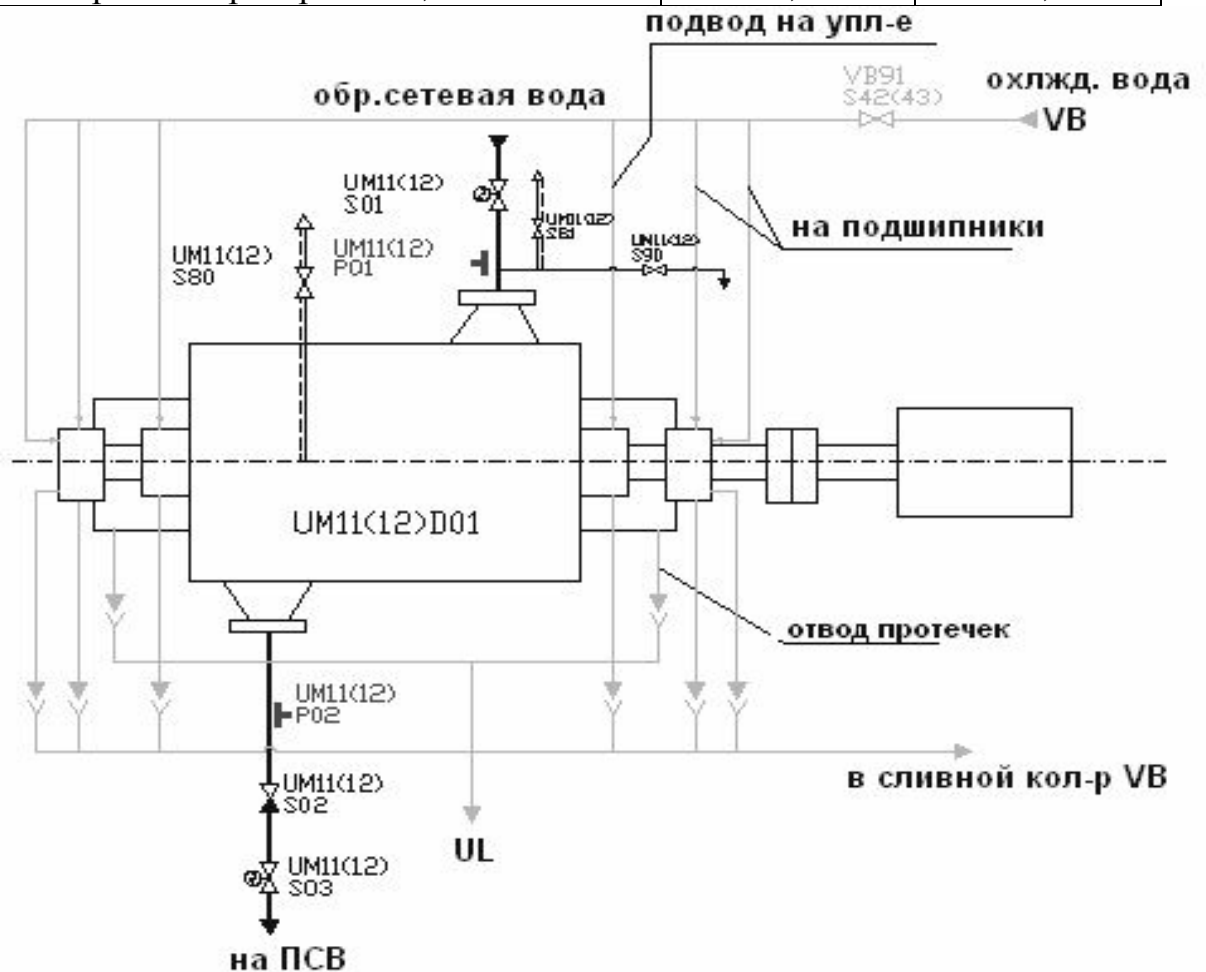


Рисунок 2.18 – Обвязка сетевого насоса

Ротор насоса представляет собой самостоятельную сборочную единицу.

Вал (6) выполнен из легированной стали 40ХФА, рабочие колеса первой (10) и второй (11) ступени - литые, чугунные, посажены на вал по скользящей посадке, упираются в защитные втулки, которые посажены на вал по скользящей посадке и фиксируются в осевом направлении через втулки круглыми гайками.

Для компенсации тепловых расширений деталей ротора между ними предусмотрены тепловые зазоры (0,2-0,5) мм. Ротор разгружен от осевых усилий применением рабочих колес двухстороннего входа.

Опорами ротора насоса служат подшипники качения (7). Опорный подшипник со стороны привода - роликовый. Опорно-упорный подшипник (8), воспринимающий остаточные осевые усилия, состоит из двух радиально-упорных шарикоподшипников. Смазка подшипников кольцевая. Для контроля над уровнем масла в камерах подшипников предусмотрены указатели уровня масла. В корпусах подшипников установлены холодильники для водяного охлаждения подшипников.

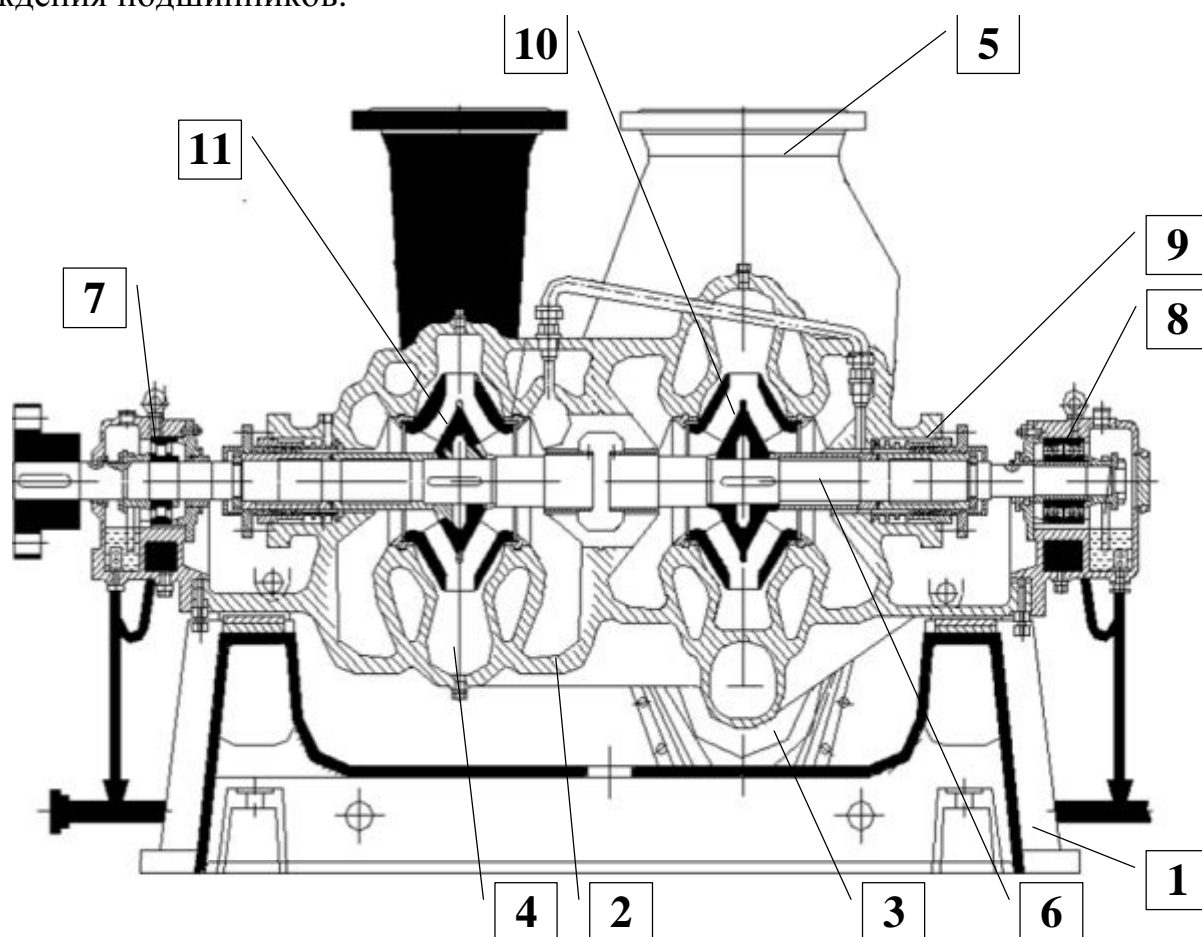


Рисунок 2.19 – Конструкция сетевого насоса (тип СЭ-1250-140-11)

Концевые уплотнения ротора (9) сальникового типа допускают давление на входе до 1,1 МПа. Подводимая к сальнику холодная вода от системы неответственных потребителей машзала разделяется на два потока. Один поток омывает снаружи камеру сальника и поступает на слив, другой через

фонарное кольцо подводится к набивке. Протечки через сальник собираются в корыте и сливаются через воронку в дренажный приямок машзала. Конструкцией предусмотрена разгрузка сальника второй ступени путем отвода воды через разгрузочную трубу в подвод I ступени. Плита насоса (1) - литая чугунная и при монтаже заливается бетоном. Насос установлен на плиту лапами и крепится болтами. Для привода насоса применен асинхронный электродвигатель с короткозамкнутым ротором. Насос и электродвигатель соединяются с помощью упругой втулочно-пальцевой муфты.

Технические характеристики насоса и электродвигателя приведены в табл. 2.2. Направление вращения ротора по часовой стрелке, если смотреть на насос со стороны электродвигателя.

В качестве концевых уплотнений применено самоустанавливающееся уплотнительное устройство (рис. 2.20), включающее в себя: неподвижный корпус (8); консоль (1), уплотняемую в корпусе резиновыми кольцами (2); подвижную сальниковую коробку (3), уплотняемую в консоли; грундбусу, (5) крепящуюся к сальниковой коробке с помощью шпилек и гаек; сальниковую набивку (4). Устройство крепится к корпусу насоса с помощью торцевого фланца (7) двумя болтами. Между фланцем и подвижной сальниковой коробкой установлено бронзовое кольцо (6).

Таблица 2.2 - Технические характеристики сетевого насоса и электродвигателя

Наименование параметра	Допускаемые значения
Тип насоса	СЭ-1250-140-11
Производительность, м <sup>3</sup> /ч	1250
Напор, м вод. ст	140
Частота вращения (синхронная), об/мин	1500
Допускаемый кавитационный запас, м вод. ст	не менее 7,5
Допускаемое давление воды на входе, кгс/см <sup>2</sup>	не более 11,0
Температура перекачиваемой воды, °С	не более 180
Мощность насоса (при ρ=890 кг/м <sup>3</sup> ), кВт	518
Температура охлаждающей воды, °С	не более 30
Общее эффективное значение вибрационной скорости, мм/с	не более 7,0
Тип электродвигателя,	А4-400у-4УЗ
Напряжение, В	6000
Мощность, кВт	630
Частота вращения, об/мин	1485
Номинальная амперная нагрузка, А	73

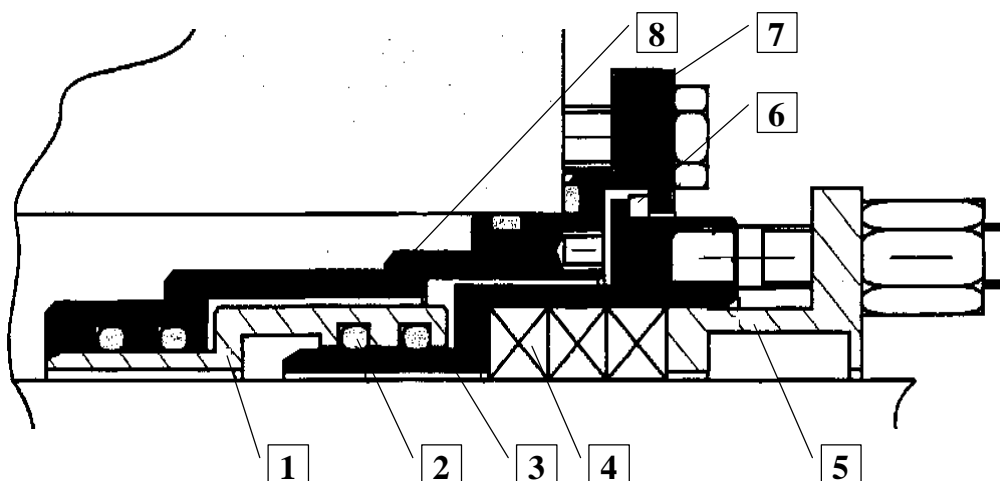


Рисунок 2.20 - Самоустанавливающееся уплотнительное устройство

Суть конструкции состоит в том, что грундбукса крепится с помощью шпилек к подвижной в радиальном и осевом направлении сальниковой коробке, причем все резиновые кольца на сальниковой коробке и консоли работают как амортизаторы. Биения вала воспринимаются резиновыми кольцами, а набивка работает при минимальных контактных давлениях со стороны вала, что увеличивает срок ее службы. Уплотнение работает без охлаждения корпуса насоса, поэтому подачи охлаждающей воды на сальниковые камеры не требуется.

Насосный конденсатный агрегат (рис. 2.21) предназначен для удаления из корпуса ПСВ конденсата греющего пара и дальнейшей перекачки его в линию основного конденсата между ПНД-2 и ПНД-3, или при неудовлетворительных показателях ВХР конденсат перекачивается в напорный коллектор насосов БНТ и далее в БГК. Технические характеристики конденсатного насоса ПСВ приведены в табл. 2.3.

Состоит из конденсатного насоса (2) и вертикального асинхронного электродвигателя (1) с короткозамкнутым ротором, соединенных между собой посредством промежуточного фонаря. Крутящий момент от электродвигателя к ротору насоса передается через упруго-пальцевую муфту (3).

Конденсатные насосы типа КсВ 200-220 - центробежные, двухкорпусные, вертикальные, пятиступенчатые, представляют собой конструкцию с унифицированными узлами верхнего и нижнего подшипников и концевых уплотнений. Основными узлами насоса являются: наружный корпус, внутренний корпус, ротор и подшипники.

Корпус наружный (7) - сварной конструкции, состоит из приемного и напорного корпусов. К наружному корпусу приварены входной и напорный патрубки. В приемном корпусе насоса предусмотрено отверстие для отвода паров в воздушное пространство конденсатора при запуске и работе насоса.



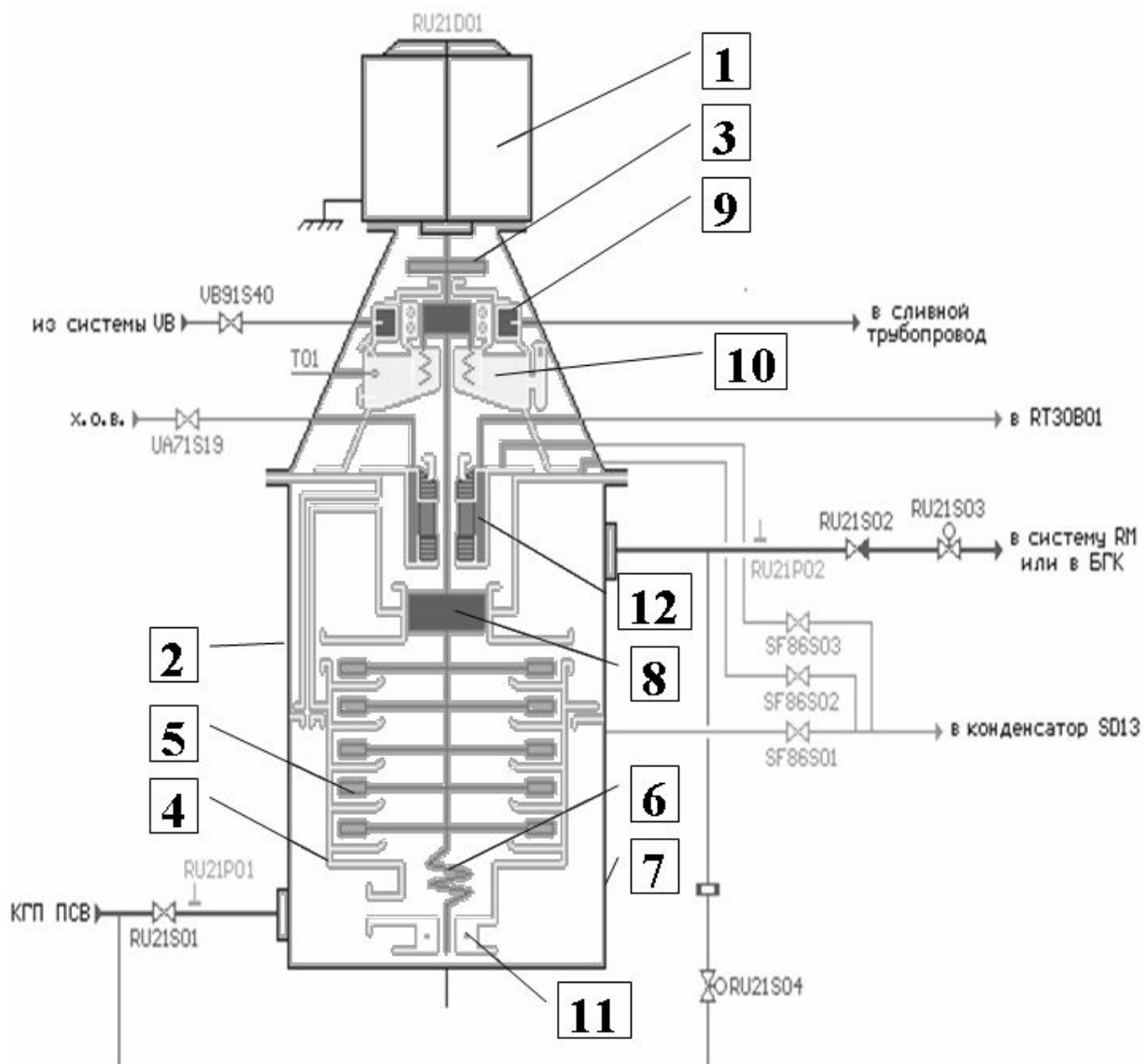


Рисунок 2.21 – Конструктивная схема конденсатного насоса

Корпус внутренний (4) состоит из корпуса подвода, секций с запрессованными в них направляющими аппаратами и напорной крышки. На внутреннем корпусе смонтирована разгрузочная труба, служащая для отвода протечек от барабана (8) и разгрузки ротора насоса от осевой силы. В расточке напорной крышки установлен корпус сальника.

Ротор насоса состоит из вала и собранных на нем рабочих колес (5), защитных втулок, шпонок и гаек, которые стягивают и закрепляют детали ротора. Для повышения всасывающей способности, перед колесом первой ступени установлено предвключенное колесо (6). Опорами ротора насоса являются: верхний опорно-упорный подшипник качения (9) и нижний подшипник скольжения (11).

Верхний подшипник фиксирует положение ротора в насосе и воспринимает остаточные осевые усилия, его смазка осуществляется из

масляной ванны(10) с помощью маслоподающего винта. Для слива загрязненного масла в нижней части масляной ванны имеется отверстие, заглушенное пробкой. Корпус опорно-упорного подшипника имеет водяное охлаждение. Нижний подшипник скольжения насоса смазывается перекачиваемым конденсатом, проходящим через сетчатый фильтр.

Таблица 2.3 - Технические характеристики конденсатного насоса ПСВ

Наименование параметра	Допускаемые значения
Тип насоса	КСВ 200-220
Производительность, м <sup>3</sup> /ч	200
Напор, м вод. ст	220
Частота вращения (синхронная), об/мин	1480
Допускаемый кавитационный запас, м вод. ст.	не менее 2,0
Допускаемое давление воды на входе, кгс/см <sup>2</sup>	не более 10,0
Температура перекачиваемой воды, °С	не более 125
Мощность насоса, кВт	164
Тип электродвигателя,	АВ113-4
Напряжение, В	6000
Мощность, кВт	250
Частота вращения, об/мин	1480
Номинальная амперная нагрузка, А	29

Направление вращения ротора против часовой стрелки, если смотреть на насос со стороны электродвигателя.

Автоматическое быстродействующее сбросное устройство (АБСУ) предназначенное для защиты оборудования и трубопроводов теплофикационной установки от волн повышенного давления (гидроударов), (рис. 2.22), состоит из дренажного клапана и управляющего элемента.

Дренажный клапан (1), состоит из основного(3) и вспомогательного клапанов(4) с гидравлическими приводами. Герметичность клапанов в их закрытом положении обеспечивается мягкой посадкой на седла золотников посредством направляющих (11,12).

Управление дренажным клапаном сводится к подаче или сбросу давления сетевой воды на гидроприводе (6) вспомогательного клапана. На гидроприводе(5) основного клапана подается сетевая вода от трубопровода обратной сетевой воды до задвижки UM10S01. При наличии давления на гидроприводах дренажный клапан находится в закрытом положении. При сбросе давления сетевой воды с гидропривода вспомогательного клапана последний открывается давлением воды снизу на золотник(10), осуществляя, тем самым, сброс давления с гидропривода основного клапана и его открытие давлением сетевой воды на золотник(9) со стороны трубопровода обратной сетевой воды.

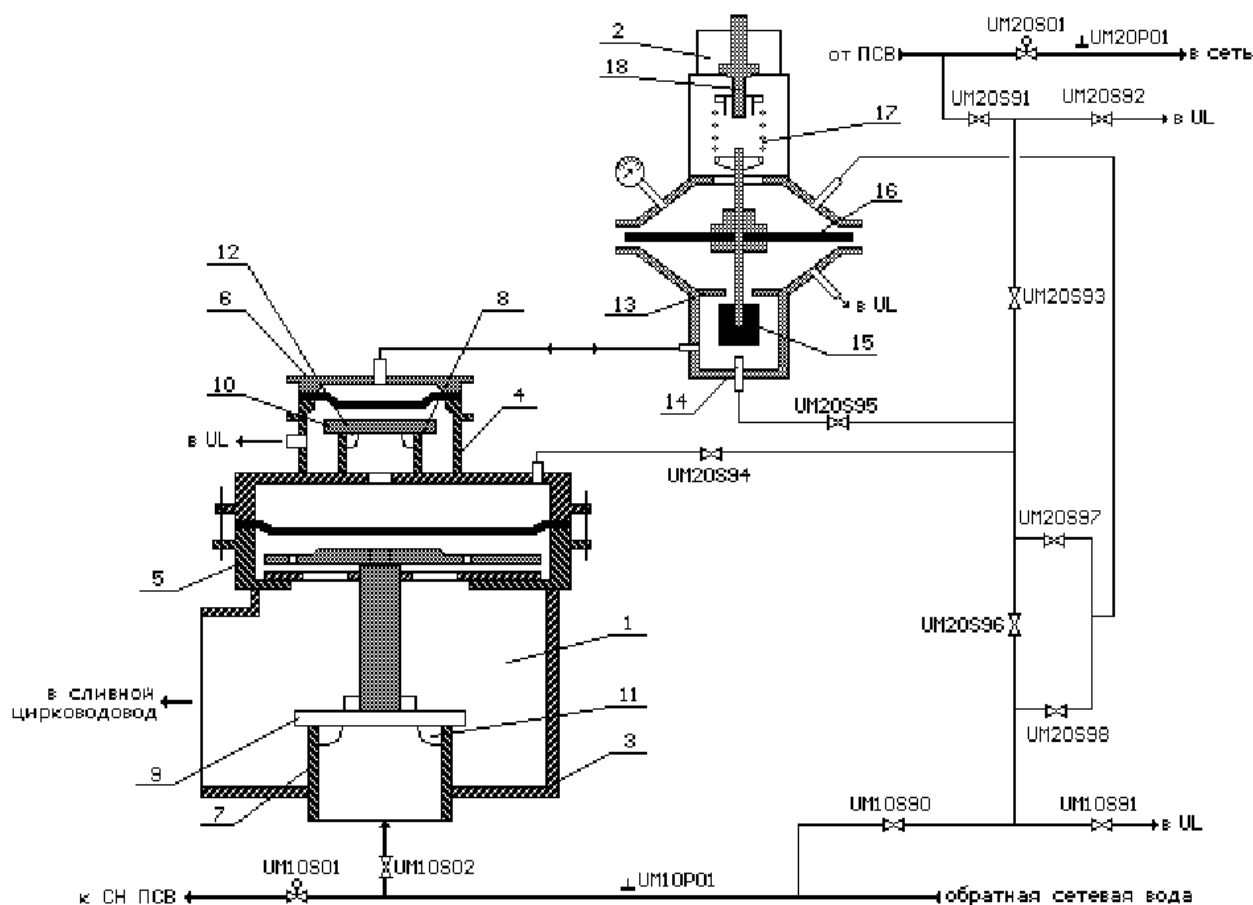


Рисунок 2.22 - Автоматическое быстродействующее сбросное устройство

Гидравлический принцип управления дренажным клапаном основывается на применении гидрореле (2). Гидрореле - трехходовой импульсный клапан Ду 5 мм с измерительно-задающим элементом, состоящим из мембраны (16), задающей пружины (17), настроечного винта (18) и со штуцерами: входа рабочей воды, подачи на гидропривод дренажного клапана командного давления воды, импульса контролируемого давления воды, для манометра и дренажного.

Работает сбросное устройство с гидрореле следующим образом. При повышении давления обратной сетевой воды нарушается равновесие сил на измерительно-задающем элементе гидрореле и золотник (15), жестко связанный с измерительной мембраной, перемещаясь вниз, перекрывает рабочую воду на седле (14) связи с трубопроводом обратной сетевой воды, открывая одновременно сводный слив через седло (15) с гидропривода вспомогательного клапана, что ведет к сбросу через него давления воды с гидропривода основного клапана и открытию последнего. При понижении давления сетевой воды в магистрали до номинального значения золотник гидрореле под воздействием задающей пружины (17) перекрывает слив воды через седло (15) и открывает через седло (14) доступ рабочей воды на гидропривод вспомогательного клапана, который закрываясь, обеспечивает

закрытие основного.

Технические характеристики дренажного клапана АБСУ приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4 - Технические характеристики дренажного клапана АБСУ

Наименование параметра	Допускаемые значения
Рабочая среда	сетевая вода
Температура рабочей среды, не более, °С	95
Диапазон изменения командного давления на гидравлическом приводе, кгс/см <sup>2</sup>	от 1 до 10
Температура окружающей среды, °С	от 0 до 60
Время срабатывания, не более, с	1,0
Диаметр условного прохода, мм	300
Условное давление, не более, кгс/см <sup>2</sup>	16
Коэффициент пропускной способности, м <sup>3</sup> /ч	1000
Нерегулируемая протечка через закрытый клапан, %	0,0

Для обеспечения контроля качества сетевой воды (по показателям радиационной безопасности) предусмотрена система радиационного контроля активности сетевой воды (рис. 2.23), имеющая в своем составе:

- бак ХQ29В80, в который по пробоотборной линии Ду10 подается сетевая вода (отбор производится от трубопровода прямой сетевой воды);

- электронный блок детектирования УДЖГ-14Р1, вмонтированный в бак ХQ29В80;

- трубопроводы подачи охлаждающей воды с арматурой на теплообменник – от системы промконтура охлаждения проб (используется в холодное время года) и от системы парожеткаторной машины (используется летом).

Объемная активность сетевой воды измеряется с помощью УДЖГ-14Р1, смонтированного в нержавеющей баке ХQ29В80, объемом 1,5 м<sup>3</sup>. Бак установлен на отметке 0.0 м, оси 9-10, ряд Б турбинных отделений блоков 2-6 (на блоке 1 на отметке +5.6 м). Кроме того, активность сетевой воды контролируется по МЭД гамма-излучения с помощью блока детектирования БДМГ-02Р. Контролируемая среда охлаждается в теплообменнике и далее поступает в бак ХQ29В80, откуда сливается в трубопровод обратной сетевой воды.

Управление оборудованием системы подогрева сетевой воды и отопления машзала осуществляется с панели БЩУ.

В процессе эксплуатации системы подогрева сетевой воды и отопления машзала, для обеспечения надёжного её функционирования необходимо периодически, строго соблюдая график регламентных работ, выполнять

контроль состояния и техническое обслуживание компонентов системы. Целью данных работ является проверка и/или восстановление работоспособности компонентов системы подогрева сетевой воды и отопления машзала для возможности выполнения ими своих функций.

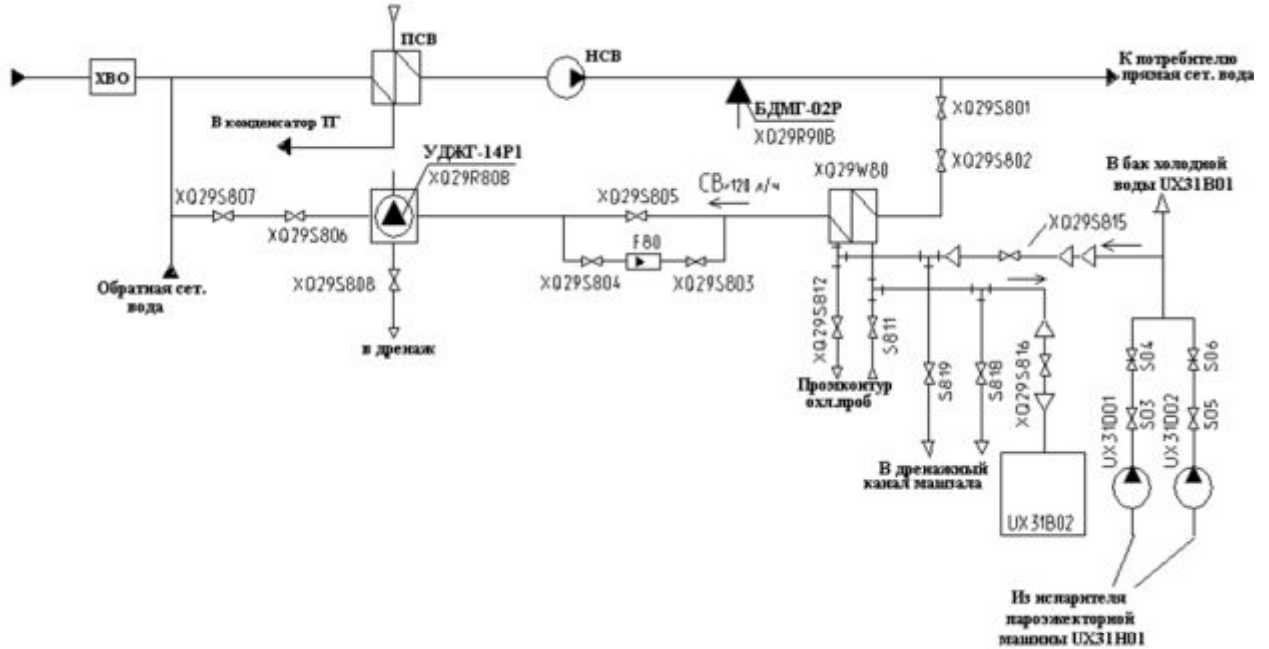


Рисунок 2.23 – Схема радиационного контроля активности сетевой воды

Во время обходов оборудования в течение смены контролировать параметры, характеризующие работу системы в соответствии с графиком производства регламентных работ.

Не реже одного раза в смену производить осмотр сочленений и соединений приводов арматуры на предмет отсутствия повреждений, а также повышенных люфтов и ослабления крепления, деформации тяг. Необходимо контролировать отсутствие течей в сальники запорной и регулирующей арматуры по фланцевым соединениям. Арматура и фланцевые соединения должны быть плотными.

Содержать оборудование системы, рабочие места, площадки, лестницы, переходы в чистоте. Площадки обслуживания, переходы и лестницы должны быть в исправном состоянии, чистыми, сухими, освещены и не должны быть загромождены посторонними предметами.

Следить за наличием и исправностью средств измерения температуры (СИТ), за исправным состоянием средств пожаротушения, освещения, оперативной связи.

При обслуживании насосных агрегатов контролировать:

- величину давления на выходе насоса;
- уровень масла в масляных ваннах подшипников;
- механическое состояние - насос и электродвигатель должен работать без ударов, стуков, заеданий, шумов в корпусах, вибрации, перегрузки;

- исправность заземления электродвигателя и оболочки питающего кабеля;
- отсутствие попадания воды на электродвигатель насоса;
- плотность фланцевых соединений.

При обслуживании подогревателей контролировать:

- температуру сетевой воды на входе и выходе, температурный напор;
- давление сетевой воды на входе и выходе;
- номинальный уровень конденсата в корпусах;
- работу автоматических устройств регулирования уровня;
- отвод неконденсирующихся газов из парового пространства.

Техническое освидетельствование - наружный и внутренний осмотры сосудов (ПСВ-I ступени) проводятся с периодичностью - 1 раз в 2 года, гидравлические испытания – 1 раз в 8 лет.

Техническое освидетельствование - наружный, внутренний осмотры и гидравлические испытания сосудов (ПСВ-II ступени, ППСВ) проводятся с периодичностью – 1 раз в 8 лет, кроме этого, с периодичностью 1 раз в 4 года, проводятся только наружный и внутренний осмотры.

Трубная система ПСВ должна проверяться и периодически (при ремонте теплообменных аппаратов) очищаться.

При наличии более 10 % отглушенных трубок, производить замену отглушенных трубок ПСВ на новые.

Контролируйте качество масла в насосах путем визуального контроля. Визуальный контроль масла заключается в проверке его по внешнему виду на содержание воды, шлама и механических примесей с целью определения пригодности для его дальнейшей работы или необходимости его замены. Периодичность визуального контроля качества масла определяется графиком работы оборудования турбинного отделения (на насосе, находящемся в резерве, перед включением его в работу).

Отбор пробы масла из масляных ванн насоса производить с привлечением ремонтного персонала после вывода насоса в резерв, для этого:

отключить насос, на котором необходимо отобрать пробу или заменить масло;

через НС ЭЦ снять напряжение с электродвигателя насоса с принятием мер против его самопроизвольного включения;

подготовить ёмкость для отбора пробы масла (для слива масла при его замене);

подготовить емкость со свежим маслом;

подставить емкость для отбора пробы или слива масла под пробку на линии слива масла из картера подшипника насоса;

открыть пробку, затем открыть вентиль и отобрать пробу или слить полностью при замене;

закрывать вентиль, закрутить пробку в картере подшипника;

залить масло в картер подшипника до номинального уровня по маслоуказательному стеклу;

через НС ЭЦ подать напряжение на электродвигатель насоса.

Один раз в 3 месяца производить проверку работоспособности насосных агрегатов RU21(22)D01.

Через каждые 2000 часов работы КН ПСВ производить осмотр поверхности резиновых колец упругой муфты (не должно быть расслоений, трещин и других повреждений, снижающих прочность и качество резиновых колец).

Через каждые 2000 часов работы КН ПСВ производить замену масла в масляной ванне верхнего подшипника (внеочередную замену масла производить при его загрязнении, обводнении и т.д.).

Один раз в 6 месяцев производить открытие-закрытие арматуры, которая находится в длительном резерве.

Гидравлические испытания проводятся по программе. Программа предназначена для проведения гидравлических испытаний трубопроводов сетевой воды на участке обвязки ПСВ от задвижек UM21,22S01 до задвижек UM21,22S07, после проведения ремонтных работ с применением сварки.

При гидроиспытании под давление гидравлических испытаний (Рги) ставятся напорные трубопроводы сетевой воды от входных задвижек в ПСВ группы “А,Б” UM21,22S01, включая арматуру UM21,22S02,03,04,05,06, до задвижек UM21,22S07.

Источником давления при гидравлических испытаниях является насос системы гидроиспытаний UR50D01. Заполнение системы производится химобессоленной водой от насоса UA20D01. Давление при испытании должно контролироваться двумя манометрами. Оба манометра выбираются одного типа с одинаковым классом точности, границей измерения и ценой деления. Время выдержки трубопровода и его элементов под пробным давлением должно быть не менее 10 минут.

Для гидравлических испытаний должна применяться вода с температурой не ниже +5 °С и не выше +40 °С.

Техническое обслуживание АБСУ на энергоблоках 2,5 проводится один раз в год в ППР, при ремонте ПСВ. Техническое обслуживание проводится ремонтным персоналом и сводится к проведению ревизии схемы защиты:

- состояние мембран гидропривода дренажного клапана;
- отсутствие изгиба штока дренажного клапана;
- состояние уплотнительных прокладок на золотниках;
- составляется акт выполнения работ с записью в журнале

проведения ТО.

К началу гидравлических испытаний должны быть закончены все ремонтные работы на подогревателях сетевой воды группы А(Б) и на трубопроводах их обвязки, закрыты наряды, выведены люди с внесением записи в “Журнал готовности оборудования” на БЩУ.

В районе проведения гидроиспытаний должно быть включено штатное освещение.

Подключена и проверена оперативная связь “машзал - БЩУ”.

Должно быть снято напряжение с электроприводов электрофицированной арматуры. Штурвалы приводов управления и ручной арматуры замкнуты на цепи с замками. На выведенных из работы приводах и ключах управления вывешены знаки безопасности, запрещающие подачу напряжения и оперирование запорной арматурой.

Все подготовительные операции, оперативные переключения, подъем и регулировку давления при гидроиспытаниях выполняет эксплуатационный персонал.

Зону проведения гидравлических испытаний на отметках +5,6м,+8,0м,+11,0м оградить и выставить знаки безопасности: "Осторожно! Опасная зона" и "Вход (проход) воспрещен".

При повышении давления в процессе гидроиспытаний запрещается проход персонала в районе расположения трубопроводов сетевой воды.

Давление повышать и понижать плавно, не допуская гидроударов и резкого изменения давления, скорость повышения давления не более 5 кгс/см<sup>2</sup> в минуту, при этом общее время повышения давления должно быть не менее 10 минут.

В случае повышения давления до уставки срабатывания предохранительного клапана (ПК)UR58S02 (26,18 кгс/см<sup>2</sup>) и не срабатывании его, немедленно отключить UR50D01(запрещается повышать давление выше уставки срабатывания ПК).

При появлении сильных течей, разрывов, видимых деформаций на корпусах арматуры, трубопроводах сетевой воды, немедленно отключить насос UR50D01.

### **Порядок проведения гидроиспытаний.**

Теплофикационная установка отключена, сетевые насосы остановлены, с электрофицированной арматуры системы в обвязке ПСВ снято напряжение, предприняты меры против их самопроизвольного включения.

Закончены все ремонтные (реконструктивные) работы на трубопроводах сетевой воды, закрыты наряды, выведены люди. Выполнены записи об окончании ремонтных работ и готовности оборудования к проведению гидроиспытаний в “Журнале готовности оборудования” на БЩУ.

С трубопроводов, в местах проведения ремонтных работ с применением сварки снята теплоизоляция.

Установлены заглушки во фланцевые разъемы предохранительных клапанов защиты от термоопрессовки ПСВ.

Собрана схема заполнения системы.

Снять напряжение с приводов электрофицированной арматуры. На закрытую арматуру повесить знаки безопасности "Не открывать-работают люди", арматуру запереть на цепи с замками.

На открытую арматуру повесить знаки безопасности "Не закрывать-



работают люди", арматуру запереть на цепи с замками.

Закрывать коренные вентили на приборы СИТ в обвязке ПСВ.

Настройка предохранительного клапана на трубопроводе гидроиспытаний выполняется на давление срабатывания – 2,618 МПа.

В машзал подана химобессоленая вода. Подготовлен к работе насос UA20D01.

Заполнить напорные трубопроводы сетевой воды химобессоленной водой, для чего открыть нужную арматуру.

Поднять давление в системе без включения в работу насоса UA20D01, контролируя отсутствие течей, потений в сварных соединениях трубопроводов.

Открыть арматуру воздушников, при появлении из них сплошной струи, арматуру закрыть.

Включить в работу насос UA20D01 в соответствии с “Инструкцией по эксплуатации деаэрационной установки”.

Поднять давление в трубопроводах сетевой воды до 1,5 МПа, отключить насос UA20D01, закрыть арматуру.

Включить в работу насос UR50D01.

Поднять давление в трубопроводах сетевой воды до значения 2,38 МПа. Отключить насос UR50D01. Закрыть арматуру.

Выдержать трубопроводы под пробным давлением в течении 10 минут, после чего снизить давление до 1,9 МПа и произвести тщательный осмотр трубопроводов в местах проведенного ремонта.

После окончания осмотра снизить давление до нуля открытием арматуры дренажей и воздушников.

При гидроиспытаниях контролируется температура ХОВ, измеряемая термометром ТТ-Ц016-01 и давление (Рги) по двум откалиброванным манометрам с классом точности не хуже 1,5 и пределом измерений от 0 до 4,0 МПа.

Гидравлические испытания считать успешными, а трубопровод и его элементы считаются выдержавшими гидроиспытание, если в процессе испытаний и при осмотре не обнаружено течей, потений в сварных соединениях и в основном металле, видимых остаточных деформаций, трещин или признаков разрыва. Предельные отклонения значения давления гидроиспытаний (Рги) должны быть в пределах  $\pm 0,095$  МПа.

### **Контрольные вопросы и задания**

1. Для чего предназначены подогреватели сетевой воды?
2. По какой части подогревателя происходит движение сетевой воды, а по какой пара?
3. На рисунке ПСВ укажите позиции, которыми обозначены:
  - нижняя водяная камера;

- верхняя водяная камера;
  - патрубков подвода пара;
  - патрубков отсоса паровоздушной смеси.
4. Для чего предназначены сетевые насосы?
5. На предложенном рисунке конструкции насоса UM укажите позиции:
- вала;
  - рабочего колеса первой ступени;
  - рабочего колеса второй ступени;
  - опорно-упорного подшипника;
6. Для чего предназначен конденсатный насос ПСВ?
7. На предложенном рисунке насоса RU укажите позиции:
- конденсатного насоса;
  - упруго-пальцевой муфты;
  - корпуса внутреннего;
  - корпуса наружного;
  - опорно-упорного подшипника;
  - предвключенного колеса.
8. Укажите направление вращения ротора насоса RU?
9. Какой тип опорно-упорного подшипника насоса RU?
10. Для чего предназначено автоматическое быстродействующее сбросное устройство?
11. Для чего предназначена система радиационного контроля активности сетевой воды?

### 3. ДАЛЬНЕЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ ОТ АЭС

Сегодняшняя нормативная документация регламентирует расположение АЭС на расстоянии не менее 35 км от городов с миллионным населением. Поэтому вопрос транспорта теплоты от АЭС является весьма актуальным, особенно при существующих и перспективных ценах на природный газ. Многие руководители населенных пунктов, находящихся относительно близко от атомных станций, ищут возможность обеспечения своего теплоснабжения от них. В связи с этим высказываются даже идеи перевозки горячей воды баржами, оборудованными дополнительной теплоизоляцией.

В настоящее время города-спутники, находящиеся на расстоянии  $\leq 5$  км от АЭС, обеспечиваются теплом от электростанций.

Под дальним теплоснабжением понимается транспорт теплоты на расстояния  $\geq 30$  км. Обычно транспорт теплоты осуществляется недогретой до температуры кипения ( $t_s$ ) горячей водой. Это объясняется тем, что транспорт воды при параметрах насыщения сопровождается более высокими потерями давления.

Однако следует отметить, что такой результат сопоставления имеет место только для определенной длины трубопровода. При длинах, превышающих эту величину, как показано в экспериментах В.В. Фисенко [ ], наблюдается резкое снижение гидравлического сопротивления. Физическое объяснение этому - возникновение между стенкой трубы и водяным снарядом слоя пара, что резко снижает трение. Для практического подтверждения этого явления предполагалось проведение промышленного эксперимента: транспортировка насыщенной жидкости на расстояние 60 км в Чехословакии в конце 80-х годов 20-го века. Однако из-за распада социалистического лагеря эксперимент не состоялся.

Тем не менее, следует указать, что не смотря на теоретическую привлекательность этой идеи, скорее всего она не сможет быть реализована. Транспорт воды с параметрами насыщения должен проводиться в прямой трубе. Реальная трасса, кроме изменения потока из-за рельефа местности, должна включать компенсаторы термических расширений, а также подкачивающие насосные станции. Эти факторы обязательно приведут к возникновению гидравлической неустойчивости потока и, соответственно, к гидроударам. Для преодоления этих проблем в качестве насосных агрегатов предполагалось устанавливать струйные насосы, правда, требующие подвода пара. Применение телескопических компенсаторов (имеющих минимальные гидравлические сопротивления) делает идею технически выполнимой.

В середине 80-х было принято решение о строительстве Одесской АТЭЦ. Началось строительство поселка Теплодар и электростанции в районе с. Беляевка, на расстоянии 20 км от г. Одессы. Была создана инфраструктура и осуществлено строительство нулевого цикла АТЭЦ. В проекте предполагалось использование реактора типа ВВЭР-1000 и турбины ТК-450-60, которые

предполагали выработку достаточного количества теплоты (и электроэнергии) для обеспечения г. Одессы.

На кафедре АЭС Одесского национального политехнического университета возникла идея проработки вопроса теплоснабжения г. Одессы от Южно-Украинской АЭС, находящейся на расстоянии 160 км. Учитывая потери теплоты в теплотрассе ( $\sim 1$  °С на 1 км трассы) традиционный транспорт теплоты для этого случая не подходит. Поэтому было предложено осуществить транспорт теплоты с помощью водо-аммиачного раствора [ ]. То есть, в город приходят две трубы: с водой и аммиаком. При смешении этих веществ происходит выделение теплоты, отводимое на теплоснабжение города. Полученный водо-аммиачный раствор направляется на АЭС, где при подводе теплоты происходит разделение раствора на воду и аммиак.

Используемые на АЭС с ВВЭР-1000 турбины: К-1000-60/1500 (1-й и 2-й модификации) и К-1000-60/3000 имеют возможность отбора пара на теплоснабжение из нерегулируемых отборов. Для обеспечения теплоснабжения городов-спутников такого количества энергии не требуется. То есть, имеет место неиспользование достаточно большого потенциала для обеспечения других мощных потребителей. Это означает, что обычные конденсационные турбины имеют достаточно большую тепловую мощность для теплоснабжения и для этого совершенно не обязательно использовать теплофикационные турбины, которые для таких мощностей не выпускаются.

Рассмотрим подробнее принцип работы системы транспорта теплоты водоаммиачными растворами (система ВАТТ)

Принципиальная тепловая схема системы дальнего транспорта теплоты представлена на рис. 3.1. Условно систему можно разделить на три составные части:

- десорбционная установка, включающая кипятильник, дефлегматор и конденсатор;
- магистральные трубопроводы с перекачивающими подстанциями;
- абсорбционная установка, состоящая из абсорбера, регенеративного испарителя и, возможно, испарителя аммиака за счёт бросовой теплоты.

В кипятильнике происходит процесс выпаривания аммиака из богатого водоаммиачного раствора за счёт подвода теплоты от внешнего источника. Роль внешнего источника теплоты играет паросиловая установка АЭС. Греющая среда поступает в кипятильник с температурой  $t_{sin}$ , а выходит из него с температурой  $t_{aus}$ . Уровень этих температур определяется работой водоаммиачной установки. Из кипятильника выходит бедный жидкий водоаммиачный раствор и водоаммиачный пар с большим массовым содержанием легкокипящего аммиака. В дефлегматоре (V) этот пар охлаждается, подогревая богатый раствор. Аммиачный пар из дефлегматора поступает в конденсатор. При конденсации аммиачного пара большое количество теплоты отдаётся в окружающую среду, что с термодинамической

точки зрения весьма не выгодно. Конденсация аммиака неизбежна, так как транспорт аммиака в газообразном состоянии экономически не целесообразен.

Дальний транспорт агентов осуществляется перекачивающими подстанциями, которые устанавливаются по трассе на расстоянии 15 км друг от друга. Жидкий аммиак и богатый водоаммиачный раствор транспортируются в магистральных трубопроводах подземной прокладки, а слабый водоаммиачный раствор транспортируется в магистральных трубопроводах надземной прокладки, которые имеют тепловую изоляцию. У потребителя жидкий аммиак дросселируется до давления, необходимого в абсорбере. При этом аммиак может вскипать. Далее весь поток аммиака разделяют на два потока. Через регенеративный испаритель направляют такое количество аммиака, которое полностью испаряется за счёт охлаждения богатого раствора, выходящего из абсорбера. Газообразный аммиак, выходящий из регенеративного испарителя, поступает в абсорбер. Если у потребителя имеется источник бросовой теплоты, температурный уровень которого позволяет испарять аммиак, то ставится испаритель бросовой теплоты. Если такой возможности нет, то поток поступает в абсорбер в жидком состоянии, что заметно уменьшает количество теплоты, выделяющейся в абсорбере.

Бедный раствор дросселируется до давления в абсорбере и поступает в него. В процессе абсорбции выделяется теплота, которая передаётся сетевой воде. Из абсорбера выходит богатый раствор, который охлаждается в регенеративном испарителе. Холодный богатый раствор возвращается по магистральному трубопроводу на АЭС.

В настоящее время теплоснабжение большинства городов производится котельными. Эти котельные, как правило, имеют небольшую мощность и вырабатывают теплоту только для данного района города. Поэтому длина трубопроводов теплосети невелика.

Предполагается, что эти котельные заменяются абсорбционной частью водоаммиачной системы. Абсорбционная установка получает агенты непосредственно из магистральных трубопроводов и отдаёт горячую воду в теплосеть. Это несколько упрощённая схема, так как по условиям безопасности нельзя располагать мощные водоаммиачные установки в черте города.

Следует определить оптимальное количество таких станций вокруг города с учётом капитальных затрат на трубопроводы от абсорбционной станции до города.

Система ВАТТ имеет существенный недостаток, состоящий в постоянной недовыработке электрической энергии, так от ПТУ АЭС осуществляется мощный теплофикационный отбор.

Если в систему ВАТТ добавить хранилища агентов аммиака, бедного и богатого водоаммиачных растворов, то такая система может использоваться как аккумулятор энергии. Во время ночного провала электрической нагрузки

десорбционная часть работает в режиме разложения богатого раствора. Во время базовой и пиковой нагрузки отбор теплоты от ПТУ АЭС прекращается и происходит дополнительная выработка электрической энергии на паровой турбине. Теплоснабжение в это время осуществляется из хранилищ растворов по магистральным трубопроводам. Такая система названа системой маневренного водоаммиачного транспорта теплоты (МВАТТ).

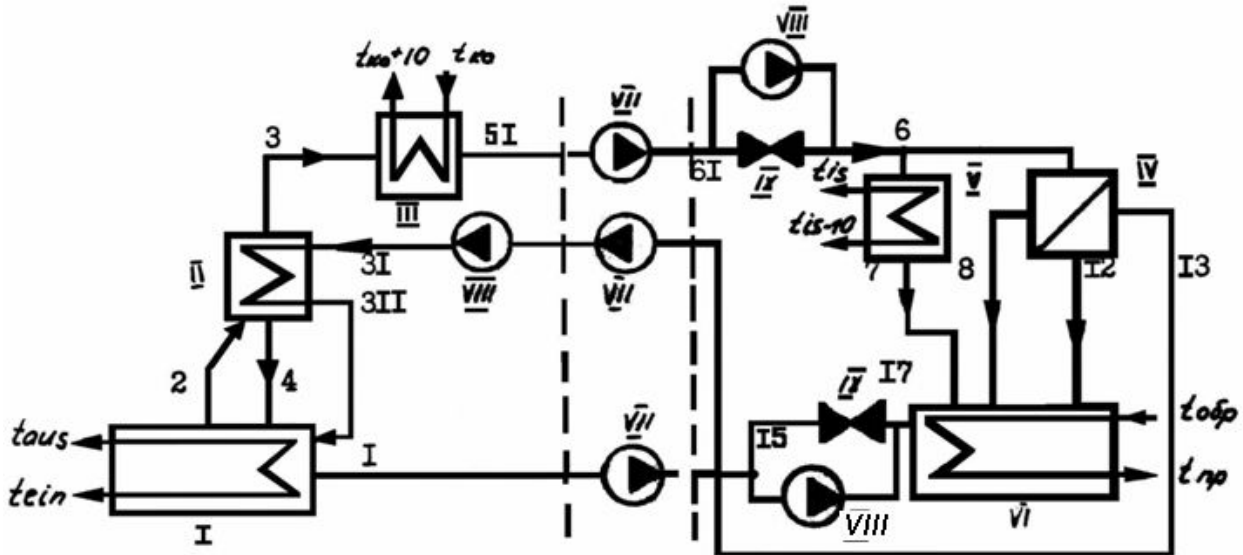


Рис. 3.1. Расчётная тепловая схема установки ВАТТ:

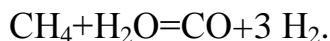
- |                                 |                             |
|---------------------------------|-----------------------------|
| I- кипятильник,                 | VI- абсорбер,               |
| II- дефлегматор,                | VII- перекачивающие насосы, |
| III- конденсатор,               | VIII- насосы поджатия       |
| IV- регенеративный испаритель,  | раствора,                   |
| V- испаритель бросовой теплоты, | IX - дроссель               |

В расчетах было принято, что смесительная установка аммиака с водой находится у границы города. Полученная горячая вода распределяется по районным котельным, а уже оттуда транспортируется потребителям. Созданная в ОНПУ группа под руководством проф. Верхивкера Г.П. провела сопоставление двух вариантов теплоснабжения г. Одессы: 1) от планируемой Одесской АТЭЦ с традиционной двухтрубной системой транспорта теплоты; 2) от ЮУАЭС с трехтрубной системой и соответствующим оборудованием: испарителем и абсорбером. В результате технико-экономического анализа было показано, что второй вариант оказался предпочтительнее на ~900 млн. руб. (при курсе 1\$=68 коп).

Однако в результате моратория на строительство АЭС после аварии на Чернобыльской АЭС интерес к таким проектам упал. Тем не менее, следует отметить, что аммиак создает дополнительные сложности при использовании таких установок: необходимо создание санитарно-защитной зоны в обе стороны от оси аммиакопровода (по 500 м). В то же время накоплен положительный опыт эксплуатации аммиакопровода Тольятти-Одесса,

свидетельствующий о технической возможности реализации такого проекта.

Как известно, одним из наиболее перспективных типов ядерных реакторов является высокотемпературный газоохлаждаемый реактор (ВТГР), позволяющий иметь температуру теплоносителя 950-1000 °С. Такой потенциал дает возможность использовать для дальнего теплоснабжения обратимые химические реакции, в частности, реакцию паровой конверсии метана:



То есть, на АЭС осуществляется эта реакция с подводом теплоты. Полученный синтез-газ транспортируется потребителю на дальние расстояния, а затем у потребителя проводится обратная реакция метанирования с выделением теплоты. В 80-е годы интенсивно рассматривались вопросы атомно-водородной энергетики, одним из которых и был дальний транспорт теплоты выше описанным способом от ВТГР. Были получены результаты, показывающие высокую эффективность таких установок.

### **Контрольные вопросы и задания**

1. Каким образом можно транспортировать теплоту на дальние расстояния?
2. Опишите использование абсорбционных тепловых насосов для дальнего теплоснабжения.
3. Какой способ транспорта высокопотенциальной теплоты Вы знаете?

## 4. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭНЕРГОУСТАНОВОК

Рассматривая показатели эффективности работы энергоустановок, следует отметить, что они характеризуются целой системой показателей. В первую очередь это показатели тепловой и общей экономичности. Под тепловой эффективностью понимают систему КПД, удельный расход теплоты и топлива, а под общей – стоимостные показатели.

### 4.1. Показатели тепловой экономичности конденсационных электростанций

Тепловая экономичность конденсационных электростанций КЭС характеризуется:

- системой КПД;
- удельным расходом теплоты;
- удельным расходом условного топлива на ТЭС или ядерного топлива на АЭС.

На обычных ТЭС основной показатель — это затрата условного топлива. Рассмотрим эти показатели.

Паротурбинная установка работает по циклу Ренкина (рис. 4.1).

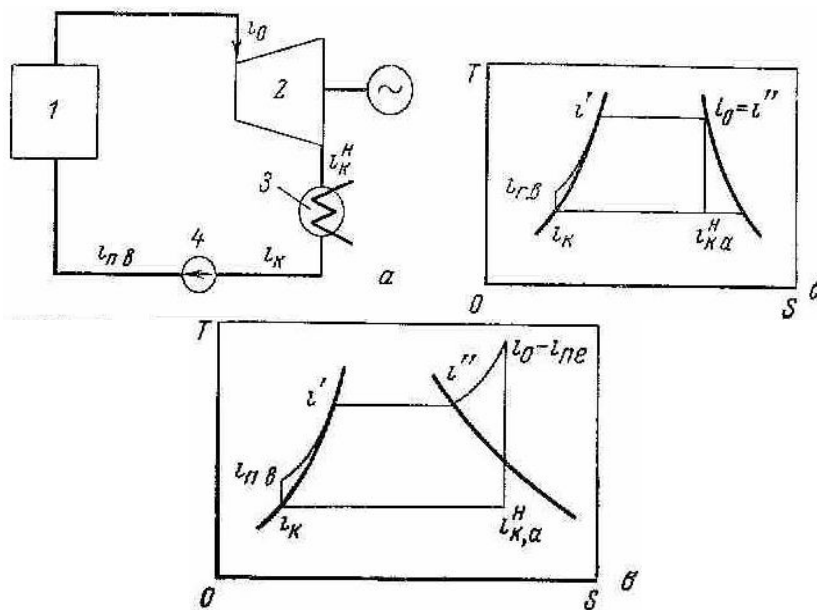


Рисунок 4.1 - Схема паротурбинной установки (а) и ее цикл Ренкина для насыщенного пара (б) и для перегретого пара (в):

- |                         |                  |
|-------------------------|------------------|
| 1 - парогенератор (ПГ); | 3 - конденсатор; |
| 2 - турбогенератор;     | 4 - насос        |

По определению термического КПД:



$$\eta_t = \frac{q_0 - q_k}{q_0} = \frac{(h_0 - h_{нв}) - (h_{ка}^H - h_k)}{h_0 - h_{нв}}, \quad (4.1)$$

где  $q_0$  и  $q_k$  - количество теплоты, подведенное к 1кг пара в ПГ и отведенное в конденсаторе соответственно;

$h_k$  и  $h_{пв}$  - энтальпия воды на выходе с конденсатора и после насоса;

$h_0$  и  $h_{ка}^H$  - энтальпия пара перед турбиной и на входе в конденсатор при адиабатическом расширении в турбине

$$\eta_t = \frac{(h_0 - h_{ка}^H) - (h_{нв} - h_k)}{h_0 - h_{нв}}$$

$h_0 - h_{ка}^H$  - располагаемый теплоперепад в турбине  $H_a$ , который в идеальном процессе мог быть использован;

$h_{пв} - h_k$  - расход энергии в насосе при адиабатическом сжатии  $H_{a,н}$ .

Таким образом:

$$\eta_t = \frac{H_a - H_{a,н}}{q_0}. \quad (4.2)$$

Термический КПД оценивает эффективность идеального цикла. В реальных условиях из-за потерь энергии в проточной части, во входных и регулирующих устройствах и т.д. используется лишь часть перепада  $H_i$ .

Отношение использованного (реального) перепада, к располагаемому, характеризует совершенство проточной части, входных и регулирующих устройств и называется внутренним относительным КПД  $\eta_{oi}$ , имеющим значения в пределах 0,8-0,9.

Использованный перепад энтальпий  $H_i$  называется также внутренней работой 1кг пара в турбине.

Часть теплоты, преобразованной в работу в реальной установке, характеризуется величиной внутреннего абсолютного КПД  $\eta_i$ . Без учета энергии, затрачиваемой на привод насосов:

$$\eta_i = \frac{H_i}{q_0} = \frac{H_i \cdot H_a}{H_a \cdot q_0} = \eta_t \cdot \eta_{oi}. \quad (4.3)$$

Наравне с указанными имеют место также механические потери в турбине (обусловленные трением движущихся частей и расходом энергии на привод насоса и систему регулирования), а также электрические и механические потери в генераторе. Эти потери оцениваются механическим КПД турбины  $\eta_m$  и КПД генератора  $\eta_r$ . Таким образом, в реальном цикле вырабатывается электроэнергия в количестве:

$$H_{\mathcal{E}} = q_0 \cdot \eta_m \cdot \eta_r \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_t. \quad (4.4)$$

Отношение  $\frac{H_{\mathcal{E}}}{q_0} = \eta_{\mathcal{E}}$  носит название абсолютного электрического КПД:

$$\eta_{\text{Э}} = \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{г}} \cdot \eta_{\text{oi}} \cdot \eta_{\text{т}} \quad (4.5)$$

$$\eta_{\text{Э}} = \eta_{\text{i}} \cdot \eta_{\text{ОЭ}},$$

где  $\eta_{\text{ОЭ}}$  - относительный электрический КПД.

В абсолютных КПД в знаменателе стоит количество теплоты, подведенное к циклу. В относительных КПД – располагаемый теплоперепад в турбине.  $\eta_{\text{м}}=0,98$ ;  $\eta_{\text{г}}=0,99$  (при использовании водорода для охлаждения генератора).

$Q_0$  - количество теплоты, подведенное к рабочей среде в парогенераторе. Однако имеют место потери в реакторе, парогенераторе, теплообменниках, эти потери необходимо учитывать при определении общего КПД электростанции.

На электростанции, работающей на органическом топливе, также имеются потери в парогенераторе и трубопроводах:

$$\eta_{\text{СТ}} = \eta_{\text{Э}} \cdot \eta_{\text{ТР}} \cdot \eta_{\text{ПГ}} \quad (4.6)$$

Для одноконтурной АЭС:

$$\eta_{\text{СТ}} = \eta_{\text{Э}} \cdot \eta_{\text{ТР}} \cdot \eta_{\text{РУ}} \quad (4.7)$$

Для двухконтурной:

$$\eta_{\text{СТ}} = \eta_{\text{Э}} \cdot \eta_{\text{ТР}}'' \cdot \eta_{\text{ПГ}} \cdot \eta_{\text{ТР}}' \cdot \eta_{\text{РУ}} \quad (4.8)$$

Для трехконтурной АЭС:

$$\eta_{\text{СТ}} = \eta_{\text{Э}} \cdot \eta_{\text{ТР}}'' \cdot \eta_{\text{ПГ}} \cdot \eta_{\text{ТР}}' \cdot \eta_{\text{РУ}} \cdot \eta_{\text{ТР}}''' \cdot \eta_{\text{Т}} \quad (4.9)$$

где  $\eta_{\text{РУ}}$  - потери в реакторной установке;

$\eta_{\text{Т}}$  - потери в теплообменнике;

$\eta_{\text{ТР}}''$ ,  $\eta_{\text{ТР}}'$  - потери в трубопроводах 1-го и 2-го контура соответственно;

$\eta_{\text{РУ}}$  - учитывает потери в окружающую среду с продувочной водой, связанные с необходимостью охлаждать биозащиту и так далее.

Значения:

$\eta_{\text{нг}}$  (на органическом топливе) = 0,9...0,93;

$\eta_{\text{ТР}}$  (для одноконтурной АЭС) = 0,99;

$\eta_{\text{ТР}}''$  (для трубопроводов второго контура АЭС) = 0,97-0,98.

Абсолютный электрический КПД КЭС может быть определен как:

$$\eta_{\text{э}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_0} \quad (4.10)$$

КПД станции:

$$\eta_{ст} = \frac{N_{\text{Э}}}{Q_{ст}}, \quad (4.11)$$

где  $Q_0 = D \cdot (h_0 - h_{нв})$ ;

$$Q_{ст} = Q_0 / \eta_{ном},$$

где  $\eta_{ном}$  - коэффициент, учитывающий все потери от реактора (для АЭС) или от парогенератора (для ТЭС на органическом топливе) до турбины.

Определенные выше значения  $\eta_{\text{Э}}$  и  $\eta_{ст}$  не учитывают потери электроэнергии на собственные нужды и поэтому рассматриваются как КПД брутто. Если мощность механизмов собственных нужд составляет  $\Delta N_{сн}$ , то КПД нетто, учитывающий эти затраты:

$$\eta_{ст}^H = \frac{(N_{\text{Э}} - \Delta N_{сн})}{Q_{ст}}, \quad (4.12)$$

или

$$\eta_{ст}^H = \eta_{ст} \cdot (1 - \beta_{сн}),$$

где  $\beta_{сн}$  - доля мощности, потребленная на собственные нужды.

Или

$$\eta_{ст}^H = \eta_{ст} \cdot \eta_{сн},$$

где  $\eta_{сн} = 1 - \frac{\Delta N_{сн}}{N_{\text{Э}}}$ .

Аналогично определяется абсолютный электрический КПД нетто в зависимости от  $\eta_{\text{Э}}$ :

$$\eta_{\text{Э}}^H = \eta_{\text{Э}} \cdot \eta_{сн}. \quad (4.13)$$

Как указывалось, оценка тепловой экономичности установки проводится также по удельному расходу теплоты:

$q_{\text{Э}} = \frac{Q_0}{N_{\text{Э}}}$  - удельный расход теплоты на турбогенераторную установку;

$q_{ст} = \frac{Q_{ст}}{N_{\text{Э}}}$  - удельный расход теплоты по всей электростанции.

Здесь  $q_{\text{Э}}$  и  $q_{ст}$  выражаются в кДж/(кВт·ч). Тогда:

$$q_{\text{Э}} = \frac{3600}{\eta_{\text{Э}}}; \quad q_{ст} = \frac{3600}{\eta_{\text{Э}}}. \quad (4.14)$$

Удельный расход условного топлива, являющийся основным показателем экономичности электростанции на органическом топливе, определяется из теплового баланса электростанции:

$$Q_{cm} = B \cdot Q_p^H = \frac{N_{\text{Э}}}{\eta_{cm}} \cdot 3600, \text{ кДж/ч}, \quad (4.15)$$

где  $B$  - общий часовой расход топлива, кг/ч,  
 $Q_p^H$  - теплотворная способность топлива, кДж/кг.

Удельный расход топлива:

$$b = \frac{B}{N_{\text{Э}}} = \frac{3600}{Q_p^H \cdot \eta_{cm}} \text{ кг/(кВт·ч)}. \quad (4.16)$$

Теплота сгорания условного топлива  $Q_p^H = 29300$  кДж/кг.

Тогда, удельный расход условного топлива:

$$b = 0,123 / \eta_{cm}.$$

На АЭС в качестве показателя эффективности использования топлива используется понятие глубины выгорания:

$$a_1 = N \cdot \tau / m_{\text{загр}} \text{ (МВт сут./т)}; \quad a_2 = m_{\text{выгоревшего}} / m_{\text{загр}} \text{ (кг/т)}, \quad (4.17)$$

где  $N$  – тепловая мощность реактора, МВт;

$\tau$  - время кампании реактора, сут.;

$m_{\text{загр}}$  – масса загруженного топлива, т;

$m_{\text{выгоревшего}}$  – масса выгоревшего топлива, кг.

Выведем выражение для определения удельного расхода ядерного топлива. При делении всех ядер в 1 кг урана выделяется теплота в количестве  $7,9 \cdot 10^{10}$  кДж. 10-20 % ядерного топлива вследствие захвата нейтронов без деления превращаются в изотопы:  $^{236}\text{U}$  и  $^{240}\text{Pu}$ , которые не делятся. Таким образом, количество теплоты, которое выделилось в расчете на 1кг выгоревшего ядерного топлива, уменьшается:

$$Q_{Я.Т} = 7,9 \cdot 10^{10} \cdot 0,85 = 6,7 \cdot 10^{10} \text{ кДж/кг}$$

или

$$Q_{Я.Т} = \frac{6,7 \cdot 10^{10}}{3600} = 1,86 \cdot 10^7 \text{ (кВт·ч)/кг}.$$

Тогда удельный расход выгоревшего ядерного топлива:

$$b_{Я.Т} = \frac{3600}{Q_{Я.Т} \cdot \eta_{cm}} = \frac{5,4 \cdot 10^{-8}}{\eta_{cm}} \text{ кг/(кВт·ч)}.$$

## 4.2. Показатели тепловой экономичности ТЭЦ

Тепловая экономичность ТЭЦ характеризуется отдельно показателями по производству электроэнергии и показателями по производству теплоты.

Для определения этих показателей необходимо общий расход теплоты в целом разделить на доли, которые расходуются на производство отдельных видов энергии. По принятому методу на долю теплового потребителя относится

отпускаемая ему теплота с учетом потерь при производстве и транспорте пара, а на долю электрического - всю остальную часть теплоты.

Электрический КПД по производству электроэнергии на ТЭЦ:

$$\eta_{э,ТЭЦ} = N_{э} \cdot (Q_0 - Q_{тп} / \eta_{тп}), \quad (4.18)$$

где  $Q_{тп}$  — количество теплоты, отведенное к теплопотребителю;

$\eta_{тп}$  — коэффициент, учитывающий потери теплоты в теплообменниках, коммуникациях на линиях от турбины до теплопотребителя.

КПД электростанции по производству электроэнергии:

$$\eta_{ст,ТЭЦ} = N_{э} / [Q_{ст} - Q_{тс} / (\eta_{тп} \eta_{потерь})] \quad (4.19)$$

$\eta_{потерь}$  — учитывает потери от парогенератора до турбины и в самом ПГ.

По значению КПД по производству электроэнергии легко определить удельный расход теплоты, который относится на производство электроэнергии:

$$Q_{э,ТЭЦ} = Q_{0,ТЭЦ} / 3600 / N_{э} \quad \text{кДж/(кВт ч)} \quad (4.20)$$

$$q_{ст,ТЭЦ} = Q_{ст,ТЭЦ} / 3600 / N_{э} \quad \text{кДж/(кВт ч)}, \quad (4.21)$$

где  $Q_{э,ТЭЦ} = Q_0 - Q_{тп} / \eta_{тп}$

$Q_{ст,ТЭЦ} = Q_{ст} - Q_{тп} / (\eta_{тп} \eta_{потерь})$ .

При одинаковой мощности и одинаковых параметрах пара  $\eta_{э,ТЭЦ} > \eta_{э}$  конденсационных станций. Но КПД по производству электроэнергии на ТЭЦ в ряде случаев не дает достаточно полной характеристики термическому совершенству процесса производства электроэнергии. Так, например, для ТЭЦ з противодавлением, количество теплоты, затраченное на производство электроэнергии, равно внутренней мощности и КПД по производству электроэнергии

$$\eta_{э,ТЭЦ} = N_i / (Q_0 - Q_{тп} / \eta_{тп}) \eta_m \eta_\Gamma = \eta_m \eta_\Gamma$$

Можно сказать, что  $\eta_{э,ТЭЦ}$  не зависит от параметров, при которых работает турбина. Поэтому наряду с  $\eta_{э,ТЭЦ}$  используется еще один показатель – удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении:

$$W_{э} = N_{э,тп} \eta_{тп} / (3600 Q_{тп}) \quad \text{кВт·ч/кДж}, \quad (4.22)$$

где  $N_{э,тп}$  - количество электроэнергии, которая вырабатывается за час паром, поступающим из противодавления или отборов тепловому потребителю и на

регенеративный подогрев воды.

Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении зависит от начальных и конечных параметров пара и технического совершенства турбогенератора. Чем выше  $w_3$ , тем целесообразнее комбинированная выработка теплоты и электроэнергии. Тепловая экономичность процесса производства теплоты характеризуется значением КПД по производству теплоты  $\eta_{Q,тэц}$  и удельным расходом условного топлива  $v_{Q,y}$ :

$$\eta_{Q,тэц} = \eta_{тп} \eta_{потерь} \quad (4.23)$$

Часовой расход топлива на производство теплоты на электростанции на органическом топливе:

$$B = 3600 Q_{тп} / (Q_p^H \eta_{Q,тэц}) \quad (\text{кг/ч}). \quad (4.24)$$

Удельный расход натурального топлива:

$$v_Q = 1 / (Q_p^H \eta_{Q,тэц}) \quad \text{кг/кДж}, \quad (4.25)$$

а условного топлива:

$$v_{Q,y} = 1 / (29300 \eta_{Q,тэц}) \quad (4.26)$$

### 4.3. Показатели общей экономичности электростанций

Основные показатели экономичности:

- удельные капитальные затраты на создание;
- себестоимость электрической и тепловой энергии;
- срок окупаемости.

Удельные капитальные затраты на создание электростанции:

$$k_{ст} = K_{ст} / N_э, \quad (4.27)$$

где  $K_{ст}$  - стоимость создания энергоустановки;

$N_э$  - электрическая мощность брутто.

$k_{ст}$  существенно зависит от типа станции, ее мощности и оборудования, которое используется. Увеличение единичной мощности при одинаковых параметрах ведет к уменьшению стоимости 1 кВт установленной мощности. Сейчас  $k_{ст}$  для АЭС с блоками большой мощности в 1,33 раза выше, чем для пылеугольной станции равной мощности. Но, так как стоимости ядерного топлива, как правило, значительно ниже, чем стоимость органического топлива, то АЭС являются конкурентоспособными.

Итак, в 2008 г. удельные капвложения в АЭС составили 4000 \$/кВт, в ТЭС на угле – 3000 \$/кВт. Такое повышение стоимости ТЭС определяется обязательным строительством мощной газоочистки, которая достигает 25 % стоимости станции.

Себестоимость отпущенной с шин электроэнергии:

$$S_э = S_{\text{год}} / E_{\text{год}}, \quad (4.28)$$

где  $S_{\text{год}}$  годовые затраты на производство отпущенной электроэнергии  $E_{\text{год}}$ , грн/год:

$$S_{\text{год}} = S_{\text{T}} + S_{\text{K}} + S_{\text{перс}}, \quad (4.29)$$

где  $S_{\text{T}}$  - топливная составляющая годовых затрат:

$$S_{\text{T}} = B c_{\text{T}},$$

$B$  – годовые затраты топлива, т;

$c_{\text{T}}$  - стоимость топлива, грн/т;

$S_{\text{K}}$  - составляющая, зависящая от начальных капиталовложений:

$$S_{\text{K}} = (p_{\text{б}} + p_{\text{а}} + p_{\text{рем}} + p_{\text{др}}) K_{\text{ст}} = p_{\text{к}} K_{\text{ст}}; \quad (4.30)$$

$p_{\text{б}}$  - учитывает возврат банковского кредита, колеблется от 0,1 до 0,4;

$p_{\text{а}}$  - учитывает амортизационные отчисления на полное восстановление объекта после окончания срока службы и затраты на капитальный ремонт,  $p_{\text{а}}=0,15$ .

$p_{\text{рем}}$  - учитывает текущий ремонт,  $p_{\text{рем}}=0,05$ ;

$p_{\text{др}}$  - другие затраты,  $p_{\text{др}}=0,35 p_{\text{а}}$ .

Таким образом  $p_{\text{к}}=p_{\text{б}} + p_{\text{а}} + p_{\text{рем}} + p_{\text{др}} =0,65$  - коэффициент, учитывающий все затраты от начальных капиталовложений.

$S_{\text{перс}}$  - составляющая, зависящая от затрат на эксплуатационный персонал:

$$S_{\text{перс}} = (1+p_{\text{перс}}) S_{\text{осн}}; \quad (4.31)$$

$S_{\text{осн}} = \Phi \Pi_{\text{эк}}$  - основная зарплата эксплуатационного персонала с начислениями на социальное страхование;

$\Phi$  - среднегодовая заработная плата на одного сотрудника;

$\Pi_{\text{эк}}$  - количество эксплуатационного персонала;

$p_{\text{перс}}$  - учитывает другие затраты на персонал, Для электростанций  $p_{\text{перс}}=0,3$ .

Себестоимость является существенным экономическим показателем работы электростанции и характеризует уровень производительности труда, степень использования установленной мощности на предприятии, экономичность использования топлива, вспомогательных материалов, электроэнергии на собственные нужды, денежных средств на персонал, услуги подрядных организаций и т.д.

Вопросу обоснования выбора оптимального технического решения в энергетике всегда уделялось много внимания.

В настоящее время в традиционной энергетике разработана методика выбора технических решений на основе сравнительной экономической эффективности капитальных вложений.

Принято, что более предпочтительным считается вариант с

минимальными приведенными затратами при одинаковой производительности сопоставляемых вариантов, то есть при одинаковой выработке электроэнергии или теплоты. Для проектов реконструкции, внедряемых за 1..2 года, приведенные затраты определяются по выражению:

$$Z = B + E \cdot K, \quad (4.32)$$

где  $B$  – эксплуатационные затраты, включая амортизационные отчисления;

$E$  – норматив дисконтирования, который, как правило, равен процентной ставке Национального банка Украины по долгосрочным кредитам;

$K$  – сумма капитальных вложений, включающих стоимость оборудования, зданий, сооружений, строительных и монтажных работ.

Возможно сопоставление при одинаковой мощности реактора. Это касается оптимизации параметров ядерной энергетической установки (ЯЭУ) при рассмотрении одного типа реактора. В этом случае стоимость самого реактора, как постоянную величину из рассмотрения можно исключить. Это удобно для новых типов реакторов, стоимость которых точно не определена. В случае разной производительности установки, что может иметь место и при реконструкции оборудования, следует определять экономический эффект:

$$Z = П - Z, \quad (4.33)$$

где  $П$  – дисконтированная сумма поступлений за реализованную продукцию за весь расчетный период:

$$П = \Delta \mathcal{E} \cdot c_{\mathcal{E}};$$

$\Delta \mathcal{E}$  - годовой прирост выработки электроэнергии;

$c_{\mathcal{E}}$  - тарифная стоимость электроэнергии;

$Z$  – дисконтированная сумма всех одноразовых и ежегодных затрат за расчетный период. Для проектов, реализуемых за 1..2 года (реконструкция) расчетный период – 1 год эксплуатации, а капиталовложения приводятся через коэффициент дисконтирования к 1 году.

Дополнительно целесообразно оценить срок окупаемости  $T_{ок} = K/Z$  либо рентабельность  $R = Z/K = 1/T_{ок}$ .

Рассмотренный метод практически ничем не отличается от применяемого ранее в Советском Союзе метода сопоставления приведенных затрат. Сегодня, войдя в рыночные отношения, необходимо учитывать также подходы, применяемые на Западе. Остановимся на двух таких методах [138].

Определение чистого дисконтированного дохода [ЧДД или Net Present Value of Discounted Cash Flow (NPV)], то есть дисконтированной разности между суммарными доходами и расходами за весь жизненный цикл технологии, что, по сути, есть прибыль за весь срок эксплуатации



$$NPV = \sum_{t=0}^{T_p} [P_t q_t - (K_t + i_t q_t)] (1+r)^{-t}, \quad (4.34)$$

где  $P_t$  – цена на электроэнергию в  $t$ -ом году, грн. или \$ США/( кВт·ч);

$q_t$  – количество электроэнергии, отпущенной в  $t$ -ом году, кВт·ч;

$K_t$  – капиталовложения в  $t$ -ом году;

$i_t$  – удельные производственные расходы в  $t$ -ом году, включая топливную и эксплуатационную составляющие;

$r$  – показатель дисконтирования (приведения) расходов и доходов к году  $t=0$ ,  $r=0,1$ ;

$T_p$  – ресурс работы, лет.

Суммирование производится по годам от начала строительства ( $t=-T_{cmp.}$ ) до снятия с эксплуатации ( $t=T_p$ ). Предпочтительным будет проект, имеющий максимальное значение  $NPV$ .

Определение приведенных дисконтированных производственных расходов (Levelized Discounted Energy Generation Costs – LDEGC). Широко используемый на Западе метод при экономической оценке тендерных предложений на строительство АЭС. Согласно этому критерию, приведенная стоимость электроэнергии определяется отношением суммы всех затрат за все время жизни станции к сумме дисконтированной выработки электроэнергии. То есть, это удельные затраты. Согласно этой методике наиболее предпочтительным является вариант с минимальным значением  $c_{lev}$ :

$$c_{lev} = \frac{\sum_{t=T_B}^{T_E} \frac{c_t}{(1+d)^{(1-T_D)}}}{\sum_{t=T_0}^{T_L} \frac{E_t}{(1+d)^{(t-T_D)}}}, \quad (4.35)$$

где  $C_t$  – общие капитальные затраты на строительство АЭС в году  $t$  (капвложения, топливо, эксплуатационные расходы);

$E_t$  – электроэнергия, произведенная в году  $t$ , кВт ч;

$d$  – показатель дисконтирования,  $d=r=0,1$ ;

$T_B$  – дата подачи тендерного предложения;

$T_D$  – дата, для которой выполняется дисконтирование;

$T_0$  – дата пуска в эксплуатацию;

$T_L$  – срок службы;

$T_E$  – дата снятия АЭС с эксплуатации.

Однако, возможно, что экономически более выгодная реконструкция снижает безопасность. Тогда не ясно, как произвести сопоставление.

ЯЭУ характеризуется также необходимостью захоронения радиоактивных отходов (РАО), долговременного хранения отработавшего ядерного топлива (причем, и в случае разомкнутого и в случае замкнутого топливного цикла), аккумуляирования средств для снятия с эксплуатации. Все эти затраты должны учитываться, если сопоставляемые варианты отличаются

по количеству РАО, образующихся в процессе эксплуатации, имеют разную по длительности кампанию ядерного топлива или состав и объем радиоактивного оборудования, подлежащего утилизации при снятии с эксплуатации.

В [138, 139] проведено сопоставление показателей проектов различных ЯЭУ для условий строительства блока № 3 ХАЭС. На первом предварительном этапе были отобраны два проекта, для которых в последующем был проведен технико-экономический анализ. На первом этапе анализа при сопоставлении критериев безопасности считалось достаточным, чтобы проект удовлетворял требованиям нормативных документов США либо Евросоюза. То есть, сопоставление было качественным: удовлетворяют показатели проекта требованиям лицензирования или не удовлетворяют. Количественная оценка безопасности не проводилась.

Целью настоящего раздела является разработка методики выбора оптимального технического решения для ЯЭУ из вариантов, имеющих разные технико-экономические показатели, показатели надежности, безопасности и воздействия на окружающую среду. В основе решения поставленной задачи лежит идея сведения всех показателей к экономическим.

#### 4.4. Связь показателей надежности с экономическими показателями

К количественным показателям надежности относятся [140, 141]:

$$\text{коэффициент готовности } k_G = \frac{T_1}{T_1 + T_2},$$

$$\text{коэффициент технического использования } k_{Т.И.} = \frac{T_1}{T_1 + T_2 + T_{пл}},$$

$$\text{коэффициент оперативной готовности } k_{Г.О.} = \frac{T_1 + T_{рез}}{T_1 + T_2 + T_{пл} + T_{рез}},$$

где  $T_1$ ,  $T_2$  – суммарная продолжительность работы и простоев из-за вынужденных отказов, а  $T_{пл}$ ,  $T_{рез}$  – продолжительность плановых простоев и простоя в резерве.

Эти три коэффициента используются для оценки надежности элементов, имеющих только два состояния: нормальная работа и полный отказ. Если же выход из строя одного из элементов приводит к частичной потере работоспособности установки, пользуются коэффициентом обеспечения заданного отпуска энергии:

$$\eta_{об} = 1 - \frac{\Delta \mathcal{E}}{\mathcal{E}}, \quad (4.36)$$

где  $\Delta \mathcal{E}$  - практический или предполагаемый в прогнозирующих расчетах недоотпуск энергии вследствие отказов;

$\mathcal{E}$  - заданный отпуск энергии установкой.

Под заданным отпуском понимается планируемая выработка за вычетом собственных нужд. Указанный коэффициент близок к коэффициенту использования установленной мощности (КИУМ) с той разницей, что у КИУМ в знаменателе находится максимально возможная выработка за календарное время. То есть КИУМ, как и  $K_{Т.И.}$ ,  $K_{Г.О.}$ , учитывает кроме отказов и такие организационные мероприятия как длительность ППР, нахождения в резерве и т.д. Численно  $\eta_{об} > \text{КИУМ}$  и оценивает непосредственно потери из-за отказов.

Как видно, показатели надежности непосредственно связаны с выработкой электроэнергии, а значит с технико-экономическими показателями. Повышение  $\eta_{об}$  на конкретной установке может быть достигнуто за счет дополнительных капитальных вложений или организационных мероприятий. Эффективность и целесообразность этого повышения оценивается по экономическому эффекту (4.33). Если имеет место прибыль в результате, например, реконструкции, то осуществление рассматриваемого предложения целесообразно.

Итак, можно констатировать, что все основные показатели надежности (безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость) однозначно находят свое отражение в технико-экономических показателях: экономическом эффекте и рентабельности и отдельно могут не учитываться.

При разном сроке службы сопоставляемых установок следует учитывать все затраты в разные варианты для получения одинаковой выработки за максимальный срок службы, соответствующий одному из вариантов.

#### **4.5. Экономические показатели ЯЭУ с учетом безопасности**

Следует отметить, что безопасность является одним из свойств понятия надежности [141], хотя этот термин и означает свойство АЭС при условиях нормальной эксплуатации, нарушениях нормальной эксплуатации, аварийных ситуациях и авариях ограничивать радиационное воздействие на персонал, население и окружающую среду [142, 143].

При исследовании безопасности анализируется набор вероятных аварийных нарушений, приводящих к повреждению активной зоны, а также вызванных отказами защитных и локализирующих систем. На основе дерева событий рассчитываются вероятности конечных состояний всей системы. Последствия радиационной аварии характеризуются количеством и составом радиоактивных веществ, попадающих в окружающую среду. Таким образом, в качестве количественных показателей безопасности используются радиационные и вероятностные показатели [144, 145]. Радиационные показатели характеризуют размер ущерба или размер последствий, связанных с радиационными воздействиями на персонал, часть населения и/или окружающую среду (величины выбросов радионуклидов, эквивалентные эффективные дозы облучения).

В качестве меры полного радиационного воздействия, наносимого в

результате радиоактивного загрязнения, а также в качестве основы для оценки соответствующего ущерба используется ожидаемая коллективная доза, рассчитываемая для персонала АЭС и для населения [146, 147]:

$$S^c = \int_0^{\infty} \dot{S}(t) dt, \quad (4.37)$$

где  $\dot{S}(t) = \frac{dS(t)}{dt}$  - мощность коллективной дозы.

Ожидаемая коллективная доза рассчитывается исходя из типа изотопов, попадающих в окружающую среду при конкретном событии, и их количества. Тогда, имея вероятности каждого из событий  $P_i$  (лет<sup>-1</sup>), приводящих к выходу радиоактивных веществ в окружающую среду, и ожидаемую коллективную дозу облучения при этих событиях  $S_i^c$ , можно рассчитать суммарную ожидаемую дозу, характеризующую работу данной установки во всех режимах, включая нормальную эксплуатацию:

$$S_{\Sigma} = \tau \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot (S_{i,персонал}^c + S_{i,население}^c) \quad (4.38)$$

где  $\tau$  - проектный срок службы, лет.

Вероятностные показатели включают:

#### 1. Станционный уровень безопасности:

- а) вероятность повреждения активной зоны (частичное или полное разрушение или расплавление) — характеризует безопасность АЭС в целом;
- б) вероятности невыполнения заданных функций безопасности или отказа системы безопасности при возникновении требований (исходных событий);
- в) интенсивности возникновения исходных событий (расплавление или разрушение активной зоны, разгерметизация 1-го контура, неплотность контеймента и т.д.).

#### 2. Внестанционный риск:

а) индивидуальный риск летального исхода  $R(T)$ , определяемый как вероятность смерти человека, находящегося в окрестности АЭС, вследствие ее эксплуатации в течение времени  $T$ :

$$R(T) = \sum_{i=1}^n P_i(T, H_i) \cdot r_i(H_i), \quad (4.39)$$

где  $P_i(T, H_i)$  – вероятность получения эквивалентной дозы  $H_i$  на интервале времени  $(0, T)$ ;

$r_i(H_i)$  - вероятность смерти человека при облучении дозой  $H_i$ ;  
 $n$  – число возможных состояний ЯЭУ;

б) средняя ожидаемая эффективная эквивалентная доза  $\bar{H}(T)$  :

$$\bar{H}(T) = \sum_{i=1}^n V_i(T, H_i) \cdot H_i, \quad (4.40)$$

где  $V_i(T, H_i)$  - вероятность возникновения на интервале времени  $(0, T)$   $i$ -го состояния ЯЭУ, в котором значение дозы равно  $H_i$ .

Как видно, радиационные и вероятностные показатели с одной стороны дополняют друг друга, с другой — не объединяются в один критерий. Наличие нескольких показателей делает неопределенным выбор оптимального технического решения. К тому же в оценках используется вероятность смерти человека, что вызывает необходимость оценивать стоимость жизни и вызывает внутреннее несогласие. Применение консервативных методов на ранней стадии развития ядерной энергетики было оправдано. Сегодня следует развивать более точные методы оценки вреда, которые к тому же не будут тормозить развитие новых технологий. Поэтому предлагается ввести единый критерий для сопоставления ядерно- и радиационно-опасных технологий, называемый стоимостным эквивалентом безопасности (СЭБ).

#### Стоимостной эквивалент безопасности

С учетом стоимостного эквивалента безопасности (СЭБ) технико-экономические показатели примут вид:

$$NPV = \sum_0^{T_p} [P_t \cdot q_t - (K_t + i_t \cdot q_t + CЭБ_t)](1+r)^{-1} \quad (4.41)$$

$$C_{lev} = \sum_{t=T_B}^{T_E} \frac{(K_t + i_t \cdot q_t + CЭБ_t)}{(1+r)^{t-T_d}} / \sum_{t=T_0}^{T_L} \frac{q_t}{(1+r)^{t-T_d}} \quad (4.42)$$

Рассмотрим два варианта определения стоимостного эквивалента безопасности ЯЭУ (СЭБ).

Облучение приводит к нанесению вреда здоровью людей. Проще всего оценить вред стоимостью риска жизни. В практике оптимизации радиационной защиты используется понятие денежного эквивалента единицы риска  $\alpha$  [144, 146]. Расширим этот подход для оценки вклада безопасности в общие стоимостные затраты. Использование риска упрощается тем, что в соответствии с требованиями [146] в проектной документации на ядерные установки должны содержаться расчеты вероятностей критических событий, а также должны быть указаны вероятности облучиться при этих событиях. Риск определяется, как произведение вероятности облучиться на вероятность

заболеть при этом облучении. Величина риска отождествляется с числом случаев заболевания. Умножая значение риска на его денежный эквивалент, определяют затраты, которые понесет общество при конкретной аварии. Техническое решение, которое характеризуется меньшим значением СЭБ, является более предпочтительным с точки зрения безопасности.

Расчет ведется для нормальной эксплуатации и возможных аварийных ситуаций, характеризующихся различными ожидаемыми коллективными дозами. Коэффициенты риска определяются соответственно как:

$r_{\text{перс.}} = 5,6 \cdot 10^{-2} \text{ Зв}^{-1}$  — для персонала;

$r_{\text{нас.}} = 7,3 \cdot 10^{-2} \text{ Зв}^{-1}$  — для населения.

Практическое применение этого способа затруднено из-за отсутствия узаконенного значения стоимости риска. В [146] имеются рекомендации:  $\alpha$  рассчитывается из величины валового национального дохода на одного жителя страны (экономическая составляющая) и с учетом компенсации за психологическое принятие риска (социальная составляющая). Согласно рекомендациям, экономическая составляющая равна 5-10 % от социальной. В [144] приводятся даже конкретные значения:  $\alpha = 10^3 - 10^5$  дол. США/(чел.·Зв) или 7,5 тыс. советских руб/(чел.·Зв). Однако эти числа могут рассматриваться только как ориентировочные и для официальных расчетов использоваться не могут. Выбор наиболее предпочтительного варианта может осуществляться на основании выражения [146,149] (по аналогии с оптимизацией радиационной защиты):

$$B = V - P - X - Y, \quad (4.43)$$

где  $B$  – польза;

$V$  – общая польза, определяемая стоимостью произведенной электроэнергии;

$P$  – основная стоимость производства;

$X$  – стоимость достижения выбранного уровня безопасности;

$Y$  – стоимость вреда, связанного с данным производством,  $Y = N \cdot \alpha$  – произведение числа пострадавших людей на стоимость риска.

Техническое решение, имеющее наибольшую пользу, отнесенную к единице произведенной продукции, является более предпочтительным.

2. Возможным путем учета риска от облучения может быть учет затрат на восстановление или компенсацию потери здоровья в результате облучения. В частности, в результате деления ожидаемой коллективной дозы на максимально допустимую индивидуальную дозу (лимит дозы) получим количество пострадавших в результате ликвидации аварии людей. При ликвидации Чернобыльской аварии такой величиной было 25 бэр. В принципе эта доза не должна приводить к серьезным отрицательным последствиям. Тем не менее, можно предположить, что при консервативном подходе после облучения человек может потерять трудоспособность. Затраты на

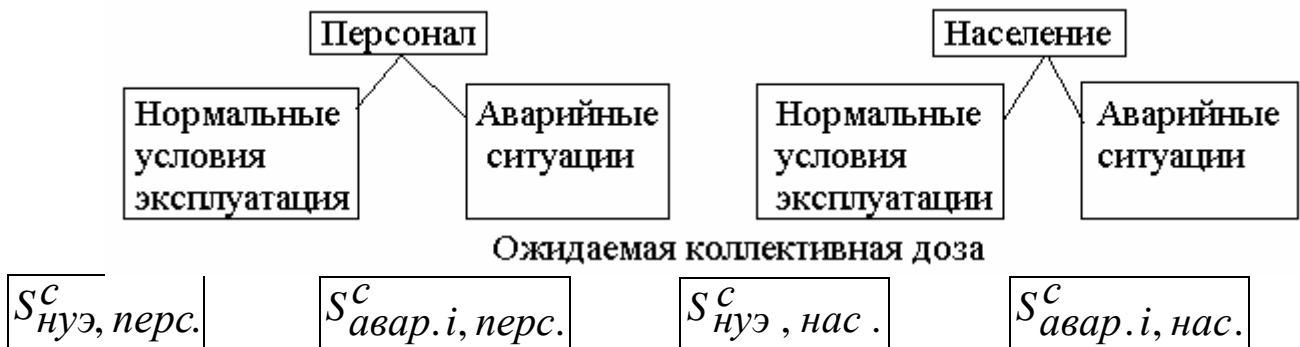
компенсацию потери трудоспособности выразится в размере пенсии, выплачиваемой от среднего возраста пострадавших (например, при начале трудовой деятельности в 20 лет и выходе на пенсию в 60 лет средний возраст определится как 40 лет) до средней продолжительности жизни в стране. Величина пенсии в этом случае определяется по закону для лиц, потерявших трудоспособность в результате производственной аварии. Здесь требуется провести анализ состава и квалификации персонала АЭС, затем определить среднюю зарплату, от которой может быть начислена пенсия по нетрудоспособности. Аналогичные расчеты следует выполнить и для населения, определяя количество пострадавших делением коллективной дозы для населения на лимит дозы для категории В. Этот способ представляется реализуемым в настоящее время.

На рис. 4.1 представлен предложенный метод определения СЭБ ЯЭУ [148].

С учетом компенсации за риск ( $\alpha$ — годовой размер средней пенсии по потере трудоспособности):

$$СЭБ = (n_{нуэ, перс.} + n_{авар., перс.}) \alpha_{перс.} + (n_{нуэ, нас.} + n_{авар., нас.}) \alpha_{нас.}$$

#### Категории облучаемых лиц



Вероятность  $i$ -го события ( $P_i$ ) и риск облучиться и заболеть при этом ( $r_i$ ) позволяют определить вероятную ожидаемую коллективную дозу:

$$R_{нуэ, перс.} = r_{перс.} \cdot S^C_{нуэ, перс.}$$

$$R_{авар. перс.} = \sum(P_i \cdot r_{n,i} \cdot S^C_{авар. i, перс.})$$

$$R_{нуэ, нас.} = r_{нас.} \cdot S^C_{нуэ, нас.}$$

$$R_{авар. нас.} = \sum(P_i \cdot r_{n,i} \cdot S^C_{авар. i, нас.})$$

#### Вероятное количество пострадавших (ЛД – лимит дозы)

$$n_{нуэ, перс.} = \frac{R_{нуэ, перс.}}{ЛД_{перс.}}$$

$$n_{авар., перс.} = \frac{R_{авар., перс.}}{ЛД_{перс.}}$$

$$n_{нуэ, нас.} = \frac{R_{нуэ, нас.}}{ЛД_{нас.}}$$

$$n_{авар., нас.} = \frac{R_{авар., нас.}}{ЛД_{нас.}}$$

Рисунок 4.1 - Методика расчета стоимостного эквивалента безопасности

Следует отметить, что показатели безопасности связаны с показателями воздействия на окружающую среду. Разработка мероприятий защиты персонала и населения предполагает, что этих средств достаточно для защиты и окружающей среды. Поэтому в технико-экономическом критерии дополнительные затраты на окружающую среду не учитываются. При необходимости такого учета предлагается учитывать затраты на возмещение ущерба окружающей среде в результате выбросов. Соответствующая система штрафов и исков разработана и действует относительно вредных газов, тяжелых металлов и т.д. Следует разработать такую шкалу и к выбросам радиоактивных веществ. На сегодняшний день такая шкала не существует.

Второй возможный подход к решению задачи выбора технического решения для ЯЭУ сводится к обеспечению одинаковой безопасности сопоставляемых вариантов. Либо их показатели безаварийной работы должны быть больше допустимой величины. Тогда эта постоянная составляющая затрат может не учитываться в переменной части приведенных затрат.



## 5. ТЕПЛОВАЯ НАГРУЗКА, ЕЕ РАСЧЕТ

### 5.1. Классификация тепловых нагрузок

В системах централизованного теплоснабжения (СЦТ) по тепловым сетям подается теплота различным тепловым потребителям. Несмотря на значительное разнообразие тепловой нагрузки, ее можно разбить на две группы по характеру протекания во времени: 1) сезонная; 2) круглогодочная.

Изменения сезонной нагрузки зависят главным образом от климатических условий: температуры наружного воздуха, направления и скорости ветра, солнечного излучения, влажности воздуха и т.п. Основную роль играет наружная температура. Сезонная нагрузка имеет сравнительно постоянный суточный график и переменный годовой график нагрузки. К сезонной тепловой нагрузке относятся отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха. Ни один из указанных видов нагрузки не имеет круглогодочного характера. Отопление и вентиляция являются зимними тепловыми нагрузками.

К круглогодочной нагрузке относятся технологическая нагрузка и горячее водоснабжение. Исключением являются только некоторые отрасли промышленности, главным образом связанные с переработкой сельскохозяйственного сырья (например, сахарная), работа которых имеет обычно сезонный характер.

График технологической нагрузки зависит от профиля производственных предприятий и режима их работы, а график нагрузки горячего водоснабжения — от благоустройства жилых и общественных зданий, состава населения и распорядка его рабочего дня, а также от режима работы коммунальных предприятий — бань, прачечных. Эти нагрузки имеют переменный суточный график. Годовые графики технологической нагрузки и нагрузки горячего водоснабжения также в определенной мере зависят от времени года. Как правило, летние нагрузки ниже зимних вследствие более высокой температуры перерабатываемого сырья и водопроводной воды, а также благодаря меньшим теплотерям теплопроводов и производственных трубопроводов.

Одна из первоочередных задач при проектировании и разработке режима эксплуатации систем централизованного теплоснабжения заключается в определении значений и характера тепловых нагрузок.

В том случае, когда при проектировании установок централизованного теплоснабжения отсутствуют данные о расчетных расходах теплоты, основанных на проектах теплопотребляющих установок абонентов, расчет тепловой нагрузки проводится на основе укрупненных показателей. В процессе эксплуатации значения расчетных тепловых нагрузок корректируют по действительным расходам. С течением времени это дает возможность установить проверенную тепловую характеристику для каждого потребителя.

## 5.2. Сезонная нагрузка

Основная задача отопления заключается в поддержании внутренней температуры помещений на заданном уровне. Для этого необходимо сохранение равновесия между тепловыми потерями здания и теплопритоком. Условие теплового равновесия здания может быть выражено в виде равенства

$$Q = Q_T + Q_{И} = Q_O + Q_{ТВ} \quad , \quad (5.1)$$

где  $Q$  — суммарные тепловые потери здания;  
 $Q_T$  — теплопотери теплопередачей через наружные ограждения;  
 $Q_{И}$  — теплопотери инфильтрацией из-за поступления в помещение через неплотности наружных ограждений холодного воздуха;  
 $Q_O$  — подвод теплоты в здание через отопительную систему;  
 $Q_{ТВ}$  — внутренние тепловыделения.

Тепловые потери здания в основном зависят от первого слагаемого  $Q_T$ . Поэтому для удобства расчета можно тепловые потери здания представить так:

$$Q = Q_T(1 + \mu), \quad (5.2)$$

где  $\mu = Q_{И}/Q_T$  — коэффициент инфильтрации, представляющий собой отношение теплопотерь инфильтрацией к теплопотерям теплопередачей через наружные ограждения.

Источником внутренних тепловыделений  $Q_{ТВ}$  в жилых зданиях являются обычно люди, приборы для приготовления пищи (газовые, электрические и другие плиты), осветительные приборы. Эти тепловыделения носят в значительной мере случайный характер и не поддаются никакому регулированию во времени.

Для обеспечения в жилых районах нормального температурного режима во всех отапливаемых помещениях обычно устанавливаются гидравлический и температурный режим тепловой сети при нулевых тепловыделениях ( $Q_{ТВ} = 0$ ).

Для предупреждения существенного повышения внутренней температуры в помещениях, в которых внутренние тепловыделения значительны, необходимо периодически выключать часть отопительных приборов или снижать расход теплоносителя через них. Качественное решение этой задачи возможно лишь при индивидуальной автоматизации, т.е. при установке авторегуляторов непосредственно на нагревательных приборах и вентиляционных калориферах.

Источник внутренних тепловыделений в промышленных зданиях — тепловые и силовые установки и механизмы различного рода (печи, двигатели и др.). Внутренние тепловыделения промышленных предприятий довольно устойчивы и нередко представляют существенную долю расчетной отопительной нагрузки, поэтому они должны учитываться при разработке

режима теплоснабжения промышленных районов.

Теплопотери теплопередачей через наружные ограждения (Дж/с или ккал/ч) могут быть определены расчетным путем по формуле

$$Q_T = \sum(k \cdot F \cdot \Delta t), \quad (5.3)$$

где  $F$  — площадь поверхности отдельных наружных ограждений, м<sup>2</sup>;

$k$  — коэффициент теплопередачи наружных ограждений, Вт/(м<sup>2</sup>·К) или ккал/(м<sup>2</sup>·ч·°С);

$\Delta t$  — разность температур воздуха с внутренней и наружной сторон ограждающих конструкций, °С.

Для здания объемом по наружному измерению  $V$ , м<sup>3</sup>, периметром в плане  $P$ , м, площадью в плане  $S$ , м<sup>2</sup>, и высотой  $L$ , м, уравнение (5.3) приводится к формуле, предложенной проф. Н.С. Ермолаевым:

$$Q_T = (t_v - t_H) V \left\{ \frac{P}{S} [k_c + \varphi(k_{ок} - k_c)] + \frac{1}{L} [\psi_1 k_{nm} + \psi_2 k_{nl}] \right\} \quad (5.4)$$

где  $k_c$ ,  $k_{ок}$ ,  $k_{nm}$ ,  $k_{nl}$  — коэффициенты теплопередачи стен, окон, потолка верхнего этажа, пола нижнего этажа;

$\varphi$  — коэффициент остекления, т.е. отношение площади окон к площади вертикальных ограждений (стен);

$\psi_1$ ,  $\psi_2$  — поправочные коэффициенты на расчетный перепад температур для верхнего и нижнего горизонтальных ограждений здания;

$t_v$  — усредненная температура внутреннего воздуха отапливаемых помещений, °С;

$t_H$  — температура наружного воздуха, °С.

Для определения расчетного расхода теплоты на отопление в (5.4) принимают  $t_v = t_{вр}$ , где  $t_{вр}$  — усредненная расчетная температура внутреннего воздуха в отапливаемых помещениях (табл. 5.1).

В (5.4) коэффициенты  $\psi_1$ ,  $\psi_2$  меньше единицы, так как в отопительный период температура воздуха на чердаке здания и температура грунта под полом нижнего этажа выше наружной температуры. В большинстве случаев  $\psi_1 = 0,75 \dots 0,9$ ;  $\psi_2 = 0,5 \dots 0,7$ .

Выражение, заключенное в (5.4) в фигурные скобки, представляет собой потерю теплоты теплопередачей через наружные ограждения при разности внутренней и наружной температур 1 °С, отнесенную к одному м<sup>3</sup> наружного объема здания.

Эта величина, называемая удельной теплопотерей здания,

$$q_{0v} = \frac{P}{S} k_c + \frac{1}{L} k_2 \quad (5.5)$$

где  $k_6$  - средний коэффициент теплопередачи вертикальных ограждений зданий (стен), Вт/(м<sup>2</sup>·К);

$k_2$  - эквивалентный коэффициент теплопередачи горизонтальных ограждений здания (перекрытий верхнего этажа и пола нижнего этажа), Вт/(м·К);

$$k_6 = k_c + \varphi(k_{ок} - k_c);$$

$$k_2 = \psi_1 k_{nm} + \psi_2 k_{nl}. \quad (5.6)$$

Таблица 5.1 - Усредненные расчетные температуры воздуха внутри помещения

Наименование или тип здания	$t_b$
Жилые здания, гостиницы, общежития, административные здания	+ 18
Учебные заведения различного профиля, предприятия общественного питания, клубы	+ 16
Театры, магазины, прачечные, пожарные депо	+ 15
Кинотеатры	+ 14
Гаражи	+10
Детские ясли-сады, поликлиники, больницы	+ 20
Бани	+ 25

При  $k$  в Вт/(м<sup>2</sup>·К)  $q_{ov}$  измеряется в Дж/(с·м<sup>3</sup>·К).

Теплопотери путем теплопередачи через наружные ограждения здания:

$$Q_T = q_{ov} V (t_6 - t_n), \quad (5.7)$$

а полные теплопотери с учетом инфильтрации

$$Q = q_{ov} V (1 + \mu) (t_6 - t_n). \quad (5.8)$$

Для жилых и общественных зданий при правильной эксплуатации максимальный коэффициент инфильтрации в большинстве случаев составляет 3...6 %, что лежит в пределах погрешности расчета теплопотерь. Поэтому для упрощения инфильтрацию не вводят в расчет, т.е. принимают  $\mu = 0$ . Для учета инфильтрации значение удельных теплопотерь принимают с небольшим запасом.

Теплопотери инфильтрацией промышленных зданий нередко достигают 25...30 % теплопотерь через наружные ограждения, и их необходимо учитывать при расчете.

Как видно из (5.7), максимальные теплопотери теплопередачей через наружные ограждения соответствуют минимальному значению  $t_n$ , т.е.

наинизшей температуре наружного воздуха. Естественно, возникает вопрос, по какой наружной температуре следует определять расчетный расход теплоты на отопление. Если это выполнять по минимальной наружной температуре, когда-либо наблюдавшейся в данной местности, то получатся чрезмерно завышенные мощности тепловых установок, так как минимальная наружная температура имеет, как правило, весьма кратковременный характер.

Поэтому при определении расхода теплоты на отопление исходят не из минимального значения наружной температуры, а из другого, более высокого, так называемого расчетного, значения наружной температуры для отопления  $t_{H.0}$ , равной средней температуре наиболее холодных пятидневок, взятых из восьми наиболее холодных зим за 50-летний период.

В приложении 1 в конце книги приведены расчетные наружные температуры для ряда городов бывшего СССР.

Температура внутренней поверхности наружных стен непосредственно влияет на интенсивность теплоотдачи излучением от поверхности человеческого тела при нахождении человека в жилых и общественных зданиях. Поэтому максимальная разность между температурой воздуха в помещениях и температурой внутренней поверхности наружных стен должна быть не выше 6 °С.

Так как при установившемся тепловом режиме теплоприток к внутренней поверхности наружных стен равен количеству теплоты, передаваемой через стену, для режима расчетной наружной температуры можно записать следующие уравнения:

$$\alpha_c \delta t = k_c (t_{в.р.} - t_{н.о.})$$

или

$$k_c = \alpha_c \delta t / (t_{в.р.} - t_{н.о.}), \quad (5.9)$$

где  $\alpha_c$  — коэффициент теплоотдачи от внутреннего воздуха к внутренней поверхности стены;

$k_c$  — коэффициент теплопередачи наружных стен;

$\delta t$  — допустимый перепад температур между внутренним воздухом и поверхностью стены  $\delta t = 5 \dots 6$  °С;

$(t_{в.р.} - t_{н.о.})$  — расчетная разность внутренней и наружной температуры, °С.

Формула (5.9) показывает, что при практически постоянном значении произведения  $\alpha_c \delta t$  для всех районов коэффициент теплопередачи наружных стен жилых и общественных зданий должен изменяться обратно пропорционально расчетной разности температур  $(t_{в.р.} - t_{н.о.})$ , т.е. в районах с более низкой расчетной наружной температурой для отопления наружные стены зданий должны иметь более низкие коэффициенты теплопередачи.

Удельные теплопотери жилых и общественных зданий с наружным объемом  $V > 3000$  м<sup>3</sup>, сооруженных по новым проектам после 1985 г., а также более утепленных зданий, сооруженных ранее, в районах с расчетной наружной температурой для отопления  $t_{H.0} = - 30$  °С могут быть ориен-

тировочно вычислены как

$$q_{ov} = a/\sqrt[6]{V} \quad (5.10)$$

где  $a = 1,85 \text{ Дж}/(\text{м}^{2,5} \text{ с К})$ .

Для районов с другой расчетной температурой для отопления к значениям  $q_{ov}$ , вычисленным по формуле (5.10), вводятся поправочные коэффициенты  $\beta$  (табл.5.2).

Таблица 5.2 – Поправочные коэффициенты к тепловой нагрузке в зависимости от наружной температуры

$t_{н.о}$	-10	-20	-30	-40	-50
$\beta$	1,3	1,1	1,0	0,9	0,85

При определении тепловой нагрузки вновь застраиваемых районов и отсутствии данных о типе и размерах намечаемых к сооружению общественных зданий можно ориентировочно принять расчетный расход теплоты на отопление общественных зданий равным 25 % расчетного расхода теплоты на отопление жилых зданий района.

Значения удельных теплопотерь промышленных зданий различного объема и назначения приведены в приложении 4. Ими можно пользоваться при ориентировочном расчете по укрупненным показателям отопительной нагрузки промышленных зданий во всех климатических районах.

При отсутствии данных о типе застройки и наружном объеме жилых и общественных зданий строительными нормами и правилами (СНиП II) 04.07.86 «Тепловые сети») рекомендуется определять расчетный расход теплоты на отопление жилых и общественных зданий по формуле

$$Q'_o = q_0 A (1 + K_1), \quad (5.11)$$

где  $q_0$  - укрупненный показатель максимального расхода теплоты на отопление  $1 \text{ м}^2$  общей площади жилых зданий (приложение 5),  $\text{Вт}/\text{м}^2$ ;

$A$  - общая площадь жилых зданий,  $\text{м}^2$ ;

$K_1$  - коэффициент, учитывающий расход теплоты на отопление общественных зданий. При отсутствии данных рекомендуется принимать  $K_1 = 0,25$ .

Для экономного использования топлива большое значение имеет выбор начала и конца отопительного сезона, обычно регламентируемые местными органами власти.

Действующими в нашей стране строительными нормами и правилами продолжительность отопительного периода определяется по числу дней с устойчивой среднесуточной температурой  $+8 \text{ }^\circ\text{C}$  и ниже. Эту наружную

температуру обычно считают началом и концом отопительного периода  $t_{н.к.} = 8$  °С. Однако эксплуатационные наблюдения показывают, что нельзя оставлять жилые и общественные здания без отопления в течение продолжительного времени при наружной температуре ниже +10...+12 °С, так как это приводит к заметному снижению внутренней температуры в помещении и неблагоприятно отражается на самочувствии населения.

В приложении 3 приведены данные о длительности стояния различных температур наружного воздуха за отопительный период в некоторых городах бывшего СССР, ими можно пользоваться для ориентировочных расчетов при отсутствии более точных сведений.

Начало и конец отопительного сезона для промышленных зданий определяются наружной температурой, при которой теплопотери через наружные ограждения делаются равными внутренним тепловыделениям. Так как тепловыделения в промышленных зданиях значительны, то в большинстве случаев длительность отопительного сезона для промышленных зданий короче, чем для жилых и общественных. Среднесуточная температура наружного воздуха, соответствующая началу и концу отопительного сезона промышленных зданий с большими внутренними тепловыделениями, может быть найдена по формуле

$$t_{н.к.} = t_{в.р.} - \frac{Q_{м.в.}}{Q} (t_{в.р.} - t_{н.о.}) \leq 8 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (5.12)$$

Неравенство в правой части показывает, что если рассчитанная по (5.12)  $t_{н.к.} > 8$  °С, то в соответствии с действующими СНиП можно принимать  $t_{н.к.} = 8$  °С.

Вентиляция. Расход теплоты на вентиляцию предприятий, а также общественных зданий и культурных учреждений составляет значительную долю суммарного теплопотребления объекта. В производственных предприятиях расход теплоты на вентиляцию часто превышает расход на отопление.

Расход теплоты на вентиляцию принимают по проектам местных систем вентиляции или по типовым проектам зданий, а для действующих установок — по эксплуатационным данным.

Ориентировочный расчет расхода теплоты на вентиляцию, Дж/с или ккал/ч, можно проводить по формуле

$$Q_v = m V_v c_v (t_{в.н.} - t_n) \quad (5.13)$$

где  $Q_v$  — расход теплоты на вентиляцию;

$m$  — кратность обмена воздуха, 1/с или 1/ч;

$V_v$  — вентилируемый объем здания, м<sup>3</sup>;

$c_v$  — объемная теплоемкость воздуха, равная 1,26 кДж/(м<sup>3</sup>·К);

$t_{в.п}$  — температура нагретого воздуха, подаваемого в помещение, °С;

$t_n$  — температура наружного воздуха, °С.

Для удобства расчета (5.13) приводят к виду

$$Q_в = q_в V (t_{в.п} - t_n), \quad (5.14)$$

где  $q_в$  — удельный расход теплоты на вентиляцию, т.е. расход теплоты на 1 м<sup>3</sup> вентилируемого здания по наружному обмеру и на 1 °С разности между усредненной расчетной температурой воздуха внутри вентилируемого помещения и температурой наружного воздуха;

$V$  — наружный объем вентилируемого здания;

$t_{в}$  — усредненная внутренняя температура, °С.

Из сравнения (5.13) и (5.14) следует, что при  $t_{в.н.} = t_{в}$

$$Q_в = mc_в V_в / V \quad (5.15)$$

В приложении 2 приведены значения удельных расходов теплоты на вентиляцию промышленных, а также служебных и общественных зданий, на основе которых могут быть определены расчетные расходы теплоты на вентиляцию по укрупненным показателям при ориентировочных расчетах.

Для снижения расчетного расхода теплоты на вентиляцию минимальная наружная температура, по которой рассчитываются вентиляционные установки,  $t_{н.в.}$ , принимается, как правило, выше расчетной температуры для отопления  $t_{н.о.}$ . По действующим нормам расчетная температура наружного воздуха для проектирования вентиляции определяется как средняя температура наиболее холодного периода, составляющего 15 % продолжительности всего отопительного периода. Исключением являются только промышленные цеха с большим выделением вредных веществ, для которых  $t_{н.в.}$  принимается равной  $t_{н.о.}$ . Значения  $t_{н.в.}$  для ряда городов приведены в приложении 1.

Расчетный расход теплоты на вентиляцию

$$Q'_в = q_в V (t_{в.п.} - t_{н.в.}), \quad (5.16)$$

где  $t_{в.п.}$  — усредненная расчетная внутренняя температура, °С.

Когда температура наружного воздуха становится ниже  $t_{н.в.}$ , расход теплоты на вентиляцию не должен выходить за пределы расчетного расхода. Это достигается сокращением кратности обмена. Минимальная кратность обмена  $m_{min}$  при наружной температуре  $t_{н.о.}$  определяется по формуле

$$m_{min} = m \frac{t_{в.п.} - t_{н.в.}}{t_{в.п.} - t_{н.о.}} \quad (5.17)$$



где  $m$  — расчетная кратность обмена воздуха.

При отсутствии более точных данных СНиП 2.04.0.86 «Тепловые сети» рекомендует определять расчетный расход теплоты на вентиляцию общественных зданий, Дж/с, по формуле

$$Q'_v = K_1 K_2 q_0 A \quad (5.18)$$

где  $K_2$  — коэффициент, учитывающий расход теплоты на вентиляцию общественных зданий; при отсутствии более точных данных рекомендуется принимать для общественных зданий, построенных до 1985 г.,  $K_2 = 0,4$ ; после 1985 г. —  $K_2 = 0,6$ . Значения  $K_1$ ,  $q_0$ ,  $A$  определяются по (5.11),

Для регулирования кратности обмена воздуха в диапазоне температур  $t_{н.в.} > t_n > t_{н.о}$  вентиляционные установки должны быть оснащены авторегулирующими приборами.

**Суммарная сезонная тепловая нагрузка.** Отопительная нагрузка имеет, как правило, круглосуточный характер. При неизменных наружной температуре, скорости ветра и облачности отопительная нагрузка жилых зданий практически постоянна. Отопительная нагрузка общественных зданий и промышленных предприятий имеет непостоянный суточный, а часто и непостоянный недельный график, когда в целях экономии теплоты искусственно снижают подачу теплоты на отопление в нерабочие часы (ночной период и выходные дни).

Значительно более резко изменяется как в течение суток, так и по дням недели вентиляционная нагрузка, так как в нерабочие часы промышленных предприятий и учреждений вентиляция, как правило, не работает.

Суммарный расход теплоты на отопление и вентиляцию по району представляет собой сумму расходов отдельных абонентов. Рассмотрим пример. Расчетные теплотопотери промышленных зданий равны 500 МДж/с. Часть теплотопотерь промышленных зданий в размере 100 МДж/с компенсируется внутренними тепловыделениями, поэтому расчетный расход теплоты на отопление промышленных зданий меньше расчетных теплотопотерь этих зданий и составляет 400 МДж/с. По этой же причине отопление промышленных зданий должно включаться в работу при наружной температуре  $t_{н.к.} < +4$  °С. При наружных температурах выше +4 °С теплотопотери промышленных зданий компенсируются внутренними тепловыделениями.

### 5.3. Круглогодичная нагрузка

Параметры и расход теплоты для технологических нужд зависят от характера технологического процесса, типа производственного оборудования, общей организации работ и т.д. Усовершенствование и рационализация технологического процесса могут вызвать коренные изменения в размере и характере тепловой нагрузки.

Как правило, тепловые нагрузки промышленных предприятий задаются

технологами на основе соответствующих расчетов или данных тепловых испытаний. Наибольшие удельные расходы теплоты на единицу вырабатываемой продукции имеют нефтеперерабатывающая, нефтехимическая, химическая, бумажно-целлюлозная и пластмассовая отрасли промышленности (табл. 5.3).

В связи с интенсивным жилищным строительством значительно выросла нагрузка горячего водоснабжения городов. Эта нагрузка во многих районах становится соразмерной отопительной нагрузке. Годовой отпуск теплоты на горячее водоснабжение жилых районов часто достигает 35...40 % суммарного годового расхода теплоты района.

Таблица 5.3 - Среднегодовой удельный расход теплоты на производство продукции составляет в среднем, ГДж/т:

Продукция	Расход теплоты	Продукция	Расход теплоты
Синтетический каучук	111	Серная кислота	0,5
Химические волокна	60	Сахарная свекла (переработка)	1,3
Фенол	37	Кормовой белок	0,03
Пластмассы и синтетические смолы	22	Животное масло	0,015
Целлюлоза	18	Чугун	0,24
Каустическая сода	14	Мартеновская сталь	0,13
Кальцинированная сода	8	Прокат черных металлов	0,3
Бумага и картон	11	Стальные трубы	0,54
Метанол	9	Уголь (добыча)	0,11
Карбамид	6,5	Нефтедобыча	0,06
Синтетический аммиак	5	Нефтепереработка	0,8
Кокс	0,95		

Горячее водоснабжение имеет весьма неравномерный характер, как в течение суток, так и в течение недели. Наибольшая нагрузка горячего водоснабжения в жилых районах имеет место, как правило, в предвыходные дни (при 5-дневной рабочей неделе в первый выходной день — субботу). Средненедельный расход теплоты, Дж/с, бытового горячего водоснабжения отдельных жилых, общественных и промышленных зданий или группы однотипных зданий определяется по СНиП 2.04.07.86 «Тепловые сети» по следующей формуле:

$$Q_2^{cp,n} = \frac{1,2m(a+b)(55-t_x)c_p^{cp}}{n_c} \quad (5.19)$$

где  $a$  — норма расхода горячей воды с температурой  $t_r = 55$  °С, кг (л) на 1 чел. в сутки; значения  $a$  приведены в приложении 5;

$b$  — расход горячей воды с температурой  $t_r = 55$  °С, кг (л) для общественных зданий, отнесенный к одному жителю района; при отсутствии более точных данных рекомендуется принимать  $b = 25$  кг (л) на 1 чел. в сутки;

$m$  — количество людей;

$c_p^{cp} = 4190$  Дж/(кг · К) — теплоемкость воды;

$t_x$  — температура холодной воды, °С; при отсутствии данных о температуре холодной водопроводной воды ее принимают в отопительный период 5 °С и в летний период 15 °С;

$n_c$  — расчетная длительность подачи теплоты на горячее водоснабжение, с/сут; при круглосуточной подаче  $n_c = 24 \cdot 3600 = 86\,400$  с;

1,2 — коэффициент, учитывает остывание горячей воды в абонентских системах горячего водоснабжения.

При определении средненедельного расхода теплоты на горячее водоснабжение только жилых зданий без учета расхода горячей воды в общественных зданиях в формуле (5.19) принимают  $b = 0$ .

Температура горячей воды в местах водоразбора должна поддерживаться в следующих пределах:

- в открытых системах теплоснабжения и в системах местного горячего водоснабжения не ниже 55 и не выше 80 °С;

- в закрытых системах теплоснабжения не ниже 50 и не выше 75 °С.

Нормы расхода горячей воды, приведенные в приложении 5, относятся к температуре  $t_r = 55$  °С.

При использовании для бытового горячего водоснабжения воды с другой температурой  $t_{zi}$  норма ее расхода определяется из условия подачи абонентам нормированного количества теплоты по формуле

$$a_i = a \frac{55 - t_x}{t_{zi} - t_x} \quad (5.20)$$

При определении расчетной тепловой нагрузки горячего водоснабжения района централизованного теплоснабжения (СНиП 2.04.07-86) рекомендуется учитывать нагрузку горячего водоснабжения всех существующих зданий, в том числе не имеющих централизованных систем горячего водоснабжения или оборудованных газовыми колонками.

Средненедельный расход теплоты на горячее водоснабжение на одного жителя района  $q_z^{cp,n}$  вычисляется по (5.19) при  $m = 1$ . Для зданий, не оборудованных централизованной системой горячего водоснабжения,  $a = 0$ . Средний расход теплоты на бытовое горячее водоснабжение за сутки наибольшего водопотребления.

$$Q_2^{cp.2} = \chi_n Q_2^{cp.n}, \quad (5.21)$$

где  $\chi_n$  — коэффициент недельной неравномерности расхода теплоты. Рекомендуются принимать для жилых и общественных зданий  $\chi_n = 1,2$ , для промышленных зданий и предприятий  $\chi_n = 1$ .

Нагрузка горячего водоснабжения жилых домов имеет, как правило, в рабочие дни пики в утренние и вечерние часы и провалы в дневные и поздние ночные часы. В домах с ваннами пиковая нагрузка горячего водоснабжения превышает среднесуточную в 2-3 раза. В выходные дни суточный график горячего водоснабжения имеет более равномерное заполнение.

Суточный график горячего водоснабжения района имеет более равномерный характер благодаря взаимному сглаживанию неравномерностей графиков отдельных зданий.

Расчетный (максимально-часовой) расход теплоты на бытовое горячее водоснабжение, Дж/с или ккал/ч, равен среднечасовому расходу теплоты за сутки наибольшего водопотребления, умноженному на коэффициент суточной неравномерности:

$$Q_2^p = \chi_n \chi_c Q_2^{cp.n} \quad (5.22)$$

где  $\chi_c$  — коэффициент неравномерности расхода теплоты за сутки наибольшего водопотребления. При ориентировочных расчетах можно принимать для городов и населенных пунктов  $\chi_c = 1,7 \dots 2$ , для промышленных предприятий  $\chi_c = 1$ .

В приложении 5 приведены нормы расхода горячей воды.

#### 5.4. Годовой расход теплоты

Для определения расхода топлива, разработки режимов использования оборудования, графиков его ремонта и т.п. необходимо знать годовой расход теплоты на теплоснабжение, а также его распределение по сезонам (зима, лето) или по отдельным месяцам. Годовой расход теплоты потребителями района определяется по формуле

$$Q^{2od} = Q_o^{2od} + Q_6^{2od} + Q_2^{2od} + Q_m^{2od}, \quad (5.23)$$

где  $Q_o^{2od}$ ,  $Q_6^{2od}$ ,  $Q_2^{2od}$ ,  $Q_m^{2od}$  - годовые расходы теплоты на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение, технологические нужды.

Годовые расходы теплоты на отдельные виды теплового потребления могут быть рассчитаны следующим образом. Годовой расход теплоты на отопление

$$(5.24)$$

где  $Q_o^{cp}$  - средний расход теплоты за отопительный период, Дж/с или ккал/ч;

$n_0$  — продолжительность работы системы отопления, с/год или ч/год; для жилых и общественных зданий, т.е. продолжительность отопительного периода (см. приложение 1);

$n_d$  — длительность работы дежурного отопления, с/год или ч/год;

$t_{в.д}$  — температура внутреннего воздуха при работе дежурного отопления, °С.

Средний расход теплоты за отопительный период

$$(5.25)$$

Для жилых и общественных зданий  $Q'_o = Q'$  где  $Q'$  — расчетные теплотопотери здания при наружной температуре  $t_{н.о}$ .

Для промышленных зданий  $Q'_o = Q' - Q_{ТВ}$ , где  $Q_{ТВ}$  — внутренние тепловыделения.

$t_n^{cp.o}$  — средняя температура отопительного периода для жилых и общественных зданий (см. приложение 1); для промышленных зданий  $t_n^{cp.o}$  — средняя температура наружного воздуха за период работы отопления.

Средняя температура наружного воздуха за любой интервал отопительного периода определяется как частное от деления алгебраической суммы произведений средних температур отдельных периодов этого интервала на суммарную этих периодов.

Для жилых и общественных зданий  $n_d = 0$  и (5.24) принимает вид

$$Q_0^{zod} = Q_0^{cp} n_0$$

Годовой расход теплоты на вентиляцию определяется по формуле

$$Q_0^{zod} = Q'_в \left[ n_в + \frac{t_{в.п} - t_n^{cp.в}}{t_{в.п} - t_{н.в}} (n_0 - n_в) \right] \cdot \left[ 1 - \frac{n_д}{n_0} \right] \quad (5.26)$$

где  $Q'_в$  — расчетный расход теплоты на вентиляцию, Дж/с или ккал/ч;

$n_в$  — продолжительность отопительного периода с температурой наружного воздуха  $t_n < t_{н.в}$ , с/год или ч/год (при  $t_{н.в} = t_{н.о}$   $n_в = 0$ );

$n_д$  — длительность отопительного периода, когда вентиляция не работает, с/год или ч/год;

$t_n^{cp.в}$  — средняя температура наружного воздуха за период от начала отопительного периода  $t_n = t_{н.к}$  до  $t_n = t_{н.в}$ .

Годовой расход теплоты на горячее водоснабжение

$$Q_0^{год} = Q_2^{cp.n} \left[ n_o + \beta \frac{t_2 - t_{x.l}}{t_2 - t_{x.3}} (n_2 - n_o) \right], \quad (5.27)$$

где  $Q_2^{cp.n}$  - средненедельный расход теплоты на горячее водоснабжение, Дж/с или ккал/ч;

$n_2$ ,  $n_o$  - длительность работы системы горячего водоснабжения и продолжительность отопительного периода с/год или ч/год; обычно  $n_2 = 30,2 \cdot 10^6$  с/год = 8400 ч/год;

$\beta$  - коэффициент, учитывающий изменение средненедельного расхода воды на горячее водоснабжение в неотапительный период по отношению к отопительному периоду; при отсутствии данных рекомендуется принимать:  $\beta=0,8$  для жилищно-коммунального сектора всех районов, кроме курортных и южных городов;  $\beta = 1,5$  для жилищно-коммунального сектора курортных и южных городов;  $\beta = 1$  для промышленных предприятий.

Годовой расход теплоты на технологические нужды определяется на основе годового графика теплового потребления. При построении этого графика расход теплоты на отопление и вентиляцию определяется по среднемесячным наружным температурам. В приложении 6 приведены среднемесячные наружные температуры воздуха в ряде городов.

### **5.5. Определение удельной и суммарной тепловой нагрузки для неизвестного типа застройки**

Основой проектирования тепловых сетей являются тепловые нагрузки, необходимые для обогрева жилых и промышленных зданий. Тепловые сети и системы проектируют на транспортирование максимальных расчетных расходов тепла.

Тепловые нагрузки разнородны по характеру, поэтому расчетные расходы тепла определяют отдельно для отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и технологических целей.

При наличии в районе известной застройки, тепловые нагрузки определяются на основе паспортных данных типового или конкретного проекта, исходя из проектной жилой площади и тепловых характеристик здания.

В начале рассмотрим расходы тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение для микрорайона с неизвестной застройкой. При этом обычно известно количество жителей, для которых строится данный микрорайон, а также его географическое расположение. В этом случае, для укрупненных, достаточно приближенных, расчетов используется методика, позволяющая определять удельное теплоснабжение на одного человека, а затем оценивать тепловую нагрузку всего микрорайона.

Согласно этой методике, весь СНГ (бывший СССР) разбит на 4 климатических пояса:

1-й пояс - Сибирь, Урал и Север европейской части СНГ. Средняя продолжительность отопительного периода 5500 ч/год.

2-й пояс - Средняя полоса европейской части СНГ, центр и северная часть Украины) и Север Средней Азии. Средняя продолжительность отопительного периода - 5000 ч/год.

3-й пояс - Юг Европейской части СНГ (Юг Украины). Средняя продолжительность отопительного периода 4000-4500 ч/год.

4-й пояс - Крым, Кавказ и Юг Средней Азии. Средняя продолжительность отопительного периода 2500-3000 ч/год.

Для каждого пояса установлены определенные значения наружной температуры, так называемые расчетные температуры для отопления, вентиляции, относительно которых рассчитывают максимальные расходы тепла (максимальную тепловую мощность) на одного жителя. Основной тепловой нагрузкой является отопление и вентиляция жилых зданий, для которых расчетная внутренняя температура принимается равной +18 °С. Усредненные расчетные температуры воздуха внутри помещения, для зданий различного назначения приведены в табл. 5.1.

Данные табл. 5.4 позволяют подсчитать нормативную расчетную удельную тепловую нагрузку микрорайона.

Таблица 5.4 - Максимальный удельный расход теплоты (максимальная тепловая мощность) на одного жителя при расчетной наружной температуре

Вид тепловой нагрузки	1-й пояс: $t_{но} = -35^{\circ}\text{C}$ ; $t_{нв} = -23^{\circ}\text{C}$		2-й пояс: $t_{но} = -25^{\circ}\text{C}$ $t_{нв} = -14^{\circ}\text{C}$		3-й пояс: $t_{но} = -15^{\circ}\text{C}$ $t_{нв} = -7^{\circ}\text{C}$		4-й пояс: $t_{но} = -5^{\circ}\text{C}$ ; $t_{нв} = 0^{\circ}\text{C}$	
	кВт	МДж/ч	кВт	МДж/ч	кВт	МДж/ч	кВт	МДж/ч
Отопление и вентиляция жилых зданий, $q_{o1}$	1,44	5,2	1,24	4,4	1,06	3,8	0,75	2,7
Отопление и вентиляция общ. зданий, $q_{o2}$	0,54	1,95	0,44	1,6	0,38	1,38	0,26	0,95
Горячее водоснабжение, $q_{гв}$	0,67	2,4	0,67	2,4	0,67	2,4	0,67	2,4
Бани, $q_{бан}$	0,028	0,1	0,028	0,1	0,028	0,1	0,028	0,1
Прачечные, $q_{прач}$	0,084	0,3	0,084	0,3	0,084	0,3	0,084	0,3
Предприятия общественного питания, $q_{общ.пит}$	0,061	0,72	0,061	0,22	0,061	0,22	0,061	0,22

Примечание к табл. 5.4

1. При расчете нагрузки горячего водоснабжения принято, что все дома

оборудованы ваннами.

2. Нагрузка предприятий общественного питания принята из условия полного пансиона.

3. Объем жилых зданий на 1 жителя - 60 м<sup>3</sup>/чел., общественных- 18 м<sup>3</sup>/чел., расход горячей воды на 1 жителя 110 л/сутки при t = 65 °С, производство коэффициентов суточной и часовой неравномерности 2,2. Удельный расход теплоты на 1 помывку в бане 37000 кДж, принимается 1 помывка в месяц на жителя, число часов работы бани составляет 80 ч/неделю. Удельный расход теплоты в прачечной на 1 кг сухого белья составляет 6700 кДж. Загрузка прачечной 16 кг сухого белья на 1 чел. в месяц, число часов работы прачечной - 80 ч/неделю. Расход теплоты на общественное питание на 1 чел/сутки - 3150 кДж, среднее число часов работы столовых и ресторанов - 14 ч/сутки.

**Пример 1.** Определить максимальную тепловую нагрузку жилого микрорайона, находящегося в 3-ем климатическом поясе. В микрорайоне проживает 50000 чел.

По табл. 5.4 принимаем при t<sub>н0</sub> = -15 °С, удельную отопительную нагрузку 3,8 МДж/(ч·чел) и нагрузку на вентиляцию при t<sub>нв</sub> = -7 °С - 1,38 МДж/(ч·чел).

Суммарная удельная тепловая нагрузка по табл. 5.2 будет равна;

$$q_{\Sigma} = 3,8 + 1,38 + 2,4 + 0,1 + 0,3 + 0,22 = 8,2 \text{ МДж}/(\text{чел}\cdot\text{ч}).$$

Максимальная тепловая нагрузка жилого района будет равна:

$$Q_{\Sigma} = 8,2 \cdot 50000 = 410000 \text{ МДж}/\text{ч}.$$

Расходы теплоты на горячее водоснабжение, бани, прачечные и предприятия общественного питания, не зависят от климатических поясов и значений расчетных температур отопления и вентиляции и в расчетах принимаются постоянными, не зависящими от сезона.

Если расчетная температура отопления или расчетная температура вентиляции для данной конкретной местности, находящейся в соответствующем климатическом поясе, отличается от приводимой в табл. 5.2, тогда значения удельной тепловой нагрузки, указанные в табл. 5.2, корректируются по выражению (5.1), вывод которого представлен далее:

$$q_{0i} = q_0 \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{ни}}}{t_{\text{в}} - t_{\text{н0}}}, \quad (5.28)$$

$$q_{ei} = q_{\text{в}} \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{ни}}}{t_{\text{в}} - t_{\text{н0}}}, \quad (5.29)$$

где  $q_{0i}, q_{ei}$  - действительная удельная тепловая нагрузка, соответствующая усредненной температуре окружающей среды в данном регионе;

$q_0, q_{\text{в}}$  - нормированная удельная тепловая нагрузка на отопление и



вентиляцию, приведенная к температурным поясам, принимаемая по табл. 5.2;

$t_{в}$  - температура воздуха внутри помещения (табл. 5.1);

$t_i$  - действительная текущая наружная температура воздуха для расчета отопления и вентиляции;

$t_{но}, t_{не}$  - соответственно, расчетные температуры наружного воздуха для отопления и вентиляции (по табл. 5.2), для которых рассчитаны удельные нормативные тепловые нагрузки для отопления и вентиляции ( $q_o, q_{в}$ ).

Уточненные значения  $t_{но}$  и  $t_{не}$  приводятся для различных областей Украины в табл. 5.5.

Таблица 5.5 – Расчетные температуры для проектирования отопления и вентиляции для областей Украины (СНиП 2.01.01.82)

Название города, области или района	Отопительный период		
	Длительность, сут.	Расчетная темпер. воздуха для, проектирования, °С	
Винницкая обл.	189	-21	-10
Волынская обл., г. Луцк	187	-19	-7
Днепропетровская обл.	175	-23	-11
Донецкая обл., г. Донецк	183	-23	-10,5
Житомирская обл., г. Житомир	192	-22	-10,0
Закарпатская обл., г. Ужгород	162	-18	-6,6
Запорожская обл., г. Бердянск	168	-19	-6,7
г. Запорожье	174	-22	-10,5
г. Ивано-Франковск	184	-22	-11
Киевская обл., г. Киев	187	-21	-10
Кировоградская обл., г. Кировоград	185	-22	-11
г. Джанкой	160	-17	-6
г. Евпатория	149	-16	-5,5
г. Симферополь	158	-16	-5,0
Г. Феодосия	144	-15	4,5
г. Ялта	126	-6	2,0
Луганская обл., г. Луганск	180	-25	-12,0
Львовская обл., г. Львов	183	-19,0	-7,.
Николаевская обл., г. Николаев	165	-20	-7,0
г. Одесса	165	-17	-5
Полтавская обл., г. Полтава	137	-23	-11
Одесская обл. пгт. Любашевка	178	-20	-7,2

Название города, области или района	Отопительный период		
	Длительность, сут.	Расчетная темпер. воздуха для, проектирования, °С	
Ровенская обл., г. Ровно	191	-21	-7,7
Сумская обл., г. Сумы	195	-24	-11
Тернопольская обл. г. Тернополь;	190	-21	-7,7
г. Харьков	189	-23	-11
Херсонская обл., г. Херсон	167	-19	-7,0
Хмельницкая обл., г. Хмельницкий	191	-21	-7,7
Черкасская обл., г. Черкассы	189	-22	-10
Черниговская обл., г. Чернигов	191	-23	-11
Черновицкая обл., г. Черновцы	179	-20	-7,0

**Пример 2.** Определить максимальную тепловую нагрузку жилого микрорайона, находящегося в 3-м климатическом поясе, если расчетная температура отопления  $t_{HOi} = -18$  °С, вентиляции  $t_{Boi} = -8$  °С. В микрорайоне проживает 50000 чел.

По табл. 5.2 принимаем при  $t_{HO} = -15$  °С удельную отопительную нагрузку 3,8 МДж/(ч·чел) и нагрузку на вентиляцию при  $t_{HB} = -7$  °С, которая равна 1,38 МДж/(ч·чел). Удельная расчетная тепловая нагрузка с поправкой на действительные значения  $t_{Boi}$  и  $t_{HOi}$  будет:

$$q_{0i} = 3,8 \frac{18 - (-18)}{18 - (-15)} = 4,145 \text{ МДж/(ч·чел)},$$

$$q_{vi} = 1,38 \frac{18 - (-8)}{18 - (-7)} = 1,435 \text{ МДж/(ч·чел)}.$$

Суммарная удельная тепловая нагрузка будет равна:

$$q_{\Sigma} = 4,145 + 1,435 + 2,4 + 0,1 + 0,3 + 0,22 = 8,6 \text{ МДж/(чел·ч)}.$$

Полная теплофикационная нагрузка микрорайона для заданных температур определится с учетом числа жителей:

$$Q = q_{\Sigma} \cdot 50000 = 430000 \text{ МДж/ч} = 119444 \text{ кВт} = 119,45 \text{ МВт}.$$

### Построение графика годовой тепловой нагрузки.

Расход тепла на отопление и вентиляцию здания меняются при изменении температуры наружного воздуха: при ее повышении расход уменьшают, при понижении - увеличивают. Тепло принято отпускать на основании графика часового расхода теплоты, построенного в зависимости от температуры наружного воздуха.

По годовому графику расхода теплоты рассчитывается годовой расход топлива, годовые расходы пара на бойлерную установку и определяется себестоимость полученной тепловой энергии. Рассмотрим определение годовой тепловой нагрузки для жилого микрорайона с неизвестной застройкой.

Выражение для расчета расхода теплоты на отопление здания при произвольной температуре наружного воздуха  $t_{ни}$ , имеет вид:

$$Q_{oi} = Q_0 \frac{t_в - t_{ни}}{t_в - t_{но}} \quad (5.30)$$

Формулу (5.3) применяют для определения расхода теплоты на отопление одного здания, группы зданий, квартала, микрорайона, жилого района или города в зависимости от температуры окружающей среды.

Удельный расход теплоты на вентиляцию в зависимости от температуры наружного воздуха  $t_в$  определяют по аналогичной (5.30) формуле:

$$Q_{vi} = Q_в \frac{t_в - t_{ни}}{t_в - t_{во}} \quad (5.31)$$

Расход теплоты на технологические нужды в большинстве случаев не зависит от температуры наружного воздуха, исключения составляют случаи, когда сам технологический процесс зависит от температуры наружного воздуха (зимнее бетонирование, пропаривание железобетонных изделий в камерах и др.). Расход теплоты на горячее водоснабжение практически не зависит от температуры наружного воздуха в отопительный период, а в летний период снижается до 70 % от расчетного расхода.

С учетом сказанного, суммарный расход теплоты на микрорайон при заданной температуре наружного воздуха будет равен сумме:

$$Q_i = (q_{oi} + q_{vi} + q_{гв} + q_{пра} + q_б + q_{общ.нуж}) \cdot n, \quad (5.32)$$

где  $n$  - количество жителей в проектируемом микрорайоне;

$q_{oi}$ ,  $q_{vi}$  - рассчитывают с учетом зависимости от температур окружающего воздуха в заданном регионе (см. (5.30), (5.31));

$q_{гв}$ ,  $q_{пра}$ ,  $q_б$ ,  $q_{общ.нуж}$  - выбирают по табл. 5.2 для заданного климатического пояса. Таким образом, выражение (5.32) устанавливает соответствие суммарной тепловой нагрузки микрорайона температуре окружающего воздуха.

Напомним, что отопительный период согласно СНиП начинается после трех суток, в течение которых среднесуточная температура наружного воздуха была меньше 8 °С. В табл. 5.6 приводится число суток с разной среднесуточной температурой наружного воздуха за отопительный период (для ориентировочных расчетов). Для построения годового графика тепловой нагрузки следует построить зависимость суммарной тепловой нагрузки от

наружной температуры, а затем и график продолжительности данной тепловой нагрузки в течение года.

Таблица 5.6 – Продолжительность стояния определенной температуры наружного воздуха в городах Украины, сутки.

Город	Число суток за отопительный период со среднесуточной температурой наружного воздуха								
	-40... -35	-35... -30	-30... -25	-25... -20	-20... -15	-15... -10	-10... -5	-5... 0	0... +8
Винница	-	0,04	0,2	1,3	6,0	16	27	43,46	90
Луцк	-	.-	0,07	1,0	2,0	17	27	48,93	91
Днепропетровск	-	-	0,10	1,4	6,0	12	24	41,5	90
Донецк	-•	0,03	0,2	1,1	5,2	12	25	48,47	91
Житомир	-	-	0,3	1,4	6,3	14	27	50,0	93
Ужгород	-	-	0,2	1,0	5,0	10	20	35,8	90
Бердянск	-	-	-	1,0	2,5	11	23	36	04,5
Запорожье	-	-	0,2	1,2	5,0	12	24	40,6	91
Ивано-Франковск	-	-	0,17	1,0	5,0	13	25	49,83	90
Киев	-	0,04	0,17	1,29	5,4	14,0	20,6	51,0	83,5
Кировоград	-	0,03	0,15	1,2	5,0	14	25	47,32	92
Джанкой	-	-	0,1	0,5	4,0	10	20	35,4	90
Евпатория	-	-	-	0,3	2,0	10	14	22	100
Симферополь	-	-	0,2	0,3	3,0	8	10	41,5	95
Феодосия	-	-	-	0,25	3,0	10	12	25,75	93
Ялта	-	-	-	-	0,3	2,0	5,0	18,7	100
Луганск	-	0,06	0,29	2,2	6,75	15,9	27,7	62,1	65,0
Львов	-	-	0,06	0,21	1,4	6,0	20,7	62,63	91,0
Николаев	-	-	-	0,3	0,9	6,0	1.	54	86,8
Любашевка	-	-	0,2	0,5	1,0	6,0	18	50	92,3
Одесса	-	-	-	0,2	0,87	5,43	16,1	58,4	81
Полтава	-	0,06	0,3	2,0	8,5	10,0	17	59,4	90
Ровно	-	0,10	0,4	1,8	2,0	15,0	20	50,8	95
Сумы	-	0,1	0,4	2,0	9,5	13	19	55	96
Тернополь	-	0,1	0,4	2,0	10,0	16	20	50,5	91
Харьков	-	0,02	0,4	1,9	7,9	17,2	31,6	66,98	63
Херсон	-	-	0,1	1,0	2,0	0,5	10	60	87,4
Хмельницкий	-	-	0,3	2,7	6,0	6,5	12	50,5	105
Черкассы	-	0,1	0,4	3,0	5,0	6,0	10	60	104,
Чернигов	-	0,2	0,7	3,1	8	7	12	60	100
Черновцы	-	-	0,3	2,7	6	6	10	50	104

Летом остаемся только нагрузка горячего водоснабжения. Расчеты удобно сводить в таблицу.

**Пример. 3.** Поселок городского типа расположен вблизи г. Николаева, общее число жителей составляет 40000 чел. Построить график изменения суммарной тепловой нагрузки в течение года.

По табл. 5.5 определяем  $t_{н0} = -20$  °С,  $t_{во} = -7$  °С, продолжительность отопительного периода 165 суток. По табл. 5.4 определяется расчетная нормативная отопительная нагрузка для климатического пояса г. Николаева:  $q_0 = 3,8$  МДж/ч.

Уточняем тепловую нагрузку по заданной температуре:

$$q_{0i} = q_0 \frac{t_g - t_{Hi}}{t_g - t_{но}} = 3,8 \frac{18 - (-20)}{18 - (-15)} = 4,376 \text{ МДж/ч.}$$

Расчетная вентиляционная нагрузка в этом случае составит 1,38 МДж/ч, а расчетная нагрузка горячего водоснабжения - 3,02 МДж/ч. Используя данные табл. 5.4, получим следующие значения:

- средняя температура ( $t_{Hi}$ ) = - 22,5 °С держится 72 часа,
- средняя температура ( $t_{Hi}$ ) = - 17,5 °С держится 21,6 часа,
- средняя температура ( $t_{Hi}$ ) = -12,5 °С держится 144 часа,
- средняя температура ( $t_{Hi}$ ) = - 7,5 °С держится 408 часа,
- средняя температура ( $t_{Hi}$ ) = - 2,5 °С держится 1296 часов,
- средняя температура ( $t_{Hi}$ ) = + 4 °С держится 2083,2 часов,
- температура ( $t_{Hi}$ ) - 8 °С и ниже держится 3960 часов.

Дальнейшие расчеты сводим в табл. 5.7. При этом предполагается, что летом в течение одного месяца (720 часов) проводится ремонт теплосети. По результатам расчетов на одних осях строится график  $Q_i = f(t_{Hi})$  (слева от оси у), а затем - зависимость тепловой нагрузки от продолжительности  $Q = f(\tau)$  (справа) (рис. 5.1).

В связи с малой продолжительностью стояния больших тепловых нагрузок в течение года, на электростанциях часто устанавливают пиковый водогрейный котел, в котором производится подогрев воды до необходимой температуры. График, иллюстрирующий работу пикового водогрейного котла, представлен на рис. 5.2.

В случае совместной работы пиковой котельной и подогревателей ТЭЦ доля расчетной тепловой нагрузки, покрываемой отборами из турбины называется коэффициентом теплофикации:

$$\alpha_{ТЭЦ} = \frac{Q_{отборы}}{Q_{отборы} + Q_{пик}},$$

где  $Q_{отборы}$  - тепловая мощность отборов турбины;

$Q_{отборы} + Q_{пик}$  - расчетная тепловая нагрузка (рис. 5.2). По рис.5.2 определяют количество теплоты, вырабатываемое за год отдельно пиковой котельной и ТЭЦ.

В качестве проверки расчетов, ориентировочные значения годового

расхода теплоты на одного жителя могут быть определены по данным табл. 5.8.

Таблица 5.7 - Тепловая нагрузка микрорайона в зависимости от температуры наружного воздуха (расчетные данные)

Вид нагрузки, МДж/ч	Температура наружного воздуха, °С							
	-22,5	-17,5	-12,5	-7,5	+2,5	+4	+8	>+8
Отопительная	4,376	4,088	3,512	2,036	2,361	1,612	1,52	-
Вентиляционная	1,38	1,38	1,38	1,39	1,132	0,883	0,552	-
Горячего водоснабжения	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	2,114
Суммарная удельная	8,776	8,488	7,912	7,336	6,513	5,405	4,724	2,114
Суммарная полная, $10^3$ МДж/ч	351,04	339,5	316,49	293,46	260,50	216,2	188,96	84,56
Продолжительность стояния температуры в часах	7,2	21,6	144	408	1296	2083,2	3960	4080

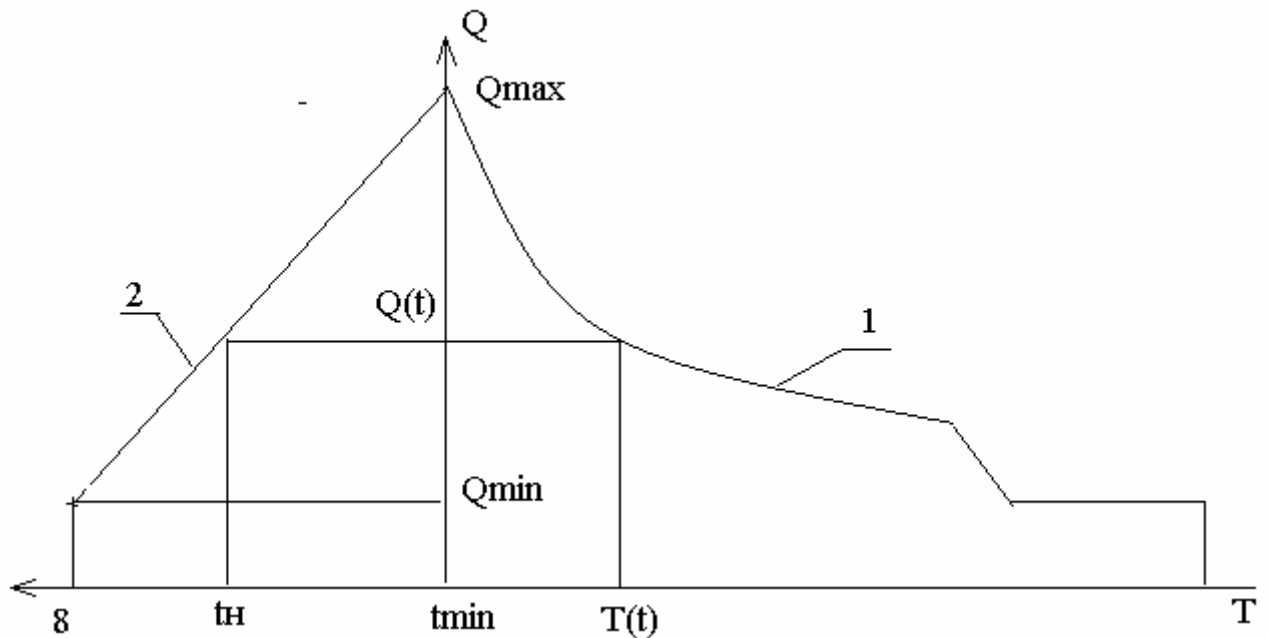


Рисунок 5.1 - Годовой график тепловой нагрузки микрорайона:  
 1 - годовой график по продолжительности работы на мощности  $Q_i$ ;  
 2 - зависимость тепловой нагрузки от температуры наружного воздуха

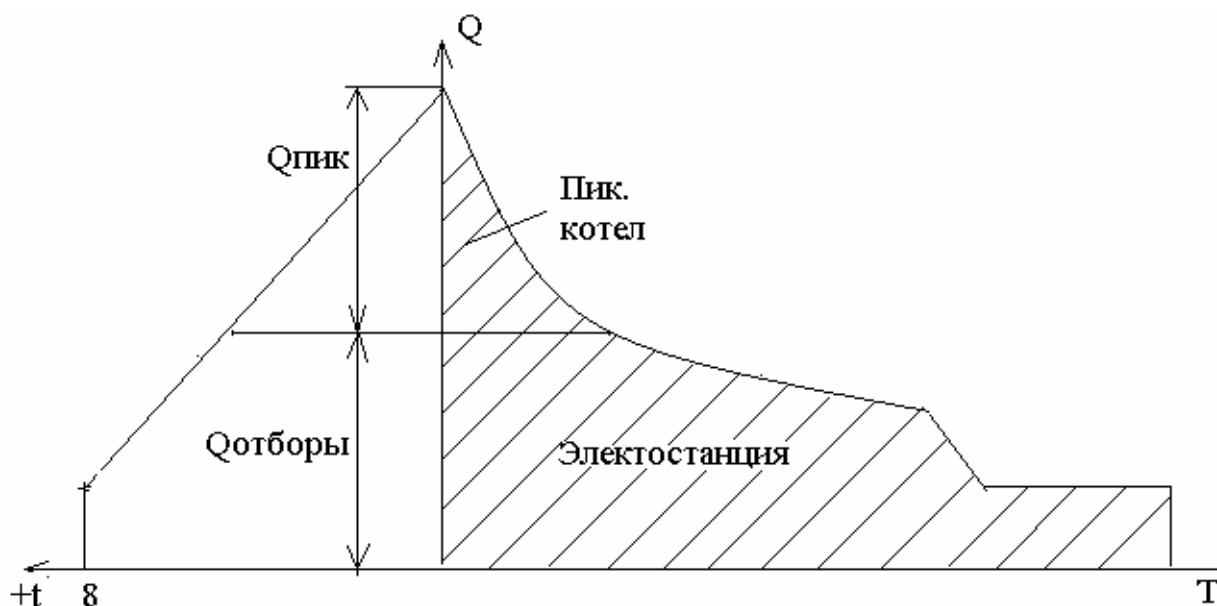


Рисунок 5.2 - Соотношение пиковой и базовой тепловых нагрузок

Таблица 5.8 – Оценочный годовой расход теплоты на 1 жителя

Вид тепловой нагрузки	Климатические пояса			
	1-й $n_o = 5500$ ч; $n_{ов} = 2750$ ч	2-й $n_o = 5000$ ч; $n_{ов} = 2500$ ч	3-й $n_o = 4000$ ч; $n_{ов} = 2000$ ч	4-й $n_o = 2500$ ч; $n_{ов} = 1250$ ч
	Тепловая нагрузка, ГДж/чел			
Отопление и вентиляция жилых зданий	14,25	11,0	7,6	3,37
То же для общественных	4,16	3,12	2,2	0,94
Горячее водоснабжение	8,3	8,3	8,3	8,3
Бани	0,38	0,38	0,38	0,38
Прачечные	1,14	1,14	1,14	1,14
Предприятия обществ. питания	1,18	1,18	1,18	1,18

\* Примечания к табл. 5.8:

1.  $n_o$  - продолжительность отопительного периода в ч/год.
2.  $n_{ов}$  - длительность отопительного периода с постоянным расходом теплоты на вентиляцию (максимальным).
3. Продолжительность работы системы горячего водоснабжения 8400 ч/год, коэффициент снижения часового расхода теплоты на горячее водоснабжение в летний период  $\varphi = 0,7$ .

### Определение расхода условного топлива на теплоснабжение.

Определение годового расхода условного топлива на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение является основой для расчета стоимости соответствующих коммунальных услуг.

Годовой расход теплоты на покрытие тепловой нагрузки в обоих случаях определяют по площади под кривой в правой части графика.

Используя график продолжительности теплоснабжения, определяют потребление теплоты за год:

$$Q_{год} = \int Q(T) dT = m \cdot F \quad (5.33)$$

где  $F$  - площадь под графиком  $Q(T)$  (на рис. 5.2 заштрихована), МВт·ч.

Расход условного топлива определяют по формуле:

$$B_{год} = \frac{Q_{год}}{Q_{н.ус}^p \cdot \eta}, \quad (5.34)$$

где  $Q_{н.ус}^p$  - низшая теплота сгорания условного топлива (29300 кДж/кг);

$\eta$  - суммарный КПД котельной и тепловых сетей:  $\eta = \eta_{кот} \cdot \eta_{ТС}$ ;

$\eta_{кот}$  - КПД котельных, электростанций или ТЭЦ;

$\eta_{ТС}$  - КПД тепловых сетей. Численные значения этих величин приводятся в табл. 5.9.

Таблица 5.9 - Ориентировочные значения КПД энергетических предприятий и тепловых сетей

Вид энергоисточника или тепловая сеть	Значения КПД
Котельные КЭС или ТЭЦ: - на твердом топливе - на газе и жидком топливе	0,82...0,88 0,88...0,92
Районные и крупные промышленные котельные: - на твердом топливе - на газе и жидком топливе	0,75...0,8 0,8...0,85
Местные котельные: - на твердом топливе - на газе и жидком топливе	0,5...0,55 0,6...0,7
Тепловые сети: - от ТЭЦ - от районных котельных - от местных котельных	0,9...0,95 0,92...0,96 0,98...1,0

### Контрольные вопросы и задания

1. Как определяется удельная (отнесенная к  $1 \text{ м}^3$  наружного объема здания) теплопотеря теплопередачей через наружные ограждения при разности внутренней и наружной температур  $1 \text{ }^\circ\text{C}$ ? Напишите расчетную формулу и



- объясните значения входящих в нее величин.
2. Что такое коэффициент инфильтрации? Как он определяется?
  3. Напишите уравнение теплового равновесия здания и объясните значения входящих в него величин.
  4. Что понимается под расчетными значениями наружной температуры для отопления  $t_{н.о}$  и для вентиляции  $t_{н.в}$ ? Как эти температуры определяются?
  6. Как определяется годовой расход теплоты на отопление района? Почему применение дежурного отопления на промышленных предприятиях снижает годовой расход теплоты на отопление?
  7. Как определяется годовой расход теплоты на вентиляцию? Напишите расчетную формулу и объясните значения входящих в нее величин.
  8. Как определяется годовой расход теплоты на горячее водоснабжение района? Напишите расчетную формулу и объясните значения входящих в нее величин.
  9. Как строится годовой график продолжительности сезонной тепловой нагрузки по заданным зависимостям расходов теплоты на отопление и вентиляцию от наружной температуры? Как с помощью графика продолжительности определяется длительность использования тепловой мощности разных источников теплоты, работающих в общей системе?
  10. Почему в районах с более низкой расчетной наружной температурой для отопления  $t_{н.о}$  необходимо обеспечивать более низкие значения коэффициентов теплопередачи наружных ограждений жилых и общественных зданий?

## 6. СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

### 6.1. Классификация систем теплоснабжения

Основное назначение любой системы теплоснабжения состоит в обеспечении потребителей необходимым количеством теплоты требуемого качества (т.е. теплоносителем требуемых параметров).

В зависимости от размещения источника теплоты по отношению к потребителям системы теплоснабжения разделяются на *децентрализованные и централизованные*.

В децентрализованных системах источник теплоты и теплоприемники потребителей либо совмещены в одном агрегате, либо размещены столь близко, что передача теплоты от источника до теплоприемников может осуществляться практически без промежуточного звена — тепловой сети.

Системы децентрализованного теплоснабжения разделяются на индивидуальные и местные.

В индивидуальных системах теплоснабжение каждого помещения (участка цеха, комнаты, квартиры) обеспечивается от отдельного источника. К таким системам, в частности, относятся печное и поквартирное отопление. В местных системах теплоснабжение каждого здания обеспечивается от отдельного источника теплоты, обычно от местной или индивидуальной котельной. К этой системе, в частности, относится так называемое центральное отопление зданий.

В системах централизованного теплоснабжения источник теплоты и теплоприемники потребителей размещены раздельно, часто на значительном расстоянии, поэтому теплота от источника до потребителей передается по тепловым сетям.

В зависимости от степени централизации системы централизованного теплоснабжения можно разделить на следующие четыре группы:

- групповое — теплоснабжение от одного источника группы зданий;
- районное — теплоснабжение от одного источника нескольких групп зданий (района);
- городское — теплоснабжение от одного источника нескольких районов;
- межгородское — теплоснабжение от одного источника нескольких городов.

Процесс централизованного теплоснабжения состоит из трех последовательных операций: 1) подготовки теплоносителя; 2) транспортировки теплоносителя; 3) использования теплоносителя.

Подготовка теплоносителя проводится в специальных так называемых теплоподготовительных установках на ТЭЦ, а также в городских, районных, групповых (квартирных) или промышленных котельных.

Транспортируется теплоноситель по тепловым сетям. Используется теплоноситель в теплоприемниках потребителей. Комплекс установок,

предназначенных для подготовки, транспортировки и использования теплоносителя, составляет *систему централизованного теплоснабжения*. Для транспорта теплоты применяются, как правило, два теплоносителя: вода и водяной пар. Для удовлетворения сезонной нагрузки и нагрузки горячего водоснабжения в качестве теплоносителя используется обычно вода, для промышленной технологической нагрузки — пар.

Для передачи теплоты на расстояния, измеряемые многими десятками и даже сотнями километров (100—150 км и более), могут использоваться системы транспорта теплоты в химически связанном состоянии.

## 6.2. Тепловые схемы источников теплоты

Основная часть тепловой нагрузки удовлетворяется при теплофикации отработавшей при выработке электроэнергии теплотой от установленных на ТЭЦ теплофикационных турбоагрегатов, в которых электрическая энергия вырабатывается комбинированным методом.

На современных ТЭЦ, работающих на органическом топливе (ОТЭЦ), устанавливаются, как правило, теплофикационные турбины большой единичной электрической мощности (50—250 МВт) на высокие и сверхкритические начальные параметры пара (13 и 24 МПа) двух основных типов: а) конденсационные с отбором пара (Т и ПТ); б) с противодавлением (Р). Основные параметры теплофикационных турбин серийного производства приведены в приложении 15.

В районах, располагающих природным газом как базовым топливом, применяются газотурбинные, а также парогазовые теплофикационные установки с использованием в качестве паровой ступени серийных паротурбинных установок.

На рис. 6.1 показана принципиальная тепловая схема паротурбинной установки ТЭЦ на органическом топливе с начальными параметрами пара 13 МПа, 565 °С, оборудованная конденсационной турбиной с отбором пара.

В теплоподготовительной установке ТЭЦ с турбинами типа ПТ (рис. 6.1, а) от турбины 1, на валу которой находится электрогенератор 2, отработавшая при выработке электроэнергии теплота отводится для централизованного теплоснабжения при двух уровнях давлений. Отработавший пар повышенного давления (примерно 1,2-1,5 МПа) отводится из так называемого производственного отбора турбины. Этот пар через коллектор подается по паровым сетям потребителям и используется ими главным образом для технологических целей. В качестве резерва на случай остановки турбины предусмотрена подача пара в коллектор 28 из энергетического котла 3 через редуционно-охладительную установку (РОУ) 31. Конденсат от потребителей поступает на ТЭЦ также через коллектор 29. Сначала конденсат подается для контроля в сборный бак, а затем из него конденсатным насосом 30

перекачивается через регенеративные подогреватели низкого давления (ПНД) 14—16 в стационарный деаэратор 17.

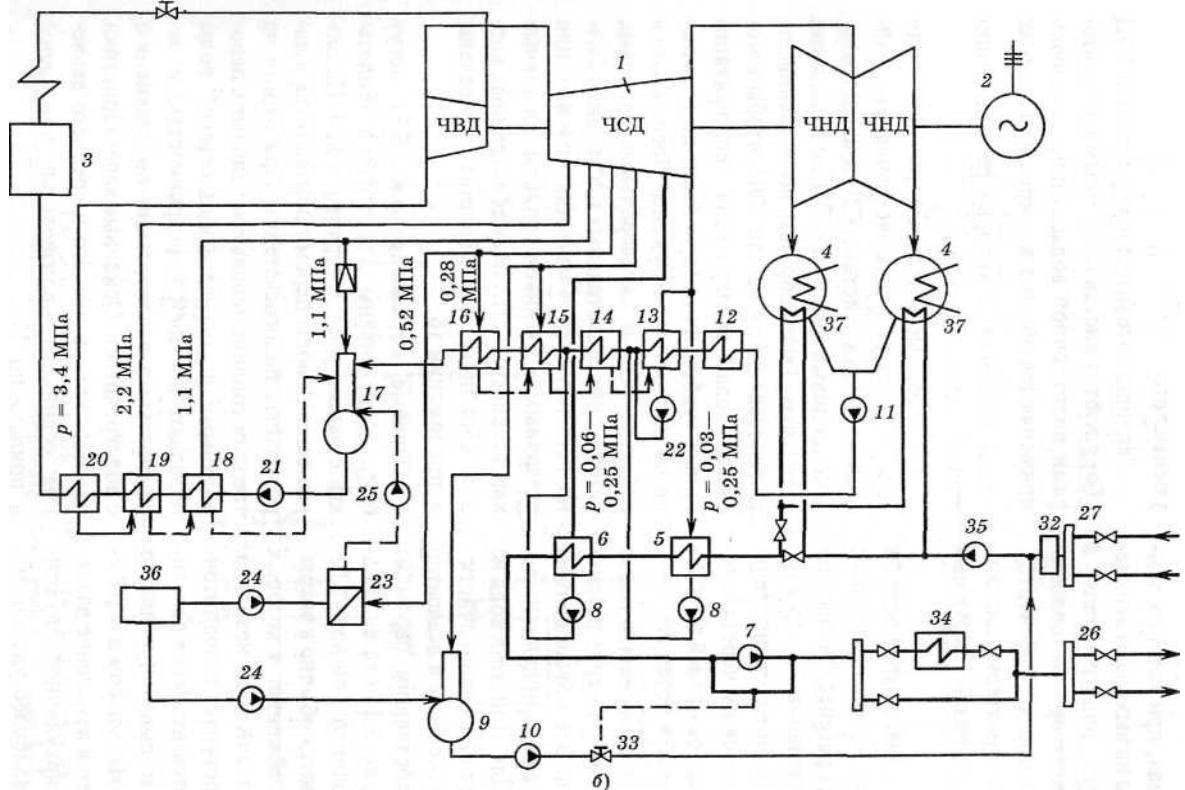


Рисунок 6.1 -. Принципиальная тепловая схема ТЭЦ с турбинами типа Т:

- |                                  |                           |
|----------------------------------|---------------------------|
| 1 — турбина;                     | 21 — питательный насос;   |
| 2 — электрогенератор;            | 22 — конденсатный насос   |
| 3 — котел;                       | регенеративных            |
| 4 — конденсатор;                 | подогревателей;           |
| 5, 6 — теплофикационные          | 23 — испарительная        |
| подогреватели нижней и верхней   | установка;                |
| ступеней;                        | 24 — насосы               |
| 7 — сетевой насос;               | химводоочистки;           |
| 8 — конденсатные насосы          | 25 — подпиточный насос    |
| теплофикационных                 | станции;                  |
| подогревателей;                  | 26, 27 — коллекторы       |
| 9 — деаэратор подпиточной воды;  | водяной теплосети         |
|                                  | подающий и обратный;      |
| 10 — подпиточный насос;          | 31 — редукционно-         |
| 11 — конденсатный насос;         | охлаждательная установка; |
| 12 — эжекторный подогреватель;   | 32 — фильтр-грязевик;     |
| 13—16 — регенеративные           | 33 — регулятор подпитки;  |
| подогреватели низкого давления;  | 34 — пиковый котел;       |
| 17 — стационарный деаэратор;     | 36 — химводоочистка;      |
| 18—20 — регенеративные           | 37 — встроенный пучок в   |
| подогреватели высокого давления; | конденсаторе              |

Отработавший пар низкого давления (около 0,05...0,25 МПа) отводится из так называемых теплофикационных отборов турбины. Этот пар используется на ТЭЦ для подогрева сетевой воды.

На современных ТЭЦ подогрев сетевой воды в зимний период проводится обычно в трех или четырех последовательно включенных ступенях подогрева.

Возвращаемая из тепловой сети охлажденная (обратная) вода поступает через обратный коллектор 27 в бустерный (вспомогательный) насос 35 и подается им в трубный пучок 37 конденсатора для предварительного подогрева сетевой воды отработавшим паром, поступающим в конденсатор 4. Из трубного пучка конденсатора сетевая вода поступает в два последовательно включенных сетевых подогревателя 5 и 6, питаемых паром из нижнего и верхнего теплофикационных отборов. Затем сетевая вода поступает в сетевой насос 7 и подается им непосредственно или через пиковый водогрейный котел 34 в подающую магистраль тепловой сети через подающий коллектор 26.

Подогрев сетевой воды в пиковом обычно водогрейном котле 34 производится только при тех режимах, при которых температура сетевой воды на выходе из верхнего теплофикационного подогревателя 6 недостаточна для удовлетворения тепловой нагрузки присоединенных абонентов. Обычно такие режимы характерны для отопительного периода при низких наружных температурах.

Конденсат отработавшего пара поступает из конденсатора 4 в конденсатный насос 11 и подается им через регенеративные подогреватели низкого давления 13—16 в деаэратор 17, откуда он забирается питательным насосом 21 и подается им через систему регенеративных подогревателей высокого давления (ПВД) 18—20 в котел 3.

В водяных тепловых сетях всегда имеет место утечка теплоносителя через различного рода неплотности. Эта утечка должна восполняться химически очищенной деаэрированной водой. Для этой цели вода из водопровода поступает на химводоочистку 36, откуда подается насосом 24 в деаэратор 9, обогреваемый отработавшим паром из турбины. В схемах на рис. 6.1 показан атмосферный деаэратор подпиточной воды. Такие решения принимаются обычно в закрытых системах теплоснабжения, в которых подпитка (добавка) сетевой воды невелика. Из деаэратора вода поступает в подпиточный насос 10 и подается им через регулирующий клапан 33 во всасывающую линию бустерного насоса 35. Импульсом для регулятора подпитки является изменение давления в одной из точек циркуляционного контура тепловой сети. Наиболее удобно импульс брать от какой-либо точки на перемычке, соединяющей нагнетательный и всасывающий патрубки сетевого насоса 7. Когда утечка превышает подпитку, давление в импульсной точке снижается. Это приводит к открытию регулирующего клапана 33 и увеличению подпитки. Когда утечка становится меньше расхода подпитки,

давление в импульсной точке возрастает, клапан 33 прикрывается и подпитка уменьшается.

Теплоподготовительные установки ТЭЦ оборудуются иногда вакуумными деаэраторами подпиточной воды. Такие установки применяются обычно в открытых системах теплоснабжения, в которых расход подпиточной воды значителен.

Водогрейные котельные (рис. 6.2) часто сооружаются во вновь застраиваемых районах до ввода в действие ТЭЦ и магистральных тепловых сетей от ТЭЦ до указанных котельных. Таким образом, подготавливается тепловая нагрузка для ТЭЦ, чтобы к моменту ввода в эксплуатацию теплофикационных турбин их отборы были по возможности полностью загружены. После ввода в действие ТЭЦ и магистральных тепловых сетей от них до котельных последние обычно используются в качестве пиковых или резервных источников теплоты. Основные характеристики стальных водогрейных котлов серийного производства приведены в приложении 16.

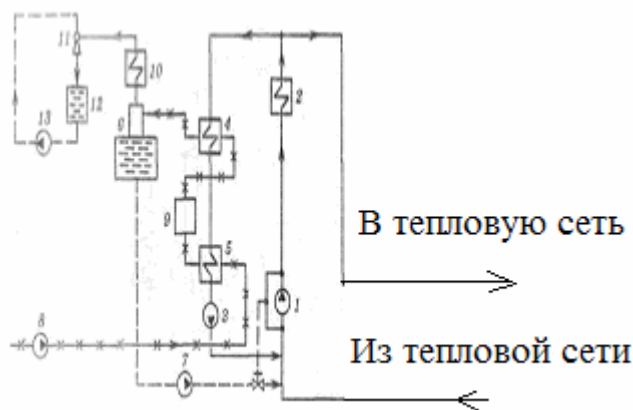


Рисунок 6.2 - Принципиальная схема водогрейной котельной:

- |                             |                         |
|-----------------------------|-------------------------|
| 1 — сетевой насос;          | 8 — насос сырой воды;   |
| 2 - водогрейный котел;      | 9 — химводоподготовка;  |
| 3— циркуляционный насос,    | 10 — охладитель выпара; |
| 4 — подогреватель химически | 11 — водоструйный       |
| очищенной воды;             | эжектор;                |
| 5 — подогреватель сырой     | 12 — расходный          |
| воды;                       | бак эжектора;           |
| 6 — вакуумный деаэратор;    | 13 — эжекторный насос   |
| 7 — подпиточный насос;      |                         |

Паровые котельные (рис. 6.3) могут быть использованы для отпуска теплоты как с паром, так и с горячей водой. Подогрев сетевой воды паром производится в пароводяных подогревателях. При работе на твердом топливе паровые котельные с пароводяными подогревателями сетевой воды обладают большей маневренностью и надежностью в эксплуатации по сравнению с водогрейными. Основные характеристики паровых котлов низкого и среднего давления серийного производства приведены в приложении 17.

На рис. 6.4 показана принципиальная схема теплоподготовительной установки атомной ТЭЦ (АТЭЦ) с реакторами типа ВВЭР или В и конденсационными турбинами с отбором пара (типа Т или ТК).

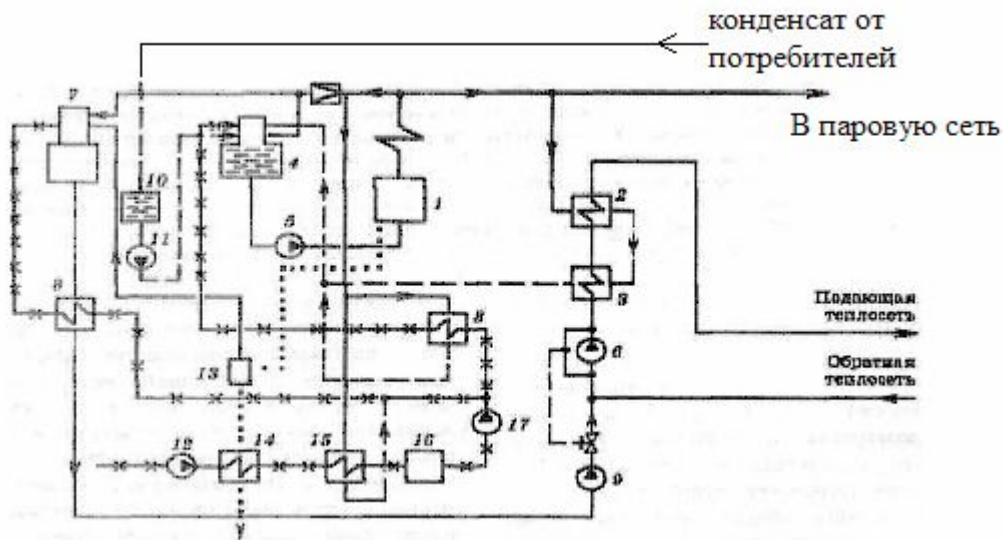


Рисунок 6.3 - Принципиальная тепловая схема паровой котельной:

- |   |  |
|---|--|
| 1 — паровой котел низкого давления;         | 10 — сборный бак конденсата;               |
| 2 — пароводяной подогреватель сетевой воды; | 11 — конденсатный насос;                   |
| 3 — охладитель конденсата;                  | 12 — насос сырой воды;                     |
| 4 — деаэратор питательной воды котла;       | 13 — сепаратор продувочной воды;           |
| 5 — питательный насос;                      | 14 — охладитель продувочной воды;          |
| 6 — сетевой насос;                          | 15 — пароводяной подогреватель сырой воды; |
| 7 — деаэратор подпиточной воды;             | 16 — химводоподготовка;                    |
| 8 — подогреватели химически очищенной воды; | 17 — насос химически очищенной воды        |
| 9 — подпиточный насос;                      |  |

В связи с размещением АТЭЦ на значительном расстоянии от городов экономически оправдано существенное повышение расчетной температуры воды в подающей линии транзитной магистрали (коллектор 16) с целью снижения расчетного расхода теплоносителя, а следовательно, и диаметров или количества транзитных теплопроводов. Поэтому в ряде случаев для подогрева сетевой воды на АТЭЦ используется не только отработавший пар из отопительных отборов давлением 0,05—0,25 МПа (подогреватели 5 и 6), но и отработавший пар более высокого давления (0,6—0,8 МПа) из так называемого разделительного отсека, в котором обычно устанавливаются сепаратор влаги 21 и промежуточный пароперегреватель 26 на основном потоке пара. Принципиальное отличие схемы подогрева сетевой воды на АТЭЦ от схемы,

приведенной на рис. 6.1, заключается в наличии сетевого подогревателя верхней ступени 7, питаемого паром из разделительного отсека.

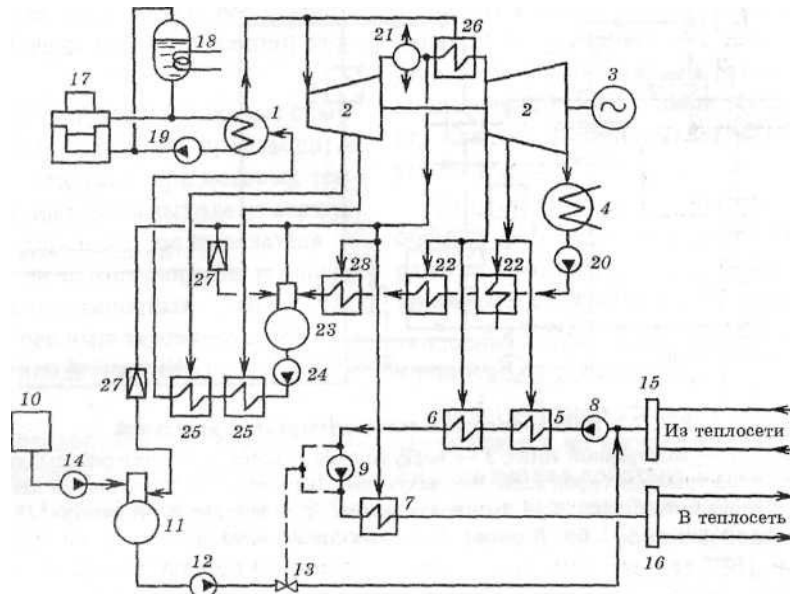


Рисунок 6.4 - Принципиальная схема теплоподготовительной установки атомной ТЭЦ (АТЭС) с реактором ВВЭР:

- |   |   |
|---|---|
| 1 — парогенератор;  | 17 — ядерный реактор;                               |
| 2 — паровая турбина;  | 18 — компенсатор объема;                            |
| 3 — электрический генератор;  | 19 — насос пром. контура;                           |
| 4 — конденсатор;  | 20 — конденсатный насос;                            |
| 5-7 — теплофикационные подогреватели соответственно нижней, средней и верхней ступеней; | 21 — сепаратор влаги;                               |
| 8 — бустерный насос;  | 22 — регенеративные подогреватели низкого давления; |
| 9 — сетевой насос;  | 23 — деаэратор;                                     |
| 10 — химводоподготовка;   | 24 — питательный насос;                             |
| 11 — деаэратор подпит. воды;  | 25 — регенер. подогр. высокого давления;            |
| 12 — подпиточный насос;   | 26 — пароперегреватель;                             |
| 13 — регулятор подпитки;  | 27 — редукторы;                                     |
| 14 — насос водоподготовки;  | 28 — регенеративный подогреватель среднего давления |
| 15, 16 — обратный и подающий коллекторы сетевой воды;                                   |   |

Между реактором 17 и парогенератором 1 включен промежуточный контур. В парогенераторе вырабатывается «чистый» пар, т.е. пар, не загрязненный радиоактивными веществами. Это обстоятельство позволяет существенно упростить схему и оборудование теплоподогревательной установки АТЭС, так как пар, отработавший в турбине, может быть использован в теплофикационных пароводяных подогревателях 5-7 для



непосредственного подогрева сетевой воды. При паре, загрязненном радиоактивными веществами, такое решение не допускается из-за опасности радиоактивного загрязнения сетевой воды при нарушении плотности трубной системы пароводяных подогревателей.

При установке на АТЭЦ реакторов, вырабатывающих пар, не защищенный от загрязнений радиоактивными веществами (например, реакторов РБМК), схема теплофикационной установки существенно усложняется, так как для защиты сетевой воды от загрязнения радиоактивными веществами приходится между греющим паром и нагреваемой сетевой водой включать промежуточные контуры.

На рис. 6.5 показана принципиальная схема теплоподготовительной установки атомной станции теплоснабжения (атомной котельной). Теплота, выделившаяся в ядерном реакторе 1, передается с помощью теплоносителя (воды) через промежуточный контур 2 в подогреватель сетевой воды 3. Циркуляция теплоносителя в промежуточном контуре осуществляется насосом 5. Статическое давление в промежуточном контуре поддерживается с помощью компенсатора объема 4. Циркуляция сетевой воды в тепловой сети осуществляется насосом 6. Поддержание статического давления в тепловой сети и компенсация утечек сетевой воды производятся с помощью подпиточного насоса 14. Водоподготовка и деаэрация подпиточной воды обеспечиваются системой 7.

Давление циркуляционной воды в промежуточном контуре поддерживается на более низком уровне по сравнению с давлением греющей среды в реакторе 1 и по сравнению с давлением сетевой воды в подогревателе 3. Поэтому в случае возникновения каких-либо неплотностей в подогревательной системе реактора 1 продукты разделения, проникшие в промежуточный контур, не могут поступить в тепловую сеть.

В случае неплотностей в подогревателе 3 сетевая вода поступает в промежуточный контур 2, но не может попасть в реактор 1. Загрязнения, попавшие в промежуточный контур при неплотностях в подогревательных системах, выводятся из него с помощью системы продувки 9.

Для обеспечения устойчивой работы системы продувки вода, отбираемая для продувки, охлаждается перед поступлением в фильтр 12. Очищенная вода перед поступлением в промежуточный контур вновь подогревается в теплообменнике 10.

По виду теплоносителя системы централизованного теплоснабжения разделяются на водяные и паровые.

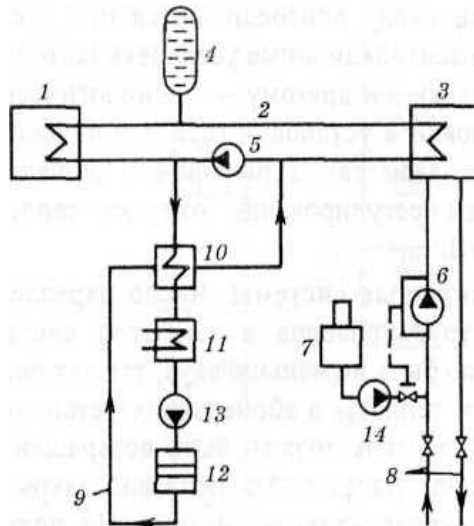


Рисунок 6.5 - Принципиальная схема теплоподготовительной установки атомной станции теплоснабжения (АСТ):

- |                            |                        |
|----------------------------|------------------------|
| 1 — ядерный реактор;       | 8 — тепловая сеть;     |
| 2 — второй контур;         | 9 — система продувки   |
|                            | вторую контура;        |
| 3 — подогреватель сетевой  | 10 — подогреватель     |
| воды;                      | очищенной воды;        |
| 4 — компенсатор объема;    | 11 — охладитель проду- |
|                            | вочной воды;           |
| 5 — насос второго контура; | 12 — фильтр;           |
| 6 — сетевой насос;         | 13 — насос системы     |
|                            | продувки;              |
| 7—деаэратор подпиточной    | 14 — подпиточный насос |
| воды;                      | тепловой сети          |

### 6.3. Водяные системы

Водяные системы теплоснабжения применяются двух типов: закрытые (замкнутые) и открытые (разомкнутые). В закрытых системах сетевая вода, циркулирующая в тепловой сети, используется только как теплоноситель, но из сети не отбирается.

В открытых системах сетевая вода частично (редко полностью) разбирается у абонентов для горячего водоснабжения.

В зависимости от числа трубопроводов, используемых для теплоснабжения данной группы потребителей, водяные системы делятся на одно-, двух-, трех- и многотрубные. Минимальное число трубопроводов для открытой системы один, а для закрытой системы — два.

Наиболее простой и перспективной для транспорта на большие расстояния является однотрубная бессливная система теплоснабжения. Ее можно применить в том случае, когда обеспечивается равенство расходов

сетевой воды, требуемых для удовлетворения отопительно-вентиляционной нагрузки и для горячего водоснабжения абонентов данного города или района.

Для теплоснабжения городов в большинстве случаев применяются двухтрубные водяные системы, в которых тепловая сеть состоит из двух трубопроводов: подающего и обратного. По подающему трубопроводу горячая вода подводится от станции к абонентам, по обратному трубопроводу охлажденная вода возвращается на станцию.

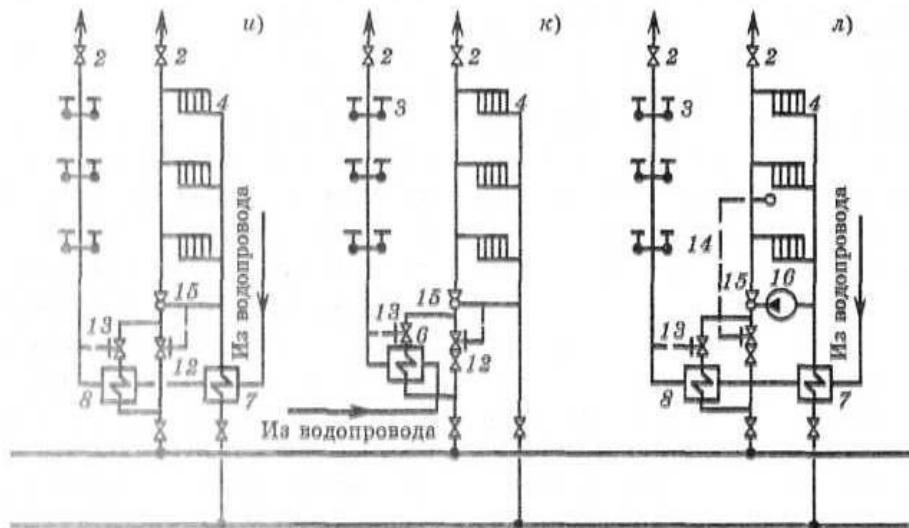
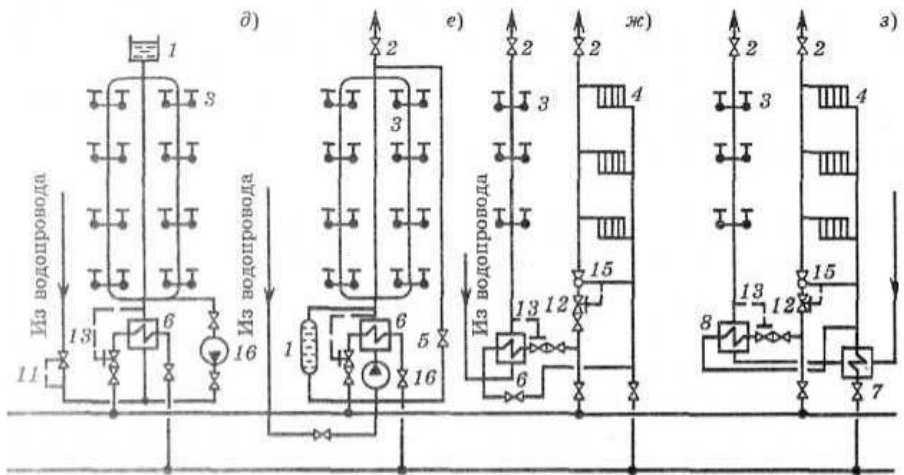
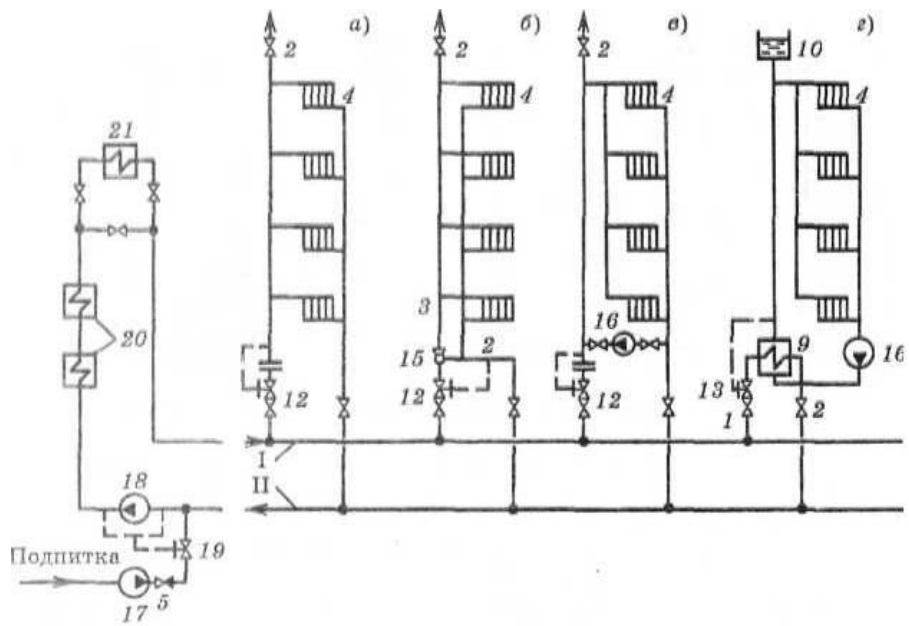
Преимущественное применение в городах двухтрубных систем объясняется тем, что эти системы по сравнению с многотрубными требуют меньших начальных вложений и дешевле в эксплуатации. Двухтрубные системы применимы в тех случаях, когда всем потребителям района требуется теплота примерно одного потенциала. Такие условия обычно имеют место в городах, где вся тепловая нагрузка (отопление, вентиляция и горячее водоснабжение) может быть удовлетворена в основном теплотой низкого потенциала.

В промышленных районах, где имеется технологическая тепловая нагрузка повышенного потенциала, могут применяться трехтрубные системы, в которых два трубопровода используются как подающие, а третий трубопровод является обратным. К каждому подающему трубопроводу присоединяются однородные по потенциалу и режиму тепловые нагрузки. В промышленных районах обычно к одному подающему трубопроводу присоединяются отопительные и вентиляционные установки (сезонная нагрузка), а к другому — технологические установки и установки горячего водоснабжения. При таком решении упрощаются методы регулирования отпуска теплоты от ТЭЦ.

Закрытые системы. Число параллельных трубопроводов в закрытой системе должно быть не меньше двух, так как после отдачи теплоты в абонентских установках теплоноситель должен быть возвращен на станцию. На рис. 6.6 показана закрытая двухтрубная водяная система. По подающему трубопроводу I тепловой сети вода поступает в абонентские установки, а по обратному трубопроводу II охлажденная вода возвращается на ТЭЦ.

В зависимости от характера тепловых нагрузок абонента и режима работы тепловой сети выбираются схемы присоединения абонентских установок к тепловой сети. На рис. 6.6 показаны различные схемы присоединения абонентов к водяной тепловой сети. Схемы *a—г* показывают присоединение отопительных установок, схемы *г), е* — присоединение установок горячего водоснабжения, а схемы *ж—м* показывают совместное присоединение в одном узле отопительной установки и установки горячего водоснабжения, схема *н* — совместное присоединение отопительной установки и вентиляции.

Такие устройства, обслуживающие отдельные здания, называются абонентскими вводами, местными тепловыми пунктами или местными тепловыми подстанциями (МТП).



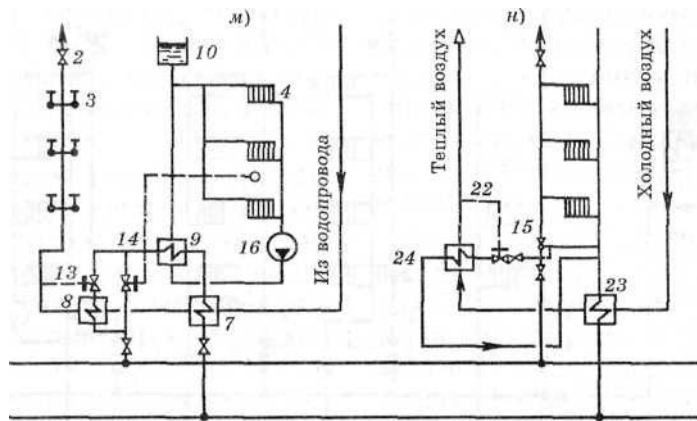


Рисунок 6.6 - Закрытая двухтрубная водяная система теплоснабжения:

Схемы присоединений: *а* — О(З); *б* — О(ЗСС); *в* — О(ЗНС); *г* — О(Н); *д* — Г(АВ); *е* — Г(АН); *ж* — О(ЗСС) Г(П); *з* — О(ЗСС) Г(ДС); *и* — О(ЗСС) Г(ДП); *к* — О(ЗСС) Г(ПР); *л* — О(ЗССНС) Г(ДП); *м* — О(Н) Г(ДП); *н* — О(ЗСС) В(ДС):

1 — аккумулятор горячей воды;  
 2 — воздушный кран;  
 3 — водоразборный кран;  
 4 — нагревательный прибор;  
 5 — обратный клапан;  
 6 — подогреватель горячего водоснабжения одноступенчатый;  
 7, 8 — подогреватели горячего водоснабжения нижней и верхней ступеней;  
 9 — отопительный подогреватель;  
 10 — расширительный сосуд;  
 11 — регулятор давления;  
 12 — регулятор расхода;

13 — регулятор температуры воды;  
 14 — регулятор отопления;  
 15 — элеватор;  
 16 — насос;  
 17 — подпиточный насос;  
 18 — сетевой насос;  
 19 — регулятор подпитки;  
 20 — подогреватели сетевой воды;  
 21 — пиковый котел;  
 22 — регулятор температуры воздуха;  
 23, 24 — воздушные калориферы нижней и верхней ступеней

Для обозначения различных схем присоединения отопительных и вентиляционных установок и установок горячего водоснабжения к тепловой сети в книге принята следующая индексация:

отопительные установки О; зависимая схема (З); зависимая со струйным смешением (ЗСС); зависимая с насосным смешением (ЗНС); независимая (Н). Например, О(ЗНС) обозначает отопительную установку, присоединенную по зависимой схеме с насосным смешением; установки горячего водоснабжения Г: параллельная (П); предвключенная (ПР); двухступенчатая смешанная (ДС); двухступенчатая последовательная (ДП); непосредственный водоразбор (НВ). Например, Г(ДП) обозначает присоединение установок горячего водоснабжения по двухступенчатой последовательной схеме; установка аккумулятора горячей воды: верхняя (АВ), нижняя (АН); вентиляционные

установки В. Например, В(ДС) обозначает присоединение вентиляционной установки по двухступенчатой смешанной схеме.

В 60-80-х годах в крупных системах централизованного теплоснабжения получили широкое применение так называемые групповые тепловые подстанции (пункты) (ГТП). На этих подстанциях осуществляется присоединение теплопотребляющих установок группы жилых и общественных зданий микрорайона к тепловой сети.

Обычно ГТП размещаются в отдельных, предназначенных для этой цели зданиях на некотором удалении от обслуживаемых зданий квартала или микрорайона с целью изоляции последних от шума и вибраций, создаваемых насосными установками. В ГТП устанавливаются: блок (или блоки) подогревателей горячего водоснабжения, подогреватели отопления (при независимой схеме), групповая смесительная установка сетевой воды, подкачивающие насосы холодной водопроводной, а при необходимости и сетевой воды, авторегулирующие и контрольно-измерительные приборы.

Применение ГТП упрощает эксплуатацию вследствие уменьшения количества узлов обслуживания и повышает комфорт в теплоснабжаемых зданиях благодаря выносу всех насосных установок, являющихся источником шума, в изолированные помещения ГТП. При применении ГТП, с одной стороны уменьшаются начальные затраты на сооружение подогревательной установки горячего водоснабжения, насосных установок и авторегулирующих устройств благодаря увеличению их единичной мощности и сокращению количества элементов оборудования, но, с другой — возрастают начальные затраты на сооружение и эксплуатацию распределительной сети между ГТП и отдельными зданиями, так как вместо двухтрубной сети приходится сооружать на этих участках четырехтрубную или как минимум трехтрубную сеть (при отказе от циркуляции воды в системе горячего водоснабжения), что еще больше увеличивает потери теплоты и воды в системе горячего водоснабжения.

Оптимальная единичная расчетная тепловая нагрузка ГТП зависит от характера планировки района застройки, а также режима работы теплопотребителей и определяется на основе технико-экономических расчетов.

На практике находят применение две принципиально различные схемы присоединения теплопотребляющих установок абонентов к тепловой сети — зависимая и независимая. По первой схеме присоединения вода из тепловой сети поступает непосредственно в приборы абонентской установки, по второй — проходит через теплообменник, в котором нагревает вторичный теплоноситель, используемый в абонентской установке.

На схемах рис. 6.6 отопительные установки *a—в*, *ж—л* и *н* присоединены к тепловой сети по зависимой схеме, а отопительные установки *г* и *м* — по независимой.

В закрытых системах теплоснабжения установки горячего водоснабжения присоединяются к тепловой сети только через водо-водяные подогреватели, т.е. по независимой схеме. При зависимых схемах присоединения давление в абонентской установке зависит от давления в тепловой сети.

При независимых схемах присоединения давление в местной системе не зависит от давления в тепловой сети.

Оборудование абонентского ввода при зависимой схеме присоединения проще и дешевле, чем при независимой, при этом может быть получен несколько больший перепад температур сетевой воды в абонентской установке. Увеличение перепада температур воды уменьшает расход теплоносителя в сети, что может привести к снижению диаметров сети и экономии на начальной стоимости тепловой сети и на эксплуатационных расходах.

Основным недостатком зависимой схемы присоединения является жесткая гидравлическая связь тепловой сети с нагревательными приборами абонентских установок, имеющими, как правило, пониженную механическую прочность, что ограничивает пределы допускаемых режимов работы системы централизованного теплоснабжения. Так, в широко применявшихся в отопительной технике чугунных нагревательных приборах (радиаторах) допустимое давление не превышает 0,6 МПа; превышение указанного предела может привести к авариям в отопительных установках. Это существенно снижает надежность и усложняет эксплуатацию систем теплоснабжения крупных городов, так как при большой протяженности тепловых сетей и большом числе присоединенных абонентских установок с разнородной тепловой нагрузкой расходы воды в сети и связанные с ними потери давления могут изменяться в широких пределах. При этом уровень давлений в сети может превысить предел, допустимый для абонентских установок.

В тех случаях, когда разность между допустимым давлением в теплопотребляющих приборах абонентов и расчетным давлением в тепловой сети невелика, даже небольшие повышения давления в тепловой сети, вызванные, например, аварийным отключением насоса на подстанции или произвольным перекрытием клапана в сети, могут привести к разрыву приборов в отопительных установках абонентов. В данном случае имеется в виду давление в обратном трубопроводе тепловой сети, поскольку оно определяет давление в абонентских установках.

Кроме того, при независимой схеме снижаются утечки сетевой воды и легче обнаружить возникающие в процессе эксплуатации повреждения в системе теплоснабжения. Поэтому по условиям надежности работы систем теплоснабжения крупных городов независимая схема присоединения более предпочтительна. В тех же случаях, когда давление в тепловой сети в статических условиях превышает допустимый уровень давлений в абонентских установках, применение независимой схемы присоединения является обязательным независимо от размеров системы централизованного теплоснабжения.

Рассмотрим более подробно приведенные на рис. 6.6 схемы присоединения теплопотребляющих установок к тепловой сети.

Схема, приведенная на рис. 6.6, *а*, показывает зависимое присоединение отопительной установки. Вода из подающей линии тепловой сети поступает через клапан регулятора расхода *12* непосредственно в отопительную систему здания, проходит через нагревательные приборы *4* и отдает в них теплоту

окружающему воздуху. Охлажденная вода поступает в обратную линию тепловой сети. По такой схеме присоединяются обычно к тепловой сети системы водяного отопления промышленных предприятий.

В том случае, когда максимальная температура воды в подающей линии тепловой сети не превышает  $95\text{ }^{\circ}\text{C}$ , по этой схеме присоединяются также отопительные системы жилых и общественных зданий. В большинстве случаев их отопительные системы присоединяются к водяным тепловым сетям по зависимой схеме со смесительным устройством (рис. 6.6, б и в).

Объясняется это тем, что по СНиП II-33-75 для жилых зданий, общежитий, школ, поликлиник, музеев и других зданий предельная (максимальная) температура теплоносителя установлена  $95\text{ }^{\circ}\text{C}$ , в то время как максимальная температура воды в подающей линии принимается в большинстве случаев  $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ , причем в крупных системах теплоснабжения экономически может быть оправдано повышение максимальной температуры сетевой воды в подающем трубопроводе до  $170\text{...}190\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Смесительное устройство, установленное на абонентском вводе, подмешивает к горячей воде, поступающей из подающей линии, охлажденную воду из обратной линии. В результате получается смешанная вода более низкой температуры, чем вода в подающей линии. В качестве смесительных устройств на абонентских вводах применяются струйные и центробежные насосы.

На рис. 6.6, б показана зависимая схема присоединения со струйным насосом (элеватором). Эта схема, получившая широкое применение в России и других странах бывшего СССР, была разработана и предложена проф. В.М. Чаплиным еще на заре развития теплофикации в СССР. Вода из подающей линии тепловой сети поступает после регулятора расхода (РР) 12 в элеватор 15. Одновременно в элеватор подсасывается часть охлажденной воды, возвращающейся из отопительной установки в обратную линию тепловой сети. Смешанная вода подается элеватором в отопительную систему.

Устройство струйного насоса-элеватора показано на рис. 6.7. Для работы элеватора необходимо иметь на абонентском вводе значительную разность напоров между подающей и обратной линиями теплосети, за счет которой создается повышенная скорость воды на выходе из сопла элеватора, необходимая для создания эффекта инжекции. При потере напора в циркуляционном контуре местной отопительной системы  $1\text{-}1,5\text{ м}$  и обычно требующихся коэффициентах инжекции около  $1,5\text{-}2,5$  разность напоров подающей и обратной линий должна составлять  $8\text{-}15\text{ м}$ . Коэффициентом инжекции называется отношение расхода воды, подсасываемой (инжектируемой) струйным насосом, к расходу воды через сопло струйного насоса. Этот коэффициент часто также называют коэффициентом смешения. Элеватор создает практически постоянный коэффициент инжекции (смешения). Поэтому расход воды в местной отопительной установке изменяется прямо пропорционально расходу сетевой воды через сопло элеватора.



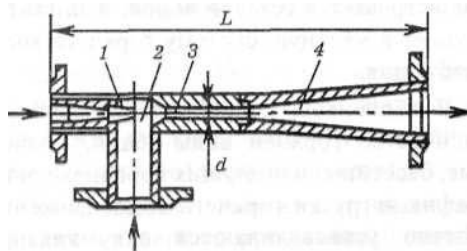


Рисунок 6.7 - Водоструйный элеватор конструкции ВТИ — Теплосеть Мосэнерго:

- |                      |                      |
|----------------------|----------------------|
| 1 — сопло;           | 3 — камера смешения; |
| 2 — приемная камера; | 4 — диффузор         |

Основными преимуществами элеватора как смесительного устройства являются простота и надежность работы. В условиях эксплуатации элеватор не требует постоянного обслуживания.

Серьезный недостаток схемы с элеваторным смешением (см. рис. 6.6, б) — отсутствие автономной, т.е. независимой от тепловой сети, циркуляции воды в местной отопительной установке. При прекращении подачи сетевой воды в сопло элеватора, например при аварийном выключении тепловой сети, прекращается циркуляция воды в отопительной установке, что может привести к замораживанию воды в ней. От указанных недостатков свободна схема присоединения с центробежным смесительным насосом (см. рис. 6.6, в). В нормальных условиях насос *16* забирает охлажденную воду из обратной линии отопительной установки и подает ее на смешение с горячей водой, поступающей через клапан регулятора расхода РР *12* подающей линии тепловой сети.

При аварийном отключении тепловой сети насос *16* осуществляет циркуляцию воды в отопительной установке, что предотвращает ее замораживание в течение относительно длительного периода (8-12 ч).

Более универсальное решение получают при совместной установке в узле присоединения элеватора *15* и центробежного насоса *16* (см. рис. 6.6, л). При такой схеме присоединения в нормальных условиях насос *16* выключен. Циркуляция воды в местной системе осуществляется элеватором *15* за счет энергии сетевой воды, поступающей из тепловой сети. Насос *16* включается в работу только в периоды осуществления количественного регулирования или регулирования «пропусками», что обычно имеет место только при наиболее высоких наружных температурах отопительного сезона ( $t_H > 0$  °С). когда для поддержания нормальной внутренней температуры в отапливаемых зданиях подача сетевой воды в отопительные установки должна сокращаться или периодически полностью прекращаться.

Насос *16* используется также для создания циркуляции воды в отопительных установках при аварийных ситуациях в тепловой сети. По условиям комфорта в отапливаемых помещениях насос *16*, устанавливаемый на абонентских вводах, должен работать бесшумно.

В том случае, когда присоединение отопительных установок к тепловой сети осуществляется через ГТП, можно ограничиться одним общим смесительным насосом *16* на группу зданий, чем обеспечивается автономная циркуляция воды в отопительных установках. Независимо от этого элеваторы могут быть установлены на вводах в каждое здание.

Для поддержания постоянного расхода воды из тепловой сети в отопительную систему на абонентских вводах (см. рис. 6.6, *а— в*) установлены регуляторы расхода *12*. Импульсом для работы этих регуляторов является перепад давлений в каком-либо дроссельном органе — шайбе или сопле элеватора.

На рис. 6.6, *г* показана независимая схема присоединения отопительной установки к водяной тепловой сети. Вода из подающей линии тепловой сети проходит через водо-водяной подогреватель (теплообменник) *9*, в котором она через стенку нагревает вторичную воду, циркулирующую в отопительной установке абонента. Охлажденная сетевая вода возвращается в обратную линию тепловой сети. Циркуляция воды в местной отопительной установке осуществляется насосом *16*. Давление в приборах местной отопительной установки определяется высотой расположения расширительного резервуара *10*, который обычно устанавливается в верхней точке здания. Изменение объема воды в местной системе при ее нагреве или охлаждении, а также возможные утечки воды через неплотности компенсируются за счет изменения объема воды в расширителе *10*.

Установки горячего водоснабжения присоединяются к тепловой сети через водо-водяные теплообменники (см. рис. 6.6, *д* и *е*). Сетевая вода из подающей линии тепловой сети через клапан регулятора температуры *13* проходит через водо-водяной подогреватель *6*, в котором она через стенку нагревает воду, поступающую из водопровода. Охлажденная сетевая вода после подогревателя поступает в обратную линию тепловой сети. Импульсом для регулятора температуры является температура водопроводной воды после подогревателя.

Холодная вода поступает из водопровода через регулятор давления «после себя» (РДПС) *11*, задачей которого является поддержание заданного постоянного давления водопроводной воды на абонентском вводе, проходит через подогреватель *6*, в котором она нагревается сетевой водой, и затем поступает в местную систему горячего водоснабжения.

У абонентов, потребляющих большое количество горячей воды (бани, прачечные, бассейны) и имеющих неравномерный график нагрузки горячего водоснабжения, обычно устанавливаются аккумуляторы горячей воды, задачей которых является выравнивание графика тепловой нагрузки, а также создание запаса горячей воды на случай внезапного перерыва в работе тепловой сети.

В схеме, показанной на рис. 6.6, *д*, аккумулятор горячей воды *1* расположен в верхней точке установки, а в схеме, показанной на рис. 6.6, *е* — в нижней. При верхней установке аккумулятора зарядка его производится под напором водопровода, а разрядка — под статическим напором самого

аккумулятора. Циркуляция воды в местной системе осуществляется насосом 16.

При нижней установке аккумулятора зарядка его производится насосом 16, а разрядка — водопроводным напором. В этой схеме насос 16 постоянно находится в работе. При малом водоразборе на горячее водоснабжение под действием напора насоса 16 происходит циркуляция воды через аккумулятор 1 и через замкнутый контур местной системы горячего водоснабжения насос — подогреватель — местная система — обратный клапан 5 — насос.

При увеличении водоразбора из местной системы горячего водоснабжения циркуляция воды через аккумулятор и контур местной системы горячего водоснабжения, создаваемая насосом 16, ослабляется. При большом водоразборе изменяется направление движения воды через аккумулятор. Холодная вода поступает из водопровода одновременно во всасывающую линию насоса 16 и в аккумулятор 1. Холодная вода поступает снизу в аккумулятор 1 и вытесняет из его верхней части горячую воду, которая поступает в водоразбор совместно с подогретой водопроводной водой из подогревателя 6.

На схемах рис. 6.6, а - е показано присоединение к тепловой сети абонентов с одним видом тепловой нагрузки — отоплением или горячим водоснабжением.

Присоединение абонентов, имеющих два вида тепловой нагрузки, потребляющих одновременно теплоту как для отопления, так и для горячего водоснабжения, показано на рис. 6.6, ж - м. Такое сочетание двух видов тепловой нагрузки характерно для современных жилых домов, оборудованных системами отопления и горячего водоснабжения.

На рис. 6.6, ж показано параллельное присоединение на одном абонентском вводе горячего водоснабжения и отопительной установки. При такой схеме расход сетевой воды на абонентском вводе определяется арифметической суммой расходов воды на отопление и горячее водоснабжение.

Расход сетевой воды на отопление поддерживается постоянным на расчетном уровне регулятором расхода 12. Расход сетевой воды на горячее водоснабжение является резко переменной величиной. Регулятор температуры 13 изменяет этот расход в соответствии с нагрузкой горячего водоснабжения.

Расчетный расход сетевой воды на горячее водоснабжение определяется по максимальному значению этой нагрузки и при минимальной температуре воды в подающем трубопроводе тепловой сети. Поэтому суммарный расход сетевой воды получается завышенным, что удорожает систему теплоснабжения. Расчетный расход сетевой воды на горячее водоснабжение можно уменьшить при включении в схему аккумулятора горячей воды для выравнивания графика нагрузки горячего водоснабжения. Однако установка аккумулятора горячей воды усложняет оборудование абонентского ввода и увеличивает требуемые габариты помещения ввода. Поэтому обычно аккумуляторы горячей воды в жилых домах не устанавливаются, хотя это усложняет режимы работы сети.

При параллельном присоединении систем отопления и горячего водоснабжения сетевая вода используется на абонентском вводе недостаточно рационально. Обратная сетевая вода, возвращаемая из отопительной установки с температурой примерно 40 — 70 °С, не используется для подогрева холодной водопроводной воды, имеющей на вводе температуру около 5 °С, хотя теплотой обратной воды после отопления можно покрыть значительную долю нагрузки горячего водоснабжения, поскольку температура горячей воды, подаваемой в систему горячего водоснабжения, обычно не превышает 60-65 °С. При рассматриваемой схеме вся тепловая нагрузка горячего водоснабжения удовлетворяется за счет теплоты сетевой воды, поступающей в водо-водяной подогреватель 6 непосредственно из подающей линии тепловой сети.

Вследствие нерационального использования теплоносителя на абонентском вводе и удовлетворения нагрузки горячего водоснабжения по максимуму суточного графика получается завышенный расчетный расход воды в городских тепловых сетях. Это вызывает увеличение диаметров тепловых сетей и рост начальных затрат на их сооружение, а также увеличение расхода электрической энергии на перекачку теплоносителя.

Расчетный расход воды несколько снижается при двухступенчатой смешанной схеме присоединения установки горячего водоснабжения и отопительной установки, предложенной П.М. Клушиным (см. рис. 6.6, з).

Особенностью этой схемы является двухступенчатый подогрев воды для горячего водоснабжения. В нижней ступени подогрева 7 холодная вода предварительно подогревается за счет теплоты воды, возвращаемой из абонентской установки, благодаря чему уменьшается тепловая производительность подогревателя верхней ступени 8 и снижается расход сетевой воды на покрытие нагрузки горячего водоснабжения.

В рассматриваемой схеме подогреватель нижней ступени 7 включен по сетевой воде последовательно, а подогреватель верхней ступени 8 — параллельно по отношению к отопительной системе.

Преимущество двухступенчатой смешанной схемы по сравнению с параллельной — меньший расчетный расход сетевой воды благодаря частичному удовлетворению нагрузки горячего водоснабжения за счет теплоты воды, возвращаемой из системы отопления.

При отсутствии аккумуляторов горячей воды расход сетевой воды на горячее водоснабжение при двухступенчатой смешанной схеме, так же как и при схеме, показанной на рис. 6.6, ж, должен рассчитываться по максимальной нагрузке горячего водоснабжения.

Одним из методов выравнивания тепловой нагрузки жилых зданий без установки аккумуляторов горячей воды служит применение так называемого связанного регулирования (см. рис. 6.6, и и к). В этом случае с помощью регулятора расхода 12, установленного на абонентском вводе или на ГТП, поддерживается постоянный расход сетевой воды на удовлетворение суммарной тепловой нагрузки отопления и горячего водоснабжения.

В этих схемах в качестве теплового аккумулятора используется строительная конструкция отапливаемого здания. В период повышенной

нагрузки горячего водоснабжения уменьшается отдача теплоты на отопление. Недоданная теплота компенсируется в период малых нагрузок горячего водоснабжения. Такой принцип связанного регулирования реализован в схеме, разработанной ВТИ, МЭИ и Теплосетью Мосэнерго (см. рис. 6.6, *и*). В этой схеме осуществлено двухступенчатое последовательное присоединение установок горячего водоснабжения и отопления.

Благодаря этому наряду с удовлетворением значительной доли нагрузки горячего водоснабжения за счет теплоты обратной воды происходит выравнивание суточного графика тепловой нагрузки. В этом заключается основное преимущество этой схемы по сравнению со схемой, предложенной Н.К. Громовым (см. рис. 6.6, *к*), в которой также осуществляется выравнивание графика нагрузки, но теплота обратной сетевой воды не используется для горячего водоснабжения.

В двухступенчатой последовательной схеме (см. рис. 6.6, *и*) сетевая вода, поступающая из подающей линии тепловой сети, разветвляется на два потока. Один поток проходит через регулятор расхода *12*, другой — через водо-водяной подогреватель *8*. Сетевая вода, прошедшая через подогреватель *8*, смешивается затем с потоком воды, прошедшим через регулятор расхода, и общий поток воды поступает через элеватор *15* в отопительную установку. Обратная вода после отопительной установки предварительно проходит через водо-водяной подогреватель нижней ступени *7*, в котором она подогревает холодную воду, поступающую из водопровода. Подогретая водопроводная вода после нижней ступени *7* проходит через водо-водяной подогреватель верхней ступени *8* и направляется в местную систему горячего водоснабжения.

В том случае, когда после нижней ступени *7* температура подогретой водопроводной воды достаточна для удовлетворения потребителей горячего водоснабжения, регулятор температуры *13* перекрывает проход сетевой воды через верхнюю ступень *8*. При этом режиме весь поток сетевой воды поступает из подающей линии сети через клапан регулятора *12* в отопительную установку.

Если температура водопроводной воды после нижней ступени подогрева *7* ниже требуемой, регулятор температуры *13* открывает клапан и на подогреватель верхней ступени *8* ответвляется часть воды, поступающей на абонентский ввод из подающей линии тепловой сети.

При любом положении регулятора температуры расход сетевой воды на абонентских вводах остается практически постоянным. Это обеспечивается регулятором расхода *12*, поддерживающим практически постоянный перепад давлений в сопле элеватора *15*, через которое проходит весь расход сетевой воды, поступающей на абонентский ввод. При увеличении регулятором *13* расхода сетевой воды через подогреватель *8* регулятор *12* прикрывается.

В летний период, когда отопительная установка отключена, подогреватели верхней и нижней ступеней *8* и *7* включаются в работу последовательно помимо отопительной установки с помощью специальной перемычки (не показанной на схеме). Сетевая вода из подающей линии проходит последовательно через подогреватели верхней и нижней ступеней и

отводится в обратную линию тепловой сети. Схема движения водо-проводной воды через подогреватели остается неизменной зимой и летом.

В зимний период в часы максимальной нагрузки горячего водоснабжения часть сетевой воды или вся сетевая вода пропускается через подогреватель верхней ступени 8. Так как в этом подогревателе температура сетевой воды снижается, то снижается также температура воды, поступающей в элеватор 15, и в результате уменьшается отдача теплоты на отопление здания. Теплота, недоданная на отопление в периоды большой нагрузки горячего водоснабжения, компенсируется в периоды малой нагрузки горячего водоснабжения, когда в элеватор поступает поток воды повышенной температуры.

В подогревателе нижней ступени 7 значительное количество теплоты обратной воды используется для горячего водоснабжения. Все это приводит к уменьшению расчетного расхода воды в сети по сравнению со смешанной двухступенчатой схемой. При соответствующем температурном режиме теплоподготовительной установки, когда в подающем трубопроводе тепловой сети поддерживается температура, превышающая требуемую для отопительных установок на температурный перепад, используемый в подогревателях верхней ступени, нагрузка горячего водоснабжения удовлетворяется без дополнительного расхода воды в тепловой сети по сравнению с расчетным расходом воды на отопление. Снижение расчетного расхода воды в тепловой сети позволяет уменьшить ее диаметр, снизить начальные затраты на ее сооружение и удешевить транспорт и распределение теплоты.

При двухступенчатом последовательном присоединении температура обратной сетевой воды, возвращаемой на ТЭЦ, получается ниже, чем при параллельном присоединении. Это позволяет использовать на ТЭЦ для подогрева сетевой воды отработавший пар более низкого давления, отчего возрастает удельная комбинированная выработка электрической энергии.

Преимущество двухступенчатой последовательной схемы (см. рис. 6.6, *и*) по сравнению с двухступенчатой смешанной схемой (см. рис. 6.6, *з*) заключается в выравнивании суточного графика тепловой нагрузки и лучшем использовании энтальпии теплоносителя, что приводит к дополнительному уменьшению расхода воды в сети.

Недостаток двухступенчатой последовательной схемы по сравнению с двухступенчатой смешанной заключается в усложнении схемы регулирования ГТП или абонентских вводов из-за необходимости изменения расхода сетевой воды у абонентов. Относительная нагрузка горячего водоснабжения у них (отношение средненедельной нагрузки горячего водоснабжения к расчетной отопительной нагрузке) отличается от типовой относительной нагрузки, по которой ведется центральное регулирование.

Указанный недостаток двухступенчатой последовательной схемы устраняется при применении местного автоматического регулирования отопительных установок (см. рис. 6.6, *л* и *м*). Двухступенчатая по-

следовательная схема присоединения получила широкое применение в городских тепловых сетях при закрытой системе теплоснабжения.

Для постоянного обеспечения в водоразборных кранах горячего водоснабжения у потребителей температуры воды не ниже  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$  в любое время суток в крупных жилых зданиях системы горячего водоснабжения выполняются двухтрубными с постоянной циркуляцией, обеспечиваемой насосом 16. В схеме 3.6, *e* в периоды малого разбора горячей воды у потребителей давление в циркуляционной линии повышается, соответственно возрастает расход воды из циркуляционной линии в насос 16 и усиливается циркуляция воды в системе горячего водоснабжения.

В периоды большого водоразбора давление в циркуляционной линии снижается и соответственно уменьшается циркуляционный расход в системе горячего водоснабжения. Однако при этом режиме через подающие линии и стояки системы горячего водоснабжения проходит большой расход воды и поэтому остывание воды на пути между подогревательной установкой и водоразборными кранами незначительно.

Обратный клапан 5 защищает систему горячего водоснабжения от поступления в нее холодной воды помимо подогревателя.

При двухступенчатой подогревательной установке горячего водоснабжения (см. рис. 6.6, *з* и *и*) нагреваемая водопроводная вода проходит последовательно по схеме противотока через нижний 7 и верхний 8 подогреватели. При такой схеме достаточно полно используется энтальпия теплоносителя.

Во всех ранее рассмотренных схемах присоединения отопительных установок к тепловой сети (см. рис. 6.6, *a—в*) в качестве основного регулирующего устройства использован регулятор расхода 12, являющийся, по существу, регулятором постоянства расхода, так как его задачей является поддержание постоянного расхода сетевой воды на отопление. Такой метод регулирования принципиально применим только в районах с однородной тепловой нагрузкой, когда можно ограничиться только центральным качественным регулированием теплоснабжения путем изменения температуры сетевой воды, поступающей после теплоподготовительной установки источника теплоты (ТЭЦ или котельной) в подающий трубопровод тепловой сети, по тому же закону, по которому изменяется тепловая нагрузка абонентов.

Для теплоснабжения общественных зданий, в которых, как правило, доля нагрузки горячего водоснабжения незначительна, но существенна доля вентиляционной нагрузки, можно заметно снизить расчетный расход сетевой воды при присоединении вентиляционных калориферов по двухступенчатой схеме, как показано на рис. 6.6, *н*.

В этой схеме предварительный подогрев воздуха производится в калориферах нижней ступени 23 за счет теплоты обратной сетевой воды. В зависимости от соотношения расчетных нагрузок вентиляции и отопления выбирается соотношение расчетных нагрузок нижней и верхней ступеней калориферной установки.

В современных городах в связи с интенсивным строительством новых, более комфортабельных жилых и общественных зданий, оснащенных всеми видами благоустройства, сильно усложнилась структура тепловой нагрузки. Возросла доля горячего водоснабжения и вентиляции в суммарной тепловой нагрузке.

Для качественного и экономичного теплоснабжения всех потребителей в районах с разнородной тепловой нагрузкой одного центрального регулирования недостаточно. Необходимо в дополнение к центральному регулированию осуществлять групповое и местное регулирование всех видов тепловой нагрузки на ГТП и (или) МТП. ГТП большой мощности без подогревателей горячего водоснабжения иногда называют контрольно-распределительными пунктами (КРП). Выбор импульса для группового или местного регулирования тепловой нагрузки зависит от типа установок.

Импульсом в установках горячего водоснабжения обычно служит температура водопроводной воды после подогревательной установки, в вентиляционных установках — температура нагретого воздуха после калориферов.

Выбор импульса для регулирования отопительной нагрузки является более сложной задачей, так как температура в отдельных помещениях отапливаемых зданий может существенно различаться и зависит не только от количества теплоты, поданной в здание, но и от качества работы отопительной установки здания, условий эксплуатации отдельных помещений, бытовых тепловыделений, а также от инсоляции и инфильтрации, которые, в свою очередь, зависят от размещения отдельных помещений по отношению к сторонам света и «розе ветров». Поэтому для качественного и экономичного удовлетворения нагрузки необходимо в дополнение к групповому и (или) местному регулированию осуществлять индивидуальное регулирование отдельных помещений или отдельных зон, подверженных различному влиянию инсоляции, инфильтрации, бытовых тепловыделений и других условий.

Для группового или местного регулирования отопительной нагрузки используются обычно следующие отдельные импульсы или их сочетания:

внутренняя температура представительного помещения или средняя внутренняя температура нескольких помещений;

внутренняя температура устройства, моделирующего температурный режим отапливаемых зданий;

температура наружного воздуха или интегральный метеорологический показатель, учитывающий наружную температуру и инсоляцию.

В тех случаях, когда для нормальной работы отопительной установки необходим постоянный расход воды через эту установку, при снижении подачи сетевой воды должен включаться в работу смесительный насос.

На рис. 6.6, л и м показано присоединение к тепловой сети отопительной установки и установки горячего водоснабжения по двухступенчатой последовательной схеме. На рис. 6.6, л отопительная установка присоединена по зависимой схеме с элеватором и смесительным насосом, а на рис. 6.6, м — по независимой схеме. В отличие от предыдущих схем местное регулирование



отопительной нагрузки в этих схемах проводится по внутренней температуре отапливаемых зданий с помощью регулятора отопления 14.

Поддержание постоянного расхода воды в местной отопительной системе при снижении регулятором отопления подачи сетевой воды в схеме, приведенной на рис. 6.6, л, достигается за счет работы смесительного насоса 16. В схеме, показанной на рис. 6.6, м, циркуляционный контур отопительной системы гидравлически изолирован от контура сетевой воды. Циркуляция воды в отопительной установке, осуществляемая насосом 16, поддерживается постоянной.

На рис. 6.8 показано присоединение к тепловой сети отопительных установок и систем горячего водоснабжения группы зданий на ГТП.

Регулирование отопительной нагрузки осуществляется с помощью регулятора отопления 14 по импульсу температуры в моделирующем устройстве 26. Смесительный насос 16 обеспечивает постоянный расход воды в присоединенных отопительных установках независимо от расхода сетевой воды, поступающей на ГТП через клапан регулятора отопления.

При применении регуляторов отопления, действующих по импульсу внутренней температуры отапливаемых помещений или моделирующего устройства, вместо регуляторов постоянного расхода (РР) значительно повышается резервирующая способность системы теплоснабжения. Создается возможность снижения в необходимых случаях расхода сетевой воды, подаваемой абонентам, при одновременном повышении ее температуры без нарушения теплового режима отапливаемых зданий. Это позволяет в аварийных ситуациях резервировать взаимно заблокированные магистрали путем передачи части расхода сетевой воды в смежную магистраль. При применении регуляторов расхода такой метод резервирования теплоснабжения путем повышения температуры воды невозможен.

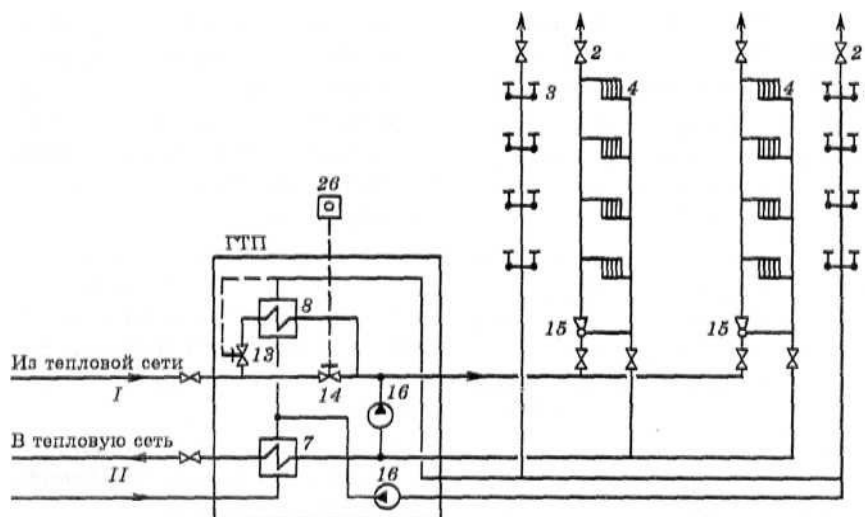


Рисунок 6.8 - Схема присоединения к тепловой сети систем отопления и горячего водоснабжения группы зданий через ГТП:

26 — моделирующее устройство. Остальные обозначения те же, что и на рис. 6.6

На рис. 6.9 показана трехтрубная закрытая водяная система.

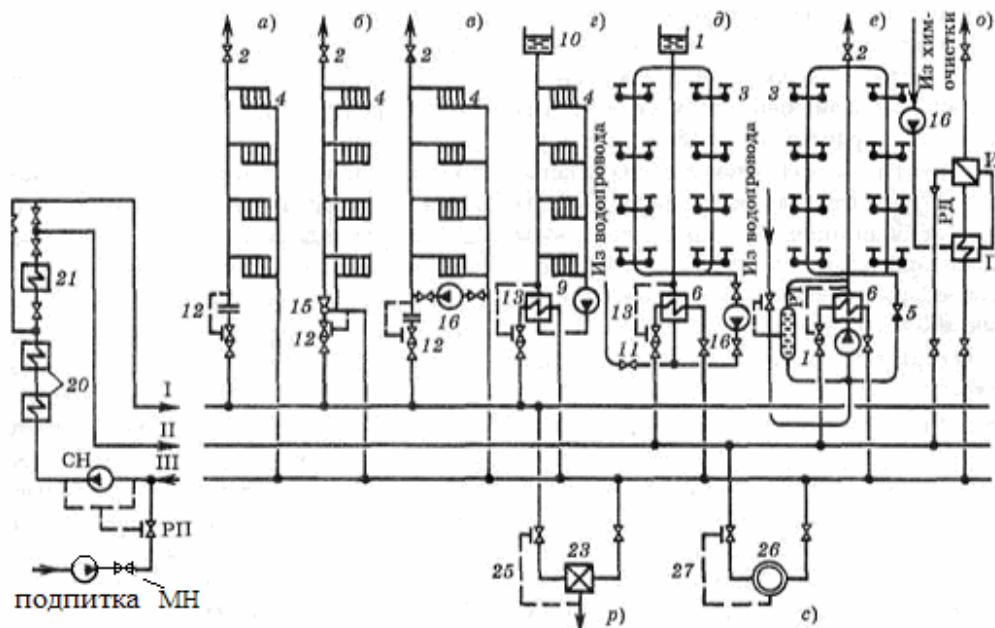


Рисунок 6.9 - Трехтрубная закрытая водяная система теплоснабжения.

Схемы присоединения:

*a-e* — см. рис. 6,6; *o* — испарительной установки; *p* — вентиляционной установки; *c* — технологических аппаратов: 26 — технологический аппарат; 27 — регулятор нагрева: остальные обозначения те же, что и на рис. 6,6

Со станции отходят два подающих трубопровода I и II, в которых поддерживается различный температурный режим. По трубопроводу I вода подается в отопительные и вентиляционные установки потребителей. По трубопроводу II — в установки горячего водоснабжения и технологические аппараты, По трубопроводу III вода возвращается от потребителей на станцию.

В трехтрубных системах теплоснабжения осуществляется центральное регулирование двух разнородных видов тепловой нагрузки. Температура воды и подающем трубопроводе I изменяется по закону сезонной нагрузки, а в подающем трубопроводе II поддерживается постоянной. Поскольку к каждой подающей линии присоединяется практически однородная тепловая нагрузка, то роль местного регулирования значительно упрощается. В этих условиях местное регулирование отопительной нагрузки может производиться с помощью регуляторов расхода.

При закрытой системе теплоснабжения водопроводная вода, поступающая в установки горячего водоснабжения, не имеет прямого контакта с сетевой водой, так как подогрев водопроводной воды осуществляется на групповых тепловых подстанциях или на абонентских вводах в поверхностных водо-водяных подогревателях. Гидравлическая изолированность водопроводной воды, поступающей в установки горячего водоснабжения, от воды, циркулирующей в тепловой сети — преимущество закрытой системы. Благодаря гидравлической изолированности водопроводной воды от сетевой обеспечивается стабильное качество горячей воды, поступающей в установки

горячего водоснабжения, такое же как качество водопроводной воды. Чрезвычайно прост санитарный контроль системы горячего водоснабжения благодаря короткому пути прохождения водопроводной воды от ввода в здание до водоразборного крана. Прост контроль герметичности теплофикационной системы, который проводится по расходу подпитки.

Основные недостатки закрытых систем:

1) выпадение накипи в водо-водяных подогревателях и трубопроводах местных установок горячего водоснабжения при использовании водопроводной воды, имеющей повышенную карбонатную (временную) жесткость  $J_k > 7$  мг-экв/л;

2) коррозия местных установок горячего водоснабжения из-за поступления в них недеаэрированной водопроводной воды;

3) сложность оборудования и эксплуатации абонентских вводов горячего водоснабжения из-за установки водо-водяных подогревателей.

Особенно интенсивная коррозия возникает при мягких водах, имеющих отрицательный индекс насыщения ( $J < 0$ ) с большим содержанием растворенных агрессивных газов  $O_2$  и  $CO_2$ , а также при повышенной концентрации в воде хлоридов или сульфитов. В коррозионно-активных водах показатель концентрации водородных ионов  $pH \leq 7,2$ . Поэтому при определенном качестве водопроводной воды приходится при закрытых системах теплоснабжения принимать специальные меры для повышения антикоррозионной стойкости местных установок горячего водоснабжения или устанавливать на абонентских вводах специальные фильтры для обескислороживания или стабилизации водопроводной воды и для защиты от зашламления, что удорожает оборудование и усложняет эксплуатацию абонентских вводов.

**Открытые системы.** Основным типом открытых систем теплоснабжения является двухтрубная система (рис. 6.10). Горячая вода поступает со станции к абонентам по трубопроводу I. Обратная вода возвращается на станцию по трубопроводу II.

Отопительные установки (рис. 6.10, а— з) присоединяются к тепловой сети по тем же схемам, что и в закрытых системах теплоснабжения.

Схемы присоединения установок горячего водоснабжения (рис. 6.10, д и е) принципиально отличны от ранее рассмотренных схем. Горячее водоснабжение абонентов производится сетевой водой непосредственно из тепловой сети. Вода из подающего трубопровода тепловой сети поступает через клапан регулятора температуры 13 в смеситель 22. В этот же смеситель поступает вода из обратного трубопровода тепловой сети через обратный клапан 5. Регулятор температуры, регулируя расход воды из подающего трубопровода, поддерживает в смесителе 22 постоянную температуру смеси (около 60 °С). Из смесителя вода поступает в местную систему горячего водоснабжения. Обратный клапан 5 препятствует перетеканию воды из подающего трубопровода в обратный. Для выравнивания графика нагрузки горячего водоснабжения установлены аккумуляторы горячей воды: в схеме на рис. 6.10, д — верхний аккумулятор, в схеме на рис. 6.10, е — нижний.

Зарядка верхнего аккумулятора производится под напором воды в тепловой сети, а разрядка — под его статическим напором. Для управления нижним аккумулятором предусмотрено специальное автоматическое устройство. Зарядка нижнего аккумулятора производится через клапан регулятора расхода *12*, импульсом для которого является перепад давления на дроссельной шайбе, установленной на главном стояке местной системы горячего водоснабжения.

Когда водоразбор снижается и вследствие этого уменьшается перепад на дроссельной шайбе, клапан регулятора расхода открывается, часть воды из главного стояка отводится в аккумулятор I и он заряжается. При увеличении водоразбора клапан регулятора расхода прикрывается. При больших водоразборах аккумулятор переключается на разрядку. В данном случае клапан регулятора расхода полностью закрыт. С помощью пускового устройства включается в работу насос *16*, и вода из аккумулятора подается в систему горячего водоснабжения.

Жилые здания, имеющие обычно два вида тепловой нагрузки — отопление и горячее водоснабжение, присоединяются к тепловой сети (см. рис. 6.10, *ж* и *з*). Отопительная установка и установка горячего водоснабжения присоединены к тепловой сети по принципу несвязанного регулирования (см. рис. 3.10, *ж*). Обе установки работают независимо друг от друга. Расход сетевой воды в отопительной установке не зависит от нагрузки установки горячего водоснабжения и поддерживается постоянным с помощью регулятора расхода *12*. Расход сетевой воды на горячее водоснабжение изменяется в весьма широком диапазоне — от максимального в часы наибольшего водоразбора до нуля в период отсутствия водоразбора.

Соотношение расходов воды на горячее водоснабжение из подающей и обратной линий, зависящее от температуры сетевой воды на абонентском вводе, устанавливается регулятором температуры *13*. Суммарный расход сетевой воды в подающем трубопроводе тепловой сети равен сумме расходов воды в подающем трубопроводе на отопление и горячее водоснабжение. Максимальный расход сетевой воды в подающем трубопроводе, по которому определяется расчетный расход в подающем трубопроводе сети, имеет место при максимальной нагрузке горячего водоснабжения и минимальной температуре воды в этом трубопроводе, т.е. при режиме, когда нагрузка горячего водоснабжения целиком обеспечивается из подающего трубопровода.

Расход сетевой воды в обратном трубопроводе после абонентской установки равен разности расходов сетевой воды на отопление и на водоразбор из этого трубопровода на горячее водоснабжение. Максимальный расход воды в обратном трубопроводе равен расходу на отопление. Такое соотношение устанавливается тогда, когда расход воды на горячее водоснабжение полностью отсутствует, например, в ночное время, или при удовлетворении нагрузки горячего водоснабжения полностью водой из подающего трубопровода тепловой сети, что имеет место при минимальной температуре воды в нем, равной 60 °С.

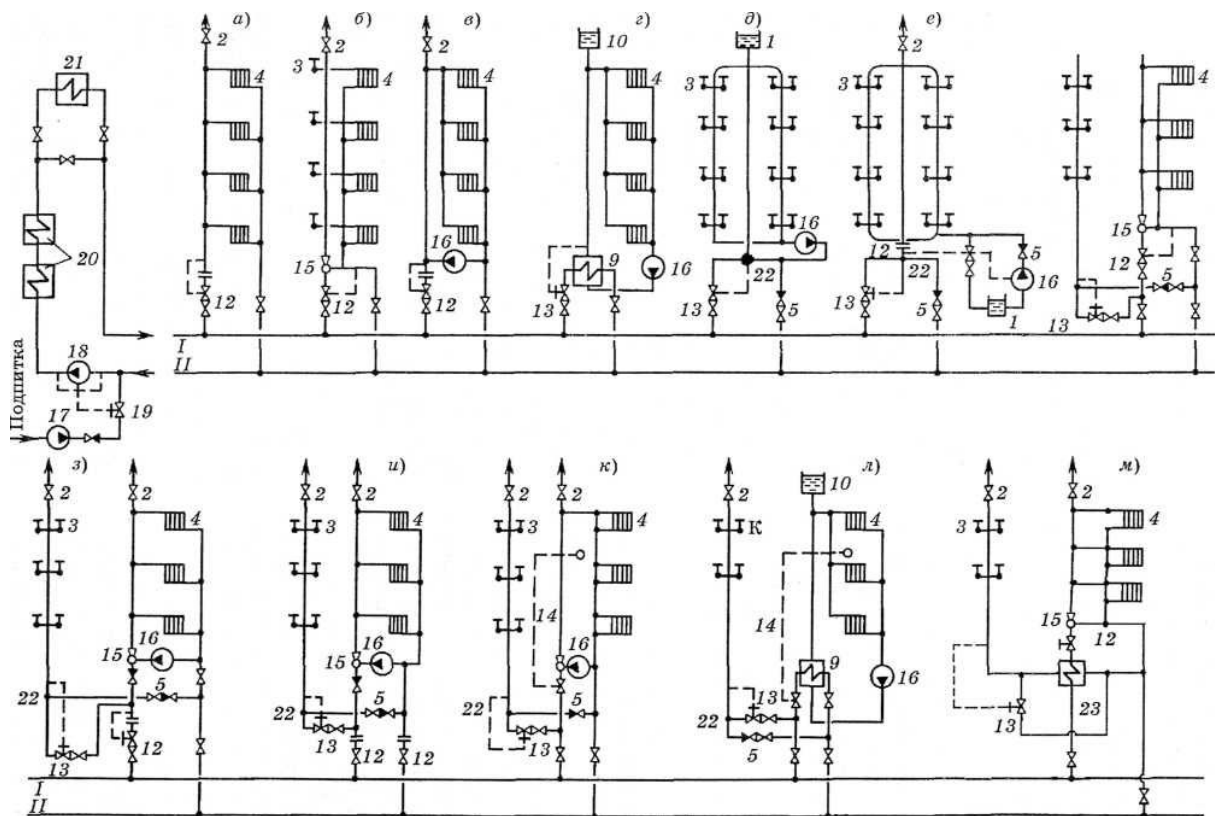


Рисунок 6.10 - Открытая двухтрубная водяная система теплоснабжения. Схемы присоединения: а — О(З); б — О(ЗСС); в — О(ЗНС); г — О(Н); д — Г(АВ); е — Г(АН); ж — О(ЗСС) Г(НВ) несвязанное регулирование; з — О(ЗНС) Г(НВ) связанное регулирование; и — О(ЗНС) Г(НВ) постоянное гидравлическое сопротивление на вводе; к — О(ЗНС) Г(НВ) несвязанное регулирование; л — О(Н) Г(НВ) несвязанное регулирование; м — О(ЗСС) связанное регулирование: 22 — смеситель; 23 — предвключенный подогреватель горячего водоснабжения; остальные обозначения те же, что и на рис. 6.6

При подключении на абонентских вводах жилых зданий отопительной установки и установки горячего водоснабжения по принципу несвязанного регулирования получается завышенный расчетный расход воды в подающем трубопроводе тепловой сети, что приводит к увеличению диаметров тепловой сети, росту начальных затрат на ее сооружение и удорожанию транспорта теплоты.

Расчетный расход воды в городских тепловых сетях заметно снижается при присоединении на абонентских вводах отопительных установок и установок горячего водоснабжения по принципу связанного регулирования. Такое присоединение показано на рис. 6.10, з. В этом случае регулятор расхода 12, установленный на общем подающем трубопроводе абонентского ввода, поддерживает постоянный расход воды из подающего трубопровода на абонентский ввод. В часы большого водоразбора на горячее водоснабжение из

подающего трубопровода снижается подача сетевой воды, а следовательно, и теплоты на отопление.

Недоданная теплота компенсируется в часы малого водоразбора из подающего трубопровода, когда большая часть или вся сетевая вода, поступающая на абонентский ввод, направляется в отопительную систему. Гидравлическая разрегулировка отопительных установок в периоды большого водоразбора из подающего трубопровода может быть устранена при установке на перемычке элеватора центробежного насоса *16*, который при этих режимах включается в работу (см. рис. 6.10, *з—к*).

Для того чтобы устранить неблагоприятное влияние водоразбора из сети в периоды, когда температура сетевой воды в подающем трубопроводе минимальна (60 - 65 °С), можно применять схему с предвключенным подогревателем горячего водоснабжения, предложенную В.А. Малафеевым (см. рис. 6.10, *м*). Эта схема позволяет осуществлять водоразбор всегда из обратного трубопровода после отопительной установки, а догрев сетевой воды, идущей в систему горячего водоснабжения, осуществляется в предвключенном подогревателе теплотой сетевой воды в подающем трубопроводе.

При присоединении абонентских установок по принципу связанного регулирования (см. рис. 6.10, *з*) строительная конструкция отапливаемых зданий используется в качестве теплового аккумулятора, выравнивающего суточный график тепловой нагрузки абонентской установки.

При соответствующем температурном режиме подающей линии тепловой сети, когда снижение расхода сетевой воды на отопление компенсируется повышением температуры этой воды таким образом, чтобы при любой наружной температуре среднесуточная отдача теплоты на отопление была равна теплотерям зданий, расчетный расход воды в подающем трубопроводе тепловой сети равен расчетному расходу сетевой воды на отопление. Расчетный расход воды в обратном трубопроводе также должен быть равен расчетному расходу воды на отопление, так как в часы отсутствия водоразбора вся сетевая вода, прошедшая через отопительные системы, должна быть возвращена по обратному трубопроводу на ТЭЦ.

При повышенной гидравлической нагрузке горячего водоснабжения у большинства абонентов, что характерно для новых жилых районов, часто отказываются от установки регуляторов расхода на абонентских вводах, ограничиваясь установкой только регуляторов температуры *13* в узле присоединения абонентской системы горячего водоснабжения к тепловой сети. Такое присоединение показано на рис. 6.10, *и*. Роль регуляторов расхода воды в этой схеме выполняют постоянные гидравлические сопротивления *12*, устанавливаемые на абонентских вводах при начальной регулировке системы теплоснабжения. Постоянное сопротивление рассчитывается индивидуально для каждого ввода из условия получения одинакового закона изменения расхода сетевой воды у всех абонентов при изменении нагрузки горячего водоснабжения.

На схемах, приведенных на рис. 6.10, *к* и *л*, показаны абонентские вводы, в которых местное регулирование отопительной нагрузки

производится по внутренней температуре воздуха в отапливаемых помещениях. На рис. 6.10, к отопительная установка присоединена по зависимой схеме, на рис. 6.10, л — по независимой.

Клапан регулирующего устройства регулирует подачу сетевой воды на отопление. Поддержание требуемого расхода воды в местной отопительной установке независимо от подачи сетевой воды осуществляется насосами 16.

Независимое присоединение отопительных установок тепловой сети (рис. 6.10, л) позволяет существенно улучшить качество сетевой воды, а следовательно, и воды, поступающей в систему горячего водоснабжения, и повысить надежность теплоснабжения. Это особенно важно для крупных районов, в которых при длинных магистралях и разнородной тепловой нагрузке давление в обратном трубопроводе тепловой сети в условиях непосредственного водоразбора может изменяться в широких пределах, что при зависимой схеме присоединения нарушает нормальную работу отопительной установки.

Рядом специалистов, в том числе В.Б. Пакшвером, Л.К. Якимовым, В.К. Дюскиным, Л.А. Мелентьевым и др., были разработаны и предложены однотрубные системы теплоснабжения различных модификаций (рис. 6.11). Основная идея предложений заключается в использовании всей сетевой воды после отопительных установок для горячего водоснабжения, что позволяет отказаться от обратного трубопровода, благодаря чему резко снижаются начальные затраты на сооружение тепловых сетей.

На рис. 6.11, а и б показаны принципиальные схемы однотрубной водяной тепловой сети с абонентскими вводами, имеющими отопительные установки и установки горячего водоснабжения.

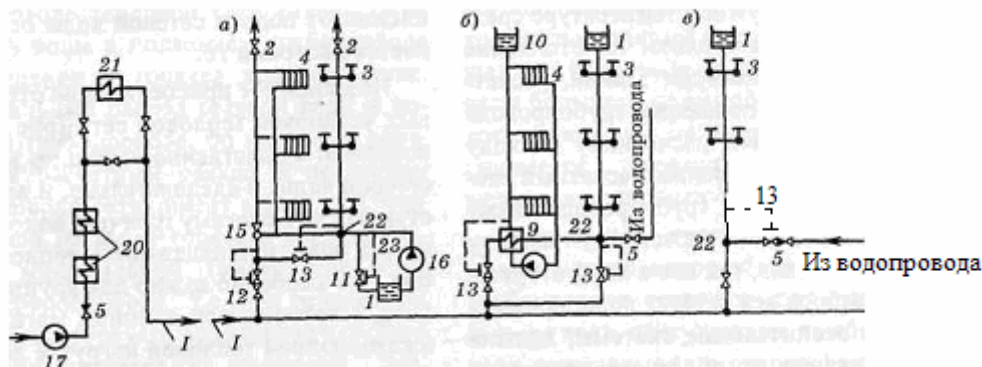


Рисунок 6.11 - Однотрубная водяная система теплоснабжения

Схемы присоединений: а — О(ЗСС) Г(АН); б - О(Н) Г(АВ); в — Г(АВ);

22 — смесительный узел;

23 — пусковое устройство; остальные обозначения те же, что и на рис. 6.6

Сетевая вода после отопительной установки (см. рис. 6.11, а) и после подогревателя отопительной установки (см. рис. 6.11, б) направляется в установку горячего водоснабжения. В смесительном узле 22 установки горячего водоснабжения с помощью регулятора температуры 13 поддерживается постоянная температура путем подмешивания к обратной воде после отопительной системы некоторого количества воды непосредственно из

тепловой сети. На схеме, показанной на рис. 6.11, б, предусмотрен подвод в смесительный узел 22 воды из водопровода. Такая необходимость может возникнуть при высокой температуре сетевой воды. На рис. 6.11, в показан изолированный абонентский ввод горячего водоснабжения. Выравнивание суточного графика нагрузки горячего водоснабжения осуществляется аккумуляторами горячей воды 1, установленными на абонентских вводах. При изолированном присоединении установки горячего водоснабжения (рис. 6.11, в) постоянная температура в смесительном узле 22 поддерживается с помощью регулятора температуры 13, через который холодная вода из водопровода подмешивается к сетевой.

Возможность применения однотрубных систем в современных городах весьма ограничена, так как обычно при наличии в жилых зданиях всех видов благоустройства потребность в горячей воде для бытовых нужд составляет в среднем только 40—50 % расчетного расхода сетевой воды на отопление. Сливать же неиспользованную горячую воду после отопительных установок в канализацию экономически абсолютно неоправданно. Однотрубные системы в принципе могут быть использованы только в районах с большой относительной долей нагрузки горячего водоснабжения, когда у всех или у подавляющего большинства абонентов среднесуточный расход воды на горячее водоснабжение равен или превышает расчетный расход воды на отопление. Такие условия могут иметь место в некоторых южных городах с большой концентрацией домов отдыха, санаториев и лечебных учреждений.

Более целесообразно использование однотрубной сети только для транзитной транспортировки теплоты, например для передачи теплоты от ТЭЦ, расположенных на значительном расстоянии от потребителей, в районы теплового потребления, при сохранении внутри районов теплового потребления двухтрубной системы теплоснабжения. В этом случае транзитная однотрубная сеть и тепловая сеть района работают в различных температурных и гидравлических режимах. Тепловая сеть района работает как обычная открытая двухтрубная система теплоснабжения и удовлетворяет абонентов теплотой при любом соотношении нагрузок горячего водоснабжения и отопления.

Однотрубная транзитная линия выполняет функции подпиточной линии системы. Для того чтобы вся система в целом была бессливной, расход воды в транзитной линии за сутки или за другой отрезок времени, например за неделю, должен быть равен расходу воды на горячее водоснабжение за этот период.

Такую транзитную сеть правильнее называть не однотрубной, а однонаправленной. Поскольку недопустимы перерывы в подпитке действующих систем теплоснабжения, то по условиям резервирования транзитную линию часто приходится выполнять не однотрубной, а двухтрубной, при этом по обеим трубам вода подается только в одном направлении — от ТЭЦ в район теплоснабжения.



Такая система теплоснабжения с однострунной (однонаправленной) транзитной линией (рис. 6.12) была разработана и предложена проф. В.Б. Пакшвером.

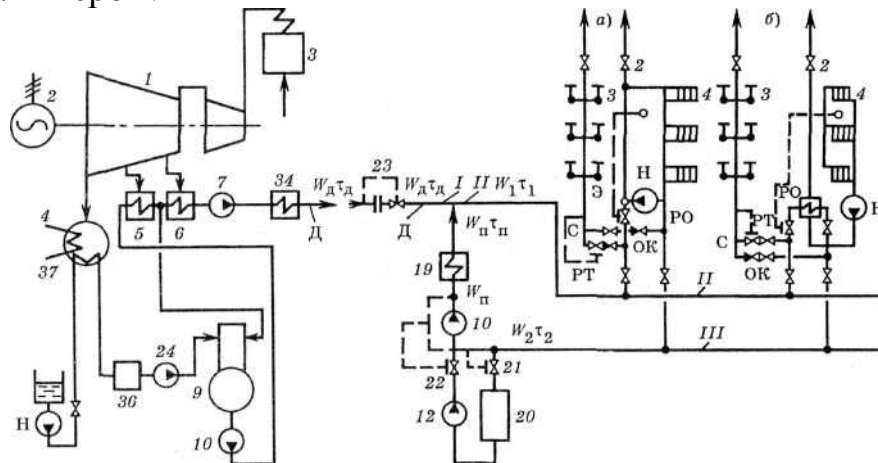


Рисунок 6.12 - Водяная система теплоснабжения с однострунной транзитной и двухтрунной распределительной сетью

Схемы присоединений: *а* — О(ЗССНС) Г(НВ); *б* — О(Н) Г(НВ);

ОК — обратный клапан;

РТ — регулятор температуры;

Д — магистраль дальнего транспорта;

РО — регулятор отопления;

Э — элеватор;

12 — подпиточный насос;

21 — регулятор слива;

19 — пиковая котельная района;

22 — регулятор подпитки;

20 — аккумулятор горячей воды;

23 — регулятор расхода транзитной сети;

Остальные обозначения те же, что и на рис. 6.1

Горячая вода подается от ТЭЦ в район теплоснабжения по однострунной (однонаправленной) транзитной линии *I*. На транзитной линии установлен регулятор расхода 23, поддерживающий в ней постоянный расход воды, равный средненедельному расходу на горячее водоснабжение.

В районе работает двухтрунная тепловая сеть, состоящая из подающей линии *II* и обратной *III*. Циркуляция воды в районной сети производится насосной подстанцией 10. По подающей линии *II* горячая вода поступает на абонентские вводы *а* и *б*, проходит через отопительные системы, частично - пользуется для горячего водоснабжения и затем по обратной линии *III* возвращается на насосную станцию, на которой имеется подпиточное устройство, состоящее из подпиточного насоса 12 и аккумулятора горячей воды 20. В периоды большого водоразбора, когда расход воды на горячее водоснабжение превышает поступление воды в систему по однострунному теплопроводу *I*, снижается давление на перемычке сетевого насоса 10. Это вызывает открытие регулятора подпитки 22, и подпиточный насос 12 подает воду из аккумулятора 20 в систему теплоснабжения. В периоды малого водоразбора, когда расход воды на горячее водоснабжение меньше подачи воды по теплопроводу *I*, повышается давление на перемычке сетевого насоса 10.

Регулятор расхода 22 закрывается, а регулятор слива 21 открывается, и избыточное количество воды сливается из сети в аккумулятор 20.

С помощью аккумулятора 20 выравнивается график тепловой нагрузки ТЭЦ и график нагрузки транзитной тепловой сети.

Часть тепловой мощности в виде пиковой котельной района (ПКР) 19 включена после сетевого насоса 10 на подающей линии двухтрубной тепловой сети. Вода, поступающая по однострубному теплопроводу, смешивается с сетевой водой, подогретой в ПКР 19.

Смешанная вода поступает в подающую линию II двухтрубной тепловой сети.

Основной особенностью открытых систем теплоснабжения является разбор сетевой воды из тепловой сети для горячего водоснабжения. Это позволяет использовать для горячего водоснабжения в больших количествах отходящие теплые воды с температурой 15 - 30 °С, имеющиеся на электростанциях (охлаждающая вода конденсаторов турбин, топочных панелей) и на многих промышленных предприятиях. В закрытых системах теплоснабжения возможность использования этой воды весьма ограничена, так как расход на подпитку, для которой эта вода может быть применена, обычно не превышает 0,5—1 % расхода циркулирующей воды.

Использование отходящей от ТЭС теплой воды в открытых системах дает экономию топлива и снижает стоимость горячего водоснабжения.

В открытых системах упрощается оборудование абонентских вводов и абонентских установок горячего водоснабжения, так как отпадает необходимость применения на вводе водо-водяных подогревателей. При отсутствии у абонента внутренней разводки горячего водоснабжения в некоторых случаях используются для этой цели подающие трубопроводы отопительной установки. Однако такая схема горячего водоснабжения не может быть рекомендована, так как отбираемая для горячего водоснабжения вода не имеет в этом случае постоянной температуры. В отдельные периоды температура ее значительно ниже 60 °С.

Местные установки горячего водоснабжения в открытых системах теплоснабжения не подвергаются зашламлению и коррозии, так как подпиточная вода до подачи в сеть проходит предварительную обработку — химочистку и деаэрацию.

В открытых системах для этой цели приходится сооружать мощные водоподготовительные установки.

Основные преимущества открытых систем по сравнению с закрытыми:

1) возможность использования для горячего водоснабжения низкопотенциальной отработавшей теплоты электростанций и промышленных предприятий;

2) упрощение и удешевление абонентских вводов (подстанций) и повышение долговечности местных установок горячего водоснабжения;

3) возможность использования для транзитного транспорта теплоты однострубной системы.

Недостатки открытых систем:

- 1) усложнение и удорожание станционной водоподготовки;
- 2) нестабильность (по запаху, цветности и другим санитарным качествам) воды, поступающей в водоразбор при зависимой схеме присоединения отопительных установок к тепловой сети и высокой окисляемости водопроводной воды, что может быть устранено при практически 100 %-ном присоединении отопительных установок по независимой схеме;
- 3) усложнение и увеличение объема санитарного контроля системы теплоснабжения;
- 4) усложнение эксплуатации из-за нестабильности гидравлического режима тепловой сети, связанной с переменным расходом воды в обратной линии;
- 5) усложнение контроля герметичности системы теплоснабжения в связи с тем, что в открытых системах теплоснабжения расход подпитки не характеризует плотность системы.

### **Контрольные вопросы и задания**

1. Сравните водяные и паровые системы централизованного теплоснабжения. Каковы их преимущества и недостатки?
2. Чем объясняется преимущественное применение при теплофикации водяной системы теплоснабжения?
3. Сравните закрытые и открытые системы теплоснабжения. Каковы их преимущества и недостатки? Область целесообразного применения каждой системы.
4. Назначение подпиточного устройства на источнике теплоты в системе водяного теплоснабжения?
5. По какому импульсу или параметру регулируется подача подпиточных насосов?
6. Каково значение групповых тепловых подстанций в водяных тепловых сетях? Укажите преимущества и недостатки систем теплоснабжения с групповыми тепловыми подстанциями.
7. Особенности зависимой и независимой схем присоединения теплопотребляющих установок абонентов к водяной тепловой сети? Области целесообразного применения каждой из них.
8. Объясните назначение смесительных устройств в узлах присоединения отопительных установок к тепловой сети. Типы применяемых смесительных устройств.
9. Каковы преимущества и недостатки струйного смесителя (элеватора) в узле присоединения отопительной установки к водяной тепловой сети?
10. Приведите схемы включения аккумуляторов горячей воды в абонентских установках при закрытой и открытой системах теплоснабжения и объясните принцип их работы.
11. Приведите схемы параллельного и двухступенчатого последовательного присоединения на абонентском вводе горячего водоснабжения и

- отопительной установки. В чем заключаются преимущества и недостатки двухступенчатой последовательной схемы по сравнению с параллельной?
12. Какие параметры, характеризующие режим работы отопительной установки, используются для группового или местного регулирования отопительной нагрузки?
  13. При какой структуре тепловой нагрузки целесообразно использовать трехтрубные водяные системы теплоснабжения?
  14. Какие преимущества даст присоединение отопительной установки и установки горячего водоснабжения к водяной тепловой сети по принципу связанного регулирования?
  15. При какой структуре городской тепловой нагрузки возможно применение однетрубной (однонаправленной) транзитной транспортировки теплоты в открытых системах теплоснабжения?