



**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

**Белорусский национальный  
технический университет**

---

---

**Кафедра «Гидротехническое и энергетическое строительство»**

# **ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ ТЭС И АЭС**

*Методические указания*



**Минск  
БНТУ  
2014**

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ  
Белорусский национальный технический университет

---

Кафедра «Гидротехническое и энергетическое строительство»

# ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ ТЭС И АЭС

Методические указания  
к выполнению курсового проекта для студентов специальности  
1-70 07 01 «Строительство тепловых и атомных электростанций»

Минск  
БНТУ  
2014

УДК [621.311.22+621.311.25:621.039]:69 (075.8)

ББК 38.73я7

З-46

Составители:

*К. Э. Повколас, О. Б. Корбут*

Рецензенты:

*Н. Н. Баранов, Г. Г. Мадалинский*

Настоящие методические указания предназначены для студентов специальности «Строительство тепловых и атомных станций». При их разработке использованы учебно-методические материалы сотрудников Санкт-Петербургского государственного политехнического университета (Богданов Ю.В., Соколов В.А., Черняев Ю.П.) и Московского государственного строительного университета (Вишневский И.К., Кириллов Ю. И., Лейпунский Б.Ф., Павлов А.С., Пергаменщик Б. К., Теличенко В.И.).

© Белорусский национальный  
технический университет, 2014

## Введение

В соответствии с настоящими методическими указаниями в курсовом проекте разрабатывается ситуационный план тепловой или атомной электростанции.

Исходными данными для проектирования являются тип, мощность и количество агрегатов электростанции, вид и характеристики топлива, напряжение, на котором электроэнергия выдается потребителю, и др. Объекты, сооружения ТЭС и АЭС, площади которых предварительно определяются (промышленная площадка, топливное хозяйство, сооружения технического водоснабжения, золоотвал, электрическое распределительное устройство, стройбаза, жилой поселок и др.), компонуются на заданном плане местности в соответствии с технологическими требованиями производства и выдачи потребителям тепловой и электрической энергии, поэтапного ввода агрегатов в эксплуатацию, с учетом требований безопасности и охраны окружающей среды, а также природно-географических особенностей района строительства.

Цель работы – углубить знания студентов по дисциплинам специальности «Строительство тепловых и атомных электростанций», привить им навыки выполнения оценочных расчетов на стадии технико-экономического обоснования при выборе площадки, отчуждаемой под строительство ТЭС или АЭС, научить грамотно, с учетом многообразия технологических, строительных, экологических, природно-географических факторов компоновать объекты электростанции на плане местности.

Курсовой проект состоит из чертежа, выполняемого на листе ватмана или миллиметровой бумаги формата А2 (А3) в масштабе 1 : 5000, 1 : 10000, 1 : 25000 (в некоторых случаях, по согласованию с преподавателем, в нестандартном масштабе) карандашами, фломастерами или цветной тушью, и пояснительной записки. При разработке ситуационного плана рекомендуется применять метод макетного моделирования (физического или компьютерного). При физическом моделировании, в соответствии с масштабом топографической карты, следует вырезать из кальки плоскостные изображения отдельных объектов электростанции, наложить их на топографический план местности и перемещать до получения оптимальной компоновки, удовлетворяющей всем требованиям. Компьютерное моделирование следует использовать при наличии электронной топографической карты местности.



В записке объемом 15–20 страниц приводятся расчеты со ссылкой на соответствующие формулы, рекомендации, нормативные документы, обоснование принятых решений, технико-экономические показатели.

В качестве учебной научно-исследовательской работы в рамках курсового проекта могут быть выполнены два-три варианта компоновки с использованием макетного моделирования. Путем ориентировочной стоимостной оценки затрат на коммуникации, вертикальную планировку местности, издержки транспорта топлива и энергии производится сопоставление вариантов по эквивалентным затратам. При этом анализируются факторы, влияющие на выбор площадки.

Основные этапы работы и порядок их выполнения:

- ознакомление с исходными данными, задачами работы, выбор основного оборудования;
- проведение расчетов по определению площади, определение геометрической формы территорий, занимаемых основными объектами электростанции;
- компоновка сооружений на заданном плане местности, вариантное проектирование;
- трассировка транспортных коммуникаций, ЛЭП, теплотрасс, паропроводов, инженерных сетей; определение размеров отчуждаемой территории;
- определение технико-экономических показателей, оформление работы.

## **1. ВЫБОР ОСНОВНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

### **1.1. Турбины для конденсационных электростанций**

Для конденсационных электростанций (КЭС) мощность турбин выбирается исходя из оптимального количества энергоблоков: для КЭС – 6–8, для АЭС – 2–6. Иногда допускается установка турбин двух типов (в две очереди). Турбины подбираются по табл. 1.1 или П1.4 приложения 1.

Таблица 1.1

## Характеристики турбин КЭС

Марка турбины	Давление пара, МПа	Электрическая мощность, МВт	Расход острого пара, т/ч	Расход охлаждающей воды, тыс. м <sup>3</sup> /ч
Для КЭС				
К-160-130	12,7	160/165	482/516	20,8
К-210-130	12,7	210/215	650/670	25
К-300-240	23,5	300/313	930/975	36
К-500-240	23,5	500/535	1525/1650	51,5
К-800-240	23,5	800/850	2500/2650	73
К-1200-240	23,5	1200/1280	3660/3927	105
Для АЭС				
К-220-44	4,3	220/236	1375/1445	55,5
К-1000-60/3000	6	1000/1074	5870/6290	170
К-1200-60/1500	6	1100/1178	–	–

Примечания. 1. В числителе указаны номинальные, в знаменателе – максимальные значения.

2. В маркировке турбины первая цифра означает мощность, вторая – давление острого пара в кгс/см<sup>2</sup> (0,1 МПа).

Для турбин АЭС дополнительно может указываться частота вращения, мин<sup>-1</sup>.

Например, в задании указана мощность КЭС 2400 МВт, а рекомендуемая мощность энергоблоков не указана. Такая мощность может складываться из следующих типов турбин: восемь турбин К-300-240, три турбины К-800-240 или две турбины К-1200-240.

## 1.2. Турбины для теплоэлектроцентралей

Характеристики турбин для теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) приведены в табл. 1.2 и П1.4 приложения 1.

Таблица 1.2

## Характеристики турбин ТЭЦ

Марка турбины	Электрическая мощность, МВт	Теплофикационный отбор, МВт	Производственный отбор пара, т/ч	Расход острого пара, т/ч	Расход охлаждающей воды, тыс. м <sup>3</sup> /ч
Для неблочных ТЭЦ					
ПТ-60/75-130	60/75	60/97	140/250	350/387	8
ПТ-80/100-130	80/100	75/120	185/300	450/470	8
ПТ-135/165-130	135/165	128/162	320/480	750/760	12,4
Р-50-130	50/60	–	400	480	–
Р-100-130	100/107	–	650	760	–
Т-100/120-130	110/120	204	–	445/485	16
Т-175/210-130	175/210	315	–	745/760	24,5
Для блочных ТЭЦ					
Т-180/215-130	180/215	265	–	659/670	22
Т-250/300-240	250/300	395	–	955/980	28

Примечания. 1. В числителе дроби указаны номинальные, в знаменателе – максимальные значения. Для турбин с двумя отборами максимальные значения одного отбора достигаются при полном закрытии другого.

2. В марке турбин буква обозначает тип турбины, следующие цифры – мощность, МВт, последняя цифра – давление острого пара, кгс/см<sup>2</sup>. Типы турбин выбираются по ГОСТ 3618–76:

К – конденсационные без регулируемого отбора пара;

П – теплофикационные с производственным отбором пара;

Т – теплофикационные с регулируемым теплофикационным отбором пара;

ПТ – теплофикационные с производственным и отопительным отбором пара;

ТП – теплофикационные с противодавлением и отопительным отбором пара;

Р – с противодавлением без регулируемого отбора пара.

3. Блочная структура ТЭС: ТЭС состоит из отдельных моноэнергоблоков. В состав каждого входят основные агрегаты – турбинный и котельный (реакторный) – и связанное с ними непосредственно вспомогательное оборудование. Неблочная структура ТЭС: агрегаты параллельно взаимосвязаны главной паровой магистралью.

Турбины неблочных ТЭЦ можно подобрать по графику на рис. 1.1 в зависимости от расхода пара на производство и максимальной отопительной нагрузки ТЭЦ. На рисунке обозначены номера вариантов, а состав турбин для каждого варианта приведен в табл. 1.3.

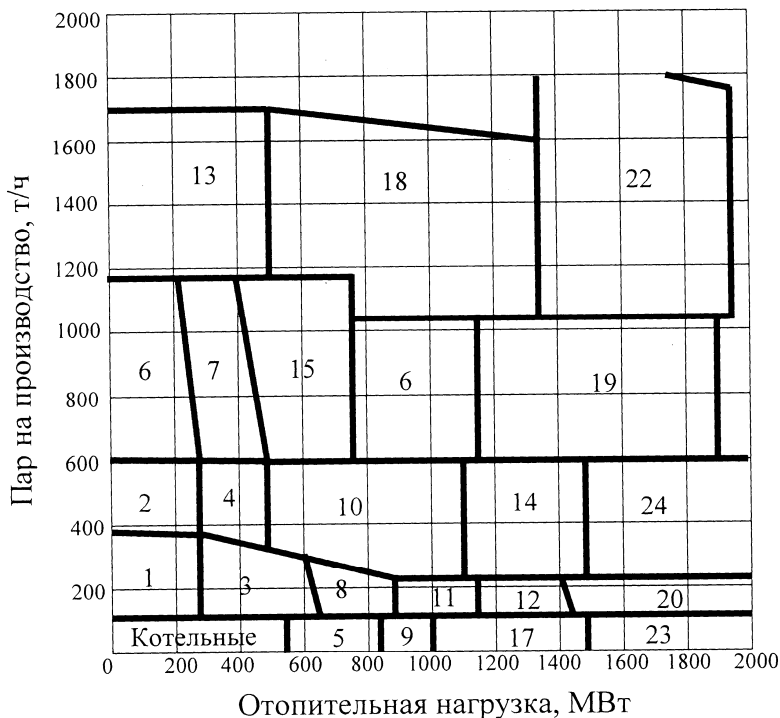


Рис. 1.1. Покрывание тепловых нагрузок теплоэлектроцентралями

### Пример 1.1

Задана отопительная нагрузка неблочной ТЭЦ – 1400 МВт и подача пара на производство 500 т/ч. По рис. 1.1 (вариант 14) и табл. 1.3 для покрытия производственной и отопительной нагрузки подбираем одну турбину ПТ-135/165-130 и две турбины Т-175/210-130. Номинальная нагрузка их теплофикационных отборов

$$128 + 2 \cdot 315 = 758 \text{ МВт.}$$

Отопительная нагрузка пиковых водогрейных котлов должна быть

$$1500 - 758 = 742 \text{ МВт.}$$

Для блочных отопительных ТЭЦ половина нагрузки также должна покрываться пиковыми водогрейными котлами, а вторая половина – турбинами типа Т-180/215-130 или Т-250/300-240 (одни или другие, смешение их не допускается). Турбины типа Т-250/300-240 рекомендуются при отопительной нагрузке более 2000 МВт. Иногда блочные ТЭС также несут небольшую производственную нагрузку по пару – для ее покрытия устанавливают турбины типа ПТ.

### **Пример 2.2**

Задана отопительная нагрузка блочной ТЭЦ – 3000 МВт. Принимаем четыре турбины Т-250/300-240 с теплофикационной мощностью

$$4 \cdot 395 = 1580 \text{ МВт.}$$

Нагрузка пиковых водогрейных котлов

$$3000 - 1580 = 1420 \text{ МВт.}$$

Электрическая мощность ТЭЦ складывается из мощности подобранных турбин. Так, в последнем примере номинальная мощность ТЭЦ будет

$$4 \cdot 250 = 1000 \text{ МВт,}$$

а максимальная (установленная)

$$4 \cdot 300 = 1200 \text{ МВт.}$$

Таблица 1.3

## Варианты состава оборудования для неблочных ТЭЦ

Вариант (см. рис. 1.1)	Состав турбин	Производительность котлов	
		паровых, т/ч	водогрейных, МВт
1	2 × ПТ-60	2 × 420	100–150
2	2 × ПТ-60 + P-50	3 × 420	100–150
3	ПТ-80 + Т-110	2 × 500	150–300
4	3 × ПТ-80	3 × 500	150–250
5	2 × Т-110	2 × 500	300–400
6	ПТ-135 + P-100	4 × 420	100–150
7	ПТ-135 + Т-110 + P-50	5 × 420	300–450
8	ПТ-80 + 2 × Т-110	3 × 500	300–450
9	2 × Т-180	2 × 670	400–500
10	ПТ-135 + 2 × Т-110 + P-50	5 × 420	300–500
11	ПТ-60 + 2 × Т-175	5 × 420	450–600
12	ПТ-80 + 2 × Т-175	5 × 420	600–700
13	2 × ПТ-135 + Т-110 + P-100	7 × 420	100–250
14	ПТ-135 + 2 × Т-175	6 × 420	600–700
15	2 × ПТ-135 + 2 × Т-110	6 × 420	250–400
16	2 × ПТ-135 + 2 × Т-110 + P-50	7 × 420	400–600
17	3 × Т-180	3 × 670	500–750
18	2 × ПТ-135 + 2 × Т-110 + P-100	8 × 420	300–650
19	2 × ПТ-135 + 2 × Т-175	8 × 420	600–950
20	ПТ-135 + 3 × Т-175	7 × 420	700–1000
21	ПТ-135 + 3 × Т-175 + P-50	8 × 420	750–1000
22	4 × Т-180	4 × 670	750–1000
23	2 × ПТ-135 + 2 × Т-175	10 × 420	700–1000

Максимальная отопительная нагрузка, как правило, покрывается теплом из теплофикационных отборов турбины на 45–55 %. Остальная часть нагрузки приходится на пиковые водогрейные котлы, которые работают только в самое холодное время.

В табл. 1.3 приведена также суммарная теплопроизводительность пиковых водогрейных котлов.

### 1.3. Паровые котлы для КЭС и блочных ТЭЦ

Паровые котлы вначале подбираются по номинальному давлению пара на турбине (см. табл. 1.1). Так, для давления пара в турбине 12,7 МПа давление пара на выходе из котла должно быть 13,8 МПа, для 23,5 МПа – 25 МПа. Затем по табл. 1.4 или П1.1 приложения 1 подбирается паровой котел, производительность которого равна или несколько больше максимального расхода пара на турбину. Вид топлива должен соответствовать заданному.

Таблица 1.4

Основные характеристики паровых котлов

Марка котла (заводская)	Паропроиз- водитель- ность, т/ч	Давление пара, МПа	Вид топлива	Расход условного топлива, т/ч
Для КЭС и блочных ТЭЦ				
БКЗ-670-140-1	670	13,8	Бурый уголь	70
ТПЕ-209	670	13,8	Каменный уголь	74,5
ТГМЕ-206	670	13,8	Газ, мазут	68,2
ПК-39-2	950	25	Экибастузский уголь	95
П-59	990	25	Бурый уголь	97
ТПП-210А	1000	25	Уголь АШ, Т	99
ТПП-312А	1000	25	Уголь Г	96,9
ТШП-344	1000	25	Газ, мазут	94
П-49	1600	25	Назаровский бурый уголь	160,6
П-57-3М	1650	25	Экибастузский уголь	164,5
ТГМ-501	1800	13,8	Мазут	181,5
ТПП-200	2500	25	Уголь АШ, Т	248
П-67	2650	25	Бурый уголь	257,7
ТПП-804	2650	25	Кузнецкий уголь СС, Донецкий Г	256,5
ТГМП-204	2650	25	Газ, мазут	251
ТГМП-1202	3950	25	Газ, мазут	373,5

Марка котла (заводская)	Паропроиз- водитель- ность, т/ч	Давле- ние пара, МПа	Вид топлива	Расход условного топлива, т/ч
Для неблочных ТЭЦ				
БКЗ-420-140-ПТ-2	420	13,8	Бурый уголь	38,8
БКЗ-420-130-5	420	13,8	Экиба- стусский уголь	38,4
ТП-87-1	420	13,8	Уголь АШ, Т	40
БКЗ-420- 140НГМ-2	420	13,8	Газ, мазут	36,9
БКЗ-500-140-1	500	13,8	Бурый уголь	46,2
ТП-430	500	13,8	Каменный уголь	48,3
ТГМЕ-464	500	13,8	Газ, мазут	43,2

Примечания. 1. Условное топливо – некий энергоноситель, при сжигании 1 кг которого выделяется 29,33 МДж (7000 ккал).

2. Бурые, каменные угли и антрациты обозначают в соответствии с ГОСТ 24543–88.

### Пример 1.3

Для блочной ТЭЦ мощностью 1000/1200 МВт на экибастусском угле для турбин Т-250/300-240 подбираем четыре котла ПК-39-2 паропроизводительностью по 950 т/ч.

### 1.4. Паровые котлы для неблочных ТЭЦ

Паровые котлы современных неблочных ТЭЦ рассчитаны на давление 13,8 МПа (см. табл. 1.4). Для их подбора следует сложить максимальные расходы пара всех установленных турбин и разделить на паропроизводительность одного котла, равную 420 или 500 т/ч. Котлы неблочных ТЭЦ принимаются однотипными. Предпочтительный типоразмер – 420 т/ч. Тот или иной тип котла выбирается в зависимости от того, насколько общая производительность котлов близка к требуемому расходу пара на турбины. При выборе



котлов можно пользоваться данными табл. 1.3 или П1.1 приложения 1. Конкретный тип котла должен соответствовать заданному виду топлива.

### **Пример 1.4**

Для ТЭЦ с одной турбиной ПТ-135/165-130 и двумя турбинами Т-175/210-130 максимальный расход пара должен быть

$$760 + 2 \cdot 760 = 2280 \text{ т/ч}$$

(см. табл. 1.2). Достаточно близкую производительность дают шесть котлов по 420 т/ч:

$$6 \cdot 420 = 2520 \text{ т/ч.}$$

При использовании бурого угля принимаем шесть котлов БКЗ-420-140-ПТ-2.

## **1.5. Оборудование АЭС**

При проектировании АЭС необходимо иметь в виду, что с реактором ВВЭР-440 устанавливают две турбины К-220-44, с реактором ВВЭР-1000 – одну турбину К-1000-60/3000, с реактором ВВЭР-1200 – одну турбину К-1200-60/1500. Характеристики основного технологического оборудования АЭС приведены в табл. П1.2, П1.3, П1.5–П1.9 приложения 1.

## **2. ПРОМЫШЛЕННАЯ ПЛОЩАДКА**

### **2.1. Общие сведения**

Промышленная площадка – территория, на которой размещены основные здания и сооружения электростанции: главный корпус, объединенный вспомогательный корпус (мастерские, системы водоподготовки), административно-бытовые здания, спецкорпус, хранилище радиоактивных отходов (на АЭС) и др. В отдельных случаях топливное угольное хозяйство и объекты системы циркуляционного водоснабжения (градирни, насосные) также размещаются на промплощадке.

## 2.2. Определение размеров промышленной площадки

Площадь территории зависит от мощности электростанции и отдельных блоков, компоновки агрегатов в главном корпусе, компоновки самого главного корпуса (моноблок, блочная или с размещением в одном здании всех блоков), от особенностей местности и решения генерального плана.

Площадь территории промплощадки ориентировочно можно определить по формуле

$$F = \frac{f \cdot W}{100}, \quad (2.1)$$

где  $f$  – удельная площадь промплощадки, га/МВт; определяется по графикам на рис. 2.1;

$W$  – электрическая мощность электростанции, МВт.

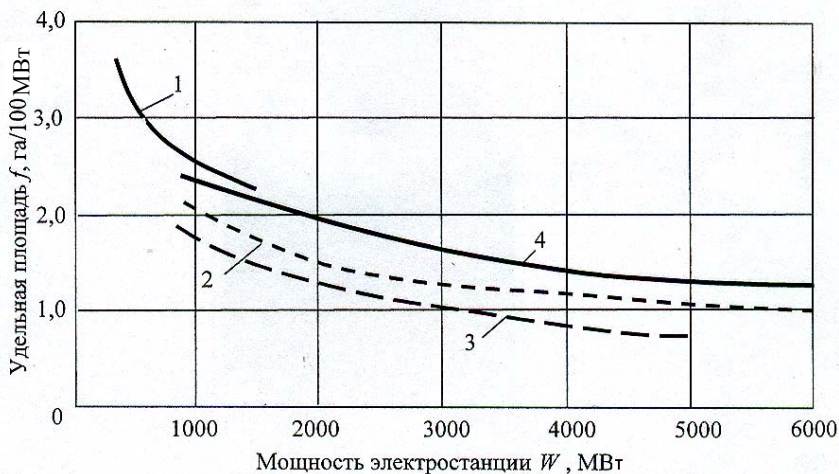


Рис. 2.1. Удельная площадь промплощадки в зависимости от мощности электростанции:

- 1 – ТЭЦ; 2 – пылеугольная КЭС; 3 – газомазутная КЭС (без мазутного хозяйства);  
4 – АЭС с реакторами ВВЭР в моноблочной компоновке

Для системы водоснабжения с водохранилищем территория, занимаемая подводящими и отводящими каналами, не включена в состав промплощадки; для системы с градирнями территорию, занимаемую последними, следует учитывать дополнительно; для блочной компоновки реакторов ВВЭР (два энергоблока) удельную площадь промплощадки следует уменьшить в 1,4 раза.

Форма площадки зависит от местных условий. В первом приближении можно принять прямоугольник с соотношением сторон 1 : (1,5–2,0).

### Пример

Определить размеры промплощадки для конденсационной газомазутной станции с пятью энергоблоками по 300 МВт.

По графику на рис. 2.1 для газомазутной КЭС мощностью 1500 МВт находим удельную площадь:  $f = 1,45$  га/МВт.

Площадь промплощадки определяем по формуле (2.1):

$$F = \frac{1,45 \cdot 1500}{100} = 21,75 \text{ га} = 217500 \text{ м}^2.$$

При соотношении сторон промплощадки 1 : 1,5 получаем уравнение для определения ее ширины  $B$  и длины  $L$ :

$$B \cdot 1,5B = 217500 \text{ м}^2.$$

Отсюда ширина площадки  $B = 380,8$  м, длина  $L = 571,2$  м.

Аналогично для соотношения сторон 1 : 2 получаем  $B = 329,8$  м,  $L = 659,65$  м.

## 2.3. Компоновка главного корпуса

### 2.3.1. Объемно-планировочные решения главных корпусов ТЭС и АЭС

Главный корпус тепловой электростанции в общем случае состоит из котельного, деаэрационного (или бункерно-деаэрационного) и

турбинного отделений (КО, ДО или БДО и ТО), а главный корпус атомной электростанции – из реакторного, деаэрационного и турбинного отделений (РО, ДО и ТО), а также из вентиляционного отделения (ВО) и отделения электроустройств (ЭО) (рис. 2.2 и 2.3).

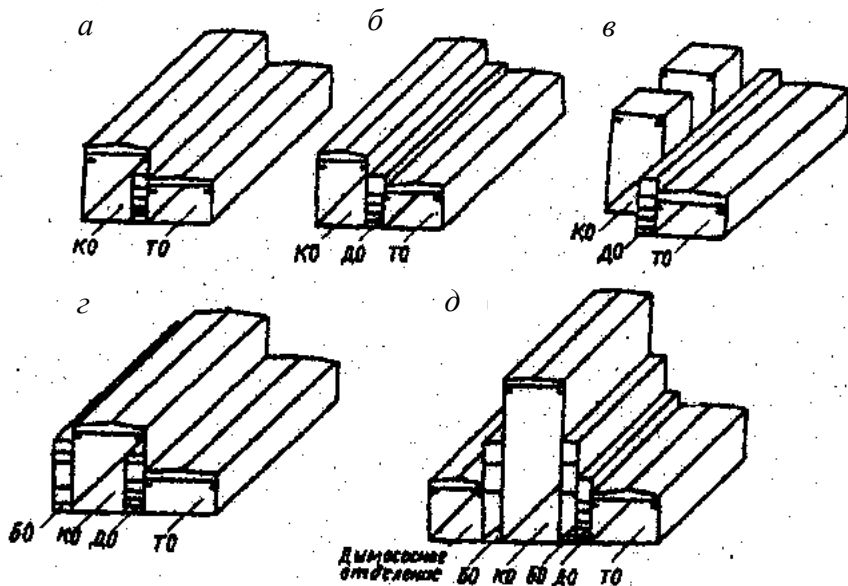


Рис. 2.2. Примеры компоновок главного корпуса тепловых электростанций:  
*а* – двухпролетная со встроенной в КО деаэрационной этажеркой; *б* – трехпролетная с ДО или БДО продольно-сомкнутая; *в* – то же с разрывным «полуостровным» КО башенного типа; *г* – трехпролетная со встроенной в КО деаэрационной этажеркой; *д* – шестипролетная с двумя БО и закрытым отделением электрофильтров

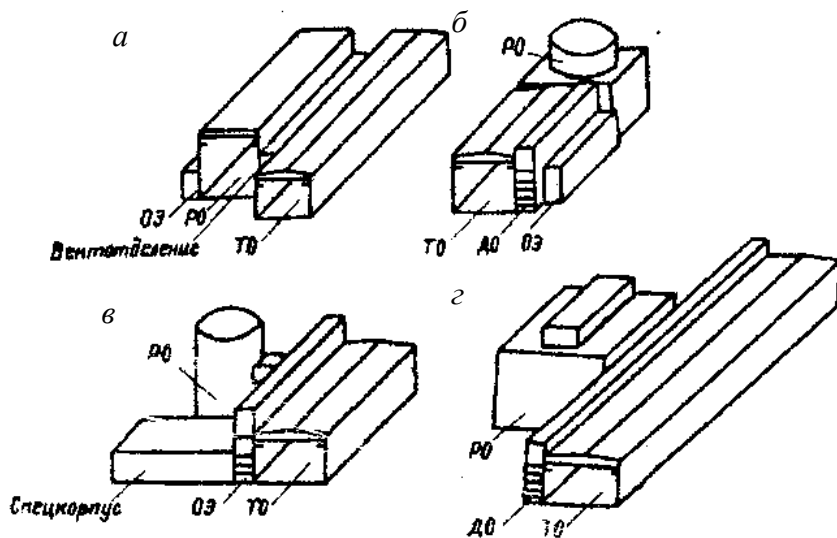


Рис. 2.3. Примеры компоновок главного корпуса атомных электростанций:  
*а* – продольно-сомкнутая с реактором ВВЭР-440; *б* – моноблок с реактором ВВЭР-1000;  
*в* – моноблок со спецкорпусом с реактором ВВЭР-1000;  
*г* – продольно-сомкнутая с реактором РБМК-1000 и РБМК-1500

Объемно-планировочные решения главного корпуса ТЭС и АЭС определяются технологическим процессом и зависят от многих факторов, основные из которых следующие:

**для ТЭС:**

- вид топлива (твердое, жидкое, газообразное),
- способ доставки топлива (железнодорожный, автомобильный, водный, трубопроводный и т. д.),
- тип электростанции (КЭС или ТЭЦ),
- мощность, тип и количество котлов и турбоагрегатов,
- климатические условия района строительства;

**для АЭС:**

- тип и мощность реактора (ВВЭР, РБМК, БН, газоохлаждаемые),
- тип электростанции (КЭС, ТЭЦ, АСТ),
- мощность, тип и количество агрегатов,
- система обеспечения безопасности.

К главным корпусам ТЭС и АЭС предъявляются следующие общие требования:

- безопасность;
- надежность, прочность и долговечность;
- удобство эксплуатации;
- эстетичность;
- экономичность.

Этим требованиям при проектировании главных корпусов (прежде всего требованию экономичности) отвечают следующие условия:

- простота объемно-планировочного решения и уменьшение ступенчатости главного корпуса;
- простота планировочного решения и по возможности единая длина различных отделений;
- модульная разбивка пролетов, шагов колонн и высот этажей;
- расположение температурных швов на расстояниях, кратных длине технологической секции;
- установка тяжелого оборудования на пониженных отметках;
- возможность выполнения строительно-монтажных работ прогрессивными методами и ввода в эксплуатацию отдельными блоками;
- возможность расширения главного корпуса;
- обеспечение минимальных удельных площадей застройки и строительного объема здания ( $\text{м}^2/\text{кВт}$  и  $\text{м}^3/\text{кВт}$ ).

### ***2.3.2. Плановая компоновка главного корпуса***

При разработке компоновки главного корпуса прежде всего необходимо решить вопрос о его составе – количестве отделений и их взаимном расположении. Как известно из опыта проектирования, этот вопрос решается неоднозначно даже при одном и том же типе основного оборудования и виде топлива. Например, главные корпуса ГРЭС в зависимости от вида топлива, оборудования и климатических условий могут иметь от двух до шести отделений (см. рис. 2.2), а ТЭЦ – от одного до четырех отделений.

Взаимное расположение отделений главного корпуса также может быть различным: сомкнутое длинными сторонами (рис. 2.2, а, б и 2.3, а, з), разрывное для некоторых из отделений по отношению к другим (см. рис. 2.2, в и 2.3, в). Общая тенденция в проектировании

главных корпусов – сократить количество отделений или максимально их заблокировать. В любом случае необходимо учитывать конкретные условия и накопленный опыт проектирования и эксплуатации ТЭС и АЭС.

Плановая компоновка турбинного отделения (или машинного зала) зависит прежде всего от компоновки в нем турбоагрегатов, которые могут располагаться продольно (см. рис. 2.4, *а*) или поперек (рис. 2.4, *б*) турбинного отделения, а также под углом (рис. 2.4, *з*), зеркально (рис. 2.4, *в* и *д*) и т. д. У каждой из этих компоновок есть свои достоинства и недостатки, но однозначного решения также нет. Считается, что при критических и сверхкритических параметрах пара, когда стоимость главного паропровода становится решающим фактором, более выгодна поперечная компоновка, а при низких параметрах пара – продольная компоновка турбоагрегатов. Тем не менее из-за ограничений технического характера (например, из-за ограничения пролета турбинного отделения до 54 м) встречаются и другие компоновки. В частности, при мощности агрегатов свыше 500 МВт даже при сверхкритических параметрах пара применяется их продольное расположение в турбинном отделении.

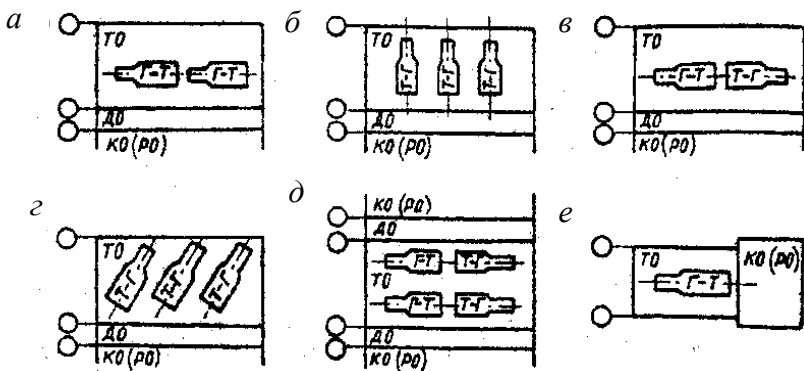


Рис. 2.4. Схемы размещения турбоагрегатов в турбинном отделении главного корпуса:

- а* – продольное в один ряд («зугом»); *б* – поперечное; *в* – продольное зеркальное;
- з* – под углом; *д* – продольное двухрядное; *е* – поперечное (по отношению к РО) и продольное (по отношению к продольной оси ТО) в моноблоке

Для определения плановых и высотных размеров отделений главного корпуса требуется установить габариты и массу основного и вспомогательного оборудования, условия их монтажа, эксплуатации и ремонта. Для заданного или принятого основного тепломеханического оборудования – типа котла (парогенератора) или типа реактора – необходимо подобрать соответствующее электромеханическое (турбогенератор) и вспомогательное оборудование, пользуясь приложением 1 (табл. П1.1–П1.9). Для каждого вида оборудования необходимо определить основные габаритные (установочные) размеры, общую и монтажную массу наиболее тяжелых частей. Все эти данные приводятся в упорядоченной табличной форме с принятыми для дальнейшего расчета обозначениями и размерностями.

Размеры пролетов отделений главного корпуса можно принимать в соответствии с габаритами и компоновкой оборудования по проектам ТЭС и АЭС с аналогичным типом оборудования или пользуясь приведенными ниже соотношениями, которые получены на основании анализа построенных электростанций.

Пролет турбинного отделения при продольном расположении турбоагрегата с подвесным конденсатором в зависимости от мощности принимается в пределах

$$L_{\text{ТО}} \approx (3,0-4,5) \cdot B_{\text{ф}},$$

а при поперечном расположении агрегата

$$L_{\text{ТО}} \approx L_{\text{та}} + (7,0-10,0),$$

где  $B_{\text{ф}}$  – ширина фундамента турбоагрегата, м;

$L_{\text{та}}$  – длина турбоагрегата, м (табл. П1.4–П1.10 приложения 1).

Пролет котельного отделения с котлами на газомазутном топливе принимается в пределах

$$L_{\text{КО}} \approx (1,3-1,5) \cdot D_{\text{к}},$$

а с котлами на пылеугольном топливе

$$L_{\text{КО}} \approx (1,5-2,0) \cdot D_{\text{к}},$$

где  $D_{\text{к}}$  – глубина котла, м (табл. П1.1 приложения 1).



Пролет центрального зала реакторного отделения АЭС можно принять по аналогам в соответствии с типом реактора и габаритами его шахты:

- для реактора ВВЭР-440  $L_{po} \approx 39,0$  м, а при наличии защитной оболочки  $D_{po} = 45$  м (диаметр обстройки РО в плане 77 м);
- для реактора ВВЭР-1000  $D_{po} = 45$  м (размер обстройки РО в плане  $66 \times 66$  м);
- для реактора РБМК-1000 и РБМК-1500  $L_{po} = 24$  м (пролет центрального зала РО).

Для других типов реакторов размер пролета реакторного отделения принимается по конструктивным чертежам в соответствии с габаритами шахты реактора и условиями обслуживания (эксплуатации).

Пролет деаэраторного отделения  $L_{до}$  может изменяться от 7,5 до 12 м в зависимости от типа оборудования и компоновки помещений на этажах. Чаще всего  $L_{до} = 12$  м, на АЭС с реакторами РБМК пролет деаэраторного отделения увеличен до 13,5 м, а на ТЭС при совмещенном бункерно-деаэраторном отделении может достигать 15 м.

Все пролеты отделений главного корпуса после их предварительного определения в соответствии с Единой модульной системой (ЕМС) в строительстве следует принять кратными 3 м (как исключение разрешается принимать пролеты кратными 1,5 м).

В продольном направлении необходимо назначить шаг колонн  $B_k$ , который может быть 6 или 12 м, причем  $B_k = 6$  м в настоящее время принимается только для маломощных ТЭС с агрегатами мощностью  $N_{та} \leq 200$  МВт и в котельных отделениях ГРЭС с подвесными котлами.

При определении общей длины каждого отделения главного корпуса необходимо учитывать блочную компоновку станции, наличие монтажных площадок и устройство температурно-деформационных швов. Длина технологической секции  $L_{тс}$  при продольном расположении турбоагрегата определяется его длиной, а при поперечном – его шириной с учетом размещения вспомогательного оборудования, подвода циркуляционных трубопроводов к конденсаторам и их обслуживания.

В любом случае длина технологической секции  $L_{тс}$  должна быть кратна шагу колонн  $B_k$ .

Количество и размеры монтажных площадок на различных электростанциях могут значительно отличаться из-за различного использования свободной площади в турбинном отделении на отметках пола и обслуживания турбоагрегатов. При продольном расположении турбоагрегатов длина монтажной площадки может приниматься не менее  $2B_k$ , а при поперечном – около половины длины технологической секции на каждые четыре агрегата.

Температурный шов необходимо устраивать в тех случаях, когда общая длина отделения превышает максимально допустимый размер по условиям температурных деформаций для заданного климатического района строительства. Так, для основной территории европейской части России и Беларуси длина температурной секции не должна превышать 174 м при железобетонном каркасе и 216 м – при металлическом. Если температурный шов необходим, то его надо совместить с границей технологической секции с учетом примыкания к данному отделению соседних с ним отделений главного корпуса.

Плановую компоновку главного корпуса требуется представить схематически на чертеже в масштабе 1:1000–1:500, на котором указываются: продольные и поперечные координационные оси, расположение, размеры и привязка к осям основного оборудования, колонн, температурных швов, монтажных площадок, транспортных въездов и проездов, технологических и температурных секций. Пример компоновки главного корпуса приведен на рис. 2.5.

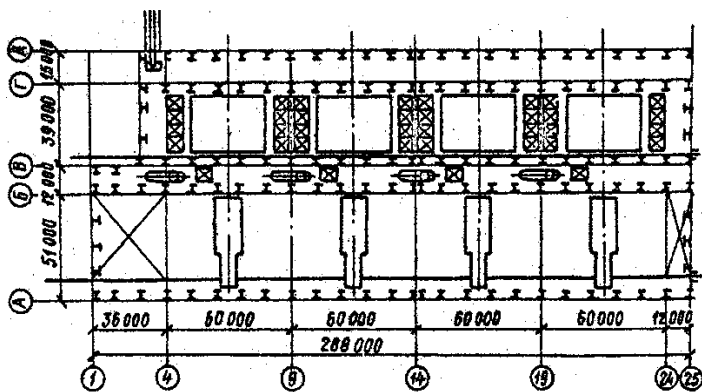


Рис. 2.5. Пример плановой компоновки главного корпуса тепловой электростанции

Примеры компоновок главных корпусов КЭС различной мощности приведены в приложении 2.

### 2.3.3. *Высотная компоновка главного корпуса*

Для каждого отделения главного корпуса высотная компоновка определяется прежде всего габаритами и размещением оборудования, условиями его эксплуатации и монтажа, а также выбором отметки пола по отношению к планировочной отметке. Учитывая большое разнообразие состава и компоновок главных корпусов ТЭС и АЭС, ниже рассмотрим примеры четной компоновки только турбинного, деаэрационного, котельного и реакторного отделений, как наиболее характерных для любых типов станций.

#### *Турбинное отделение*

**Определение отметки пола.** В зависимости от типа турбины и конденсатора турбинное отделение может быть с конденсационным подвалом или без него. Исходными размерами для высотной компоновки турбинного отделения являются отметка обслуживания турбоагрегата  $\downarrow_{\text{обсл}}$ , высота его фундамента  $H_{\text{ф-та}}$  и заглубление его подошвы относительно отметки пола  $H_{\text{з.ф}}$ . (табл. П1.10).

При наличии конденсационного подвала отметка его пола  $\downarrow_{\text{п}}$  может быть принята как

$$\downarrow_{\text{п}} = \downarrow_{\text{обсл}} - H_{\text{ф-та}} + H_{\text{з.ф}}, \quad (2.2)$$

где все размеры и отметки берутся в метрах.

Эту отметку пола следует уточнить по высотному габариту теплообменного оборудования турбины, которое располагается на своих фундаментах под площадкой обслуживания (табл. П1.8). В случае недостаточной высоты отметка пола принимается ниже, чем она была определена первоначально по зависимости (2.2).

Высота турбинного отделения над отметкой обслуживания определяется условиями монтажа и эксплуатации основного и вспомогательного оборудования. Количество и грузоподъемность кранов в турбинном отделении выбираются исходя из максимальной массы

монтажных узлов турбоагрегата (ротора и статора), а также общего количества обслуживаемых агрегатов. Учитывая, что стоимость мостовых кранов большой грузоподъемности достаточно высокая, часто для подъема ротора применяют два спаренных крана меньшей грузоподъемности с общей траверсой, а для монтажа статора иногда предусматривают специальный портал козлового типа над каждым турбогенератором [10], поэтому к выбору грузоподъемности и количества кранов турбинного отделения в каждом конкретном случае следует подходить индивидуально.

После выбора кранового оборудования по рекомендациям [10–12] необходимо установить габаритные размеры, которые потребуются для высотной и поперечной компоновки турбинного отделения (рис. 2.6), высоту крана  $H_{кр}$ , расстояние по высоте от головки рельса до максимального верхнего положения основного крюка  $h_{кр}$ , высоту приближения крана к стропильным конструкциям  $A_1$ , вынос моста крана за ось рельса  $B_2$ , допустимое приближение моста крана к колонне, минимальное приближение основного крюка к оси кранового рельса (табл. П1.11).

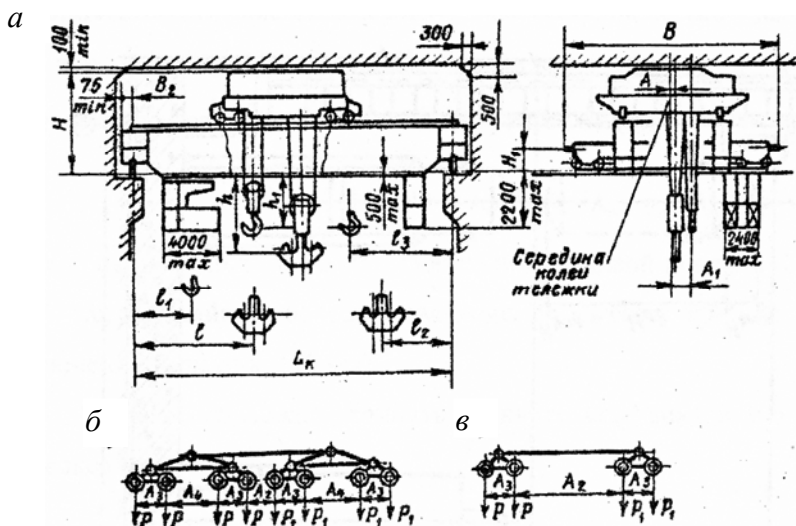


Рис. 2.6. Схема для определения основных параметров мостовых электрических кранов:

*a* – габаритные размеры; *б* – 16-колесный кран; *в* – 8-колесный кран

**Определение высоты подъема, отметок головки рельса и подкрановой консоли.** Необходимая расчетная высота подъема над отметкой обслуживания определяется как сумма высот наибольшего габарита оборудования (сепаратора-пароперегревателя СПП, подогревателей высокого или низкого давления – ПВД и ПНД), стропов и запаса (рис. 2.7):

$$H_{\text{под}} = H_{\text{об}} + H_{\text{стр}} + H_{\text{зап}}, \text{ м,}$$

где  $H_{\text{об}}$  – максимальное значение из  $H_{\text{СПП}}$ ,  $H_{\text{ПВД}}$  и  $H_{\text{ПНД}}$ , которые можно определить по рекомендациям [3, 7, 8] или табл. П1.8;

$H_{\text{стр}}$  можно принять ориентировочно равным диаметру СПП, ПВД и ПНД;

$$H_{\text{зап}} = 0,5 \text{ м.}$$

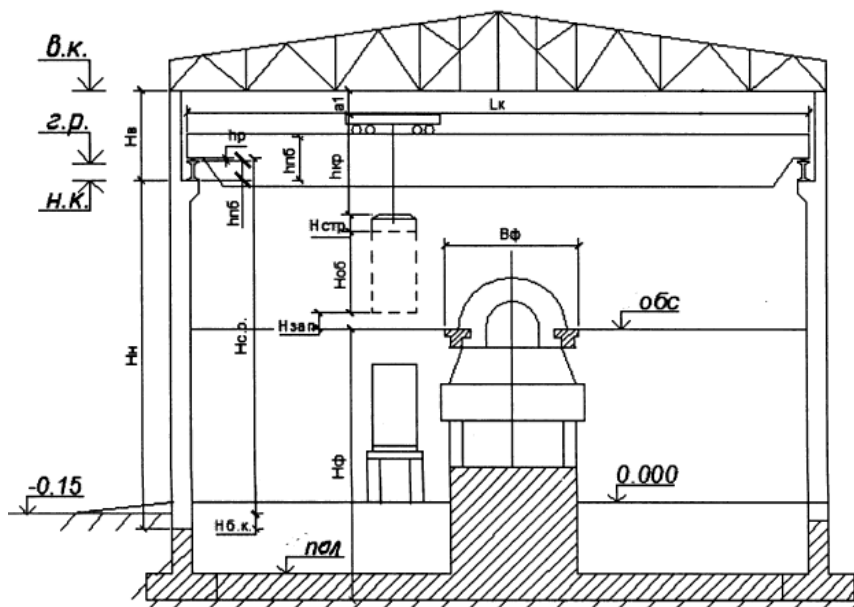


Рис. 2.7. Определение габаритных размеров турбинного отделения

Отметка головки рельса  $\downarrow_{г.р}$  в общем случае определяется отметкой обслуживания  $\downarrow_{обсл}$ , расчетной высотой подъема  $H_{под}$  и расстоянием по высоте от головки рельса до верхнего положения основного крюка крана  $h_{кр}$  (см. рис. 2.7) и в первом приближении может быть вычислена как

$$(\downarrow_{г.р}) = \downarrow_{обсл} + H_{под} + h_{кр}.$$

Для определения отметки подкрановой консоли по грузоподъемности кранов необходимо выбрать соответствующий тип кранового рельса [11] и подкрановую балку [1, 3], отложить их высоты  $h_p$ :

$$(\downarrow_{п.к}) = (\downarrow_{г.р}) - h_p - h_{пб} - h_{ор} - h_{оп}, \text{ м}, \quad (2.3)$$

и затем окончательно принять отметку подкрановой консоли  $\downarrow_{п.к}$  с учетом ЕМС как ближайшее большее значение по высоте, кратное 300 мм (как исключение – кратное 150 мм).

После этого можно уточнить окончательное значение отметки головки рельса

$$\downarrow_{г.р} = \downarrow_{п.к} + h_{пб} + h_p + h_{ор} + h_{оп}, \text{ м}. \quad (2.4)$$

В формулах (2.3) и (2.4)  $h_{ор}$  – нижняя выступающая часть торцевых опорных ребер, принимаемая равной 20–40 мм, а  $h_{оп}$  – толщина опорной плиты подкрановой консоли, которую можно принять равной 20 мм. Если подкрановой балки для выбранного крана и шага колонн нет в справочнике [3], то её высоту можно определить приближенно:

$$h_{п.б} \approx \left( \frac{1}{5} \cdots \frac{1}{6} \right) B_k \text{ при } B_k = 6 \text{ м}$$

и

$$h \approx \left( \frac{1}{7} \cdots \frac{1}{8} \right) B_k \text{ при } B_k = 12 \text{ м},$$

округлив полученное значение до 100 мм.

**Определение высоты колонны и предварительное назначение размеров ее сечений.** Отметка верха колонны  $\downarrow$ в.к определяется отметкой головки рельса, высотой крана  $H_{кр}$  и допустимым приближением его к стропильным конструкциям  $a_1$  (см. рис. 2.7):

$$\downarrow \text{в.к} = \downarrow \text{г.р} + H_{кр} + a_1, \text{ м.}$$

По найденному значению отметка верха колонны окончательно принимается с учетом ЕМС как ближайшее большее значение, кратное 300 мм (или 150 мм).

Тогда высота верхней части колонны

$$H_{в} = \downarrow \text{в.к} - \downarrow \text{п.к}, \text{ м};$$

высота нижней части колонны

$$H_{н} = \downarrow \text{п.к} + H_{б.к}, \text{ м},$$

где  $H_{б.к} = 0,6-1,0$  м – заглубление базы колонны ниже отметки планировки 0,00.

Полная высота колонны

$$H_{к} = H_{в} + H_{н}.$$

Высота сечения верхней части колонны  $H_{в}$  назначается в зависимости от шага колонн и грузоподъемности крана  $Q_{кр}$ .

При шаге  $B_{к} = 6$  м и  $Q_{кр}$  до 125 тс включительно, а также при шаге  $B_{к} = 12$  м и  $Q_{кр}$  до 100 тс рекомендуется предварительно принимать высоту сечения верхней части колонны  $h_{в} = 450$  мм, а при больших грузоподъемностях кранов  $h_{в} = 600$  мм.

Привязка колонны к координационной оси  $a$  зависит от высоты сечения верхней части колонны  $h_{в}$  и грузоподъемности крана и может приниматься  $a = 250$  мм (а иногда и  $a = 500$  мм). В практике проектирования главных корпусов ТЭС и АЭС часто встречаются нулевые привязки  $a = 0$  при различной высоте сечения верхней части колонны  $h_{в}$ , если удовлетворяется условие свободного прохода крана.

Высота сечения нижней части колонны  $h_n$ , приближенно определяется формулой

$$h_n \approx a + \lambda_1, \text{ м}, \quad (2.5)$$

где  $a$  – привязка колонны к координационной оси;

$\lambda_1$  – привязка оси подкрановой балки и рельса к оси колонны по ряду А.

Знак приближенного равенства в (2.5) означает, что величина  $h_n$  далее уточняется при окончательном назначении формы и размеров поперечного сечения нижней части колонны. Так, например, в стальном каркасе для двухветвевой нижней колонны, составленной из двух двутавров, величина  $h_n$  определится как

$$h_n = a + \lambda_1 - 0,5b_n,$$

где  $b_n$  – ширина полки двутавра наружной ветви колонны (рис. 2.8).

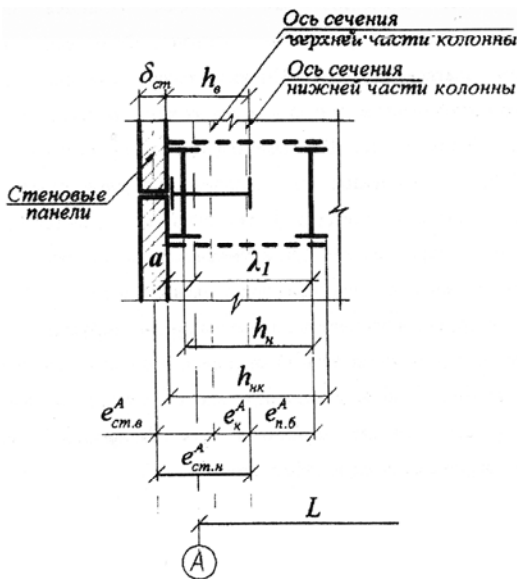


Рис. 2.8. Сечения верхней и нижней части колонны



Принятые сечения колонны проверяются по условию прохода крана и условию жесткости колонны. Для свободного прохода крана должно соблюдаться соотношение

$$h_{\text{н}} - h_{\text{в}} - B_2 \geq 0,075 \text{ м}, \quad (2.6)$$

где  $B_2$  – вынос моста крана за ось подкрановой балки.

Условие жесткости для верхней и нижней частей колонны

$$\frac{h_{\text{в}}}{H_{\text{в}}} \geq \frac{1}{12} \text{ и } \frac{h_{\text{н}}}{H_{\text{н}}} \geq \frac{1}{22}. \quad (2.7)$$

Если не выполняется условие свободного прохода крана (2.6), то необходимо увеличить размер привязки оси подкрановой балки  $\lambda_1$ , а если не выполняется условие жесткости (2.7), то, вероятнее всего, потребуется увеличить высоту сечения.

После окончательного выбора размеров сечений колонн и привязок к ним осей подкрановых балок слева  $\lambda_1$  и справа  $\lambda_2$  можно определить требуемый пролет крана:

$$L_{\text{кр}} = L_{\text{го}} - (\lambda_1 + \lambda_2), \text{ м.}$$

### *Котельное отделение*

Исходными размерами для высотной компоновки котельного отделения являются высота котлоагрегата (отметка его верха в установленном состоянии), принимаемая по справочной литературе [3, 7, 10, 16] или по приложению 1, и отметка пола, которая, как правило, всегда равна планировочной отметке или просто условному нулю, т. е.  $\downarrow_{\text{п}} = 0,0$ .

В котельном отделении в отличие от турбинного условия ремонта котлоагрегатов не требуют кранов большой грузоподъемности. Весь объем ремонтных работ осуществляется во внутреннем пространстве котла и в прилегающих к нему с внешней стороны монтажных зонах котельного отделения таким образом, что перемещать грузы или элементы над самим котлоагрегатом не требуется [10],

поэтому превышение мостовых кранов в котельном отделении принимается по условиям безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов (рис. 2.9).

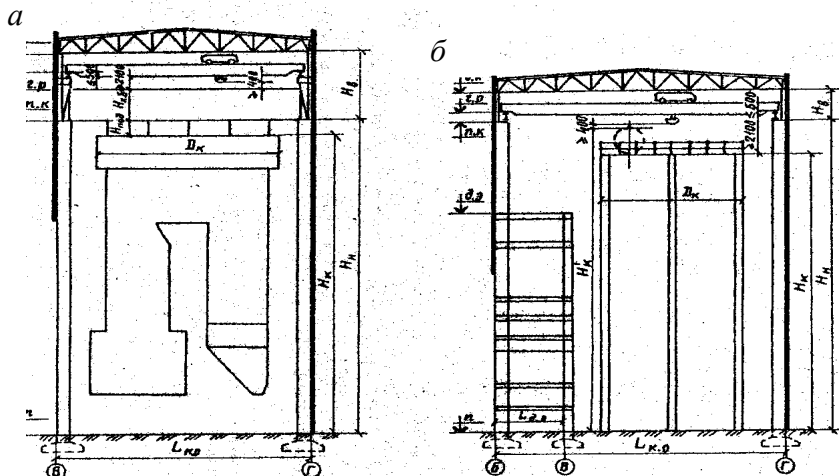


Рис. 2.9. Определение основных габаритных размеров котельного отделения

В соответствии с этими требованиями применительно к котельным агрегатам (в зависимости от их конструкции) расстояние от отметки площадки обслуживания наверху котла до низа моста крана должно быть не менее 2100 мм, а расстояние от верха любых выступающих элементов котла (барабана, коллектора или арматуры) до крюка крана в его самом верхнем положении должно быть не менее 400 мм.

Таким образом, отметку головки рельса и подкрановой консоли, м, можно определить (см. рис. 2.6 и 2.9) из соотношений

$$\left. \begin{aligned} (\downarrow \text{г.р})' - \downarrow \text{к} - 0,5 &\geq 2,1; \\ (\downarrow \text{г.р})' - \downarrow \text{к} - h_{\text{э.к}} &\geq 0,4 \end{aligned} \right\}$$

где 0,5 м – высота главной балки моста ниже отметки  $\downarrow \text{г.р}$ ;

2,1 м – расчетная высота с учетом роста монтажника;

$h_{\text{э.к}}$  – высота выступающих элементов котла.

В случае применения подвесных котлов, которые крепятся к мощным хребтовым балкам, опирающимся на консоли колонн котельного отделения (рис. 2.9, а), отметку головки рельса необходимо определять с учетом высоты этих балок:

$$(\downarrow \text{г.р})' = \downarrow \text{к} - H_{\text{х.б}} + 0,5 + 2,1,$$

где  $H_{\text{х.б}}$  – высота хребтовых балок, принимаемая по справочникам [3, 10, 16].

Отметка подкрановой консоли определяется так же, как и в турбинном отделении, т. е.

$$\downarrow \text{п.к} = (\downarrow \text{г.р}) - h_{\text{р}} - h_{\text{п.б}}, \text{ м},$$

а затем по (2.4) аналогично уточняется и отметка головки рельса.

Отметка консолей колонн для опирания хребтовых балок подвесных котлов определяется по отметке верха котла  $\downarrow \text{к}$  и высоте подвеса  $H_{\text{под}}$  (см. рис. 2.9):

$$\downarrow \text{п.к} = \downarrow \text{к} + H_{\text{под}}.$$

### *Деаэрационное и бункерное отделения*

Деаэрационное отделение входит в состав главного корпуса практически каждой электростанции (в тепловых электростанциях на твердом топливе часто встречается совмещенное бункерно-деаэрационное отделение). На рис. 2.10 приведены примеры компоновки деаэрационного отделения для газомазутной ТЭЦ (рис. 2.10, а), встроенного в котельное отделение (рис. 2.10, б), совмещенного бункерно-деаэрационного отделения (рис. 2.10, в), моноблока АЭС с реактором ВВЭР-1000 (рис. 2.10, г) и АЭС с реактором РБМК (рис. 2.10, д). Исходными данными для высотной компоновки деаэрационного отделения являются отметка пола 1-го этажа, количество этажей, отметка установки деаэраатора и его габариты. Чаще всего применяется пятиэтажная компоновка деаэрационного отделения, но принцип высотной компоновки сохраняется общий.

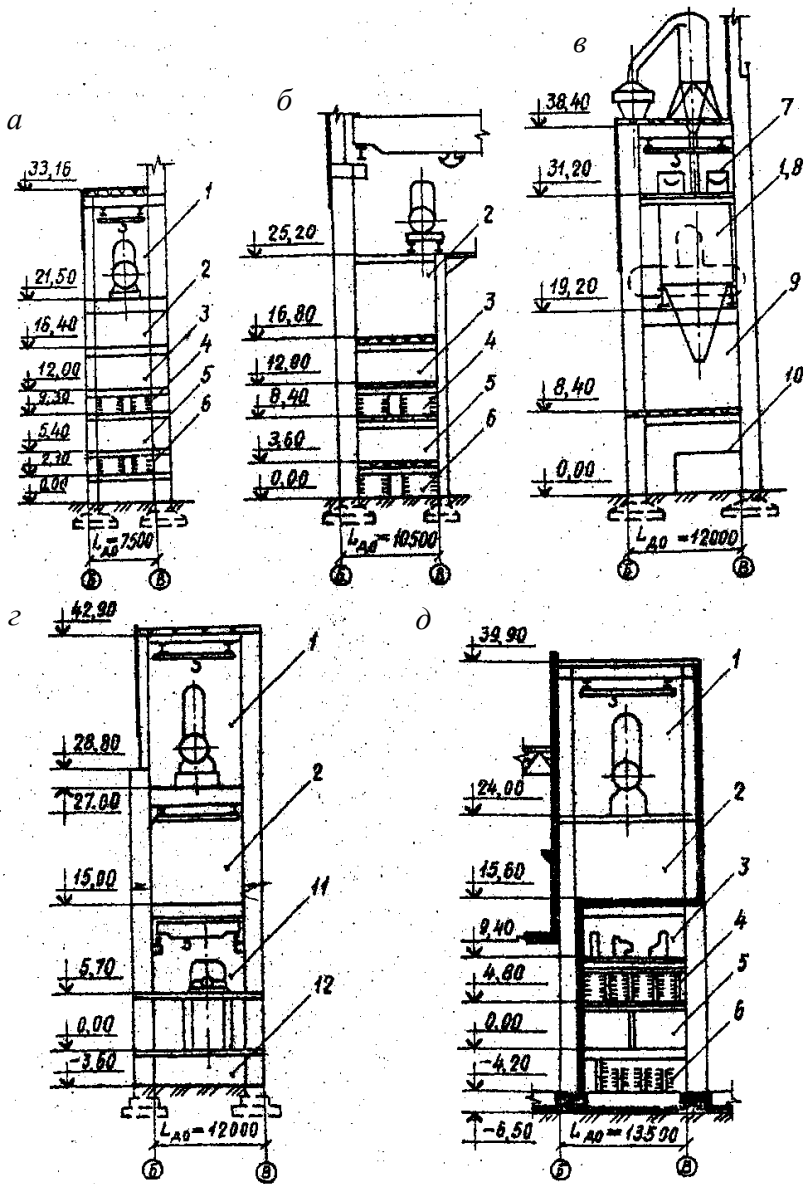


Рис. 2.10. Примеры компоновки деаэраторных отделений

Отметка пола 1-го этажа, как правило, совпадает с отметкой пола котельного отделения (на ТЭС) или турбинного отделения (на АЭС). На этой отметке располагаются помещения кабелей 6 или конденсатных и питательных насосов 11, 12. На отметке обслуживания турбоагрегата обычно располагается помещение БЩУ 3, а под ним – помещения кабелей 4 и РУСН 5. Над БЩУ находятся трубопроводные коридоры 2 и 9, а над ними помещение деаэраторов 1. На твердотопливных станциях деаэраторы 1 располагаются на одной отметке с бункерами угля и угольной пыли 8, над которыми проходят ленточные транспортеры 7, а на отметке пола устанавливается углеразмольное оборудование 10.

Отметка перекрытия под деаэратор, с одной стороны, определяется высотой помещения БЩУ (в свету около 3–4 м) и условием размещения трубопроводов, связывающих котельное или реакторное отделение с турбинным, а также высотой конструкций перекрытия над ними (с учетом устройства биологической защиты над БЩУ на одноконтурных АЭС). С другой стороны, отметка установки деаэратора обосновывается сложным термодинамическим расчетом его превышения относительно питательного насоса. В данном курсовом проекте эта отметка может быть принята без расчета по аналогам станций с таким же тепломеханическим оборудованием. Высота деаэраторного помещения определяется габаритами деаэратора и условиями его обслуживания подвесным краном (см. рис. 2.10). При этом отметка низа стропильных конструкций или верха колонны

$$\downarrow \text{в.к.д.о} = \downarrow \text{п5} + H_{\text{ф.д}} + H_{\text{д}} + H_{\text{стр}} + H_{\text{кр}} + h_{\text{мп}}, \text{ м},$$

где  $\downarrow \text{п5}$  – отметка перекрытия под деаэратор (5-й этаж);

$H_{\text{ф.д}}$  – высота фундаментной рамы деаэратора;

$H_{\text{д}}$  – высота деаэратора, которая определяется по табл. П1.9;

$H_{\text{кр}}$  – высота крана от верхнего положения крюка до низа подвесных монорельсов;

$h_{\text{мп}}$  – высота подвесных балок (монорельсов).

Учитывая, что колонны деаэраторного отделения несут наибольшую нагрузку по сравнению с другими отделениями, их сечения принимают сплошными, а высоту сечений – постоянной и большей, чем для колонн турбинного отделения, но не меньшей, чем для колонн

котельного отделения. Для опирания подкрановой балки со стороны турбинного отделения обычно предусматривают соответствующую консоль на колонне деаэрационного отделения или отдельную, стоящую рядом крановую колонну.

### ***2.3.4. Выбор стропильных конструкций и предварительное назначение размеров колонн и ригелей***

***Выбор стропильных конструкций и связей.*** Если тип стропильных конструкций не задан, то можно принимать любые фермы и балки, подходящие для данных пролетов. При этом следует иметь в виду, что по технико-экономическим соображениям максимальный пролет для железобетонных ферм ограничен 36 м, стальных ферм – 54 м. Наиболее эффективной является конструкция покрытия из унифицированных стальных ферм и комплексных кровельных плит покрытия из стального профилированного настила по серии УМК-02, предназначенных для крупноблочного монтажа [1, 3], но могут применяться и одиночные фермы.

Выбрав схему и конструкцию фермы и покрытия, необходимо определить ее основные размеры: пролет  $L_{\text{ф}}$ , высоту фермы в середине пролета  $h_{\text{ф,ср}}$  и на опоре  $h_{\text{ф,оп}}$ , уклон верхнего и нижнего поясов, площади поперечного сечения поясов  $A_{\text{фв}}$  и  $A_{\text{фн}}$ , которые потребуются для вычисления жесткостных характеристик стропильной фермы как элемента каркаса.

Схемы решетки стальных унифицированных ферм приведены на рис. 2.11.

Выбранную схему стропильной фермы со связями в верхнем и нижнем поясах и с вертикальными связями следует изобразить в пояснительной записке в масштабе 1 : 1000–1 : 5000. Пример конструкции покрытия с использованием унифицированных стальных ферм для крупноблочного монтажа показан на рис. 2.12.

***Назначение размеров сечений колонн и ригелей.*** Наиболее рациональной как для стальных, так и для железобетонных колонн и ригелей является двутавровая форма сечения (рис. 2.13). Однако для нижних частей колонн, воспринимающих большую крановую нагрузку, целесообразно применять сечение в виде составного двутавра, в котором полкой может быть лист, швеллер, сварной или прокатный двутавр, в том числе широкополочный (рис. 2.13, в).

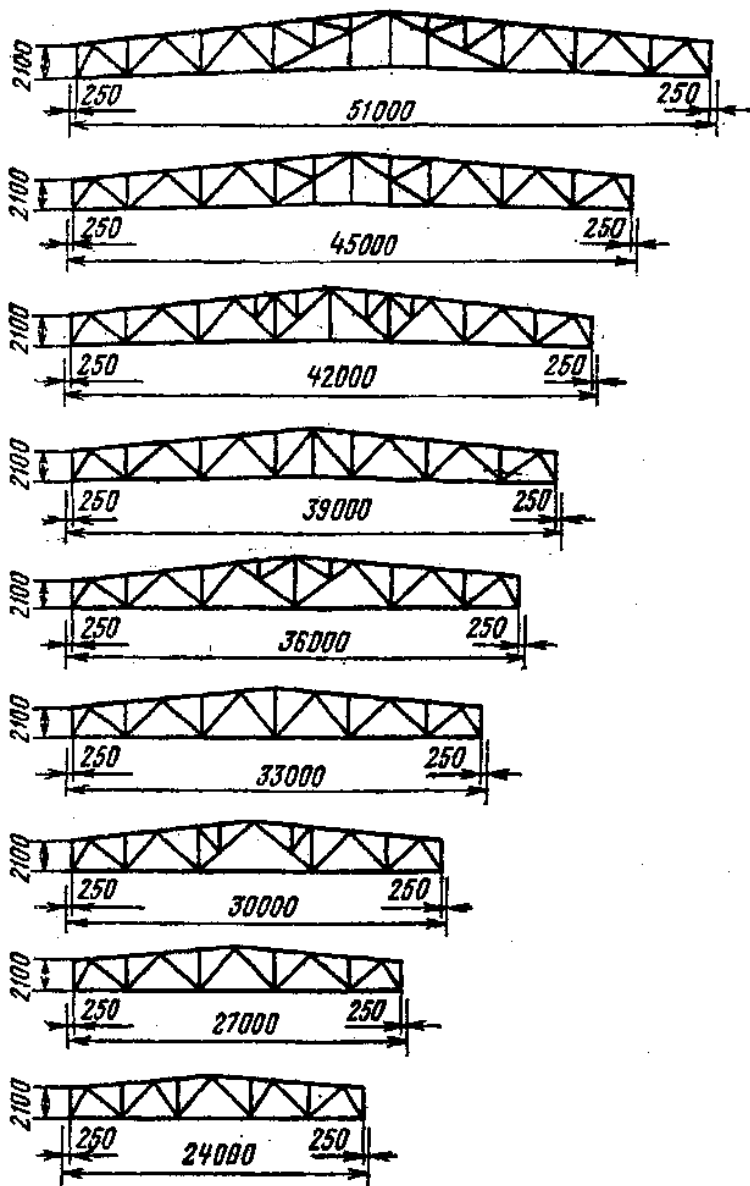


Рис. 2.11. Схемы решетки стальных унифицированных ферм

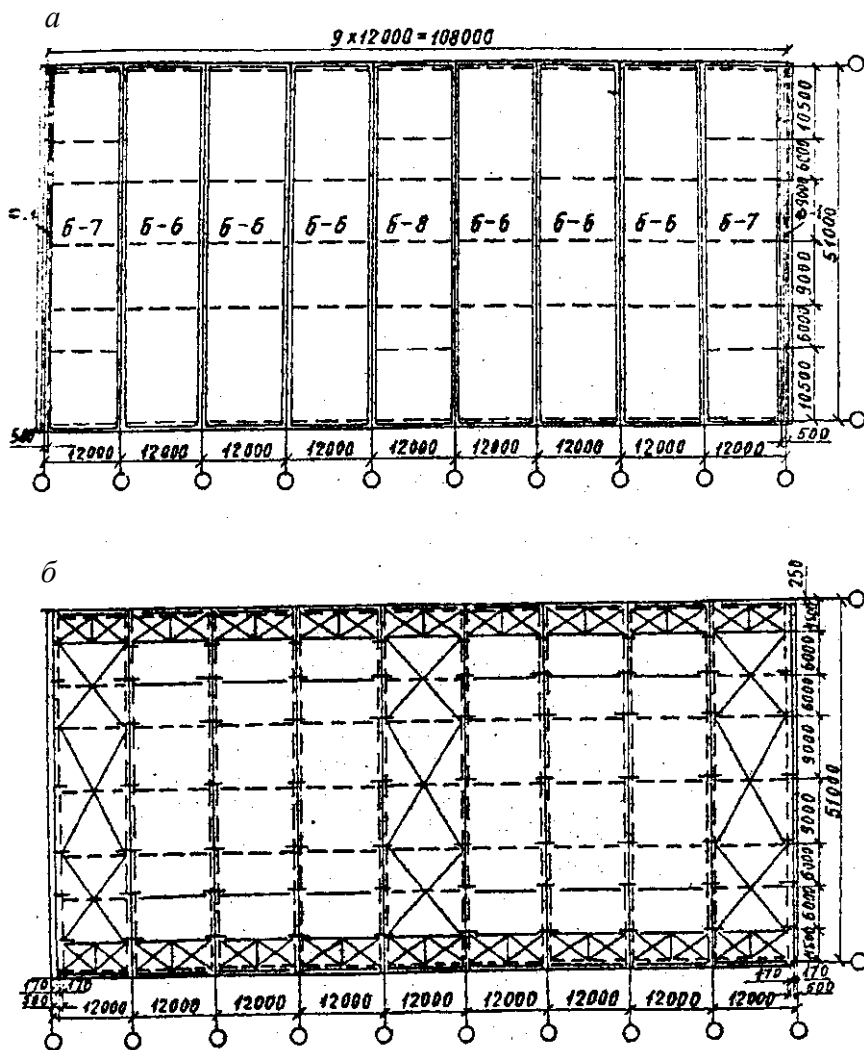


Рис. 2.12. Пример конструкции покрытия с использованием унифицированных стальных ферм для крупноблочного монтажа:  
*a* – план на уровне верха покрытия; *б* – план на уровне нижних горизонтальных ферм связей



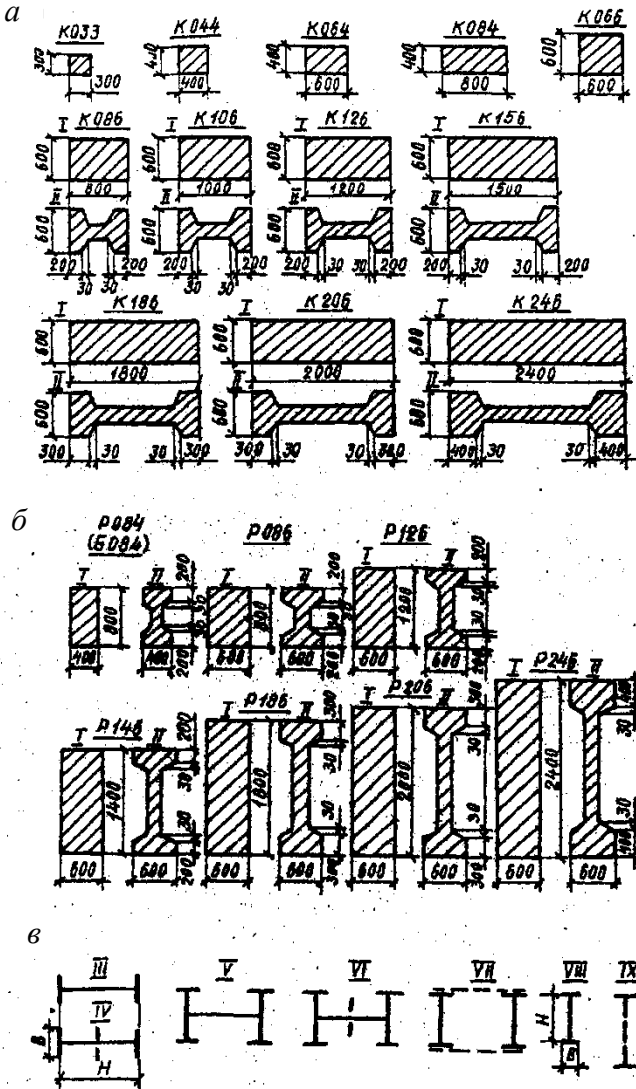


Рис. 2.13. Типовые сечения колонн и ригелей каркаса главного корпуса:  
*a* – для унифицированных железобетонных колонн; *б* – то же для балок  
и ригелей; *в* – для стальных колонн и ригелей

### ***2.3.5. Особенности построения конструктивной схемы каркаса главного корпуса***

Главные корпуса практически всех ТЭС являются зданиями каркасного типа. Главный корпус АЭС сложнее и представляет собой систему сооружений, в общем случае образованных и каркасными конструкциями (турбинное отделение, деаэрационное отделение, этажерка электроустройств), и массивом реакторного отделения.

Пространственный каркас здания – это комплекс несущих конструкций, воспринимающий и передающий на фундаменты нагрузки от собственного веса элементов и ограждающих конструкций, технологического оборудования, нагрузки от кранового оборудования, атмосферные нагрузки и воздействия, температурные технологические воздействия, монтажные нагрузки, а также особые воздействия (землетрясение, ударная волна, авария). Каркас может выполняться из железобетона, смешанным и стальным. При этом стены отделений, выполняя только функции ограждения для обеспечения требуемого температурно-влажностного режима, возводятся с использованием навесных панелей облегченного типа [1, 3].

Конструктивные схемы каркасов главных корпусов достаточно многообразны. В этих зданиях, по сравнению с обычными промышленными зданиями, влияние структуры технологического процесса на конструктивную схему каркаса наиболее существенно, поэтому конструктивная форма полностью определяется габаритами и расположением основного и вспомогательного оборудования и спецификой его работы и в связи с этим характеризуется большими пролетами и большой высотой отделений.

Основой несущего пространственного каркаса является система плоских поперечных рам, т. е. повторяющихся в продольном направлении элементов каркаса, расположенных с шагом  $B_k$  (шаг рам для зданий главных корпусов ТЭС и АЭС чаще всего принимается равным 12 м) и состоящих из колонн, ригелей покрытий (сквозных – ферм, или сплошных – балок) и ригелей междуэтажных перекрытий. Плоские поперечные рамы, в свою очередь, в продольном направлении связаны между собой продольными балками-распорками, связями между колоннами и фермами, подкрановыми балками, конструкциями покрытий и перекрытий и стеновым ограждением.

Большинство каркасов зданий главных корпусов проектируется так, что несущая способность и **жесткость поперек здания (поперечная жесткость)** обеспечиваются поперечными рамами, в которых колонны жестко заделаны в фундаменты и шарнирно или жестко соединены с колоннами в случае железобетонного каркаса. Для АЭС устойчивость здания главного корпуса в поперечном направлении обеспечивается еще и монолитным массивом реакторного отделения.

**Продольная жесткость каркасов** обеспечивается с помощью балок-распорок, жестко соединенных с колоннами в случае железобетонного каркаса. Для металлического каркаса применяются шарнирные балки-распорки со связями. Кроме того, к элементам каркаса, обеспечивающим его **продольную жесткость**, относятся связи между колоннами (вертикальные) и фермами (вертикальные и горизонтальные), подкрановые конструкции, элементы междуэтажных перекрытий и кровельного покрытия. Таким образом, система этих элементов обеспечивает геометрическую неизменяемость и жесткость каркаса в продольном направлении при восприятии им усилий от ветрового давления на торцы здания и от продольных крановых нагрузок. Кроме перечисленных элементов в составе каркаса обязательно имеются конструкции торцевого (а иногда и продольного) стенового фахверка, площадок, лестниц и других элементов здания.

Здание в продольном направлении, как отмечено выше, разделяется температурными и температурно-осадочными швами, расстояние между которыми назначается исходя из условий расположения основного оборудования и не должно превышать рекомендованных значений [9]. Швы выполняются на спаренных колоннах.

Конструктивные схемы каркасов различаются видом сопряжений (жесткое или шарнирное) ригелей с колоннами. В этом смысле особенностью и существенным отличием каркасов главных корпусов ТЭС и АЭС от других промышленных зданий является наличие в составе поперечной рамы жесткой (жесткое соединение ригелей с колоннами) многоэтажной этажерки, составляющей основу для образования геометрически неизменяемой системы. В таком случае соединение сквозного ригеля (фермы) с колоннами, как правило, конструируется шарнирным, несмотря на значительные габариты отделений главного корпуса и применение кранов большой грузоподъемности. Шарнирное опирание ферм на колонны упрощает конструкции узлов крепления и способствует типизации ферм.

В учебном процессе при освоении методов проектирования конструкций каркасных зданий главных корпусов ТЭС и АЭС из всего сложного пространственного каркаса выделяются его наиболее характерные несущие элементы. Принято, что такими элементами, повторяющимися в продольном направлении и работающими каждый практически в одинаковых условиях, являются плоские поперечные рамы, испытывающие все перечисленные нагрузки и воздействия.

Таким образом, при разработке конструктивной схемы каркаса можно ограничиться рассмотрением только выделенного несущего элемента – плоской поперечной рамы, для чего необходимо выполнить следующее:

- установить основные геометрические размеры всех элементов рамы (пролеты отделений, отметки пола этажей и т. п.) в соответствии с технологическим заданием, в котором даются весогабаритные характеристики элементов основного и вспомогательного оборудования, данные о количестве мостовых опорных кранов, их грузоподъемности и режиме работы;

- определить тип отдельных элементов рамы (сквозные, сплошные, постоянного сечения или ступенчатые), далее принять форму и назначить предварительные размеры поперечного сечения;

- принять решение о конструктивном исполнении узловых соединений (жесткие или шарнирные узлы).

Все эти вопросы решаются при выполнении студентами первого раздела курсового проекта «Компоновка главного корпуса электростанции».

### 3. ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО

#### 3.1. Общие сведения

**Твердое топливо.** Топливоподача решается по схеме «Размораживающее устройство–разгрузочное устройство–склад топлива».

В приложении 3 приводятся генплан (рис. ПЗ.1), технологическая схема (рис. ПЗ.2) и общая схема топливного хозяйства (рис. ПЗ.3, ПЗ.4) КЭС на угле. Предпочтительное взаимное расположение склада угля и главного корпуса (промплощадки) приводится на рис. ПЗ.5. Схемы топливоподачи приводятся на рис. ПЗ.6 и ПЗ.7.

Дробильная установка питается топливом со склада или непосредственно из разгрузочного устройства, включающего вагоноопрокидыватель (рис. ПЗ.4, б, ПЗ.8). Транспорт топлива осуществляется ленточными конвейерами, размещаемыми в галереях и эстакадах. В пределах склада топливо перемещается с помощью мостовых кранов-перегрузателей (рис. ПЗ.9, а, ПЗ.10, ПЗ.11) или бульдозеров, скреперов (рис. ПЗ.9, б, ПЗ.7).

В настоящее время для электростанций мощностью 4800–6000 МВт проектируются радиальные склады топлива, оборудованные машинами непрерывного действия – штабелеукладчиком и роторной погрузочной машиной (рис. ПЗ.12, ПЗ.13). Выравнивание, уплотнение угля в штабеле и выдача угля из «мертвых» для роторной машины зон со склада производятся бульдозерами.

**Мазут** поступает на электростанцию в железнодорожных цистернах на открытую эстакаду приемно-сливного устройства (рис. ПЗ.14) или в тепляки (рис. ПЗ.15); разогрев мазута производится соответственно острым паром или горячим воздухом и паровой рубашкой. Мазут стекает в сливные лотки и далее самотеком поступает в приемные резервуары, откуда погружными насосами перекачивается в основные хранилища мазута (рис. ПЗ.16).

Подача мазута из основных резервуаров в котельное отделение на крупных электростанциях чаще всего предусматривается двухступенчатая: насосы первого подъема забирают мазут из резервуаров, подают на подогреватели и фильтры, далее насосами второго подъема мазут подается в главный корпус. Часть мазута (до 50 %) после первого подъема возвращается из котельного отделения в резервуары (контур рециркуляции) для дополнительного разогрева и перемешивания мазута в резервуарах. Трудность регулирования работы насосов первого подъема (с подачей мазута к насосам второго подъема и на рециркуляцию) привела к появлению схемы с самостоятельным контуром рециркуляции (рис. ПЗ.17).

На рис. ПЗ.18–ПЗ.20 в качестве примера приводятся схемы генеральных планов соответственно газомазутной ТЭС, основного мазутного хозяйства и растопочного мазутного хозяйства.

### 3.2. Определение расхода топлива на ТЭС

Часовой расход условного органического топлива на ТЭС определяется по формулам

$$B_y^{\text{ПК}} = \sum B_i^{\text{ПК}}; \quad (3.1)$$

$$B_y^{\text{БК}} = 0,14G_{\text{ПК}},$$

где  $B_y^{\text{ПК}}$  и  $B_y^{\text{БК}}$  – суммарный часовой расход условного топлива всеми паровыми и водогрейными котлами, т/ч. Предполагается, что на КЭС водогрейные котлы отсутствуют и  $B_y^{\text{БК}} = 0$ ;

$B_i^{\text{ПК}}$  – часовой расход условного топлива одного  $i$ -го парового котла, т/ч (принимается по табл. 1.4);

0,14 – средний удельный расход топлива пиковыми водогрейными котлами, т/МВтч;

$G_{\text{ПК}}$  – тепловая производительность пиковых водогрейных котлов, МВт (ориентировочно равна половине отопительной нагрузки).

Предполагается, что на электростанции устанавливаются одинаковые котлы, поэтому формула (3.1) принимает следующий вид:

$$B_y^{\text{ПК}} = nB^{\text{ПК}},$$

где  $n$  – число паровых котлов на электростанции; на КЭС  $n$  равно числу энергоблоков;

$B^{\text{ПК}}$  – часовой расход условного топлива одного парового котла, т/ч.

Если вид топлива для пиковых водогрейных котлов специально не оговорен в задании, его следует принять таким же, как основное топливо для паровых котлов. Затем определяется расход натурального топлива по формуле

$$B = \frac{B_y \cdot 29,308}{Q_n}, \text{ т/ч}, \quad (3.2)$$

где  $B_y$  – расход условного топлива, т/ч;

29,308 – низшая теплота сгорания условного топлива, ГДж/т;

$Q_n$  – низшая теплота сгорания натурального топлива, ГДж/т (табл. 3.1 и 3.2).

Таблица 3.1

Краткая характеристика твердых топлив

Месторождение, район добычи	Марка, группа	Зольность А, %	Теплота сгорания, ГДж/т	Насыпная плотность, т/м <sup>3</sup>
Ископаемые угли				
Донецкий бассейн	Д	24,4	18,85	0,87
	Г	25,2	20,47	0,92
	Т	23,5	24,07	0,98
	АШ	27,5	20,89	1,14
Подмосковный бассейн	Б	26,5	9,88	0,76
Минусинское	Д	17,2	20,10	0,82
Кузнецкий бассейн				
Ленинское	Г	14,3	22,02	0,89
Кемеровское	СС	18,2	23,57	0,88
Прокопьевское	Т	18,6	25,11	0,95
Печорский бассейн				
Воркутауголь	МО	16,5	22,02	0,86
Интауголь	Д	27,2	17,42	0,99
Уральский бассейн				
Челябинское	Б	30	14,15	0,89
Бабаевское	Б	6,6	9,09	0,67
Кизеловский бассейн	Г6	31	19,59	0,96

Окончание табл. 3.1

Месторождение, район добычи	Марка, группа	Зольность А, %	Теплота сгорания, ГДж/т	Насыпная плотность, т/м <sup>3</sup>
Канско-Ачинский бассейн				
Ирша-Бородинский разрез	Б	6,7	15,49	0,77
Назаровский разрез	Б	7,3	13,02	0,79
Итатское	Б	6,8	12,81	0,78
Боготолское	Б	6,7	11,81	0,77
Березовское	Б	4,2	15,66	0,76
Иркутский бассейн				
Черемховское	Д	27	17,88	0,90
Забайкалье				
Харанорское	Б	11,1	11,97	0,9
Гусиноозерское	Б	17	16,83	0,83
Дальний Восток				
Райчихинское	Б2	6,6	13,44	0,8
Артемовское	Б	19,6	13,31	0,8
Казахстан				
Экибастузский бассейн	СС	32,5	18,88	0,96
Ленгерское	Б	11,4	16,2	0,85
Шоптыкольское	Б	10,81	18,59	0,86
Карагандинский бассейн	К	27,6	21,06	0,97
Узбекистан				
Алматынское	Б	18,1	15,87	0,85
Ангренское	Б2	14,4	13,44	0,77
Горючие сланцы				
Эстонское	–	44,5	9	0,94
Ленинградское	–	48,2	7,66	0,97



Таблица 3.2

## Краткая характеристика топочных мазутов

Нефтеперерабатывающий завод	Марка	Сера, %	Теплота сгорания, ГДж/т	Плотность, т/м <sup>3</sup>
Мозырский	100	2–3	39,9	0,900
Новополоцкий	100	2–3	39,9	0,900
Ангарский	40	1,8	41,4	0,951
	100	1,9	41,38	0,950
Волгоградский	40	0,3–31	41,91	0,902
	100	0,37	41,87	0,886
Комсомольский	40	0,38	40,51	0,936
	100	0,36	40,97	0,955
Кременчугский	40	1,7	41,80	0,937
	100	2,15	41,80	0,941
Московский	40	2,64	40,10	0,953
	100	2,92	39,90	0,961
Ново-Горьковский	40	1,90	40,80	0,933
	100	1,98	40,72	0,945
Ново-Куйбышевский	40	1,73	41,67	0,926
	100	1,84	41,67	0,932
Ново-Уфимский	40	2,48	41,60	0,951
	100	2,77	41,60	0,960
Орский	40	2,31	40,88	0,960
	100	2,34	40,30	0,969
Пермский	40	2,81	41,16	0,946
	100	2,85	40,68	0,957
Рязанский	40	2,29	40,6	0,948
	100	2,40	40,5	0,955
Ухтинский	40	0,99	40,92	0,920
	100	1,00	40,55	0,906
Хабаровский	40	1,52	41,55	0,924
	100	1,51	41,50	0,919

Примечание: Если нефтеперерабатывающий завод не указан в задании, принять ближайший к месту расположения ТЭС.

Расход натурального топлива определяется отдельно для основного и резервного (аварийного) топлива.

Если для электростанции (обычно КЭС) указан удельный расход условного топлива  $b_3$  (кг у.т./кВтч), то часовой расход натурального топлива на все котлы рассчитывается по формуле

$$B = \frac{W \cdot b_3 \cdot 29,308}{Q_H}, \text{ т/ч}, \quad (3.3)$$

где  $W$  – электрическая мощность электростанции, МВт.

Удельный расход условного топлива  $b_3$  (кг/кВтч) для КЭС можно ориентировочно определить, пользуясь данными табл. 3.3.

Таблица 3.3

Удельный расход условного топлива  $b_3$ , кг/кВтч

Марка турбины	Нагрузка, %	Топливо				
		АШ	КУ	БУ	М	Г
К-160-130	100	0,369	0,364	0,364	0,351	0,348
	80	0,374	0,367	0,367	0,354	0,351
	70	0,380	0,373	0,373	0,359	0,356
К-200-130	100	0,347	0,340	0,344	0,328	0,322
	80	0,353	0,345	0,348	0,332	0,326
	70	0,360	0,351	0,354	0,338	0,332
К-300-240	100	0,336	0,329	0,334	0,320	0,318
	80	0,344	0,336	0,339	0,328	0,325
	70	0,350	0,341	0,344	0,332	0,329
К-500-240	100	–	0,330	0,334	–	–
	80	–	0,337	0,339	–	–
	70	–	0,343	0,344	–	–
К-800-240	100	0,328	0,324	0,330	0,317	0,315
	80	0,333	0,328	0,333	0,323	0,320
	70	0,340	0,334	0,339	0,328	0,325

### Пример 3.1

(развитие примеров 1.1, 1.2, 1.4)

Газомазутная ТЭЦ с шестью котлами БКЗ 420-140НГМ-2 в качестве резервного топлива и топлива для пиковых водогрейных котлов КВГМ-180 использует мазут марки 100 Ново-Куйбышевского нефтеперерабатывающего завода.

Расход условного топлива:

- для паровых котлов

$$B_y^{\text{ПК}} = 6 \cdot 36,9 = 221,4 \text{ т/ч;}$$

- пиковых водогрейных котлов

$$B_y^{\text{БК}} = 0,14 \cdot 742 = 104 \text{ т/ч.}$$

Расход натурального топлива:

- для паровых котлов

$$B^{\text{ПК}} = 221,4 \cdot 29,308/41,67 = 155 \text{ т/ч;}$$

- пиковых водогрейных котлов

$$B^{\text{БК}} = 104 \cdot 29,308/41,67 = 73,1 \text{ т/ч.}$$

### Пример 3.2

На КЭС с восемью паровыми котлами ТПП-210А используется Донецкий уголь АШ.

Расход условного топлива составит  $B_y = 8 \cdot 99 = 792 \text{ т/ч.}$

Расход угля

$$B = 792 \cdot 29,308/20,89 = 1111,2 \text{ т/ч.}$$

### Пример 3.3

На КЭС с тремя блоками по 800 МВт удельный расход условного топлива составляет 0,328 кг/кВт·ч. Определить часовой расход мазута с теплотой сгорания 40,3 МДж/кг.

$$B = 3 \cdot 800 \cdot 0,328 \cdot 29,308 / 40,3 = 572,5 \text{ т/ч.}$$

### 3.3. Определение емкости склада топлива

Емкость склада **органического топлива** для ТЭС подсчитывается по формуле

$$V = \frac{B^{\text{ПК}} \cdot t^{\text{ПК}} \cdot n_3^{\text{ПК}} + B^{\text{БК}} \cdot t^{\text{БК}} \cdot n_3^{\text{БК}}}{\rho}, \quad (3.4)$$

где  $B^{\text{ПК}}$  и  $B^{\text{БК}}$  – часовой расход натурального топлива паровыми и водогрейными котлами, т/ч;

$t^{\text{ПК}}$  и  $t^{\text{БК}}$  – число часов работы паровых и водогрейных котлов в сутки;

$n_3^{\text{ПК}}$  и  $n_3^{\text{БК}}$  – число дней запаса топлива;

$\rho$  – объемная плотность топлива, т/м<sup>3</sup>.

Число часов работы котла в сутки принимается:

для паровых котлов на мазуте – 20 ч;

паровых котлов на твердом топливе и пиковых водогрейных котлов – 24 ч.

Запас топлива принимается:

– 30 дней для твердого топлива (при дальности поставки менее 100 км – 15 дней, а менее 40 км – семь дней);

– 15 дней для мазута в качестве *основного* топлива (а при транспортировке по трубопроводам – три дня);

– 10 дней для мазута в качестве *резервного* топлива (для электростанций с сезонной подачей газа) и топлива для водогрейных котлов;

– пять дней для мазута в качестве *аварийного* топлива (для электростанций с круглогодичной подачей газа).

Запас *растопочного* мазута для электростанций на твердом топливе в зависимости от общей производительности котлов принимается:

- более 8000 т/ч – три резервуара вместимостью по 3000 м<sup>3</sup>;
- 4000–8000 т/ч – три резервуара вместимостью по 2000 м<sup>3</sup>;
- менее 4000 т/ч – три резервуара вместимостью по 1000 м<sup>3</sup>.

Плотность твердого топлива в штабеле принимается в 1,2 раза больше насыпной (см. табл. 3.2), плотность жидкого топлива указана в табл. 3.1.

**Газ** на электростанциях не запасается.

Форма, количество и размеры штабелей угля на складе топлива зависят от компоновочной схемы угольного топливного хозяйства, мощности и количества энергоблоков, характеристик угля.

На практике используются две основные схемы и формы склада угля:

– **прямоугольный** в плане штабель, обслуживаемый мостовым краном-перегрузателем или бульдозерами, скреперами, обычно располагается в пределах промплощадки (рис. ПЗ.5, ПЗ.7–ПЗ.9). Такой склад можно рекомендовать при расходе угля до 500 т/ч;

– **кольцевые** в плане штабели, обслуживаемые механизмами непрерывного действия – штабелеукладчиком, роторной погрузочной машиной – располагаются вне промплощадки, в отдельной ограде (рис. ПЗ.12, ПЗ.13). Такие склады, как правило, предусматривают для новых ТЭС независимо от часового расхода.

При выполнении курсового проекта можно порекомендовать один кольцевой штабель при часовом расходе до 1200 т и два штабеля – при большем.

Геометрические размеры и емкость штабелей угля в зависимости от их формы связаны соотношениями:

- прямоугольный штабель

$$V = K_1 \cdot K_2 \cdot (b - h \cdot \operatorname{ctg} \alpha) \cdot (L - h \cdot \operatorname{ctg} \alpha) \cdot h;$$

- кольцевой штабель (один), если  $b \geq 2h \cdot \operatorname{ctg} \alpha$ :

$$V = K_1 \cdot K_2 \cdot \frac{\pi}{3} \cdot r^3 \cdot \operatorname{tg} \alpha \times \left[ \left( \frac{b}{r} + 1 \right)^3 - \left( \frac{b}{r} + 1 - h \cdot \operatorname{ctg} \frac{\alpha}{r} \right)^3 - \left( h \cdot \operatorname{ctg} \frac{\alpha}{r} + 1 \right)^3 + 1 \right], \quad (3.5)$$

где  $V$  – емкость склада, определяемая по формуле (3.4);

$\pi \approx 3,14$ ;

$K_1$  – степень заполнения штабеля:  $K_1 = 0,85$ ;

$K_2$  – степень уплотнения угля в штабеле:  $K_2 = 1,2$ ;

$b$  – ширина штабеля (принять 58 или 74 м для пролетов мостового крана-перегрузателя соответственно 60,1 и 76,2 м и 100 м при экскавации угля бульдозерами и скреперами); для кольцевого штабеля  $b$  – разница между наружным и внутренним радиусами, определяется расчетом;

$h$  – высота штабеля, принять равной 20 м;

$\alpha$  – угол естественного откоса угля в штабеле;  $\alpha$  зависит от угла внутреннего трения угля, меняясь в пределах 30–45°, если  $\alpha$  не задан, принять 45°;

$L$  – длина прямоугольного штабеля;

$r$  – внутренний радиус штабеля, принять равным 45 м.

Огораживаемая вокруг кольцевого штабеля территория имеет форму, близкую к форме квадрата со стороной, примерно равной  $r + b + 15$  м.

Запас мазута хранится в цилиндрических резервуарах, которых должно быть не менее двух. Диаметр резервуаров в плане принимается в зависимости от емкости резервуара:

Емкость до 5000 м <sup>3</sup>	Диаметр бака 23 м
10000	42
20000	54
30000	66

При выборе емкости резервуаров следует учитывать, что их количество обычно не меньше числа блоков, на ТЭЦ – не меньше двух. При уменьшении ёмкости резервуара увеличивается стоимость мазутного хозяйства. Ёмкости выбранных резервуаров должны быть одинаковы.

Примерная удельная площадь всего мазутного хозяйства, размещаемого в отдельной ограде, составляет 0,8–0,9 м<sup>2</sup> на 1 м<sup>3</sup> хранения для железобетонных резервуаров и 1,1–1,25 м<sup>2</sup> – для металлических (меньшие цифры – для более крупных резервуаров).

Склады твердого топлива и другие сооружения топливного хозяйства размещаются на территории промплощадки.

Мазутные хозяйства крупных ТЭЦ по условиям пожарной безопасности размещаются за собственной оградой на расстоянии 50–100 м от промплощадки. Удельная площадь мазутного хозяйства приблизительно равна 0,8–1,0 га/(100 МВт). На территории отдельно располагаемого мазутного хозяйства следует обозначить резервуары для мазута и здание мазутонасосной.

### Пример 3.4

На газомазутной ТЭЦ (см. пример 3.1) запасается мазут в качестве резервного топлива и топлива для пиковых водогрейных котлов:

$$V = \frac{155,7 \cdot 20 \cdot 10 + 73,1 \cdot 24 \cdot 10}{0,932} = 52236 \text{ м}^3.$$

Принимаем три резервуара емкостью по 20000 м<sup>3</sup> каждый.

### Пример 3.5

Для КЭС с расходом донецкого угля 1111,2 т/ч (см. пример 3.2) при дальности транспортировки 300 км принимается один склад угля, оборудованный механизмами непрерывного действия.

Емкость склада определяем по формуле (3.4):

$$V = \frac{1111,2 \cdot 24 \cdot 30}{1,14} = 70181 \text{ м}^3.$$

По формуле (3.5) для  $r = 45$  м,  $h = 20$  м,  $\alpha = 45^\circ$ ,  $K_1 = 0,85$ ,  $K_2 = 1,2$  и принятом в первом приближении  $b = 90$  м находим

$$V = 0,85 \cdot 1,2 \cdot \frac{\pi}{3} \cdot 45^3 \cdot 1 \times$$

$$\times \left[ \left( \frac{90}{45} + 1 \right)^3 - \left( \frac{90}{45} + 1 - 20 \cdot \frac{1}{45} \right)^3 - \left( 20 \cdot \frac{1}{45} + 1 \right)^3 + 1 \right] = 806298 \text{ м}^3,$$

что больше расчетной емкости склада 701760 м<sup>3</sup>.

При принятом во втором приближении  $b = 87$  м, получаем  $V = 759640$  м<sup>3</sup>.

Наружный радиус штабеля  $45 + 87 = 132$  м.

## 4. СИСТЕМА ВОДОСНАБЖЕНИЯ

### 4.1. Общие сведения

На электростанциях применяют прямоточную, обратную и смешанную системы технического водоснабжения (рис. П.4.1 приложения 4). Выбор системы определяется дебитом источника воды, экологическими факторами (сброс большого количества подогретой воды в естественные водоемы), технико-экономическими показателями.

При **прямоточной системе** вода забирается из реки и после конденсаторов сбрасывается в нее по течению (рис. П4.1, а, П4.4). Такая схема используется, если дебит реки в три–четыре раза превышает расход технической воды. Прямоточная система наиболее целесообразна с точки зрения обеспечения требуемого для конденсаторов глубокого охлаждения, т. е. наименьшей температуры на входе, однако современное состояние водных источников сдерживает применение этой системы для мощных ТЭС. Для крупных КЭС по экологическим требованиям могут быть использованы только крупные реки. Для АЭС она вообще не применима из-за опасности распространения радиоактивности.

**Оборотная система** используется при малом дебите источника воды и больших расстояниях между электростанцией и источником. В качестве охладителей используются градирни (рис. П4.2), искус-



ственные водоемы (пруды-охладители) (рис. П4.3) или брызгальные бассейны (рис. П4.5). Схема водоснабжения при использовании водоемов аналогична прямоточной.

Подача воды к градирням осуществляется по стальным водоводам, возврат воды к главному корпусу – по железобетонным подземным водоводам. Циркуляционные насосы располагают в конденсационном помещении машинного зала у конденсаторов турбины или в отдельной насосной. При оборотном водоснабжении применяют только двухходовые конденсаторы.

**Смешанная система** водоснабжения заключается в использовании элементов схем прямоточной и оборотной систем: река и градирня или водохранилище и градирня.

Основными потребителями воды на электростанциях являются конденсаторы (до 90 % всего расхода), турбины, газоохладители генераторов, маслоохладители, система золошлакоудаления, подпитка основного контура (водоподготовка) и др.

#### **4.2. Выбор охладителей для оборотной системы технического водоснабжения**

Наиболее простыми устройствами, применяемыми в оборотных системах технического охлаждения, являются искусственные *пруды-охладители*, дающие к тому же наиболее глубокое охлаждение, обеспечивающие наиболее глубокий вакуум и, следовательно, наивысшую экономичность. Однако для их сооружения отчуждают значительные участки земли. Кроме того, они совершенно не пригодны для использования на ТЭЦ, которые обычно располагаются или в черте, или вблизи города.

Для АЭС пруды-охладители ранее использовались в основном по настоянию турбинных заводов для получения наивысшей экономичности. Для АЭС обязательным считается размещение всех сооружений, в том числе и охлаждающих устройств, на территории промышленной площадки, однако из-за значительных размеров пруд-охладитель часто может быть размещен только вне промышленной площадки, что имело место и на Чернобыльской АЭС. В результате аварии на четвертом блоке ЧАЭС пруд-охладитель площадью 25 км<sup>2</sup> при глубине 4 м получил значительное радиоактивное заражение, но дезактивация пруда-охладителя еще даже не начата. Существует ре-

альная опасность проникновения радиоактивности в подземные воды и распространения по территории региона. Опыт Чернобыльской АЭС показывает, что от использования на АЭС прудов-охладителей в качестве охлаждающих устройств лучше отказаться.

*Брызгальные бассейны* занимают небольшие территории, в 30–40 раз меньшие, чем пруды-охладители, и дают более глубокое охлаждение, чем градирни. Это искусственные бассейны, над которыми через распиливающие сопла подается вода, подлежащая охлаждению. Поверхность контакта с воздухом существенно развита, так как она равна суммарной поверхности мелких капель, что увеличивает интенсивность испарительного охлаждения.

Конструкции сопел, применяемых для распиливания воды, многообразны. Основные требования, предъявляемые к ним, – возможно более тонкое распыление при меньшем напоре, а также большие производительность, простота и незасоряемость. Разрез по брызгальному бассейну представлен на рис. П4.5. Глубина бассейна должна быть не менее 1,5 м, чтобы вода не прогревалась солнцем. Для уменьшения уноса капель ветром расстояние от крайних сопел до борта бассейна принимают не менее 7 м. Бассейны секционируют для удобства чистки и ремонта. Над ними прокладывается сеть разводящих труб, на которых равномерно распределены группы вертикальных сопел, распыляющих воду, подаваемую к ним циркуляционными насосами. Высота расположения сопел над уровнем воды в бассейне должна быть не менее 1,5 м. Для доступа воздуха ко всем соплам ширину бассейна принимают равной 50–55 м.

Эффект охлаждения в брызгальных бассейнах увеличивается при более тонком распылении, однако при этом повышается расход электроэнергии для создания большего напора перед соплами. Интенсивность охлаждения возрастает с увеличением скорости ветра, но одновременно с уносом капель растет потеря воды. При работе брызгальных бассейнов возможно образование тумана, которое в зимнее время может привести к обледенению близлежащих сооружений, что необходимо учитывать при разработке генерального плана станции (глава 10). Сопла устанавливают по одному или группами до пяти штук каждая с расстоянием между ними в пределах 3–7 м.

На АЭС брызгальные бассейны обычно используют для охлаждения воды промежуточных контуров реакторного зала и воды систем обеспечения аварийного охлаждения активной зоны.

Охлаждающая вода забирается из бассейна. Для поддержания качества воды на допустимом уровне часть воды продувается, а ее убыль в результате испарения восполняется. По самотечным, но обязательно закрытым каналам вода поступает к насосам, установленным в обстройке герметичной оболочки реактора (для АЭС с реакторами ВВЭР-1000).

Отводящие трубопроводы от конденсаторов напорные: их прочность должна быть рассчитана на давление, необходимое для создания напора перед соплами и преодоления сопротивлений на тракте от конденсатора до сопл.

Наименьшие площади требуются для размещения *градирен*. Их постройка – обычно наиболее дорогое решение, но потери воды в них существенно меньше, чем в брызгальных бассейнах. Различают следующие типы градирен: *открытые*, в которых распределительная система расположена на открытом воздухе, и *закрытые*, где распределительное устройство ограждено башней (*башенные градирни*). Для АЭС применяют только башенные градирни обычно противоточного типа – движение воздуха вверх за счет разности плотностей нагретого воздуха внутри башни и холодного – вне ее, а движение охлаждаемой воды – вниз.

Система оборотного водоснабжения с использованием градирен показана на рис. П4.7. Основное направление развития градирен – увеличение их единичной мощности, что достигается за счет увеличения высоты башни и площади орошения и за счет совершенствования организации процессов тепломассообмена в градирне, что влечет за собой увеличение удельной гидравлической нагрузки.

Вытяжная башня может выполняться или металлической с алюминиевой обшивкой, или железобетонной. На рис. П4.8 представлена железобетонная градирня гиперболической формы. Для максимальной ее высоты 150 м ее диаметры составляют у основания 126 м, в верхнем сечении – 66 м и в наиболее узком сечении (на отметке 128 м) – 63 м. Градирня состоит из следующих элементов: вытяжной башни, водораспределительной системы, оросителя, водосборного бассейна и влагоулавливающего устройства.

Воздух поступает в нижнюю часть градирни через «окна» высотой 12 м, расположенные по всей окружности башни. Скорость воздуха в башне на выходе из нее 1,0–1,3 м/с, а на уровне оросительного устройства – 0,8–1,0 м/с.

Оросительное устройство высотой 2,5 м представляет собой пакеты асбоцементных листов размером  $2,5 \times 1,5$  м толщиной 6 мм, расположенных с расстояниями между листами 25 мм. При высоте листов 1,25 м их устанавливают в два яруса.

Водораспределительная система состоит из асбоцементных труб диаметром 400 мм с расположенными на них полиэтиленовыми соплами, направленными вверх, с расстоянием между соплами 0,8–1,0 м. Расстояние между распределительными трубами 1,2–1,5 м. Охлаждаемая вода в виде тонких пленок стекает вниз вдоль щитов, поэтому оросительное устройство такого типа и соответственно вся градирня называется *пленочной*. Такие градирни эффективнее, чем применявшиеся ранее *капельные*, где оросительное устройство выполняли в виде элементов, обеспечивающих дробление воды на капли.

Водосборный бассейн представляет собой открытый резервуар высотой 2,5 м с подземным заглублением и переходом в канал водовода к циркуляционному насосу. Над водораспределительной системой устанавливается влагоулавливающее устройство жалюзийного типа.

Для поддержания качества воды на требуемом уровне осуществляют продувку 5–6 % объема всей системы, показанной на рис. П4.7. Убыль воды в связи с ее испарением продувкой восполняют подачей воды. С машинным залом градирня соединена напорными линиями и закрытыми водоподводящими самотечными каналами. При установке более одной градирни предусматривают перемычки между ними и переключательный колодец для ремонта одной из градирен. В каждой градирне имеется также возможность отключения для ремонта одной из ее половин.

По сравнению с брызгальными бассейнами градирни обеспечивают более высокие показатели работы за счет большего развития поверхности контакта воды с воздухом.

Если общее влияние ветра на работу брызгальных бассейнов положительное (улучшение работы), то для градирни, наоборот, чем больше скорость ветра, тем хуже охлаждение. Предполагается, что

это происходит из-за уменьшения расхода воздуха в верхнюю часть башни, уменьшающего ее тягу и увеличивающего сопротивление на выходе воздуха из градирни.

Расход воздуха через градирню, практически определяющий ее удельную и общую нагрузку, зависит от естественной тяги, развиваемой башней и равной обычно 2–3 мм вод. ст. Стремление повысить расход воздуха привело к созданию вентиляторной градирни, тяга в которой за счет работы вентиляторов доходит до 15 мм вод. ст. Показатели таких градирен существенно лучше, но расход электроэнергии на собственные нужды увеличивается, поэтому они не нашли распространения, а для увеличения мощности градирни ведутся поиски более эффективных форм вытяжной башни с естественной тягой.

Недостатки градирен – высокая стоимость, сложность их конструкции, значительная затрата материалов и необходимость использования высококвалифицированной рабочей силы для сооружения и ремонта. Однако для АЭС строительство градирен в качестве охладителей оборотных систем неизбежно, так как только градирни могут быть размещены на промышленной площадке.

Удельная гидравлическая нагрузка,  $\text{м}^3/(\text{м}^2\text{ч})$ , в зависимости от типа охладителя составляет:

пруды-охладители.....	0,025–0,050
брызгальные бассейны.....	1,0–1,5
башенные бетонные пленочные градирни с естественной вентиляцией.....	7–10
искусственной вентиляцией.....	10–14

Таким образом, переход от прудов-охладителей к градирням повышает удельную гидравлическую нагрузку в 200–300 раз и соответственно уменьшает требуемые площади.

При схемах с градирнями и брызгальными бассейнами глубина вакуума приблизительно на 3 % хуже, чем при прудовом водоснабжении, поэтому в жаркие периоды года мощность турбин часто ограничивают. Расход электроэнергии на собственные нужды циркуляционной установки с градирнями и брызгальными бассейнами также больше, так как необходимая высота подъема циркуляционных насосов составляет 18–20 м, в то время как для прудов-охладителей – 8–12 м.

Особый тип представляют градирни, работающие совместно со смешивающими конденсаторами (рис. П4.9). В этом случае по контуру охлаждения циркулирует конденсат. Пар после турбины конденсируется за счет смешения с холодным конденсатом, пришедшим из градирни, и нагревает его. Количество конденсата  $D_k$ , равное расходу свежего пара, отводится из конденсатора в систему регенерации станции. Остальная (большая) часть конденсата, равная  $mD_k$  ( $m$  – кратность охлаждения), циркуляционным насосом подается в градирню для охлаждения. Конструкция градирни представляет собой набор радиаторов, изнутри омываемых водой, а снаружи – воздухом. Для уменьшения поверхности теплообмена радиаторы изготавливают из алюминиевых сплавов, имеющих большой коэффициент теплопроводности. Преимущества таких градирен – практическое отсутствие потерь воды и заводское изготовление секций, облегчающее и ускоряющее их монтаж. Габариты и стоимость их не меньше, чем обычных, а вакуум хуже, поэтому они предпочтительнее в безводных районах, где вопросы восполнения убыли воды имеют первостепенное значение. Эксплуатация Билибинской АТЭС полностью это подтвердила.

### 4.3. Расчет расхода воды

Для выбора системы охлаждения необходимо определить общий требуемый расход воды на электростанции, который определяется суммированием расходов по турбинам, приведенных в табл. 1.1 и 1.2. Расход воды на вспомогательное оборудование для прямоточных систем водоснабжения или систем с водохранилищем-охладителем определяется умножением общего расхода на коэффициент, равный 1,1 для АЭС и КЭС с энергоблоками 500–1200 МВт и 1,05 – для остальных ТЭС. Для систем с градирнями повышающий коэффициент не применяется, так как вспомогательное оборудование охлаждается замкнутым контуром.

#### Пример 4.1

Для КЭС с восемью турбинами по 300 МВт при оборотной системе водоснабжения с водохранилищем-охладителем расчетный расход воды

$$Q_w = 1,05 \cdot 8 \cdot 36000 = 302400 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

### Пример 4.2

Для ТЭЦ с набором турбин ПТ-80 + ПТ-135 + 3 · Т-110 при оборотной системе с градирнями расчетный расход воды составит

$$Q_w = 8000 + 12400 + 3 \cdot 16000 = 68400 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

#### 4.4. Выбор площади водохранилища-охладителя

При оборотной системе с водохранилищем-охладителем надо подобрать площадь зеркала водохранилища. При этом необходимо предварительно наметить тип водохранилища по рельефу местности. Если на местности имеется долина реки, то можно запроектировать **речной** тип водохранилища с плотиной (см. рис. П4.3, а, б), если озеро – то можно создать наиболее дешевый – **озерный** тип водохранилища. При отсутствии долин и озер необходимо устраивать **наливное** водохранилище (рис. П4.3 в), огороженное дамбами с трех (на косогоре) или четырех (на равнине) сторон. Это самое дорогое водохранилище.

Площадь зеркала водохранилища можно рассчитать по формуле

$$\Omega = K_{\text{акт}} \cdot Q_w \cdot W \cdot 24 \cdot 10^{-4}, \text{ га},$$

где  $K_{\text{акт}}$  – коэффициент, учитывающий площадь, не входящую в активную зону зеркала;

$Q_w$  – расход охлаждающей воды на электростанции,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$W$  – удельная площадь активной зоны,  $\text{м}^2/(\text{м}^3/\text{сут})$ .

Удельную площадь активной зоны  $W$  можно принять в размере:

- 2,5–3  $\text{м}^2/(\text{м}^3/\text{сут})$  – для озерных водохранилищ;
- 2–2,5  $\text{м}^2/(\text{м}^3/\text{сут})$  – для речных водохранилищ;
- 1,5–2  $\text{м}^2/(\text{м}^3/\text{сут})$  – для наливных водохранилищ.

Меньшие значения следует принимать для небольших электростанций.

Коэффициент  $K_{\text{акт}}$  можно принять:

– 1,25 – при вытянутой форме зеркала с входом и выходом воды в дальних концах (при соотношении сторон водохранилища 1 : 5 и более), а также со струенаправляющей дамбой (с соотношением сторон 1 : 2–1 : 5);

– 1,4 – при водохранилище без струенаправляющей дамбы (с соотношением сторон 1 : 2–1 : 5);

– 1,35 – при округлой форме зеркала водохранилища (с соотношением сторон 1 : 1–1 : 2) со струенаправляющей дамбой;

– 1,7 – при округлой форме зеркала водохранилища (с соотношением сторон 1 : 1–1 : 2) без струенаправляющей дамбы, а также при зеркале водохранилища вытянутой формы с тупиковой зоной.

Полученные данные следует сравнить с обобщенными показателями:

– на 1 кВт установленной мощности требуется 5–6 м<sup>2</sup> активной площади водохранилища;

– 1 м<sup>3</sup>/ч расхода охлаждающей воды приходится активная площадь пруда, равная 25–30 м<sup>2</sup>.

Глубина водохранилища, для исключения его зарастания водорослями и уменьшения прогрева воды летом, должна быть не менее 3,5 м на 80%-й площади зоны рециркуляции водохранилища.

### Пример 4.3

Для КЭС с расходом воды 302400 м<sup>3</sup>/ч при устройстве струенаправляющей дамбы на речном водохранилище площадь зеркала

$$\Omega = 1,25 \cdot 302400 \cdot 2,5 \cdot \frac{24}{10000} = 2268 \text{ га} \quad \text{или} \quad 22,68 \text{ км}^2.$$

Если при компоновке ситуационного плана площадь зеркала водохранилища значительно меньше определяемой расчетом, допускается установка дополнительных охладителей-градирен. В этом случае расход воды на градирни определяется по формуле

$$Q_{\Gamma} = Q_w - \frac{10000 \cdot \Omega_{\text{в}}}{24 \cdot W \cdot K_{\text{акт}}},$$



где  $Q_w$  – общий требуемый расход охлаждающей воды на электростанции, м<sup>3</sup>/ч;

$\Omega_v$  – фактическая площадь водохранилища (озера), га.

Удельная площадь водохранилища может быть снижена на 20–30 %.

#### 4.5. Выбор градирен

Подобрать количество градирен можно по таблице.

Характеристики башенных градирен

Площадь орошения, м <sup>2</sup>	Производительность (min–max), тыс. м <sup>3</sup> /ч	Диаметр основания, м	Высота, м
1100	9–12	44,9	52,2
1600	13–17,5	51,7	64
2300	19–25	61,6	74,4
3200	25–35	72,4	86,1
5300	50–60	89	120
6900	60–79	105,2	130
9200	80–100	126,5	150
17000	160–180	164	180

Общий требуемый расход воды на электростанции должен находиться в пределах границ, определяемых как сумма минимальных и максимальных значений производительности градирен. На ТЭС устанавливают не менее двух градирен. При смешанных системах допускается одна градирня.

#### Пример 4.4

Для ТЭЦ с расходом воды 68400 м<sup>3</sup>/ч (см. пример 4.2) можно рассмотреть несколько вариантов градирен:

- шесть градирен по 1100 м<sup>2</sup> (расход воды 54–72 тыс. м<sup>3</sup>/ч);
- четыре градирни по 1600 м<sup>2</sup> (расход воды 52–70 тыс. м<sup>3</sup>/ч);
- три градирни по 2300 м<sup>2</sup> (расход воды 57–77 тыс. м<sup>3</sup>/ч);
- две градирни по 3200 м<sup>2</sup> (расход воды 50–70 тыс. м<sup>3</sup>/ч).

Для удобства поэтапного ввода турбин в эксплуатацию, исходя из близости величин производительности градирен и единичного расхода турбин, выбираем вариант с четырьмя градирями по  $1600 \text{ м}^2$ .

#### 4.6. Прямоточное водоснабжение

При прямоточном водоснабжении следует ориентировочно определить расход воды в реке по формуле

$$Q_p = 3600 \cdot b_p \cdot h_p \cdot V_p, \text{ м}^3/\text{ч},$$

где  $b_p$  и  $h_p$  – ширина и средняя глубина реки, м;

$V_p$  – средняя скорость течения, м/с.

Расход воды, забираемой на охлаждение, не должен превышать 25 % минимального расхода реки. При невыполнении этого условия следует установить башенные градири для охлаждения расхода воды, равного

$$Q_r = Q_w - 0,25 \cdot Q_p. \quad (4.4)$$

Возможна установка одной градири.

Например, при ширине реки 110 м, средней глубине 5 м и скорости течения 0,5 м/с расход воды будет

$$3600 \cdot 110 \cdot 5 \cdot 0,5 = 990000 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Для КЭС с расходом воды  $302400 \text{ м}^3/\text{ч}$  забор воды на техническое водоснабжение слишком велик. Следует принять градири с расходом

$$Q_r = 302400 - 0,25 \cdot 990000 = 54900 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Принимаем одну градирию с площадью орошения  $5300 \text{ м}^2$ .

## 5. ЗОЛОТВАЛ

### 5.1. Общие сведения

При сжигании твердого топлива образуются очаговые остатки – зола и шлак, которые объединяют общим термином *золошлаковые материалы*.

*Зола* – это порошкообразный остаток топлива. Различают *летучую* золу, уносимую дымовыми газами, и *провал*, выпадающий в холодную воронку топки.

*Шлак* – спекшаяся или расплавленная минеральная масса. Различают *твердый* (сухой) шлак, удаленный из топки в твердом состоянии, и *жидкий* (расплавленный), удаленный в жидком состоянии и твердеющий после охлаждения в шлаковой ванне.

Различают несколько способов удаления золы и шлака: пневматический, гидравлический, пневмогидравлический, механогидравлический и способ сухого удаления. Наибольшее распространение получила схема совместного гидравлического удаления с помощью багерных насосов (рис. П5.2). Шлак выпадает в шлакоудаляющее устройство (рис. П5.1), откуда сбрасывается в железобетонные самотечные шлаковые каналы с уклоном не менее 2 % в полу котельного отделения, по которым гидросмесь попадает в приямок багерных насосов. Сюда же по зольным каналам самотеком поступает зола от аппаратов очистки золоуловителей. Далее пульпа (смесь золы, шлака и воды) по напорным трубопроводам (пульпопроводам) перекачивается багерными насосами в золоотвал. Золоотвалы – места складирования золошлаковых материалов – различаются способом намыва, прокладкой разводящих пульпопроводов, устройством ограждающих дамб, схемой отвода воды (рис. П5.3). Устраивают золоотвалы на равнинах, в поймах рек, в оврагах (рис. П5.4), иногда с отстойным прудом, основное назначение которого – обеспечить осаждение мелких частиц золы, вызывающих истирание трубопроводов и насосов, а также образование минеральных отложений в трубах. Осветленная вода насосами перекачивается в отстойный бассейн, а затем опять подается в шлакоудаляющую систему. Зола может использоваться в строительстве.

## 5.2. Расчет емкости золоотвала

Общее количество золошлакового материала, поступающего в отвал, определяется по формуле

$$Q_{зш} = B \left( \frac{A}{100} + \frac{q_{мн} \cdot Q_{н}}{3268} \right), \text{ т/ч,}$$

где  $B$  – расход угля т/ч (по формулам (3.2), (3.3));

$A$  – зольность угля, % (см. табл. 3.2);

$Q_{н}$  – теплота сгорания угля, ГДж/т (см. табл. 3.2);

$q_{мн}$  – потери с механическим недожогом, принимаемые для угля АШ равными 4 %, прочих каменных углей – 1–1,5 %, бурых углей и сланцев – 0,5–1 % (меньшие значения – для малозольных топлив).

Емкость золошлакоотвала определяется по формуле

$$V_{зшо} = \frac{Q_{зш} \cdot n_{зш} \cdot T_3}{K_{зап} \cdot \rho_{зш}},$$

где  $n_{зш}$  – число лет использования отвала; принять пять лет и предусмотреть площади для организации золоотвала, обеспечивающие работу электростанции в течение 25 лет;

$T_3$  – число часов использования установленной мощности, ч/год;

$K_{зап}$  – коэффициент заполнения золоотвала, принимаемый для малых золоотвалов 0,8, для больших (более 5 млн т) – 0,9;

$\rho_{зш}$  – плотность золошлакового материала, для донецких углей принимаемая 1,4 т/м<sup>3</sup>, для назаровских – 1,3 т/м<sup>3</sup>, для прочих углей – 1,7 т/м<sup>3</sup>.

Число часов использования установленной мощности можно принимать для КЭС и ТЭЦ 6500 ч/год, для пиковых водогрейных котлов на твердом топливе – 1500 ч/год. В последнем случае емкость определяется отдельно для пиковых и водогрейных котлов, а затем суммируется.

Площадь золоотвала определяется делением его объема на среднюю глубину, которая принимается равной 10–50 м. В зависимости от высоты золоотвалы делятся на классы: I класс – более 50 м, II класс – 50–25 м, III класс – 25–15 м, IV класс – менее 15 м.

С увеличением высоты уменьшается размер отчуждаемой территории, но возрастает вероятность аварии золоотвала вследствие прорыва обвалования или дамбы.

### Пример

На КЭС с восемью котлами ТПП-210А в 1 ч сжигается 1111,2 т угля АШ зольностью 27,5 %. Часовое поступление золошлаков

$$Q_{\text{зш}} = 1111,2 \cdot \left( \frac{27,5}{100} + 4 \cdot \frac{20,89}{3268} \right) = 305,58 + 28,41 = 334 \text{ т/ч.}$$

Емкость золоотвала (первая очередь, пять лет работы КЭС) составит

$$V_{\text{зшо}} = \frac{335 \cdot 5 \cdot 6500}{0,85 \cdot 1,4} = 9149160 \text{ м}^3.$$

Площадь золоотвала при его средней глубине 30 м составит

$$F_{\text{зшо}} = \frac{9149160}{30} = 304972 \text{ м}^2 \text{ или } 30,5 \text{ га.}$$

## 6. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

### 6.1. Общие сведения

Распределительным устройством (РУ) называется сооружение для приема от генераторов и распределения между потребителями по воздушным или кабельным линиям электрической энергии.

Воздушной линией (далее – ВЛ) электропередачи называют устройство для передачи или распределения электрической энергии по проводам, находящимся на открытом воздухе и прикрепленным при помощи траверс (кронштейнов), изоляторов и арматуры к опорам

или инженерным сооружениям (мостам, путепроводам). По роду электрического тока ВЛ могут быть постоянного и переменного тока.

На КЭС и АЭС сооружают открытые РУ (ОРУ), располагаемые на одной площадке.

На ТЭЦ небольшой мощности (до 600 МВт) РУ обычно размещается в главном корпусе или отдельном закрытом здании (ЗРУ), откуда, чаще всего по кабельной сети, электроэнергия направляется ближайшим потребителям с напряжением 6, 10 или 35 кВ. Иногда сооружают ЗРУ на 110 и 220 кВ. ЗРУ – это одно-, двухэтажное здание пролетом 12–18 м, длина которого зависит от количества генераторов, отходящих линий, напряжения, схемы и др. (обычно 110, 220 кВ).

На ТЭЦ большой мощности помимо ЗРУ сооружается ОРУ 110 или 220 кВ, на которое выдают мощность наиболее крупные генераторы (174 МВт и более).

Площадь ОРУ зависит от напряжения, количества генераторов и отходящих ЛЭП, принятой главной схемы электрических соединений и др.

Количество ЛЭП, отходящих от ОРУ, необходимо определять, считая, что вся электроэнергия передается на расстояние, близкое к максимальному (табл. 6.1).

Таблица 6.1

Оптимальные соотношения между напряжением ЛЭП, передаваемой мощностью и дальностью передачи

Напряжение, кВ	Мощность на одну ЛЭП, МВт	Наибольшее расстояние, км
6–10	3–5	15–10
35	10–20	60–50
110	25–50	150–50
220	100–200	200–150
330	300–400	300–200
500	700–900	1200–800
750	1800–2200	2000–1200

Примечание. С увеличением передаваемой мощности оптимальное расстояние передачи уменьшается.

## 6.2. Определение площади ОРУ

В первом приближении при оценке площади, занимаемой ОРУ, можно использовать удельные показатели, приведенные в табл. 6.2.

Таблица 6.2

Удельные площади ОРУ

Тип электростанции	Мощность электростанции, МВт	Удельная площадь ОРУ, га/МВт
КЭС, АЭС	До 1500	0,002
	1500–2000	0,002–0,0015
	2000–4000	0,0015–0,001
	Более 4000	0,001–0,0008
ТЭЦ	До 500	Применяется ЗРУ
	Более 500	0,003

## 7. СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНАЯ БАЗА

### 7.1. Общие сведения

Под производственно-строительной базой понимают комплекс зданий и сооружений, используемый для возведения электростанций, который включает:

- площадки для складирования и укрупнительной сборки строительных конструкций и технологического оборудования, обслуживаемые козловыми кранами и занимающие около 50 % площади стройбазы;
- навесы, закрытые холодные и теплые склады;
- мастерские различного назначения генподрядчика и субподрядных организаций;
- подсобные предприятия: растворобетонное хозяйство, известе-гасильная установка, асфальтосмесительная установка, автохозяйство, базы тепломонтажного и электромонтажного участков и др.;
- установки энерго-, газо- и водоснабжения.

К площадкам, складам, подсобным предприятиям предусматриваются подъезды железнодорожного и автомобильного транспорта.

Площадки укрупнительной сборки связываются с главным корпусом железнодорожным и автомобильным транспортом.

Стоимость сооружения стройбазы достигает 5 % стоимости электростанции, а продолжительность – до 30 % от общего срока строительства.

Размеры территории, занимаемой стройбазой, зависят от мощности электростанции, архитектурно-строительных решений основных объектов, темпов строительства, местных условий.

## 7.2. Определение площади строительной базы

Ориентировочно площадь строительной базы можно определить по данным графика на рис. 7.1 (максимальное и минимальное значение).

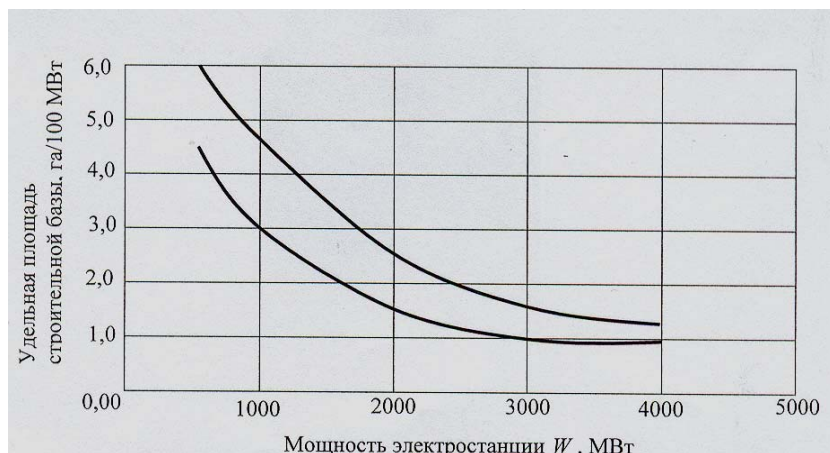


Рис. 7.1. Удельная площадь строительно-монтажной базы в зависимости от мощности электростанции  $W$

Территория стройбазы примыкает к промплощадке, как правило, со стороны временного торца. Форму стройбазы можно принять прямоугольную, с соотношением сторон 1 : 2 – 1 : 3 и примыканием короткой стороны к промплощадке.

Размер территории, занимаемой стройбазой, можно приблизительно определить в зависимости от максимального (пикового) годового объема строительно-монтажных работ (СМР) по формуле



$$F_{сб} = f \cdot W \cdot m / 100, \quad (7.1)$$

где  $f$  – удельная площадь базы, га/(100 МВт);

$W$  – мощность электростанции, МВт;

$m$  – относительный объем строительного-монтажных работ, выполняемый в пиковый период строительства.

Ориентировочные значения указанных величин приведены в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Характеристики строительства электростанции для определения площади строительной базы и количества работающих

Тип электростанции	Мощность электростанции, МВт	Относительный объем СМР в год строительства		Удельная площадь базы $f$ , га/100 МВт	Удельный показатель выработки СМР $n$ , чел.год/МВт
		пиковый $m$	средний из двух лет, смежных с пиковым, $m_{ср}$		
КЭС	До 600	0,3	0,25	11	7,27
	600–1199	0,26	0,2	10,45	6,91
	1200–2399	0,22	0,2	9	6,55
	2400–4000	0,2	0,18	8	5,82
	Более 4000	0,18	0,16	7,5	5,45
ТЭЦ	До 500	0,35	0,27	10,12	8,36
	500–999	0,3	0,25	8,6	7,82
	1000–2000	0,25	0,2	7,2	7,27
АЭС с блоками до 500 МВт	До 1000	0,21	0,17	16,32	17,45
	1000–1999	0,18	0,15	13,8	16,73
	2000–3000	0,16	0,13	11,7	16,36
АЭС с блоками 1000 МВт	2000	0,21	0,17	14,08	16
	4000	0,18	0,15	12,04	15,64
	6000	0,16	0,14	10,08	15,27

Примечание. Данные приведены для ТЭЦ на каменном угле, для ТЭЦ на буром угле удельная площадь базы на 10 % выше, для ТЭЦ на мазуте – на 10 % ниже.

## Пример

Определить площадь строительной базы КЭС, работающей на каменном угле, мощностью 1800 МВт с блоками 300 МВт.

По табл. 7.1 для КЭС на каменном угле находим:  $m = 0,22$ ,  $f = 9$  га/(100 МВт); по формуле (7.1) вычисляем

$$F_{сб} = 9 \cdot 1800 \cdot 0,22 / 100 = 35,64 \text{ га.}$$

Полученное значение следует сравнить с графиком на рис. 7.1.

Разделив площадь 35,64 га на 18 ( $18 \cdot 100 = 1800$  МВт) получим удельный показатель 1,98 га/(100 МВт), который соответствует диапазону данных на рис. 7.1.

## 8. ЖИЛОЙ ПОСЕЛОК

Для размещения строителей и персонала будущей электростанции необходимо строительство жилого поселка городского типа. Место для поселка выбирается за пределами санитарно-защитной зоны (СЗЗ), по возможности вблизи существующих железнодорожных и транспортных магистралей, желательнее вблизи водоема.

Для ТЭЦ, обычно размещаемых на окраинах города, строится новый микрорайон. Его площадь принимается равной 50 % от расчетной площади жилого поселка в предположении, что половина людей, занятых на сооружении и эксплуатации, уже имеют жилье.

В самом первом приближении дополнительную площадь жилого поселка можно определить по данным графика на рис. 8.1.

Форма поселка определяется местными условиями.

Площадь территории жилого поселка зависит от количества людей, занятых на различных этапах жизненного цикла электростанции:

- изыскательские работы и строительство станции;
- эксплуатация станции (проектный срок);
- реконструкция электростанции;

- подготовка и снятие с эксплуатации с предварительным этапом выдержки консервируемой части энергоблока (для АЭС);
- демонтаж оборудования.

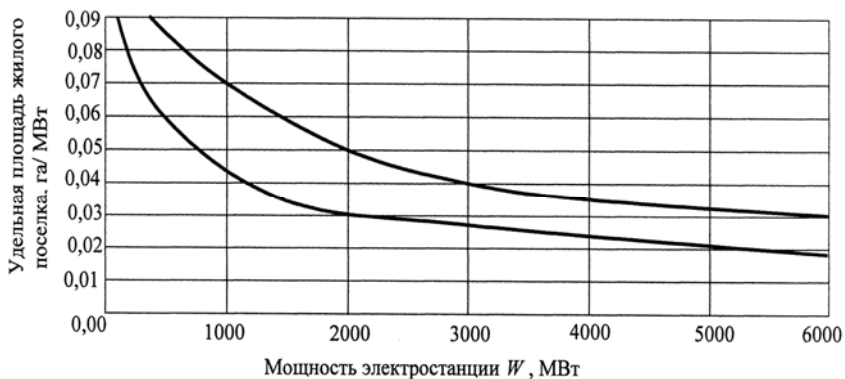


Рис. 8.1. Удельная площадь жилого поселка электростанций (большие значения на графике соответствуют АЭС)

Для определения потребностей селитебной территории при формировании населенного пункта на ситуационном плане можно воспользоваться укрупненными показателями в расчете 9 га (здания от четырех до восьми этажей) на 1000 чел. Под селитебной территорией понимают территорию, занимаемую жилыми районами, общественными центрами, зелеными насаждениями, улицами, площадями, автостоянками.

### Пример 8.1

Определить размеры жилого поселка для АЭС с двумя энергоблоками по 1200 МВт.

По графику на рис. 8.1 для АЭС – 2400 МВт находим удельную площадь:  $f = 0,045$  га/МВт. Ориентировочно общая площадь будет

$$0,045 \cdot 2400 = 108 \text{ га.}$$

Для более точного определения общей численности населения и отдельных групп работников воспользуемся следующей методикой, основанной на анализе стоимости строительно-монтажных работ и выработке на одного работника на ранее выполненных объектах.

1. Определяем общую численность работников строительно-монтажных организаций по формуле

$$M_{\text{см}} = 1,1 \cdot m_{\text{ср}} \cdot W \cdot n, \quad (8.1)$$

где 1,1 – коэффициент, учитывающий работников обслуживающих производств;

$m_{\text{ср}}$  – средний относительный объем СМР в предпиковый и послепиковый годы строительства (см. табл. 7.1);

$W$  – электрическая мощность электростанции, МВт;

$n$  – удельный показатель выработки СМР, чел.год/МВт (см. табл. 7.1).

2. Определяем численность работников строительно-монтажных организаций с учетом семей:

$$M_{\text{см}}^{\text{с}} = 0,75 \cdot 2,5 \cdot M_{\text{см}}, \quad (8.2)$$

где 0,75 – коэффициент, учитывающий количество семейных;

2,5 – коэффициент семейственности для работников строительно-монтажных организаций.

3. Определяем численность проживающих в общежитиях с учетом обслуживающей группы населения:

$$M_{\text{см}}^{\text{о}} = 0,25 \cdot 1,15 \cdot M_{\text{см}}, \quad (8.3)$$

где 0,25 – коэффициент, учитывающий количество одиноких и командированных, проживающих в общежитиях и домах гостиничного типа;

1,15 – коэффициент, учитывающий обслуживающую группу населения.

4. Определяем приведенную численность работников строительно-монтажных организаций с учетом того, что на семейных норма площади 13,5 м<sup>2</sup>/чел., а на одиноких (командированных), расселяемых в общежитиях, домах гостиничного типа, – 9 м<sup>2</sup>/чел.:

$$M_{\text{см}}^{\text{пп}} = M_{\text{см}}^{\text{с}} + \frac{9}{13,5} \cdot M_{\text{см}}^{\text{о}}. \quad (8.4)$$

5. Определяем численность эксплуатационного персонала, а также персонала военизированной и общей охраны с учетом семей:

– в период пикового года строительства

$$M_9^{\text{п}} = P \cdot (0,6 \dots 0,8) \cdot W \cdot 2,8; \quad (8.5)$$

– после завершения строительства электростанции

$$M_9^{\text{з}} = P \cdot W \cdot 2,8, \quad (8.6)$$

где  $P$  – удельная численность персонала (штатный коэффициент), чел./МВт (рис. 8.2);

0,6–0,8 – коэффициент, учитывающий численность эксплуатационного персонала на электростанции в пиковый период строительства: меньшее значение принимать для электростанции с большим числом агрегатов (пять–восемь);

2,8 – коэффициент семейственности для постоянных эксплуатационных кадров, чел./чел.

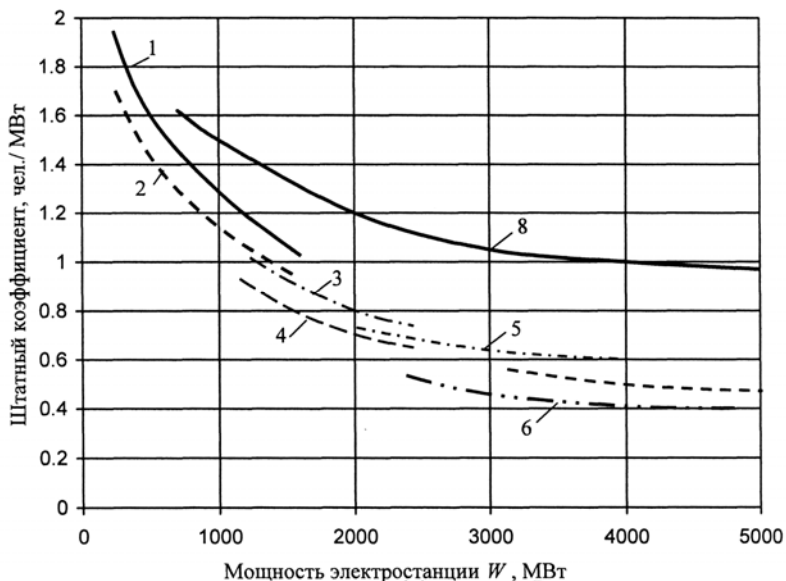


Рис. 8.2. Зависимость штатного коэффициента  $P$  от типа и мощности электростанции:

- 1 – КЭС, ТЭЦ на твердом топливе (ТТ) с агрегатами мощностью до 200 МВт;  
 2 – КЭС, ТЭЦ на газе и мазуте (ГМ) с агрегатами мощностью до 200 МВт;  
 3 – КЭС (ТТ) с блоками 300 МВт; 4 – КЭС (ГМ) с блоками 300 МВт; 5 – КЭС (ТТ) с блоками 500 МВт; 6 – КЭС (ТТ) с блоками 800 МВт; 7 – КЭС (ГМ) с блоками 800 МВт; 8 – АЭС

6. Определяем общую численность населения жилого поселка:  
 – в период строительства

$$M_{\text{стр}} = M_{\text{см}}^{\text{пр}} + M_{\text{э}}^{\text{п}}; \quad (8.7)$$

- в период эксплуатации всей ТЭС, АЭС, после завершения строительства

$$M_{\text{э}} = M_{\text{э}}^3. \quad (8.8)$$

Как правило,  $M_{\text{стр}}$  больше  $M_3^3$ . Излишек площади используется для расселения части работников строительно-монтажных организаций, оставшихся в поселке после завершения строительства.

### Пример 8.2

Определить численность различных групп работников при строительстве и эксплуатации АЭС с двумя энергоблоками по 1200 МВт.

По формулам (8.1)–(8.8) получим:

$$1) M_{\text{см}} = 1,1 \cdot 0,166 \cdot 2400 \cdot 15,928 = 6980 \text{ чел.};$$

$$2) M_{\text{см}}^c = 0,75 \cdot 2,5 \cdot 6980 = 13088 \text{ чел.};$$

$$3) M_{\text{см}}^o = 0,25 \cdot 1,15 \cdot 6980 = 2007 \text{ чел.};$$

$$4) M_{\text{см}}^{\text{пр}} = 13088 + \frac{9}{13,5} \cdot 2008 = 14426 \text{ чел.};$$

$$5) M_3^{\text{п}} = 1,12 \cdot 0,8 \cdot 2400 \cdot 2,8 = 6021 \text{ чел.};$$

$$M_3^3 = 1,12 \cdot 2400 \cdot 2,8 = 7526 \text{ чел.};$$

$$6) M_{\text{стр}} = 14426 + 6021 = 20447 \text{ чел.};$$

$$M_3 = 7526 \text{ чел.}$$

Определим площадь поселка из расчета 9 га на 1000 тыс. человек в период строительства:

$$20,448 \cdot 9 = 184 \text{ га.}$$

Полученные результаты укладываются в диапазон данных, приведенных на рис. 8.1.

При проектировании жилого поселка необходимо руководствоваться нормами по планировке и застройке населенных пунктов, изложенными в ТКП 45-3.01-116–2008 (02250) «Градостроительство. Населенные пункты. Нормы планирования и застройки».

## 9. САНИТАРНО-ЗАЩИТНАЯ ЗОНА

**Санитарно-защитная зона (СЗЗ)** – часть территории вокруг любого источника химического, биологического и физического влияния на среду обитания человека, устанавливаемая с целью минимизации риска воздействия неблагоприятных факторов на его здоровье.

В пределах СЗЗ запрещается размещение жилых зданий, лечебно-оздоровительных учреждений, а также предприятий и сооружений, не относящихся к электростанции.

В СЗЗ могут располагаться здания подсобного и обслуживающего назначения.

В СЗЗ разрешается выращивать сельскохозяйственные культуры, выпас скота при условии (для АЭС) обязательного радиометрического контроля конечной продукции.

При проектировании определяют две взаимосвязанные величины: высоту дымовой трубы и радиус СЗЗ. Высота дымовой трубы должна быть такой, чтобы концентрация вредных веществ на уровне земли не превышала величин, регламентируемых санитарными нормами.

Размеры СЗЗ на ТЭС зависят от часового расхода топлива, его химического состава (содержания серы) и зольности, других характеристик. На АЭС радиус СЗЗ связан с типом, мощностью реактора, количеством и составом радиоактивных выбросов (инертные газы, йод-131, стронций-89, стронций-90 и др.). На современных АЭС высота вентиляционной трубы обычно принимается равной 150 м. При определении СЗЗ следует руководствоваться СанПиН № 10-5 РБ 2002 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» с изменениями от 22.09.2008 г. на основании постановления Министерства здравоохранения Республики Беларусь от 11.09.2008 г. № 140.

Радиус СЗЗ определяется специальными расчетами и согласовывается с государственной санитарной инспекцией. В настоящее время для расчета рассеивания в атмосфере вредных примесей и их приземной концентрации с учетом фона широко используется унифицированная программа расчета загрязнения атмосферы УПРЗА «ЭКОЛОГ». Для ручного расчета можно использовать методику расчета рассеивания вредных примесей и выбора высоты газоотводящих



труб [20]. Количество выбросов загрязняющих веществ следует рассчитывать по ТКП 17.08-04–2006 «Порядок определения выбросов при сжигании топлива в котлах производительностью более 25 МВт». Концентрации загрязняющих веществ определяются по СТБ 1626.1–2006 «Установки котельные. Установки, работающие на газообразном, жидком и твердом топливе. Нормы выбросов загрязняющих веществ».

При выполнении курсового проекта радиус СЗЗ для ТЭС электрической мощностью более 600 МВт можно принять не менее 1000 м.

Для газомазутной КЭС радиус в метрах принимают численно равным мощности электростанции в МВт, но не менее 1000 м. При мощности более 2500 МВт радиус СЗЗ принимают равным 2500 м.

Для пылеугольной КЭС указанные цифры увеличивают в 1,2 раза.

Для ТЭЦ радиус СЗЗ в метрах следует принять численно равным электрической мощности в МВт, но не менее 500 м и не более 1500 м.

Для АЭС радиус СЗЗ принять равным 3000 м. Жилой поселок необходимо располагать не ближе 8 км от АЭС.

На ситуационном плане границу СЗЗ следует обозначить в виде окружности с центром в месте размещения дымовой (вентиляционной) трубы.

## **10. КОМПОНОВКА ОБЪЕКТОВ НА СИТУАЦИОННОМ ПЛАНЕ**

### **10.1. Общие требования и принципы компоновки**

Результаты вычислений по гл. 1–9 рекомендуется свести к табличной форме.

При компоновке объектов на ситуационном плане (пример компоновки см. рис. П6.22 приложения 6) рекомендуется использовать прототип-аналог схемы генерального плана, который можно выбрать на рис. П6.6 – П6.21 приложения 6.

При выполнении курсового проекта необходимо пользоваться нормативными документами [24–28].

#### **Основные требования к компоновке:**

– принятое решение компоновки должно быть наиболее экономичным, с размещением электростанции на землях худшего сельскохозяйственного качества с минимальной протяженностью транспортных, технологических и инженерных коммуникаций;

– планировочные отметки площадок электростанций при их размещении на прибрежных участках должны приниматься не менее чем на 0,5 м выше расчетного наивысшего горизонта грунтовых вод с учетом подпора и уклона водотока;

– основные здания и сооружения электростанций, имеющие значительную протяженность (главный корпус, ОРУ), а также железнодорожные и автомобильные дороги должны располагаться параллельно горизонталям природного рельефа; при уклоне естественного рельефа более 0,03 должна приниматься террасная планировка.

## **10.2. Промышленная площадка**

В первую очередь на территории промплощадки необходимо определить место расположения главного корпуса (главных корпусов), его котельного (реакторного) и машинного отделений, дымовой или вентиляционной трубы, а также порядок ввода блоков в эксплуатацию. Для главного корпуса ТЭС необходимо выделить постоянный торец, со стороны которого располагаются подсобно-производственные и вспомогательные объекты, и временный торец, в направлении которого осуществляется строительство (расширение, реконструкция).

Основные дороги подходят к промплощадке, как правило, со стороны постоянного торца главного корпуса.

При компоновке промплощадки (для ТЭС) на местности следует учитывать следующие рекомендации:

– промплощадка располагается рядом (не более 150 м) с водохранилищем – охладителем;

– гидротехнические объекты размещаются со стороны машинного зала (турбинного отделения) и постоянного торца;

– электрическое распределительное устройство размещается со стороны машинного зала;

– топливное хозяйство, склады топлива размещаются со стороны котельного отделения;

– стройбаза размещается со стороны временного торца.

### 10.3. Топливное хозяйство. Склад топлива

Основными сооружениями угольного хозяйства являются дробильный корпус, склад топлива, размораживающее, разгрузочное устройства, узлы пересыпки, эстакады и галереи топливоподачи. Угольный склад располагается, как правило, в отдельной ограде или непосредственно на промплощадке, со стороны котельного отделения главного корпуса. К разгрузочному устройству ведут железнодорожные пути. От разгрузочного устройства уголь передается по галереям на склад или в дробильный корпус (см. рис. ПЗ.2–ПЗ.5). Примеры предпочтительного взаимного расположения главного корпуса и склада угля приведены на рис. П6.4.

Склад топлива рекомендуется располагать с подветренной стороны по отношению к главному корпусу и другим зданиям ТЭС.

Расстояние от крайних штабелей угля надлежит принимать:

- открытых складов угля до вспомогательных зданий и сооружений – не менее 15 м, до административных – не менее 35 м;
- крайних штабелей угля до ОРУ – не менее 80 м при подветренном расположении склада и 100 м – при наветренном;
- штабелей угля до главного корпуса – не менее 12–15 м.

Основными сооружениями мазутного хозяйства являются резервуары для мазута, здание мазутонасосной, приемно-сливное устройство, эстакады мазутопроводов. Мазутное хозяйство располагается в отдельной ограде, на расстоянии 30 м от зданий и автодорог общей сети и 40 м от железных дорог общей сети (рис. ПЗ.20). Цилиндрические резервуары выполняют из железобетона или металла. Железобетонные резервуары объединяют в группы по два–четыре резервуара общей емкостью до 120000 м<sup>3</sup> и обваловывают грунтом. Расстояние между резервуарами в группе – не менее 10 м, между резервуарами соседних групп – 15 м.

Расстояние между стенками металлических резервуаров в группе составляет 0,5 диаметра, но не более 20 м, а между резервуарами соседних групп – 40 м.

Мазутное хозяйство рекомендуется располагать с подветренной стороны по отношению к промплощадке.

## 10.4. Гидротехнические объекты

Для электростанций с водохранилищами-охладителями и с прямой системой водоснабжения проектирование рекомендуется начинать с компоновки гидротехнических объектов. При создании водохранилищ следует использовать существующие водоемы, при их отсутствии – рассмотреть возможность сооружения плотин в речной долине и в последнюю очередь – возможность устройства наливного водохранилища, огороженного дамбами. Берега водохранилища будут проходить параллельно одной из горизонталей или совпадать с ней.

При проектировании водохранилища следует избегать затопления населенных пунктов, сельскохозяйственных земель, железнодорожных линий. Непосредственно за плотиной (ниже по течению) не должно быть поселков и предприятий, так как возможен ее прорыв.

Выпуск нагретой воды целесообразно устраивать вблизи плотины, а забор охлаждающей воды – в верхней (по течению) части водохранилища.

В наливных и озерных водохранилищах забор и выпуск воды должны располагаться как можно дальше друг от друга. Чтобы не устраивать длинных каналов, часть акватории можно огородить струенаправляющей дамбой.

От главного корпуса до водохранилища устраивают водосбросный канал, который на территории промплощадки делается подземным, а вне ее – открытым. На АЭС и крупных ТЭС канал может быть открытым и вблизи главного корпуса.

Ширину открытого канала поверху можно ориентировочно оценить по приближенной формуле

$$b_k = 0,05 \cdot Q^{1/2}, \text{ м,}$$

где  $Q$  – расход воды в канале,  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

По подводящему каналу вода поступает в насосную станцию, которую размещают вблизи главного корпуса со стороны машинного зала. Ширина заборного канала определяется аналогично сбросному.

Для электростанции с градирнями их размещают в пределах промплощадки.

На небольших электростанциях (ТЭЦ) градирни размещают со стороны постоянного торца главного корпуса, реже – со стороны временного торца. При большом количестве градирен (8–10) они располагаются двумя группами с обеих сторон главного корпуса.

На АЭС и крупных КЭС градирни могут располагаться вдоль главного корпуса со стороны машинного зала.

Градирни располагают не более чем в два ряда. Расстояние в свету между градирнями принимается не менее 0,5 диаметра градирни и 18 м при их площади до 3200 м<sup>2</sup> и не менее 0,75 диаметра при больших площадях.

Минимальные расстояния от башенных градирен принимаются:

- до ОРУ и ЛЭП – 30 м;
- зданий, открытых наземных складов, края проезжей части автотрассы общего пользования – 2 м;
- осей железнодорожных путей внешних и сортировочных – 42 м;
- внутренних железнодорожных путей – 12 м;
- наземных и надземных инженерных сетей и ограждений, края проезжей части подъездных и внутризаводских автомобильных дорог – 9 м.

Расстояния от брызгательных бассейнов, вентиляционных секционных градирен до зданий, сооружений и их элементов следует принимать по табл. 1 ТКП 45-3.01-155–2009 (02250) «Генеральные планы промышленных предприятий. Строительные нормы проектирования».

Не следует располагать градирни с наветренной стороны по отношению к ОРУ.

Если на исходном ситуационном плане показан рельеф местности (горизонтали), то следует определить максимальную высоту и протяженность плотины, возводимой для создания водохранилища. На плане следует показать контуры водохранилища, отводящий и подводящий каналы, насосную циркуляционную водоснабжения, плотину и при необходимости – струенаправляющую дамбу.

## 10.5. Золоотвалы

Под золоотвалы должны отводиться бросовые земли: неудобья, овраги и т. п. Иногда, если на местности нет подходящей площадки на весь расчетный период, целесообразно предусмотреть два-три золоотвала. Не рекомендуется устраивать золоотвалы с верхней отметкой, превышающей отметки ближайших населенных пунктов. На берегу бассейна осветленной воды устраивается насосная станция, которая подает воду по трубопроводам в главный корпус. Золоотвалы следует размещать по возможности с подветренной стороны по отношению к жилому поселку и промплощадке с СЗЗ радиусом 500 м. Расстояние между золоотвалом и промплощадкой обычно не превышает 10 км. На плане следует показать контуры золоотвала, бассейна осветленной воды и насосную станцию.

## 10.6. Электрические распределительные устройства

ОРУ целесообразно располагать рядом с промплощадкой при минимальной протяженности электрических линий от повышающих трансформаторов и возможности выдачи мощности от ОРУ по линиям электропередачи с учетом необходимой ширины коридора. Под линиями в пределах коридора не должны находиться какие-либо здания.

Оптимальным является расположение ОРУ вдоль фасадной стены, по фронту машинного отделения главного корпуса (рис. Пб.5, а приложения б), однако это место является наилучшим и для объектов системы технического водоснабжения.

Выбор другой площадки для ОРУ (рис. Пб.5, в) осуществляется в зависимости от местных условий, рельефа, особенностей береговой линии источника водоснабжения.

Возможны решения с размещением ОРУ со стороны котельного отделения главного корпуса, если это позволяет компоновка последнего, или в качестве опор для передачи линий от повышающих трансформаторов на ОРУ (рис. Пб.5, г) можно использовать дымовые трубы.

При использовании градирен «конкуренция» между ОРУ и объектами системы водоснабжения менее острая. Градири обычно располагаются на промплощадке одной или двумя группами по

фронту машинного отделения главного корпуса с выделением коридора для линий электропередачи от повышающих трансформаторов до ОРУ. Схема взаиморасположения площадки и ОРУ аналогична рис. П6.5, *а*.

Расстояние от промплощадки (от градирен, брызгальных бассейнов) до ОРУ и воздушных ЛЭП регламентировано. Минимальное расстояние от ОРУ (ЛЭП) до брызгальных бассейнов и башенных градирен составляет соответственно 80 и 30 м. Существует опасность обледенения электрических линий при неблагоприятных погодных условиях. Необходимо учитывать и розу ветров.

Здание ЗРУ обычно располагается в 20–40 м от машинного отделения, площадка ОРУ – на расстоянии 50–100 м.

В направлении ЛЭП не должно быть значительного водного пространства, болота, крупного населенного пункта. ЛЭП по возможности должны обходить лестные массивы.

### **10.7. Строительно-монтажная база**

Стройбазу целесообразно располагать как можно ближе к промплощадке со стороны временного торца главного корпуса. Нормами технологического проектирования рекомендуется, чтобы это расстояние не превышало 100 м. Предпочтение отдается решениям с минимальными радиусами поворота железнодорожных путей и числом маневровых операций при подаче укрупненных блоков строительных конструкций, оборудования в главный корпус, в монтаж. Схема на рис. П6.3, *а* приложения 6 предпочтительней, чем на рис. П6.3, *б*, и обе они лучше, чем варианты на рис. П6.3, *в*, *г*.

Строительно-монтажные базы АЭС, как правило, решаются в расчлененной компоновке. Часть объектов базы располагается рядом с промплощадкой, но за пределами территории возможного расширения АЭС. Основная часть базы, объекты которой после окончания строительства АЭС предполагается использовать в качестве производственных предприятий, размещается за пределами СЗЗ АЭС. Площадь основной базы составляет 60–70 % общей площади стройбазы.

## **10.8. Жилой поселок**

Жилой поселок должен размещаться на минимальном расстоянии от промплощадки, но за пределами СЗЗ, с наветренной стороны по отношению к промплощадке и золоотвалу (при размещении последнего ближе 4 км). Преобладающее направление ветра принимается по розе ветров июня.

Жилой поселок рекомендуется располагать по возможности вблизи природного или искусственного водоема и магистральных железных (со станцией) и автомобильных дорог. От железных дорог жилой поселок следует отделять санитарно-защитной полосой шириной не менее 100 м с озеленением.

## **10.9. Объекты хозяйственно-бытового водоснабжения**

В качестве источника хозяйственно-бытового водоснабжения чаще всего используются артезианские скважины – обычно куст из 5–10 скважин (в зависимости от дебита и потребностей), общий для поселка, промплощадки, стройбазы и др. Ширина первого пояса зоны санитарного охранения для подземных источников водоснабжения – 30–50 м. В качестве примера можно рассмотреть схему водоотбора, водоподачи и водоотведения Белорусской АЭС, которая приведена на рис. 66 (лист 270 отчета об ОВОС, часть 8.2). На ТЭЦ для водоснабжения используется городская сеть.

## **11. ТРАНСПОРТНЫЕ КОММУНИКАЦИИ**

При строительстве и эксплуатации ТЭС и АЭС требуется прокладка автомобильных и железных дорог – внешних и внутренних. Для небольших АЭС и ТЭС (при доставке топлива по трубопроводам или контейнерами) при отсутствии вблизи железной дороги иногда ограничиваются автодорогами.

При трассировке автомобильных и железных дорог на плане местности следует придерживаться следующих правил:

- протяженность дорог должна быть минимальной;
- необходимо избегать пересечений железных и автомобильных дорог;



– уклоны железных дорог не должны превышать 0,01; на холмистой местности их следует прокладывать под малым углом к горизонталям;

– минимальный радиус кривизны железных дорог принимать 200 м для КЭС и АЭС и 150 м – для ТЭЦ;

– уклоны автомобильных дорог не должны превышать 0,09, минимальный радиус поворота – 50 м.

Ширину полосы отчуждения принять равной 20 м для железных дорог и 25 м – для автомобильных.

## **12. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КОММУНИКАЦИИ И ИНЖЕНЕРНЫЕ СЕТИ**

На ситуационном плане необходимо показать следующие технологические коммуникации и инженерные сети:

– кабель или ЛЭП напряжением 6 или 10 кВт от промплощадки до жилого поселка (прокладывается вдоль дорог); ширина полосы отчуждения – 10 м;

– ЛЭП от электрического РУ потребителям; ширина коридора принимается по табл. 12.1 и обозначается на ситуационном плане; при расчете территории, занимаемой объектами электростанции, коридоры ЛЭП не учитываются;

– эстакаду паромазутопроводов между промплощадкой (главный корпус) и мазутным хозяйством (мазутонасосной), ширина полосы отчуждения земли – 15 м;

– эстакаду паропровода от промплощадки ТЭЦ до потребителей пара (промышленных предприятий); ширина полосы отчуждения – 5 м;

– газопровод на промплощадку (для газомазутных ТЭС); ширина полосы отчуждения – 10 м;

– теплотрассу от промплощадки до жилого поселка (прокладывается вдоль автодороги); ширина полосы отчуждения – 10 м;

– канализационные сети от жилого поселка, промбазы и строительной базы до очистных сооружений; ширина полосы отчуждения – 10 м;

– золоотвалы (две-три нитки) и трубопроводы осветленной воды (одна-две нитки) между промплощадкой (котельным отделением) и золоотвалом (прокладываются вдоль дороги на золоотвал); ширина полосы отчуждения – 20 м;

– сети хозяйственно-питьевого и противопожарного водопровода – от куста артезианских скважин до промплощадки, стройбазы и жилого поселка; ширина полосы отчуждения – 10 м.

Таблица 12.1

### Ширина коридора ЛЭП

Напряжение, кВ	Ширина коридора, м, при числе линий						
	1	2	3	4	6	8	10
35	38	50	62	74	98	122	182
110	51	67	83	99	130	163	195
220	65	87	109	131	175	220	263
330	78	106	134	162	218	274	330
500	88	131	174	217	300	390	475
750	155	255	355	455	–	–	–

Примечание. В городских условиях ширина коридора ЛЭП 35 кВ – 17 м, ЛЭП 110 кВ – 20 м.

Условные обозначения для технологических коммуникаций приведены в приложении 7.

## 13. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Основными технико-экономическими показателями являются:

– общая площадь постоянно отчуждаемой территории под объекты электростанции (промплощадка, топливное хозяйство, золоотвал, РУ, гидротехнические объекты, жилой поселок, очистные сооружения), га (удельная площадь, га/МВт);

– общая площадь отчуждаемой территории (включая стройбазу), га (удельная площадь, га/МВт);

- протяженность внешних железных дорог, км (удельный показатель, км/МВт);
- протяженность внешних автомобильных дорог, км (удельный показатель, км/МВт);
- площадь отчуждаемой территории под железные и автомобильные дороги, га (удельная площадь, га/МВт);
- площадь отчуждаемой территории под технологические коммуникации и инженерные сети, га (удельная площадь, га/МВт).

Указанные показатели привести в записке или на листе.

При разработке компоновочных схем ТЭС и АЭС рекомендуется использовать данные приложений 2 и 6.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Купцов, И.Л. Проектирование и строительство тепловых электростанций / И. Л. Купцов, Ю. Р. Иоффе. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 408 с.
2. Строительство атомных электростанций : учебник для вузов / В. Б. Дубровский [и др.] ; под ред. В. Б. Дубровского. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 248 с.
3. Строительство тепловых и атомных электростанций : справочник строителя : в 2 т. / Н. Я. Турчин [и др.] ; под ред. П. С. Непорожного. – М. : Стройиздат, 1985. – Т. 1. – 572 с.
4. Татарников, В. П. Схемы и компоновки атомных электростанций / В. П. Татарников. – М. : Атомиздат, 1970. – 199 с.
5. Маргулова, Т. Х. Атомные электрические станции : учебник для вузов / Т. Х. Маргулова. – М. : Высшая школа, 1984. – 304 с.
6. Кранцфельд Я. Л. Конструкции главных корпусов тепловых электростанций / Я. Л. Кранцфельд, Д. И. Кривошеин. – М. : Энергия, 1979. – 104 с.
7. Тепловые и атомные электрические станции : справочник / под общ. ред. В. А. Григорьева и В. М. Зорина. – М. : Энергоатомиздат, 1982. – 624 с.
8. Паротурбинные установки : каталог. – М. : НИИЭНИнформ-энергомаш, 1984. – 196 с.

9. Стальные конструкции. Нормы проектирования : СНиП П-23–81\* / М-во ст-ва России. – М.: ГП ЦПП, 1996. – 95 с.

10. Справочник монтажника тепловых и атомных электростанций : Технология монтажных работ / под ред. В. П. Банника и Д. Я. Винницкого. – М. : Энергоатомиздат, 1983. – 880 с.

11. Краны мостовые электрические общего назначения грузоподъемностью от 80 до 500 т. Основные параметры и размеры : ГОСТ 6711–81. – М. : Изд-во стандартов, 1985. – 48 с.

12. Оборудование и изделия для комплексной механизации строительства энергетических объектов : отраслевой каталог Минэнерго ССР. – М.: Информэнерго, 1984. – 181 с.

13. Нагрузки и воздействия : СНиП 2.01.07–85\* / Госстрой России. – М. : ГУП ЦПП, 2004. – 44 с.

14. Энергетическое оборудование для АЭС : номенклатурный каталог : в 3 ч. – М. : НИИЭИИнформэнергомаш, 1984. – Ч. 1. – 204 с.

15. Овчинников, И. Г. Монтаж ядерной паропроизводительной установки с реакторами на быстрых нейтронах : обзорная информация / И. Г. Овчинников, О. Н. Леонов. – М. : Информэнерго, 1985. – 48 с.

16. Энергетическое оборудование для тепловых электростанций и промышленной энергетики : номенклатурный каталог. – М. : НИИЭИИнформэнергомаш. 1987. – Ч. 1. – 184 с.

17. Соколов, В. А. Каркасные здания и сооружения. Конструирование и расчет производственных зданий каркасного типа : учебное пособие / В. А. Соколов, Д. А. Страхов, Л. Н. Синяков. – СПб. : Изд-во Гос. политехн. ун-та, 2007. – 209 с.

18. Каркасные здания и сооружения. Расчет усилий с помощью программы SCAD : методические указания / сост.: И. А. Константинов, В. А. Соколов. – СПб. : Изд-во Гос. политехн. ун-та, 2006. – 39 с.

19. Теплообменное оборудование паротурбинных установок : отраслевой каталог : в 2 ч. – М. : ЦНИИтяжмаш, 1989.

20. Волков, Э. П. Газоотводящие трубы ТЭС и АЭС / Э. П. Волков, Е. И. Гаврилов, Ф. П. Дужих. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 280 с.: ил.

21. Богданов Ю. В. Здания и сооружения. Компонировка и расчет элементов главного корпуса ТЭС и АЭС : учебное пособие / Ю. В. Богданов, В. А. Соколов. – СПб. : Изд-во Гос. политехн. ун-та, 2008. – 108 с.

22. Компонировки тепловых и атомных электростанций : методические указания к курсовому и дипломному проектированию / сост. : Б. К. Пергаменщик, А. С. Павлов. – М. : Изд-во УНИР МГСУ Центр экспресс-полиграфии, 2004. – 70 с.

23. Строительство тепловых электростанций. Проектные решения тепловых электростанций : учебник для вузов / под ред. проф. В.И. Теличенко. – М. : Изд-во АСВ, 2010. – Т. 1. – 376 с.

24. Генеральные планы строительных предприятий. Строительные нормы проектирования : ТКП 45-3.01-155–2009 (02250).

25. Производственные здания. Строительные нормы проектирования : ТКП 45-3.02-90–2008 (02250).

26. СПДС. Правила выполнения рабочей документации генеральных планов предприятий, сооружений и жилищно-гражданских объектов : ГОСТ 21.508–93 (Межгосударственный стандарт).

27. СПДС. Условные графические изображения и изображения элементов генеральных планов и сооружений транспорта : ГОСТ 21.204–93 (Межгосударственный стандарт).

28. Здания предприятий. Параметры : ГОСТ 238380–89.

# ПРИЛОЖЕНИЯ ПРИЛОЖЕНИЕ 1

## Состав основного технологического оборудования

Таблица П.1.1

### Котлы (парогенераторы) тепловых электростанций

Марка по ГОСТ 3619-82 заводская	Топливо	Компоновка	Параметры пара			Габариты, м			Общая масса котла, т	Варианты установки с турбинами
			Производи- тельность, т/ч	Давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Темпе- ратура, °С	Ширина	Глубина	Отметка верха котла		
Е-160-9,8ГМ БКЗ-160-100ГМ	Газ, мазут	Барабанный П-образный	160	9,8 (100)	540	8,11	10,23	25,18	667	К-100-90, ПТ-60-90
			220	9,8 (100)	540	10,4	14,36	29,1		
	То же	То же	То же	320	13,8 (140)	560	13,3	12,78	27,37	1230
То же	То же	То же	320	13,8 (140)	560	17,1	19,65	40,2	1885	
			320	13,8 (140)	560	13,1	16,28	36,29	1617	
Е-320-13,8ГМ БКЗ-320-140ГМ	Каменный уголь	То же	То же	340	13,8 (140)	545	17,0	20,0	36,5	1963
Е-320-13,8КТ БКЗ-320-140-6С										
Е-320-13,8БГ БКВ-320-140-ПТ5	Бурый канско- ачинский уголь	То же	То же	340	13,8 (140)	545	17,0	20,0	36,5	1963
Е-340-13,8ГМ БКЗ-340-140/29М	Мазут	То же	То же	340	13,8 (140)	545	17,0	20,0	36,5	1963

Марка по ГОСТ 3619-82 заводская	Топливо	Компоновка	Параметры пара				Габариты, м			Общая масса котла, т	Варианты установки с турбинами
			Производи- тельность, т/ч	Давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Темпе- ратура, °С	Ширина	Глубина	Отметка верха котла			
Е-420-13.8ГМ ТГМ-84/Б	Газ, мазут	Барабанный П-образный	420	13,8 (140)	560	15,4	13,9	31,5	1540	ПТ-50, ПТ-60, ПТ-135, Р-40, Р-50, Р-100, Т-100, Т-175, Т-180, ТР-110  То же и ПТ-80	
Е-420-13.8ГМН БКЗ-420-140НПМ4	То же	То же	420	13,8 (140)	560	18,4	14,5	32,4	1641		
Е-420-13.8КТ ТП-87-1	Донецкий камен- ный уголь Т	То же	420	13,8 (140)	540	15,8	18,2	39,7	1985		
Е-420-13.8КТ БКЗ-420-140-5	Экибастузский каменный уголь	Барабанный Т-образный	420	13,8 (140)	560	11,15	25,44	39,1	2072		
Е-420-13.8БГ БКЗ-420-140ПТ2	Назаровский бурый уголь	Барабанный П-образный	420	13,8 (140)	560	19,5	20,0	42,0	2330		
Е-480-13.8ГМ ТГМ-96/Б	Газ, мазут	То же	480	13,8 (140)	560	16,0	15,95	32,8	1934		

Продолжение табл. ПП.1

Марка по ГОСТ 3619-82 заводская	Топливо	Компоновка	Параметры пара				Габариты, м			Общая масса котла, т	Варианты установки с турбинами
			Производительность, т/ч	Давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Температура, °С	Ширина	Глубина	Отметка верха котла			
E-500-13.8ГМ ТГМ-444	Газ, мазут	Барабанный П-образный	500	13,8 (140)	560	17,0	13,75	24,0	1745	ПТ-50, ПТ-60, ПТ-135, Р-40, Р-50, Р-100, Т-100, Т-175, Т-180, ТР-110, ПТ-80, К-160-130	
	То же	То же	5500	13,8 (140)	560	17,45	17,8	36,7	2093		
E-500-13.8КТ ТПЕ-430А	Кузнецкий каменный уголь	То же	5500	13,8 (140)	560	16,1	18,2	43,8	2765	К-200-130, Т-100, Т-110	
	Березовский бурый уголь	То же	5500	13,8 (140)	560	16,5	29,5	51,0	3144		
E-500-13.8БГ БКЗ-500-140-1	То же	То же	5500	13,8 (140)	560	16,5	29,5	51,0	3144	К-200-130, Т-100, Т-110	
E-640-13.8ГМ ТГМ-104	Газ, мазут	То же	6640	13,8 (140)	570	20,3	23,1	36,0	2700		
E-640-13.8КЖ ТП-100/А	Антрацитовый штыб АШ	Барабанный Т-образный	6640	13,8 (140)	570	30,8	20,4	43,5	3500	К-200-130	
E-640-13.8Д ТП-108	Фрезерный торф	Барабанный П-образный с вынесенным воздухоподогревателем	6640	13,8 (140)	570	30,0	20,9	43,6	5436		



Продолжение табл. П.1.1

Марка по ГОСТ 3619-82 заводская	Топливо	Компоновка	Параметры пара			Габариты, м			Общая масса котла, т	Варианты установки с турбинами
			Производительность, т/ч	Давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Температура, °С	Ширина	Глубина	Отметка верха котла		
ТПЕ-214	Нерюнгринский каменный уголь марки СС	Барабаный П-образный естественный циркул.	670	13,8 (140)	545				3886	К-200-130
Ел-670-13.8ГМН ПМЕ-206	Газ, мазут	Барабаный П-образный однокорпусный	670	13,8 (140)	545	21,7	22,08	36,63	2944	К-200-130, К-210-130, Т-180-130
Ел-670-13.8БТ БКЗ-670-140-3	Бикинский бурый уголь	То же	670	13,8 (140)	545	19,1	34,9	64,0	5853	
Ел-670-13.8КДТ ТПЕ-215	Каменный уголь, газ	Барабаный Т-образный однокорпусный	670	13,8 (140)	545	32,8	23,0	56,5	5771	
Пл-950-25КЖ П-50	Тоший каменный уголь	Прямоточный Т-образный двухкорпусный	950	25,0 (255)	565	24,0	19,0	51,4	4400	К-300-240, Т-250-240
Пл-950-25Б П-59	Подмосковный бурый уголь	Прямоточный Т-образный однокорпусный	950	25,0 (255)	545	24,0	36,0	63,0	8164	

Продолжение табл. П.1.1

Марка по ГОСТ 3619-82 заводская	Топливо	Компоновка	Параметры пара			Габариты, м			Общая масса котла, т	Варианты установки с турбинами
			Производительность, т/ч	Давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Температура, °С	Ширина	Глубина	Отметка верха котла		
Пл-1000-25ГМН ТТМП-324А	Газ, мазут	Прямotoчный П-образный	1000	25,0 (255)	545	18,6	24,5	51,4	5246	К-300-240, Т-250-240
			1000	25,0 (255)	545	18,2	23,6	42,0	3958	
Пл-1000-25ГМ ТТМП-314	Газ, мазут	Прямotoчный П-образный с опорным каркасом	1000	25,0 (255)	545	20,5	25,3	49,9	4543	
			1000	25,0 (255)	565	24,0	18,0	34,0	4200	
Пл-1000-25ГМ ТТМП-114	Газ, мазут	Прямotoчный П-образный однокорпусный	1000	25,0 (255)	545	18,6	23,6	52,0	4553	
			1000	25,0 (255)	545	24,0	37,0	70,0	8700	
Пл-1000-25КЖ ТТП-312А	Каменный уголь ГСШ	Прямotoчный однокорпусный	1000	25,0 (255)	545	18,6	23,6	52,0	4553	
			1000	25,0 (255)	545	24,0	37,0	70,0	8700	
Пл-1000-25К ТТП-316	Каменный уголь, Китай	Прямotoчный П-образный подвесной	1000	25,0 (255)	545	18,6	23,6	52,0	4553	
			1000	25,0 (255)	545	24,0	37,0	70,0	8700	

Марка по ГОСТ 3619-82 заводская	Топливо	Компоновка	Параметры пара			Габариты, м			Общая масса котла, т	Варианты установки с турбинами
			Производительность, т/ч	Давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Температура, °С	Ширина	Глубина	Отметка верха котла		
<u>Пп-1650-25КТ</u> П-57-2	Экибастузский каменный уголь	Прямоточный Т-образный с опорным каркасом	1650	25,0 (255)	545	36,0	24,0	59,3	9015	К-500-240
			1800	13,8 (140)	515	18,0	25,7	63,6		
<u>Пп-1800-13.8ГМ</u> ТМП-501	Мазут	Прямоточный П-образный подвесной однокорпусн.	2650	25,0 (255)	545	20,7	29,0	62,3	7550	К-800-240
			2650	25,0 (255)	545	70,6	15,5	87,2		
<u>Пп-2650-25ГМ</u> ТМП-204	Газ, мазут	Прямоточный Т-образный с опорным каркасом	2650	25,0 (255)	545	72,0	33,0	106,4	17800	К-1200-240
			3950	25,0 (255)	545	72,0	47,6	62,4		
<u>Пп-2650-25КЖ</u> ТНП-804	Кузнецкий каменный уголь	Прямоточный Т-образный подвесной	2650	25,0 (255)	545	72,0	33,0	106,4	17800	К-1200-240
			3950	25,0 (255)	545	72,0	47,6	62,4		
<u>Пп-2650-25БТ</u> П-67	Березовский бурый уголь	То же	2650	25,0 (255)	545	72,0	33,0	106,4	17800	К-1200-240
			3950	25,0 (255)	545	72,0	47,6	62,4		
<u>Пп-3950-25ГМ</u> ТМП-1202	Газ, мазут	Прямоточный П-образный подвесной однокорпусн.	3950	25,0 (255)	545	72,0	47,6	62,4	1177	К-1200-240
			3950	25,0 (255)	545	72,0	47,6	62,4		

Таблица П1.2

## Ядерные реакторы атомных электростанций

Тип реакторной установки	Мощность, МВт		Число петель, шт.	Наименование элемента реактора	Тип (марка)	Технические характеристики			Габариты, м		Масса, т	
	тепловая	электрическая				Номинальное давление, МПа	Температура на входе, °С	Температура на выходе, °С	Диаметр	Высота	элемента реактора	всего реактора
ВВЭР-210	760	210 (3 × 70)	6	Корпус реактора	Вертикальный цилиндрический	10,0	252	273	3,8	11,14	223	470
				Верхний блок								
ВВЭР-365	1320	365 (5 × 73)	8	Корпус реактора	Вертикальный цилиндрический	10,5	252	280	3,8	12,00	241	523
				Верхний блок								
ВВЭР-440	1375	440 (2 × 220)	6	Корпус реактора	Вертикальный цилиндрический	12,5	270	300	4,71	11,80	218	573
				Верхний блок								
ВВЭР-1000	3000	1000 (1 × 1000 или 2 × 500)	4	Корпус реактора	Вертикальный цилиндрический	16,0	290	325	4,54	10,88	314	730
				Верхний блок								

Продолжение табл. П.1.2

Тип реакторной установки	Мощность, МВт		Число петель, шт.	Наименование элемента реактора	Тип (марка)	Технические характеристики			Габариты, м		Масса, т	
	тепловая	электрическая				Номинальное давление, МПа	Температура на входе, °С	Температура на выходе, °С	Диаметр	Высота	элемента реактора	всего реактора
РБМК-1000 и	3200	1000 (2 × 500)	2	Крестообразная нижняя опора	Схема «С»	-	-	15,0	5,00	119	1781	
				Нижняя опорная плита	Схема «ОР»	-	-	14,9	2,00	270		
РБМК-1500	4800	1500 (2 × 750)	2	Верхняя опорная плита	Схема «Б»	-	-	17,37	3,00	447	1781	
				Нижний кольцевой бак биозащиты	Схема «Л»	-	-	19,00	11,75	608		
				Верхний кольцевой бак биозащиты	Схема «Д»	-	-	19,00	3,20	239		
				Кожух реактора	Схема «КЖ»	-	-	14,50	9,75	77		

Окончание табл. III.2

Тип реакторной установки	Мощность, МВт		Число петель, шт.	Наименование элемента реактора	Тип (марка)	Технические характеристики			Габариты, м		Масса, т	
	тепловая	электрическая				Номинальное давление, МПа	Температура на входе, °С	Температура на выходе, °С	Диаметр	Высота	элемента реактора	всего реактора
БН-170	500	170										
БН-350	1000	350	6	Бак реактора	Вертикальный цилиндрический петлевой компоновки	0,09	300	500	6,00	11,9	–	–
БН-600	1470	600 (3 × 200)	3	Бак реактора	Вертикальный цилиндрический интегральной компоновки	0,04	380	550	12,86	12,6	–	4970
БН-800	2100	800 (1 × 800)	3	Бак реактора	Вертикальный цилиндрический интегральной компоновки		350	550	13,2	14,6	410	–
БН-1600	4200	1600 (2 × 800)	4	Бак реактора	Вертикальный цилиндрический интегральной компоновки		350	550	18,3	18,0	–	–

## Парогенераторы и сепараторы пара АЭС

Тип реакторной установки	Наименование оборудования	Количество на блок	Тип (марка)	Техническая характеристика				Габариты, м			Масса, т		
				Паропроизводительность, т/ч	Давление в корпусе, МПа	Температура корпуса, °С	Диаметр или ширина	Длина или глубина	Высота в сборе	корпуса	в сборе «сухого»	общая в сборе с опорными элементами	
ВВЭР-440	Парогенератор	6	Горизонтальный однокорпусной ППВ-213	452	4,7	270	3,48	11,99	7,40	100	163	255	
ВВЭР-1000	Парогенератор	4	Горизонтальный однокорпусной ППВ-1000	1469	6,48	290	4,29	13,84	7,78	213	321	478	
РБМК-1000	Сепаратор пара	2	Горизонтальный цилиндрический	1450	7,0	285	2,53	33,85		200	278		
РБМК-1500	Сепаратор пара	2	Горизонтальный цилиндрический	2200	7,0	285	2,83	33,85			292		
БН-600 (одной секции)	Парогенератор	3	Прямоточный модульный 8-секционный ППН-200М	654	13,7	505			16,8	61	490	914	
БН-800 (одной секции)	Парогенератор		Прямоточный модульный 10-секционный ППН-272	1050	13,7	505	6,30	4,50	16,8	44,5	710	1217	
БН-1600 (одной секции)	Парогенератор		Прямоточный модульный 8-секционный ППН-293М	1580	13,7	505	6,30	4,50	20,5	56	914		

Таблица П.4

## Паровые и газовые турбины тепловых электростанций

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Техническая характеристика						Габариты, м			Масса, т	
	Мощность ном/макс, МВт	Максимальный расход пара, т/ч		Температура на входе, °С	Давление на входе, МПа	Расход охлаждающей воды, м <sup>3</sup> /ч	Отметка обслуживания	Длина без генератора	Длина с генератором	наибольшая монтажная	общая турбины
		в конденсационном режиме	в режиме регулирования								
К-100-90	100/115	420	—	535	8,82	16000	8,0	11,7	25,5	75	240
К-160-130	160/165	516	—	565	12,75	20800	9,0	14,5	28,7		420
К-200-130	200/210	640	—	540	12,75	25000	9,6	19,2	33,1	70	470
К-210-130	210/215	670	—	540	12,75	25000	9,6	20,3		70	540
К-300-240-2	300/320	950	—	560	23,54	34800	9,6	22,0	39,0	57,5	625
К-300-240-3	300/320	930	—	540	23,54	36000	9,6	21,3	37,4	95,5	690
К-500-240-1	500/535	1650	—	540	23,54	53580	10,2	29,2	47,2	110	1100
К-500-240-2	500/525	1650	—	540	23,54	51480	10,2	29,2		50	960
К-800-240	800/850	2650	—	540	23,54	73000	11,4	39,7	59,5	55	1300
К-1200-240	1200/1380	3950	—	540	23,54	108000	15,6	47,9	71,8	90	1900



Продолжение табл. П.4

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Технические характеристики						Габариты, м			Масса, т		
	Мощность ном./макс., МВт	Максимальный расход пара, т/ч		Давление на входе, МПа	Температура на входе, °С	Давление в конденсаторе, МПа	Расход охлаждающей воды, м³/ч	Отметка обслуживания	Длина без генератора	Длина с генератором	наибольшая монтажная	общая турбиничная
		в конденсационном режиме	в режиме регулирования									
T-50/60-130	50/60	265		12,75	555	4,9	8000	8,0	13,0	22,9	45	254
T-100/120-130	100/120	485		12,75	555	5,3	16000	9,6	18,6	28,9	69	378
T-110/120-130	110/120	485		12,75	555	5,4	16000	9,0	18,6	28,9	69	415
T-175/210-130	175/210	760		12,75	555	4,9	24800	12,0	21,5	35,8	50	650
T-180/210-130	180/210	670	460	12,75	540	8,65	22000		20,7	35,08	48	496
T-250/300-240	250/300	980		23,54	540	4,9	28000	9,0	26,6	42,5	104	902
ПТ-50/60-130	50/60	300	160	12,75	555	3,43	7000		13,6	22,85	44	244
ПТ-60/75-130	60/75	390	250	12,75	565	1,6	8000	9,6	14,23	23,46	45	260
ПТ-60/75-90	60/75	402	250	8,82	555	2,2	8000	9,6	14,23	23,46	45	265
ПТ-80/100-130	80/100	470	300	12,75	555	1,6	8000	11,4 12,0	14,85	25,24	45	280
ПТ-35/165-130	135/165	760	390	12,75	555	3,43	12400	8,0	15,3	27,8	70	435
P-40-130	40/43	470		12,75	555	3040			7,7	16,8	15	111

Окончание табл. ПП.4

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Технические характеристики						Габариты, м			Масса, т	
	Мощность ном./макс., МВт	Максимальный расход пара, т/ч в конденсационном режиме	Давление на входе, МПа	Температура на входе, °С	Давление в конденсаторе, МПа	Расход охлаждающей воды, м <sup>3</sup> /ч	Отметка обслуживания	Длина без генератора	Длина с генератором	наибольшая монтажная	общая турбины
P-50/60-130	50/60	480	12,75	555		–	9,6	8,86	18,4	25	135
P-100/107-130	100/107	782	12,75	555	1470	–	8,0	9,07	19,3	20	184
TP-110-130	110/110	485	12,75	555				13,3	24,62		400
ГТ-35-770	32/50	785	0,64	770	-			13,5			
ГТЭ-45	54/75	986		900				16,2	26,5		
ГТ-100-3М	100/105	1649		750		3000	10,2	24,2	35,15	55	633
ГТЭ-150	128/157	2268		1100				15,1	29,3		

## Паровые турбины атомных электростанций

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Количество на блок, шт.	Технические характеристики							Габариты, м			Масса, т	
		Мощность ном./макс., МВт	Расход пара, т/ч	Давление пара на входе, МПа	Температура на входе, °С	Давление в конденсаторе, МПа	Расход охлаждающей воды, м <sup>3</sup> /ч	Отметка облучивания	Длина	Ширина по ЦНД	Высота над отметкой облучивания	наибольшая монтажная	общая турбины
К-210-44/3600	2	210		4,3	255	6,0	34975	15,3					
К-220-44-2	2	220/236	1445	4,4	255	3,53	48940	23,66					492
К-220-44-3	2	220/235	1439	4,4	255	3,53	36550	233	8,67	7,21	90	750	
К-500-60/1500 с боковыми конденсаторами	1	500/531	3215	5,9	274	5,9	91650	24,8	14,9	9,5	156	1400	
									С конденсаторами				
К-1000-60/1500-1 с боковыми конденсаторами	1	1000/1100	6430	5,9	274	3,7	159920	56,8	9,0	9,15	165	2297	
К-1000-60/1500-2	1	1000/1114	6160	5,9	274	3,9	169800	50,7	14,9	4,9	182	2990	
К-1000-60/3000-1	1	1000/1062	6430	5,9	274	536	170000	51,6			84	2410	
К-1000-60/3000-2	1	1000/1074	6290	5,9	274	4,9	170000	51,6			118		

Окончание табл. ПП.5

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Коли- чество на блок, шт.	Технические характеристики							Габариты, м				Масса, т	
		Мощность ном./макс., МВт	Расход пара, т/ч	Давление пара на входе, МПа	Температура на входе, °С	Давление в конденсаторе, кПа	Расход охлаждающей воды, м <sup>3</sup> /ч	Отметка обслуживания	Длина	Ширина по ЦНД	Высота над отметкой	наибольшая монтажная	общая турбины	
ТК-450/500-60	2	450/500	3157	5,9	274	9,06	66000		33,9				1080	
К-500-65/3000	2	500/543	2914	6,59	280	4,0	83000	12,0	40,0	8,67	4,27	102	1570	
К-750-65/3000	2	750	4280	6,36	280	4,5	109600		40,6	8,67	5,21		1670	
Р-50-40/6	3	50/55	480	5	440							25	135	
К-200-130-3	3	200/210	640	12,7	500	3,8	25000	9,00	19,2			70	540	
К-800-130/3000	1; 2	800/830	3171	12,7	485	5,0	194000	15,0	28,9		33	84	1310	

## Турбогенераторы паровых турбин ТЭС и АЭС

Тип турбогенератора	Мощность номинальная, МВт	Скорость вращения, об/мин	Напряжение, кВ	Габариты, м			Масса, т			
				Длина	Ширина	Высота над отметкой обслуживания	ротора	статора	общая (без возбудителя)	
Для тепловых электростанций										
ТВФ-55-2	55	3000	10,5	11,5	10,62	3,20	1,72			
ТВФ-60-2	60	3000	10,5				1,72	24	78	120
ТВФ-63-2	63	3000	10,5	10,5	10,30	3,00	1,72			
ТВФ-100-2	100	3000	10,5	10,5	10,95	3,39	1,90			
ТВФ-120-2	120	3000	10,5	10,5	11,32	3,39	1,90	31	128	178
ТТВ-120-2	120	3000	10,5							
ТТВ-160-2	160	3000	18,0		14,20	3,60	1,90			165
ТТВ-200-2	200	3000	15,75		14,38	3,85	1,90	42	148	250
ТТВФ-200-2	200	3000	10,5					51	250	350
ТТВ-200-2	200	3000	15,75					50	210	291
ТТВ-300-2	300	3000	20					56	266	366
ТТВ-300-2	300	3000	20					55	260	331

Тип турбогенератора	Мощность номинальная, МВт	Скорость вращения, об/мин	Напряжение, кВ	Габариты, м			Масса, т		
				Длина	Ширина	Высота над отметкой обслуживания	ротора	статора	общая (без возбудителя)
ТВВ-320-2	300	3000	20	17,0	4,85	2,90	55	198	331
ТВВ-500-2	500	3000	20	18,37	5,15	3,60	65	220	384
ТТВ-500-2	500	3000	20				62	218	387
ТВВ-800-2	800	3000	24	19,32	5,89	3,54	80	332	484
ТВВ-1200-2	1200	3000	24						610
Для атомных электростанций									
ТТВ-200-2М	200	3000	15,75						254
ТВВ-220-2А	220	3000	15,75	20,69	3,85	1,90	42	170	220
ТВВ-220-3600	220	3600	15,75						194
ТВВ-500-2У3	500	3000	20,0				65	220	384
ТТВ-500-4	500	1500	20,0				151	220	500
ТВВ-800-2ЕУ	800	3000	24,0						502
ТВВ-1000-2У3	1000	3000	24,0						541
ТВВ-1000-4У3	1000	1500	24,0						670

## Конденсаторы паровых турбин ТЭС и АЭС

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Тип конденсатора	Количество на 1 турбину, шт.	Технические характеристики						Габариты, м		Масса конденсатора без воды, т
			Расчетный вакуум, кПа	Расчетная температура охлаждающей воды, °С	Расход охлаждающей воды, м <sup>3</sup> /ч	Гидравлическое сопротивление, кПа	Длина трубок	Высота конденсатора			
Для тепловых электростанций											
К-100-90	100-КЦС-4Б	2	3,43	10	8000 × 2	35	6,65	—	67,5 × 2		
К-160-130	К-150-9115	1	3,43	12	20812 × 1	39	8,85	—	192		
К-200-130	200-КЦС-2	2	3,43	10	12500 × 2	33	8,06	—	109 × 2		
К-210-130-3	200-КЦС-2	2	3,43	12	12500 × 2	38	8,06	—	109 × 2		
К-300-240-1	300-КЦС-3	1	3,43	12	33500 × 1	38	8,90	—	335		
К-300-240-2	К-15240	1	3,43	12	34800 × 1	39	8,90	—	385		
К-500-240-2	К-П1520	2	3,53	12	25900 × 2	39	8,90	—	298 × 2		
К-800-240-4	800-КЦС-5	2	3,43	12	36500 × 2	54	9,00	—	550 × 2		
К-1200-240-3	1200-КЦС-1	1	3,58	12	108000 × 1	69	13,50	—	2000		

Продолжение табл. ПП.7

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Тип конденсатора	Количество на 1 турбину, шт.	Технические характеристики				Габариты, м			Масса конденсатора без воды, т
			Расчетный вакуум, кПа	Расчетная температура охлаждающей воды, °С	Расход охлаждающей воды, м <sup>3</sup> /ч	Гидравлическое сопротивление, кПа	Длина трубок	Высота конденсатора		
Т-50/60-130	К2-3000-2	1	4,9	20	8000					51
Т-100/120-130	КГ2-6200-3	2	5,3	20	8000 × 2	40	7,50			65 × 2
Т-110/120-130	КГ2-6200-3	2	5,6	20	8000 × 2	39	7,50	6,4		65 × 2
Т-175/210-130	КГ2-12000-1	2	5,0	20	12400 × 2	58				155 × 2
Т-180/210-130	180КЦС-1	1	8,65	27	22000 × 1	48	9,00			236
Т-250/300-240	К2-14000-1	2	5,8	20	14000 × 2	56	9,00			155 × 2
ПП-50/60-130	К2-3000-1	1	5,0	10	7000 × 1		7,50			51
ПП-60/75-130	50КЦС-4	1	5,9	20	8000 × 1	35				55
ПП-60/75-90	50КЦС-4	1	5,9	20	8000 × 1	35				55
ПП-80/100-130	80-КЦС-1	1	9,0	20	8000 × 1	36	6,65			633
ПП-135/165-130	К2-6000-1	1	6,20	20	12400 × 1	39	9,00	5,7		155



Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Тип конденсатора	Количество на 1 турбину, шт.	Технические характеристики					Габариты, м			Масса конденсатора без воды, т
			Расчетный вакуум, кПа	Расчетная температура охлаждающей воды, °С	Расход охлаждающей воды, м³/ч	Гидравлическое сопротивление, кПа	Длина трубок	Высота конденсатора			
Для атомных электростанций											
AK-73	K-3720	4	3,92	12	7650 × 4	30,4	7,5	—	172 × 4		
K-220-44-3	K-8170	2	2,94	5	18275 × 2	39,2	9,0	9,66	260 × 2		
K-220-44-2	K-10120	2	3,43	12	24470 × 2	39,2	9,0	—	285 × 2		
K-220-44-1	K-12150	2	5,10	22	27740 × 2	39,2	9,0	—	293 × 2		
K-500-60/1500 с боковыми конденсаторами	K-22550	2	5,88	22	45825 × 2	42,8	10,0	11,73	1066		
K-500-65/3000	K-10120	4	3,92	12	20720 × 4	41,6	9,0	—	293 × 4		
K-750-65/3000	K-16560	4	4,40	15	30650 × 4	52,0	11,5	—	356 × 4		
K-1000-60/1500-1 с боковыми конденсаторами	K-45600	2	3,70	15	79960 × 2	59,6	9,0	—	1140 × 2		
K-1000-60/1500-2 с боковыми конденсаторами	K-33160	3	3,9	15	56600 × 3	76	14,06	—	1890		
K-1000-60/3000	KЦ-1000	4	4,9	20	42500 × 4	31,0	12,0	—	2100		
TK-450/500-60	K2-19000-1	2	9,06	27	33000 × 2	75	12,0	—	1080 × 2		

Таблица П.8

## Основное теплообменное оборудование паровых турбин ТЭС и АЭС

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Наименование оборудования (наибольших габаритов)	Марка (тип)	Кол-во на 1 турбину, шт.	Технические характеристики			Габариты, мм		Масса, т	
				Расход пара, кг/с	Давление, МПа	Температура, °С	Диаметр	Высота	без воды	с водой
Для тепловых электростанций										
К-100-90	ПНД	ПН-200-16	4			240	1020	4765	5,23	
	ПВД	ПВ-250-180	3			410	1540	6772	18,8	9,9
К-160-130	Испаритель	И-350-2	1	5,0	0,59		2844	1090	29,7	26,3
	ПНД	ПН-250-16	4			400	1224	5212	6,3	11,5
	ПВД	ПВ-425-230	3				1740	7390	28,3	42
	Испаритель									
К-210-130-3	ПНД	ПН-350-16	4			400	1420	5680	10,0	16,9
	ПВД	ПВ-775-265	3			392	2290	9625	63,5	93,6
К-300-240-1	ПНД	ПН-550-26	4			400	1624	5560	11,4	20,7
	ПВД	ПВ-1700-380	3			335	2680	8860	92,1	127
	Испаритель	И-250-1			1,57		2844	10645	30,6	
	Испаритель	И-250-0,6-1,2	1	5,0	0,59		2844	11000	30	
К-500-240	ПНД	ПН-1000-29	5			225	1852	8660	27,5	60,2
	ПВД	ПВ-2100-380	3			347	3360	11350	211,0	260

Продолжение табл. ПП.8

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Наименование оборудования (наибольших габаритов)	Марка (тип)	Кол-во на 1 турбину, шт.	Технические характеристики			Габариты, мм		Масса, т	
				Расход пара, кг/с	Давление, МПа	Температура, °С	Диаметр	Высота	без воды	с водой
К-800-240	ПНД	ПН-1600-32	4			335	2472	9335	48,4	86,6
	ПВД	ПВ-2100-380	6			290	3110	10950	141,7	199
К-1200-240	ПНД	ПН-2300-25	5			310	2640	9100	55,4	92,6
	ПВД	ПВ-2500-380	6							
Т-50/60-130	ПНД	ПН-130-16	5			400	1020	4585	3,53	8,30
	ПВД	ПВ-350-230	3			475	1564	7000	25,7	36,6
	Испаритель	И-120-1	1	5,0	0,59		2032	9926	16,4	
Т-100/120-130	ПНД	ПН-250-16	4			400	1224	5215	6,30	
	ПВД	ПВ-425-230	3			500	1760	7390	32,1	11,5
Т-175/210-130	Испаритель	И-250-1	1	6,7	0,59		2844	10650	30,6	46,0
	ПНД	ПН-400-26	4			400	1624	5560	11,4	20,7
Т-180-210-130	ПВД	ПВ-800-230	3			475	2280	9050	62,9	90,1
	ПНД	ПН-350-16	4			400	1424	5680	10,0	17,0
Т-250/300-240	ПВД	ПВ-775-265	3			392	2290	9625	63,5	93,6
	ПНД	ПН-400-26	5			400	1624	5560	11,4	20,7
ПТ-60/75-90	ПВД	ПВ-1200-380	3			335	2680	8860	92,1	127
	ПНД	ПН-130-16	4			400	1020	4585	3,5	8,3
ПТ-60/75-130	ПВД	ПВ-350-230	3			475	1564	7000	25,7	36,6

Окончание табл. ПП.8

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Наименование оборудования (наибольших габаритов)	Марка (тип)	Кол-во на 1 турбины, шт.	Технические характеристики			Габариты, мм		Масса, т	
				Расход пара, кг/с	Давление, МПа	Температура, °С	Диаметр	Высота	без воды	с водой
ПТ-135/165-130	ПНД	ПН-400-26	5			400	1624	5560	11,4	20,7
	ПВД	ПВ-800-230	3			475	2280	9050	62,9	90,1
	ПВД	ПВ-800-230	3	9,7	3,9	475	2280	9050	62,9	90,1
Для атомных электростанций										
К-220-44	ПНД	ПН-800-29	5	263,9	0,7	200	1856	7424	22,7	
	ПВД	ПВ-1600-92	3	405,6	3,6	230	2672	10600	93,0	
	СПП	СПП-220М	2	135,6	0,30	240	3480	13980	107,0	
К-500-65/3000	ПНД	ПН-1800-42	6	700,0		170	3030	10000	61,6	110
	ПВД	СПП-500-1	4	141,1	0,33	263	4170	9050	119	197
	Испаритель	И-500	1		0,64	161	2640	8620	33	
К-750-65/3000	ПНД	ПН-1200-42	6	174	4,02	151	2640	10960	51	
	ПВД	СПП-750	4	181,4	0,47	263	4000	13240	165	264
	Испаритель	И-1000А	1		0,9	175	3450	11520	100	178
К-1000-60/1500	ПНД	ПН-3200-30	6	389,6	1,6	105	3480	11000	121	200
	ПВД	ПВ-2500-97	4	326,6	2,8	231	3300	14090	176	271
	СПП	СПП-1000	4(2)	327,8	1,13	250	3490	13350	128	

Деаэраторы паровых турбин ТЭС и АЭС

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Тип деаэратора	Кол-во на одну турбину, шт.	Технические характеристики		Габариты					Масса без воды, т
			Номи- нальная произво- димость, кг/с	Рабочая темпе- ратура, °С	Диа- метр колон- лон- ки, м	Высота колон- ки, м	Диа- метр бака, м	Ем- кость бака, м <sup>3</sup>	Высота деаэра- тора, м	
К-100-90	ДП-500М	1	139	158	2,03	3,62	3,44	100	8,57	20,9
К-210-130	ДП-1000-4	1	278	164	2,40	4,50	3,44	120	7,56	36,5
К-300-240	ДП-1000-4	1	278	164	2,40	4,50	3,44	120	7,56	36,5
К-500-240	ДП-2000-1	1	556	164	3,40	4,57	3,44	185	8,40	46,8
К-800-240	ДП-1600М-1	2	444 × 2	164	2,80	4,30	3,44	185	7,56	73,0
К-1200-240	ДП-2000-1	2	556 × 2	164	3,40	4,57	3,44	185	8,40	46,8
Т-50/60-130	ДП-225-7	1	62,5	158	1,82	5,34	3,44	65	7,31	20,5
Т-100/120-130	ДП-500М-2	1	139	164	2,03	3,62	3,44	100	8,57	20,9
Т-250/300-240	ДП-1000	1	278	164	2,40	4,50	3,44	120	7,56	36,5

Для тепловых электростанций

Окончание табл. ПП.9

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Тип деаэрагора	Кол-во на одну турбину, шт.	Технические характеристики		Габариты					Масса без воды, т
			Номинальная производительность, кг/с	Рабочая температура, °С	Диаметр колонки, м	Высота колонки, м	Диаметр бака, м	Емкость бака, м <sup>3</sup>	Высота деаэрагора, м	
ПП-60/75-90, ПП-60/75-130	ДП-225-7	1	62,5	158	1,82	5,34	3,44	65	7,31	20,5
ПП-80/100-130	ДП-500М-2	1	139	164	2,03	3,62	3,44	100	8,57	20,9
ПП-135/165-130	ДП-500М-2	1	139	164	2,03	3,62	3,44	100	8,57	20,9
Для атомных электростанций										
К-220-44	ДП-1000-4	1 (с 2 кол.)	278	164	2,40	4,50	3,44	120	8,00	44,4
К-220-44	ДА-75-1	1	20,8	104	1,21	2,37	2,22	24	4,64	12,6
К-500-65/3000	ДП-800	2	222 × 2	164	2,44		3,44	120		
К-500/65-3000	ДП-2000	1 (с 2 кол.)	200 × 2	168	2,43	4,05	3,44	120	7,48	42,7
К-750-65/3000	ДП-2600	1	722	187	3,46	7,23	3,46	120	10,7	69,8
К-1000-60/3000	ДП-3200	1 (с 2 кол.)	889	164	3,44	7,67	3,44	185	11,1	79,2
К-1000-60/3000	ДП-6000	1 (с гориз. кол.)	1667		3,44	4,09	3,80	400	7,89	215

## Фундаменты турбоагрегатов ТЭС и АЭС

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Тип генератора	Габаритные размеры, м						Заглубление фундамента от отметки конденсационного пола	Отметка обслуживания здания	Объем монолитной плиты, м <sup>3</sup>	Объем сборного железобетона, м <sup>3</sup>
		Длина по верху	Длина по дошве	Ширина по оси ЦНД	Ширина по дошве	Полная высота	Заглубление фундамента от отметки конденсационного пола				
Для тепловых электростанций											
К-200-130-3	ТВВ-200-2А	32,95	32,00	10,60	10,50	13,55	4,55	9,60	436	288	
К-300-240-1	ТТВ-300-2	40,95	41,35	11,00	13,00	13,88	4,83	9,60	723	380	
К-300-240-3	ТВВ-320-2	37,25	37,40	11,00	14,50	17,00	8,00	9,60	760	350	
К-500-240-2	ТТВ-500-2	47,21	46,91	10,85	13,00	17,05	6,85	10,20	1580	512	
К-500-240-4	ТВВ-500-2	46,58	47,00	10,85	13,00	17,05	6,85	10,20	1581	549	
К-800-240-3	ТВВ-800-2	59,89	60,00	11,00	12,00	17,90	6,50	11,40	1846	743	
К-1200-240	ТВВ-1200-2	72,51	73,60	17,40	28,00	22,30	6,70	15,60	6434	1077	
Т-110/120-130	ТВФ-120-2	29,57	32,04	8,50	9,60	13,35	5,35	12,00	338	172	
Т-175/210-130	ТТВ-200-2	38,79	38,80	11,00	10,50	14,35	6,55	10,20	1019	358	
Т-250/300-240	ТВВ-320-2	43,80	43,50	11,00	13,40	15,60	6,60	9,00	1544	417	
ПТ-60/75-130	ТВФ-63-2	23,95	23,25	7,40	7,00	12,90	4,90	9,60	217	135	

Окончание табл. ПП.10

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Тип генератора	Габаритные размеры, м						Отметка обслуживания живания	Объем моно-литной плиты, м <sup>3</sup>	Объем сборного железобетона, м <sup>3</sup>
		Длина по верху	Длина по по-дошве	Ширина по оси ЦНД	Ширина по по-дошве	Полная высота	Заглубление фундамента от отметки конденсационного пола			
ПТ-80/100/130	ТВФ-120-2	25,77	25,67	7,40	7,40	14,20	2,20	12,00	248	148
ПТ-135/165/130	ТВВ-165	28,15	27,79	9,60	10,00	13,00	5,00	8,00	433	237
Р-50/60-130	ТВФ-63-2	18,38	17,68	6,70	7,00	12,90	4,90	9,60	165	101
Для атомных электростанций										
К-220-44-3	ТВВ-220-2	36,93	36,48	10,85	10,00	14,58	4,98	9,60	678	357
К-210-44/3600	ТВВ-220-3600	33,33	31,00	10,85	10,85	14,75	5,15	12,60	538	409
К-500-65/3000	ТВВ-500-2	58,19	58,79	12,00	13,00	18,50	6,50	12,00		640
К-500-65/3000	ТТВ-500-2	57,63	57,03	10,85	10,25	18,50	6,50	12,00		637
К-750-65/3000	ТВВ-800-2	60,30	60,80	14 ДО	16,00	21,65	9,65	9,60		704
К-1000-60/3000	ТВВ-1000-2	73,20	73,70	16 ДО	18,00	21,40	6,40	15,00		1085



Крановое оборудование главных корпусов ТЭС и АЭС

Тип крана	Грузоподъемность основного и вспомогательного крюка, тс	Габаритные размеры, м										Давление на колеса, кН		Масса, т			
		$L_k$	$H$	$h$	$B$	$B_2$	$l_2$	$l$	$A_2$	$A_3$	$A_4$	$h_p$	$P$	$P_1$	тележки	крана, общая	
Общего назначения по ГОСТ 3332-54	50/10	22,5											46,5			66,5	
		25,5	3,15	0,65	6,65	0,30	1,8	2,36	5,25	-	-	0,13	48,0		18	72,0	
		28,5											49,0				77,0
		31,5											51,5				84,0
КМ-80 ЛУ с увеличенной высотой подъема 2-балочный	80/20	34												385	410	122	
		37	4,5	0,7	9,6	0,4	1,9	2,7	4,35	0,9	-	0,15	420	450	148		
		40											440	470	32	160	
		43											450	480		172	
47											460	490		185			
КМ 100 ЛУ с увеличенной высотой подъема 2-балочный	100/20	34	4,0		10,4								462	482		133	
		37		1,6		0,4	1,9	2,7	5,4	0,9	-	0,17	492	512	37	165	
		40											513	542		180	
		43	4,5		10,9								523	552		190	
47											532	560		200			
КС-100-ЛУ специальный с увеличенной высотой подъема, одноклочный	100/20	34											456	461		126	
		37	4,2	1,16	8,82	0,4	2,2	2,0	5,6	0,9	-	0,17	470	475	43	130	
		40											489	494		134	
		43											500	505		137	
47											520	525		141			

Продолжение табл. П.1.11

Тип крана	Грузоподъемность основного и вспомогательного тельного крюка, тс	Габаритные размеры, м										Давление на колеса, кН		Масса, т		
		$L_k$	$H$	$h$	$B$	$B_2$	$l_2$	$l$	$A_2$	$A_3$	$A_4$	$h_p$	$P$	$P_1$	тележки	крана, общая
КМ-100/20 специальный однобалочный	100/20	43,5	4,7	0,8	8,82	0,38	2,2	2,0	5,6	0,9	–	0,17	457	472	43	132
		44,5	4,7	0,8	8,82	0,38	2,2	2,0	5,6	0,9	–	0,17	463	479	43	135
		45,5	4,7	0,8	8,82	0,38	2,2	2,0	5,6	0,9	–	0,17	470	487	43	138
		46,0	4,7	0,8	8,82	0,38	2,2	2,0	5,6	0,9	–	0,17	473	490	43	140
		47,0	4,7	0,8	8,82	0,38	2,2	2,0	5,6	0,9	–	0,17	475	492	43	142
КМ-125-УД унифицированный длинно- пролетный 2-балочный	125/20/5	48,0	4,7	0,8	9,82	0,38	2,2	2,0	6,6	0,9	–	0,17	477	494	43	145
		49,0	4,7	0,8	9,82	0,38	2,2	2,0	6,6	0,9	–	0,17	479	496	43	147
		50,0	4,7	0,8	9,82	0,38	2,2	2,0	6,6	0,9	–	0,17	481	498	43	150
		51,0	4,7	0,8	9,82	0,38	2,2	2,0	6,6	0,9	–	0,17	483	500	43	152
		52,0	4,7	0,8	9,82	0,38	2,2	2,0	6,6	0,9	–	0,17	485	502	43	154
КМ-125У с увеличенной высотой подъема, 2-балочный	125/20/5	46,0	4,8	0,82	11,8	0,4	1,9	2,5	8,0	0,9			573	575		143
		49,0	4,8	0,82	11,8	0,4	1,9	2,5	8,0	0,9			588	590		188
		50,5	4,8	0,82	11,8	0,4	1,9	2,5	8,0	0,9			593	595		191
		51,0	4,8	0,82	11,8	0,4	1,9	2,5	8,0	0,9			593	595		192
		52,0	4,8	0,82	11,8	0,4	1,9	2,5	8,0	0,9			602	605		200
52,5	4,8	0,82	11,8	0,4	1,9	2,5	8,0	0,9			602	605		201		
КМ-125У с увеличенной высотой подъема, 2-балочный	125/20/5	49,0	4,8	0,82	11,6	0,4	1,9	2,5			0,17					216
		51,0	4,8	0,82	11,6	0,4	1,9	2,5			0,17					216

Тип крана	Грузоподъемность основного и вспомогательного крюка, тс	Габаритные размеры, м										Давление на колеса, кН		Масса, т			
		$L_k$	$H$	$h$	$B$	$B_2$	$l_2$	$l$	$A_2$	$A_3$	$A_4$	$h_p$	$P$	$P_1$	тележки	крана, общая	
КМ-125У с увеличенной высотой подъема, 2-балочный	125/20/5	49,0	4,8	0,82	11,6	0,4	1,9	2,5									216
		51,0										0,17					
КМ-125ЛН с увеличенной высотой подъема, 2-балочный	125/20/5	37,0	4,5	1,7	9,3	0,4	1,9	2,7	5,1	0,9	-	0,17	559	598	39		
		40,0											588	618			
КС-125ЛУ специальный с увеличенной высотой подъема, однобалочный	125/20/5	43,0	4,3	1,16	8,82	0,4	2,2	2,0	5,6	0,9	-	0,17	505	515	45		
		37,0											510	525			
КС-160/32 специальный с увеличенной высотой подъема, 2-балочный	160/32/5	27,5	4,5	1,95	11,2	0,5	2,5	3,1	2,3	0,9	1,9	0,17	308	318	49		
		30,5											318	337			
		33,5										328	347				

Продолжение табл. П.1.11

Тип крана	Грузоподъемность основного и вспомогательного крюка, тс	Габаритные размеры, м										Давление на колеса, кН		Масса, т		
		$L_k$	$H$	$h$	$B$	$B_2$	$l_2$	$l$	$A_2$	$A_3$	$A_4$	$h_p$	$P$	$P_1$	тележки	крана, общая
КМ200ЛУ с увеличенной высотой подъема, 2-балочный	200/32/5	30,5											383	393		
		33,5											393	403		
		36,5	5,1	1,7	11,5	0,5	2,5	3,2	2,6	0,9	1,9	0,17	402	412	57	
		39,5											411	420		
		42,5											419	428		
КС-250/30ЛУ специальный с увеличенной высотой подъема, 2-балочный	250/30/6	30,5														
		33,5	5,1	1,75	11,5	0,5	2,5	3,2	2,6	0,9	0,17	435	455	68		
		36,5											455	465		
Кран мостовой специальный кругового действия с дистанционным управлением, с высотой подъема 45 м	320/160/2 × 70	43,0	10,3	-0,3	15,0	0,54	13,4	2,5								

Тип крана	Грузоподъемность основного и вспомогательного крюка, тс	Габаритные размеры, м										Давление на колеса, кН		Масса, т		
		$L_k$	$H$	$h$	$B$	$B_2$	$l_2$	$l$	$A_2$	$A_3$	$A_4$	$h_p$	$P$	$P_1$	тележки	крана, общая
КМ-320/32 общего назначения 2-балочный	320/32	30,5	5,5	2,3	12,3	0,5	3,1	3,3	3,4	0,9	1,9	0,17	557	565	89	
		38,5											565	577		
КМ 320/80 2-балочный	320/80/5	42,5	5,5	2,33	12,3	0,5	3,1	3,4	3,4	0,9	1,9	0,17			88	
КМ 400/80 2-балочный круговой	400/80/5	42,5	6,2	2,1	14,0	0,5	4,0	4,3	3,7	0,9	1,9	0,17			135	
КМ-500/80 общ. назначения 2-балочный	500/80	30,5	6,8	2,7	14,0	0,55	3,8	5,2	3,4	1,15	2,05	0,19	893	903	183	
		33,5											909	919		

Таблица П1.12

## Унифицированные несущие конструкции покрытий главных корпусов ТЭС и АЭС

Наименование конструкций	Тип (марки)	Пролет, м	Размеры конструкций, мм				Строительный подъем	Масса фермы, т	Масса связей, т	Масса рядового блока покрытия, т
			Длина	Высота на коньке	Высота на опоре	Толщина				
Ферма стропильная стальная	ТФ-54	54	53500	4800			200	10,35	4,68	91-98
	ТФ-51	51	50500	4650						
	ТФ-48	48	47500	4500						
	ТФ-45	45	44500	4350						
	ТФ-42	42	41500	4200						
	ТФ-39	39	38500	4050						
	ТФ-36	36	35500	3900						
	ТФ-33	33	32500	3750						
	ТФ-30	30	29500	3600	2100					
	ТФ-27	27	26500	3450						
	ТФ-24	24	23500	3300						
	Ферма стропильная железобетонная	ФБ-36	36	35940						
ФБ-33		33	32940							
ФБ-30		30	29940							
ФБ-27		27	26940							
Ферма стропильная железобетонная безраскосная	ФБ-24	24	23940	3300		240		11,7		

Таблица П1.13

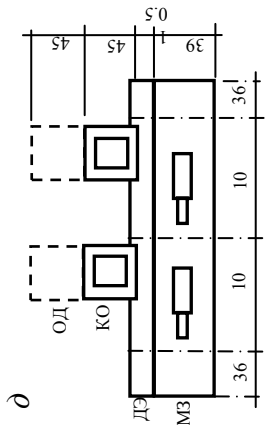
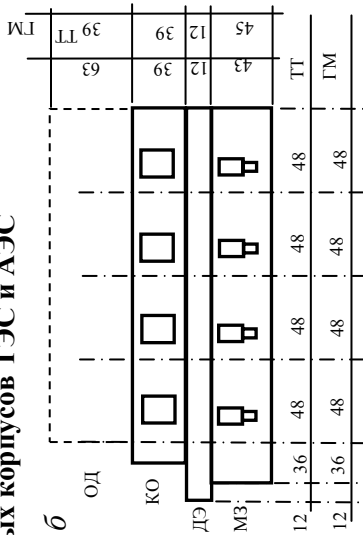
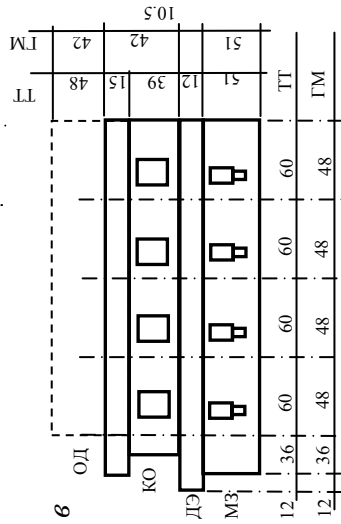
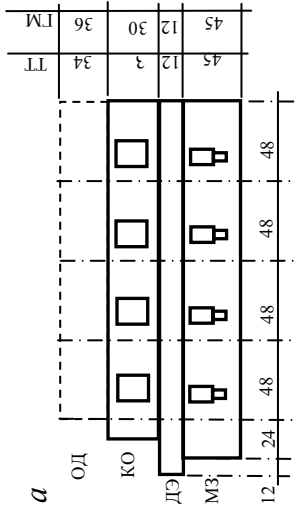
## Унифицированные сечения колонн и ригелей

Тип сечения	Наименование сечения и материал	Марка	Размеры сечения, мм			
			Высота	Ширина полки	Толщина полки	Толщина стенки
I	Сечение железобетонной колонны прямоугольное	K033	300	300	–	–
I	То же	K044	400	400	–	–
I	Сечение железобетонной колонны прямоугольное	K064	600	400	–	–
I	То же ригеля (балки)	P064 (B064)	600	400	–	–
I	Сечение железобетонной колонны прямоугольное	K066	600	600	–	–
I	Сечение железобетонной колонны прямоугольное	K084	800	400	–	–
II	То же двутавровое	K084	800	400	200	200
I	Сечения железобетонного ригеля (балки) прямоугольное	P084 (B084)	800	400	–	–
II	То же двутавровое	P084 (B084)	800	400	200	200
I	Сечение железобетонной колонны прямоугольное	K086	800	600	–	–
II	Сечение железобетонной колонны двутавровое	K086	800	600	200	200
I	Сечение железобетонного ригеля прямоугольное	P086	800	600	–	–
II	То же двутавровое	P086	800	600	200	200
I	Сечение железобетонной колонны прямоугольное	K106	1000	600	–	–
II	То же двутавровое	K106	1000	600	200	200
I	Сечение железобетонной колонны прямоугольное	K126	1200	600	–	–
II	То же двутавровое	K126	1200	600	200	200
I	Сечение железобетонного ригеля прямоугольное	P126	1200	600	–	–
II	То же двутавровое	P126	1200	600	200	200
I	Сечение железобетонного ригеля прямоугольное	P146	1400	600	–	–
II	То же двутавровое	P146	1400	600	200	200

Тип сечения	Наименование сечения и материал	Марка	Размеры сечения, мм			
			Высота	Ширина полки	Толщина полки	Толщина стенки
I	Сечение железобетонной колонны прямоугольное	K156	1500	600	–	–
II	То же двутавровое	K156	1500	600	200	200
I	Сечение железобетонной колонны прямоугольное	K186	1800	600	–	–
II	То же двутавровое	K186	1800	600	300	200
I	Сечение железобетонного ригеля прямоугольное	P186	1800	600	–	–
II	То же двутавровое	P186	1800	600	300	200
I	Сечение железобетонной колонны прямоугольное	K206	2000	600		
II	То же двутавровое	K206	2000	600	300	200
I	Сечение железобетонного ригеля прямоугольное	P206	2000	600		
II	То же двутавровое	P206	2000	600	300	200
I	Сечение железобетонной колонны прямоугольное	K246	2400	600	–	–
II	То же двутавровое	K246	2400	600	300	40
I	Сечение железобетонного ригеля прямоугольное	P246	2400	600	–	–
II	То же двутавровое	P246	2400	600	300	400
III	Сечение стальной колонны из двух двутавров типа ШТ, КТ или КУТ и листа		1000– 1800	300– 400	–	–
IV	То же с листом, усиленным продольным ребром жесткости		1000– 1800	300– 400	–	–
V	Сечение стальной колонны из двух двутавров типа Б или Ш со стенкой листа		1000– 2000	380– 800	–	–
VI	То же с дополнительным продольным ребром жесткости		1000– 2400	400– 1000	–	–
VII	Сечение стальной колонны из двух двутавров типа Б, Ш, К, КУ		1200– 2400	385– 1000	–	



Схемы компоновки главных корпусов ТЭС и АЭС



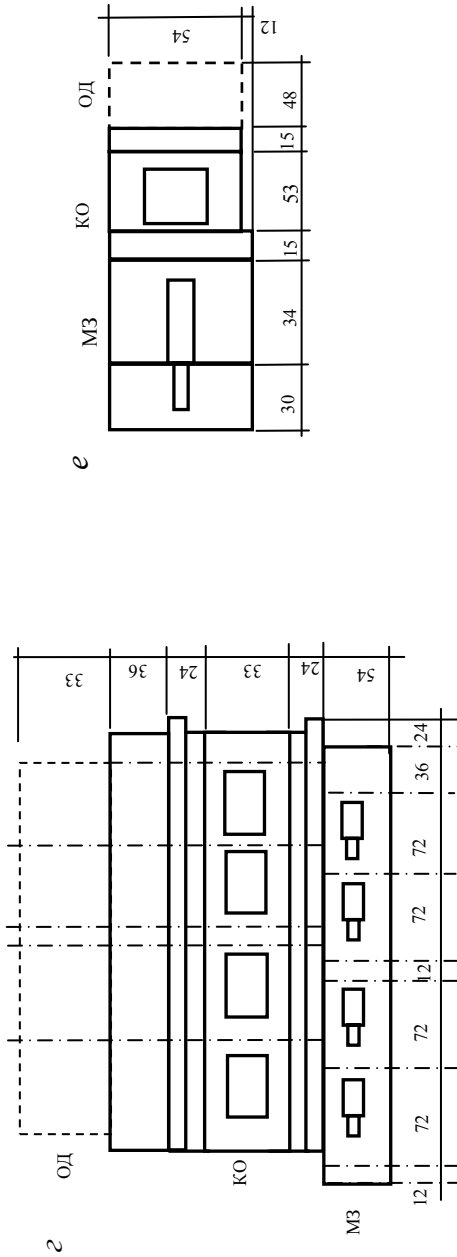


Рис. П2.1. Схемы компоновок главных корпусов КЭС (размеры в метрах):

*a* – с блоками 210 МВт; *б* – 300 МВт; *в* – 500 МВт; *г* – 800 МВт на твердом топливе; *д* – 800 МВт на газе и мазуте; *е* – 1200 МВт на газе и мазуте; ГТ – твердое топливо; ГМ – на газе и мазуте; КО – котельное отделение;

МЗ – машинный зал; ДЭ – деаэрационная этажерка; ОД – отделение дымососов

## Газомазутная КЭС с энергоблоками 300 МВт (краткое описание)

Количество однотипных газомазутных энергоблоков мощностью 300 МВт, построенных в странах СНГ, по сравнению с другими является, пожалуй, наибольшим. Главный корпус проектировался для размещения четырех, шести и восьми блоков. Отличие компоновок главных корпусов отдельных электростанций помимо числа агрегатов связано с типом котлов (одно-, двухкорпусные) и некоторыми вариациями в размещении вспомогательного тепломеханического оборудования в машинном отделении (МО). Во всех решениях пролет МО – 45 м (длина турбоагрегата – около 37 м), этажерки – 12 м, котельного отделения (КО) – 33 и 39 м (при некотором изменении высоты) в зависимости от типа котла, длина ячейки энергоблока – 48 м.

Одна из наиболее характерных компоновок с однокорпусным котлом ТГМП-344 паропроизводительностью 1000 т/ч (25,5 МПа, 545 °С) представлена на рис. П2.2. При котле с размерами в плане 18,6 × 23,6 м длина ячейки КО может быть сокращена до 36 м, однако определяющим в компоновке здания является размер ячейки МО.

В МО три основные рабочие отметки: отметка обслуживания турбоагрегата – 9,6 м, «нулевая» отметка (+0,60) и подвал с отметкой пола минус 3,00. В этажерке пять рабочих отметок. На нулевой – РУСН 0,4 кВ (РУСН 6 кВ расположено в МО, в пристройке, примыкающей к оси А), выше – кабельный полуэтаж, на отметке 9,60 – помещение блочных и центрального щитов управления (БЩУ, ЦЩУ), лаборатории экспресс-анализа и служебные помещения, далее этаж трубопроводов поперечной связи МО и КО (паропроводы и трубопроводы питательной воды между котлом и турбиной); наверху, на отметке 21,0, – деаэраторы. Один из недостатков схемы – размещение БЩУ под трубопроводами и деаэраторами, что при повреждении последних создает опасность протечек в БЩУ.

В КО и МО предусмотрены автомобильные и железнодорожные въезды со стороны постоянного и временного торцов.

a

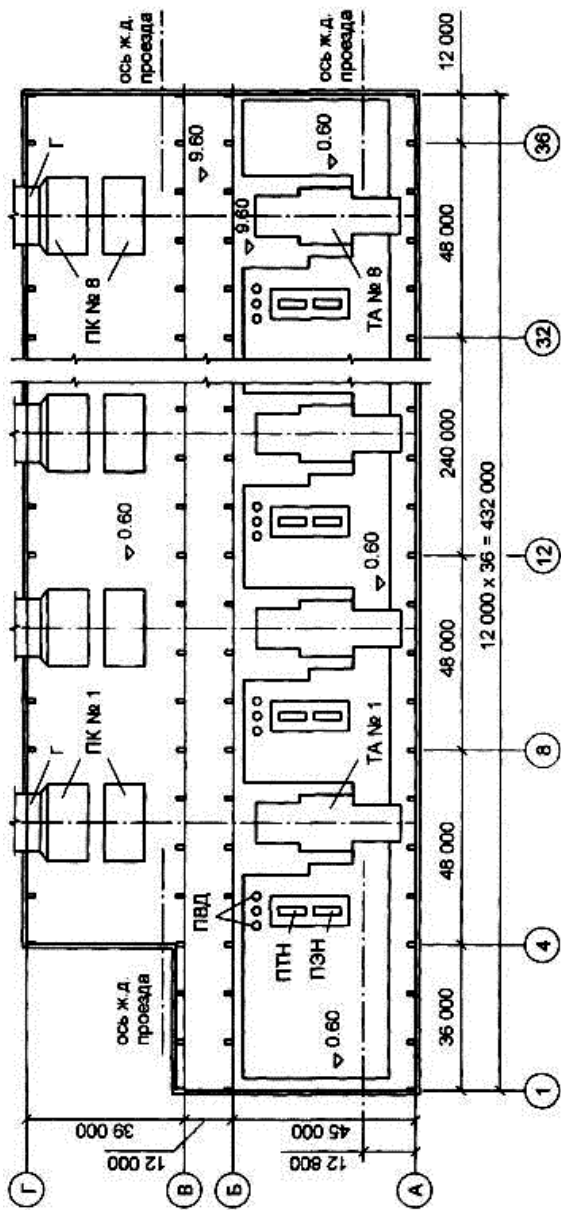
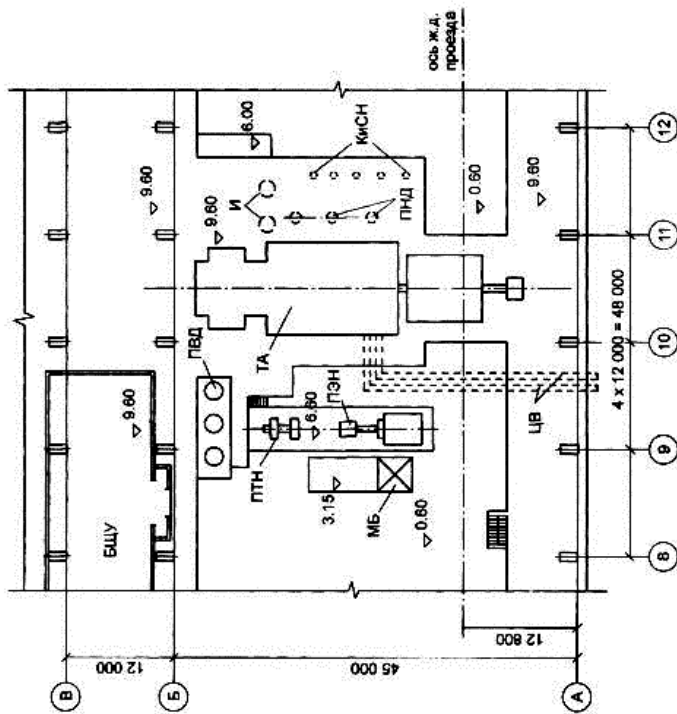


Рис. П2.2. Компоновка главного корпуса газомазутной КЭС мощностью 2400 МВт с энергоблоками 300 МВт:  
а – план здания



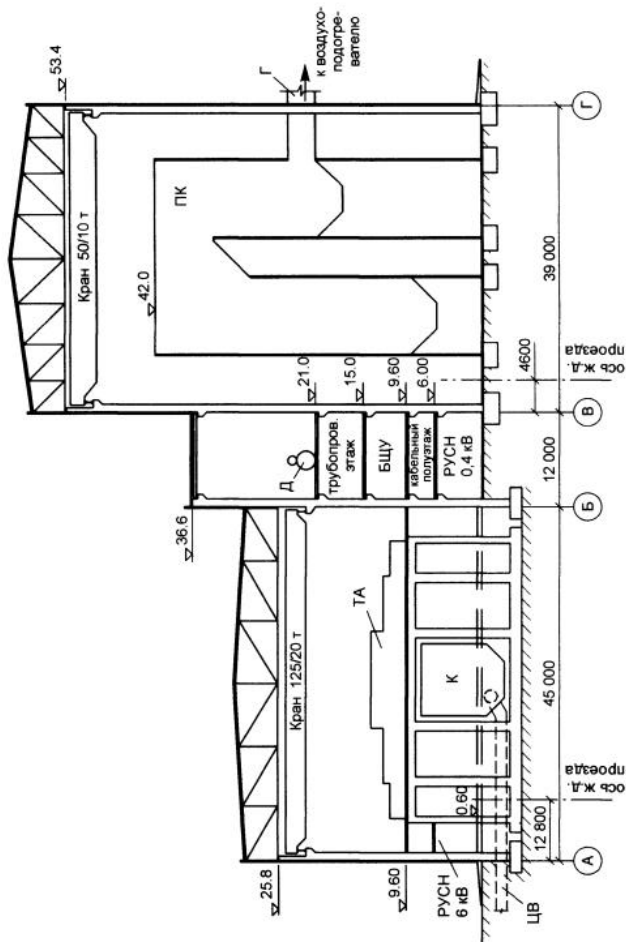


Рис. П2.2 (окончание). Компоновка главного корпуса газомазутной КЭС мощностью 2400 МВт с энергоблоками 300 МВт:  
 б – план ячейки турбоагрегата; в – поперечный разрез здания; ТА – турбоагрегат; ПВД – подогреватель высокого давления;  
 ПТН – питательный турбонасос; ПЭН – питательный электронасос; Г – газоход; ПНД – подогреватель низкого давления;  
 И – испаритель; КисН – конденсатный и сливной насосы; БЩУ – блочный щит управления;  
 ПК – паровой котел; ЦВ – циркуляционные водоводы; МБ – маслобак

## Газомазутная КЭС с энергоблоками 800 МВт (краткое описание)

Основное оборудование: паровой котел марки ТГМП-204 паропроизводительностью 2650 т/ч, турбина К-800-240. Котел – газоплотный, подвешен к хребтовому диску – системе металлических балок, опирающихся на колонны каркаса котельного отделения. Габариты котла в плане  $21 \times 29$  м, отметка верха – около 61 м. Длина турбоагрегата (ТА) – 60 м.

В проектных решениях рассматривались варианты поперечного расположения ТА с двухпролетным МО ( $27 + 45$  м) и продольного (рис. П2.3). При поперечном расположении длина ячейки МО 60 м близка к длине ячейки КО. Общая компоновка здания принципиально не отличается от решения с блоками 300 МВт.

При продольном расположении пролет МО сокращается до 36–39 м. Питательные насосы, подогреватели высокого давления располагаются перед турбиной. В результате длина ячейки МО увеличивается до 108 м, что значительно больше ячейки котла – 48 м. В этом случае целесообразно котельное отделение делать с разрывами: котельные, каждая на один котел, полуостровами (зубцами) примыкают к единому зданию МО и этажерки. Такое решение с размещением двух-трех энергоблоков в одном здании реализовано на ряде площадок.

Для электростанции с аналогичным оборудованием в Сургуте ввиду суровых климатических условий (расчетная температура – минус  $43$  °С) и опасности снежных заносов была принята компоновка, при которой все котлы располагаются в едином объеме котельного отделения, примыкающего к этажерке и МО по традиционной схеме (рис. П2.4).

С целью максимального уменьшения длины ячейки МО при продольном расположении ТА, приближения ее размеров к ячейке КО вспомогательное тепломеханическое оборудование расположено с боковых сторон ТА. Подогреватели высокого давления, бустерные и питательные насосы в соответствии с тепловой схемой – между ТА и этажеркой, остальное – с противоположной стороны. Таким образом, длина ячейки МО уменьшилась до 72 м, но пролет вырос до 54 м.

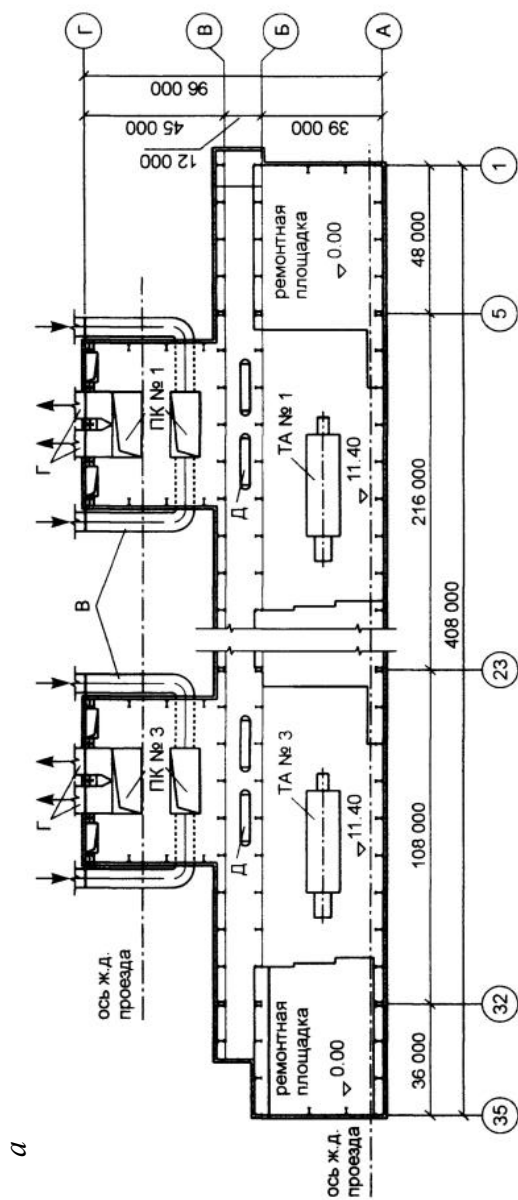
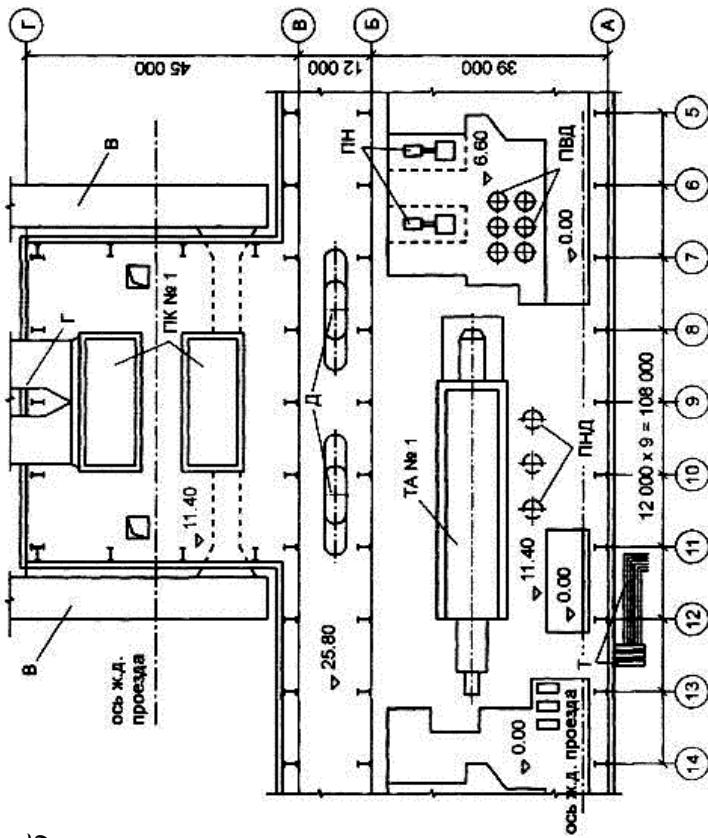


Рис. П. 2.3. Компоновка главного корпуса газомазутной КЭС мощностью 2400 МВт с энергоблоками 800 МВт:  
а — план главного корпуса





б

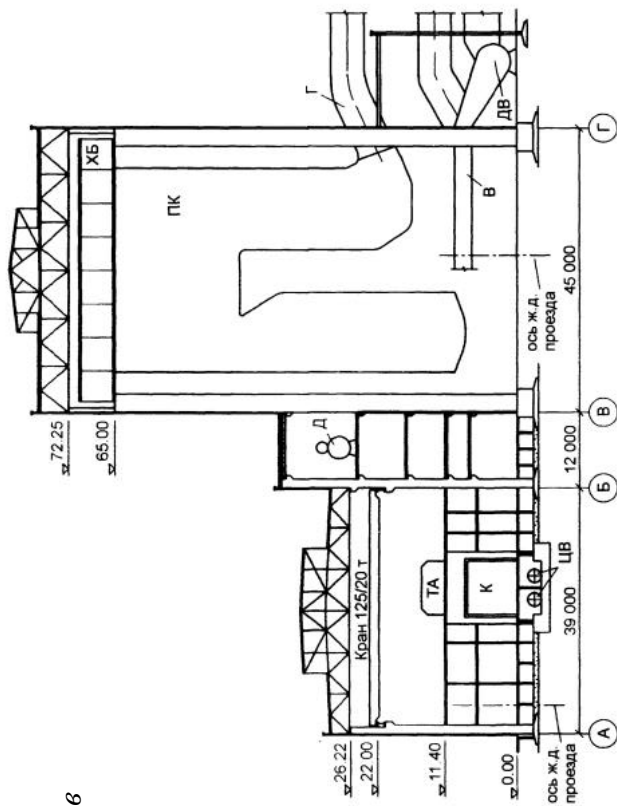
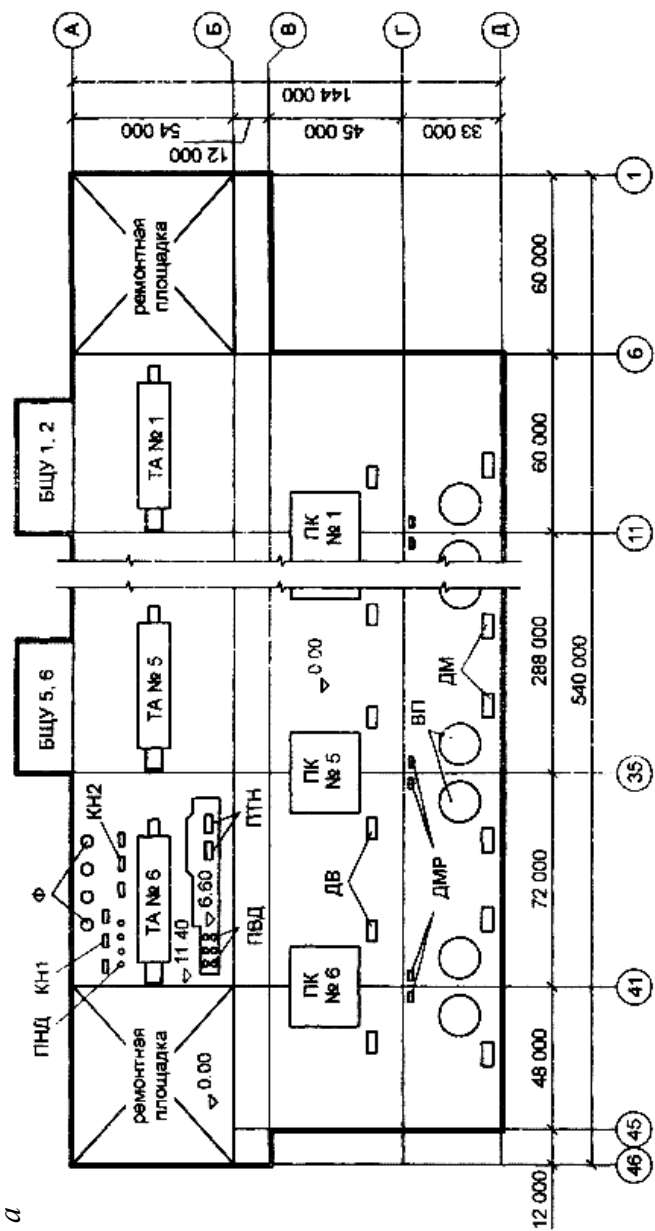


Рис. П 2.3 (окончание). Компоновка главного корпуса газомазутной КЭС мощностью 2400 МВт с энергоблоками 800 МВт:

*б* – план ячейки энергоблока; *в* – поперечный разрез здания; ТА – турбоагрегат; Д – деаэрагор; ПК – паровой котел;

ПН – питательный насос; Г – газод; В – воздухоподогреватель; ПВД – воздухоподогреватель высокого давления; ПНД – подогреватель низкого давления; Т – токопровод к повышающему трансформатору и к трансформатору собственных нужд; ХБ – хребтовая балка; ДВ – дутьевой вентилятор; ЦВ – циркуляционный водовод; К – конденсатор



a

б

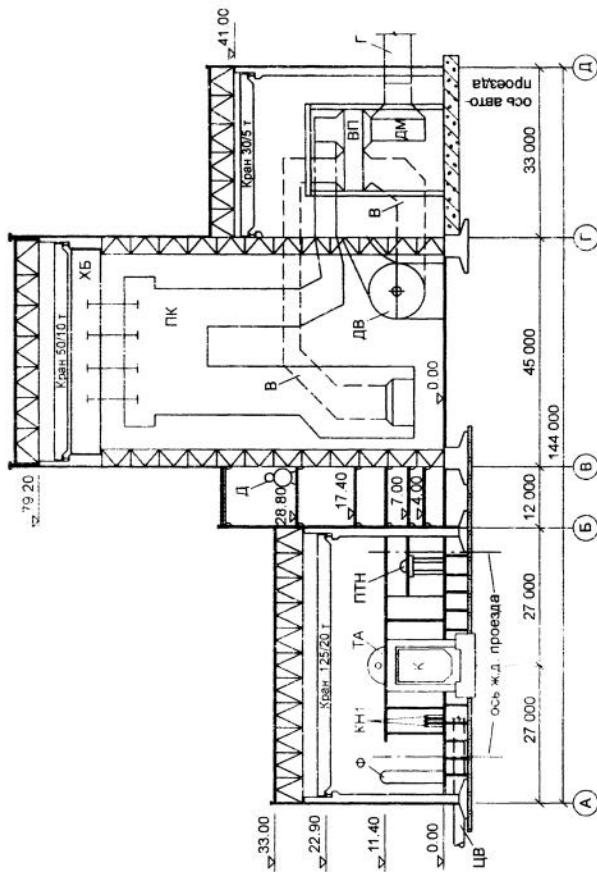


Рис. П 2.4. Компоновка главного корпуса газомазутной КЭС мощностью 4800 МВт с энергоблоками 800 МВт:

*a* – план здания; *b* – поперечный разрез здания; ТА – турбоагрегат; ПНД – подогреватель низкого давления;

КН1 – конденсатный насос первой подъема; КН2 – конденсатный насос второй подъема; Ф – фильтр конденсатоочистки;

ПТН – питательный турбонасос; ПК – паровой котел; ПВД – подогреватель высокого давления; ДВ – дутьевой вентилятор;

ДМР – дымосос рециркуляции; ВП – воздухоподогреватель; БЩУ – блочный щит управления; ДМ – дымосос; Г – газход;

В – воздухоход; Д – деаэратор; ЦВ – циркуляционный водовод; ХБ – хребтовая балка; К – конденсатор

Длина ячейки котла – 48 м. Однако если подводящие воздуховоды прокладывать в помещении, то длина возрастает до 72 м (при благоприятном климате воздуховоды – вне здания). С целью максимального использования резервов ячейки КО здесь располагаются и дутьевые вентиляторы.

Оборудование хвостовой части котла – дымососы, воздухоподогреватели – размещаются не на открытой площадке, как обычно, а в дополнительном пролете здания. Блочные щиты управления вынесены в полуостровные пристройки к МО.

### **КЭС с энергоблоками 500 МВт на экибастузских углях (краткое описание)**

Основное оборудование энергоблока: котел П-57 паропроизводительностью 1650 т/ч (25,5 МПа, 545 °С) для сжигания угля с теплотворной способностью 17 МДж/кг, зольностью 37–43 %, влажностью 8 % и турбина К-500-240.

Котел Т-образной компоновки с размерами в плане 24 × 36 м и наивысшей отметкой 63 м с опиранием на собственный каркас. Длина ТА – 48 м.

В главном корпусе скомпоновано восемь энергоблоков. Длина ячейки каждого 60 м (5 × 12 м). С учетом ремонтных площадок общая длина здания по МО 540 м. Предусмотрены два ввода галерей конвейеров топливоподачи в этажерку со стороны хвостовой части котла: перед первым энергоблоком и между четвертым и пятым (рис. П2.5).

Основных пролетов в здании три: пролет машинного отделения – 51 м, котельного отделения – 51 м со встроенной 12-метровой деаэрационной этажеркой со стороны МО, а также 15-метровый пролет этажерки трубчатых воздухоподогревателей и конвейеров раздачи угля к индивидуальным системам пылеприготовления котлов.

В МО принято наиболее рациональное поперечное расположение ТА. Пролет МО удалось ограничить 51 м, однако по осям ТА пришлось организовывать 6,5-метровые пристройки – эркеры для ввода (вывода) ротора генератора в (из) статор(а). С целью уравнивания длины ячеек КО и МО в каждой ячейке МО предусмотрена ремонтная площадка шириной по 12 м. За счет этого в МО удалось

несколько уменьшить размеры монтажно-ремонтных площадок общестанционного назначения. В данном случае они расположены со стороны постоянного торца  $2 \times 12$  м, а также между четвертой и пятой турбинами –  $2 \times 12$  м.

Основные отметки в МО: плюс 10,20 – обслуживание ТА, 0,00 и минус 4,20 – конденсационный подвал. В последнем помимо четырех циркуляционных водоводов, прямых и обратных, размещаются сливные, конденсатные и дренажные насосы, баки, а также другое оборудование.

Во встроенной деаэрационной этажерке на отметке 0,00 находятся РУСН-0,4 и 6 кВ, выше – кабельный полуэтаж, далее на отметке +10,20 – блочные щиты управления, помещения релейных панелей, дежурного персонала, буфет, санузел, еще выше – этаж трубопроводов между МО и КО, на отметке 27,95 м – деаэраторы.

В КО принята не совсем обычная схема расположения бункеров запаса угля, которых, как и мельниц, предусмотрено восемь на котел. Бункера располагаются не в продольных этажерках, а непосредственно в КО, между котлами, примыкая по четыре к конвективным шахтам котла (низ бункера на отметке 25,80). Схема при расположении мельниц на отметке 0,00 под конвективными шахтами обеспечивает наиболее короткую и простую связь между бункером и мельницей. Плата за это преимущество и упрощение поперечника главного корпуса – необходимость проектировать соответствующие опорные конструкции под бункера (своего рода поперечные этажерки), устанавливать поперечные конвейеры раздачи угля в бункера, предусматривать устройства пересыпки угля с продольных конвейеров (на отметке 41,40 в этажерке в осях Г–Д) на поперечные (на отметке 35,10).

Помещения в поперечных этажерках под бункерами используются для размещения датчиков КИПиА котла, прокладки кабелей.

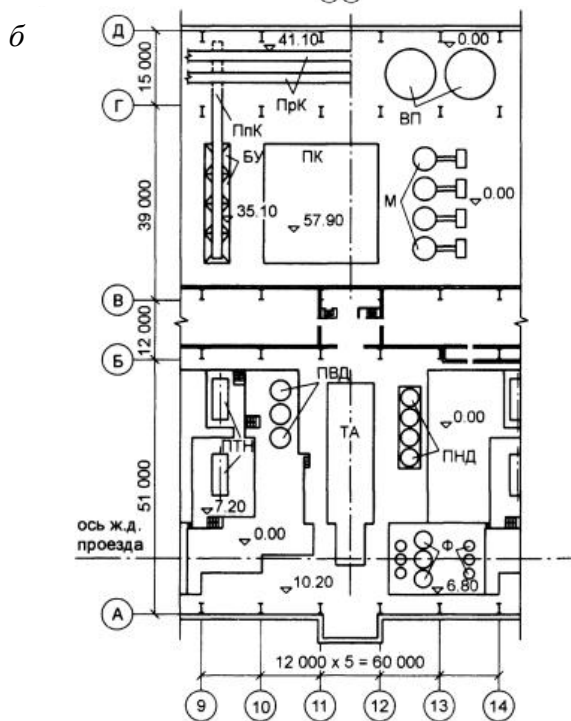
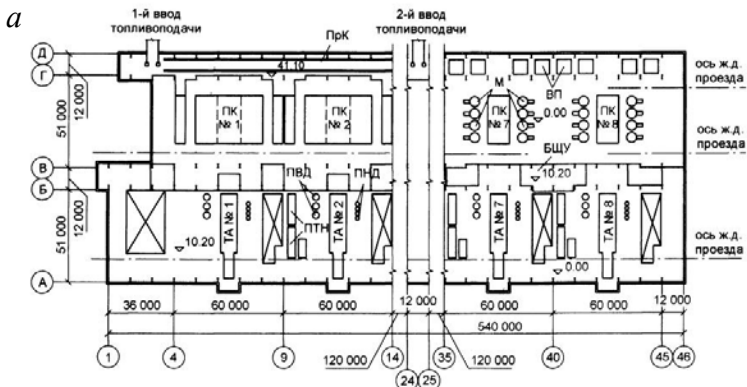


Рис. П2.5. Компонка главного корпуса пылеугольной КЭС мощностью 4000 МВт с энергоблоками 500 МВт:

*а* – план здания; *б* – план ячейки энергоблока

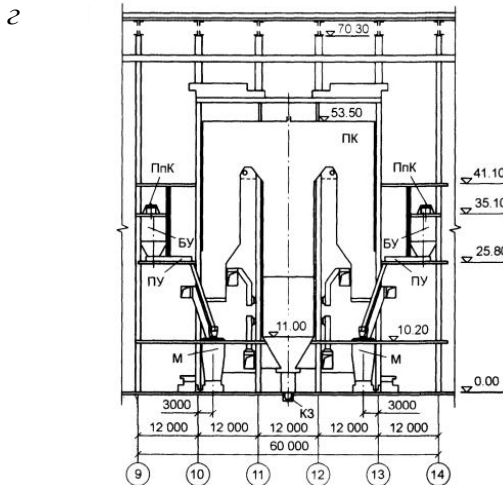
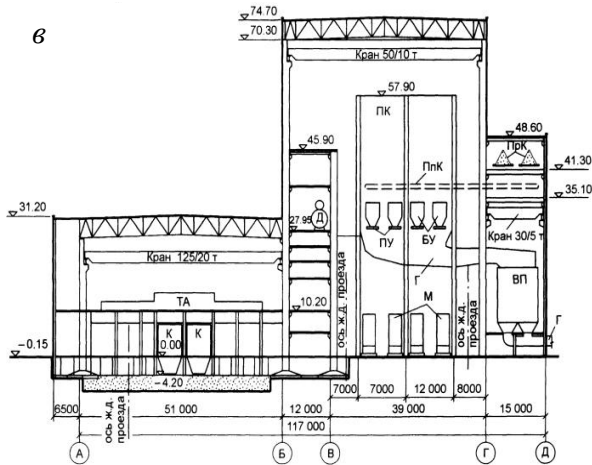


Рис. П2.5 (окончание). Компоновка главного корпуса пилеугольной КЭС мощностью 4000 МВт с энергоблоками 500 МВт:

- в* – поперечный разрез здания; *г* – продольный разрез по котельному отделению;
- ТА – турбоагрегат; ПК – паровой котел; ПрК – продольный конвейер раздачи топлива по системам пылеприготовления энергоблоков; ПлК – поперечный конвейер подачи топлива в бункеры; ПНД – подогреватель низкого давления; ПВД – подогреватель высокого давления; ВП – воздухоподогреватель; ПТН – питательный турбонасос; М – мельница; БУ – бункер угля; БЩУ – блочный щит управления; Ф – фильтр конденсатоочистки



## **КЭС с энергоблоками 800 МВт на канско-ачинских углях (краткое описание)**

Основное оборудование энергоблока: котел П-67 паропроизводительностью 2659 т/ч с параметрами 25,5 МПа, 545 °С для сжигания бурого угля Березовского месторождения теплотворной способностью 15,8 МДж/кг, влажностью 31–35 % и зольностью 4–12 %; турбина К-800-240.

Габариты котла 23,1 × 56,3 м при отметке верха 96 м. Котел Т-образной компоновки газоплотный, подвешен к системе металлических балок (хребтовый диск), которые опираются на колонны каркаса котельного отделения. Проектным решением предусматривается размещение в одном здании всех восьми энергоблоков. При длине котла 56,3 м и ТА – 59,5 м длина ячейки энергоблока принята 72 м (12 × 6 м). Общая длина здания – около 700 м – определяется МО, которое за счет ремонтных площадок со стороны постоянного и временного торцов несколько больше котельного (рис. П2.6).

Предусмотрены два ввода топливоподачи: со стороны постоянного торца и между 4-м и 5-м котлом. Котельное отделение трехпролетное: основной пролет, где располагается котел, 33 м и два симметричных открьлка по 12 м. Такое решение позволяет сделать минимальной длину тяжело нагруженных хребтовых балок и за счет раскосов между колоннами основного пролета и открьлков обеспечить требуемую жесткость каркаса котельного отделения в поперечном направлении и устойчивость колонн.

Восемь мельниц расположены на отметке 0,00 симметрично по отношению к продольной оси котла под его конвективными шахтами, что обеспечивает кратчайшее расстояние пылевоздуховодов от мельниц к горелкам.

Ввиду высокой паропроизводительности котлов и большого расхода угля при его низкой теплотворной способности требуемый запас топлива заставляет размещать бункера угля и соответствующие конвейеры топливоподачи с обеих сторон котла, для чего помимо традиционной этажерки между МО и КО (в осях Б–В) предусматривается также этажерка пролетом 12 м с другой стороны КО (в осях Е–Ж).

Для трубчатых воздухоподогревателей, дутьевых вентиляторов, дымососов рециркуляции ввиду суровых климатических условий предусмотрено дополнительное помещение пролетом 36 м в осях Ж–И.

ТА в МО компонуются продольно. При размещении вспомогательного тепломеханического оборудования с боковых сторон ТА ячейка МО определяется длиной ТА и примерно равна ячейке котла, что, как показано ранее, является залогом оптимального полблочного решения. Однако пролет МО в этом случае достаточно велик – 54 м.

Подогреватели высокого давления и питательные насосы расположены между ТА и котлом, что обеспечивает минимальную протяженность трубопроводов питательной воды.

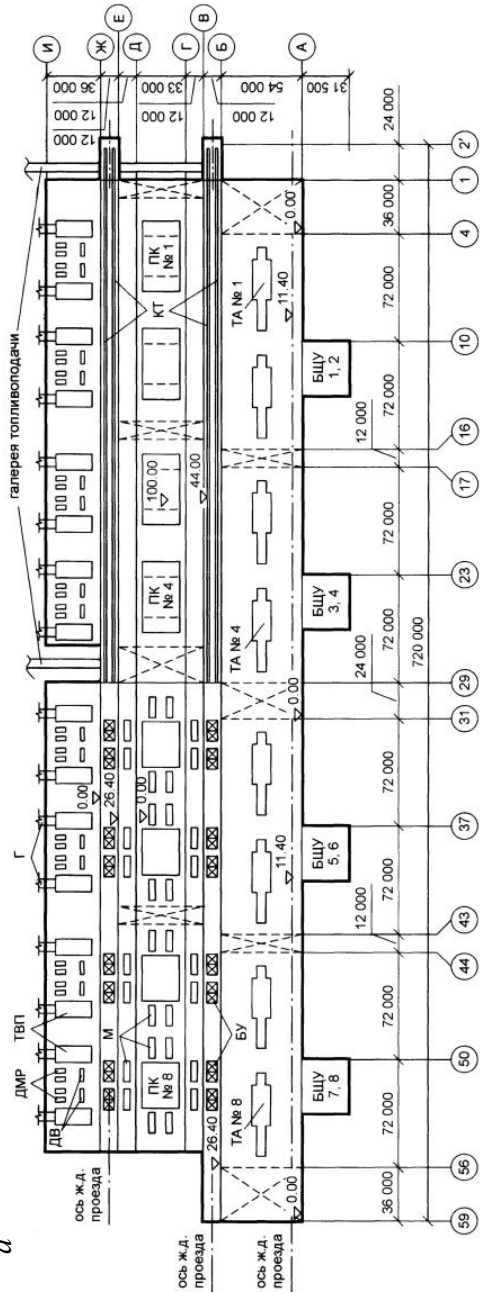
В МО по всей его длине запроектирована этажерка, примыкающая к оси А (достаточно распространенное решение), с тремя рабочими отметками, где размещаются: РУСН-0,4 и 6 кВ (отметке 0,00), мастерские электриков, турбинного цеха и другие (отметке 3,60), вентиляционные устройства, помещения систем возбуждения генератора, а также бытовые помещения (+7,60). Покрытие этажерки используется как площадка отметки обслуживания ТА (+11,40).

В МО на отметке 0,00 со стороны первого и последнего ТА есть два автомобильных и железнодорожных въезда, один из которых сквозной.

В этажерках в осях Б–В и Е–Ж на отметке 41,10 по всей длине проходят ленточные конвейеры подачи угля, под ними на отметке 26,40 бункеры угля (в каждой этажерке – четырех бункера на котел). Ниже, на отмене 17,40, в этажерке в осях Б–В – трубопроводный этаж (связь КО и МО), далее на отметке 11,40 – мастерские турбинного цеха и КИПа, помещение электриков, экспресс-лаборатории, РУСН-0,4 кВ и др.; на нулевой отметке – блочные обессоливающие установки, мастерские и др. Здесь же – сквозной автопроезд по всей длине здания. Автомобильный и железнодорожный въезды предусмотрены и в этажерку Е–Ж.

Блочные щиты управления вынесены в полуостровные пристройки со стороны оси А МО.

a



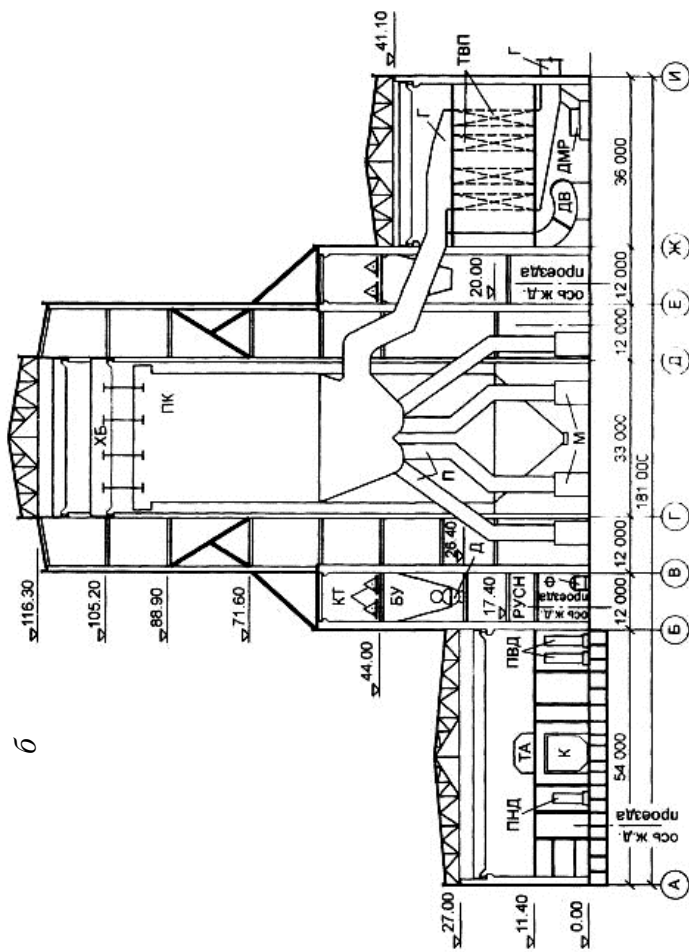


Рис. П2.6. Компоновка главного корпуса пылеугольной КЭС мощностью 6400 МВт с энергоблоками 800 МВт:  
*а* – план здания; *б* – поперечный разрез здания

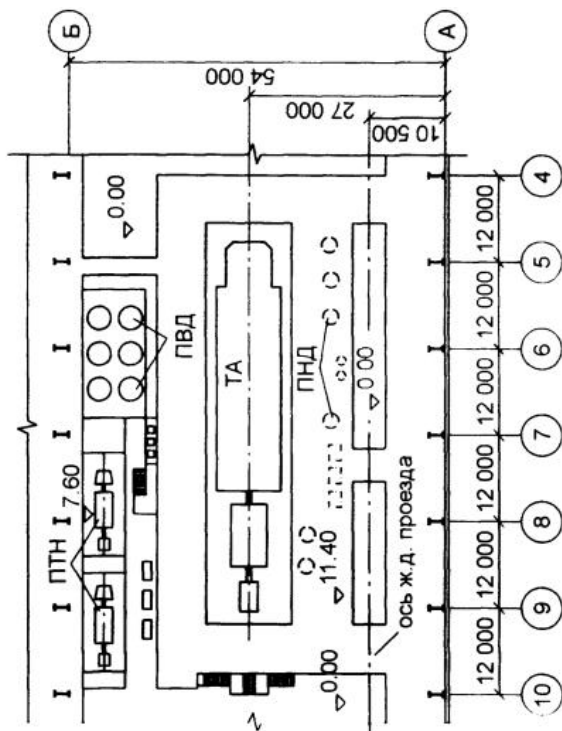


Рис. П2.6. (окончание) Компоновка главного корпуса пылеугольной КЭС мощностью 6400 МВт с энергоблоками 800 МВт:  
 ПВД – подогреватель высокого давления; Д – деаэрактор; К – конденсатор; Ф – фильтр конденсатоочистки;  
 БУ – бункер угля; КТ – конвейер топливоподачи; М – мельница; П – пылевоздуховод; ПК – паровой котел;  
 ДВ – дутьевой вентилятор; ДМР – дымосос рециркуляции; ХБ – хребтовая балка; РУСН – распределительное устройство  
 собственных нужд; Г – газохолд; ТВП – трубчатый воздухоподогреватель

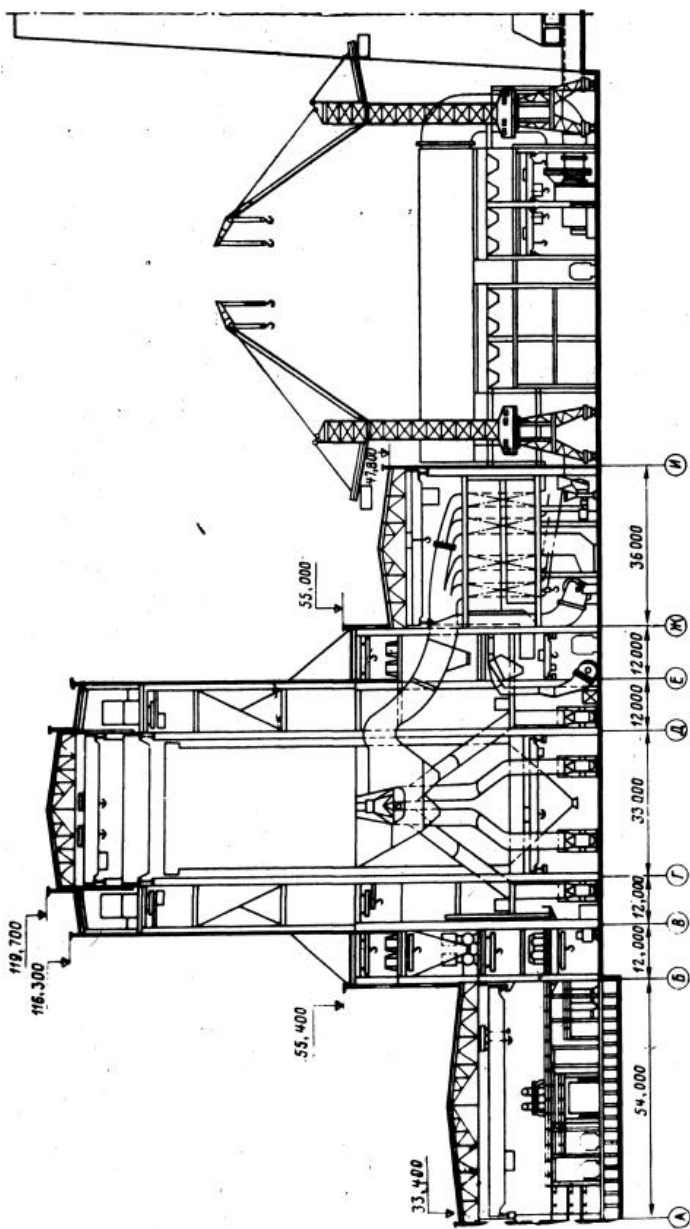
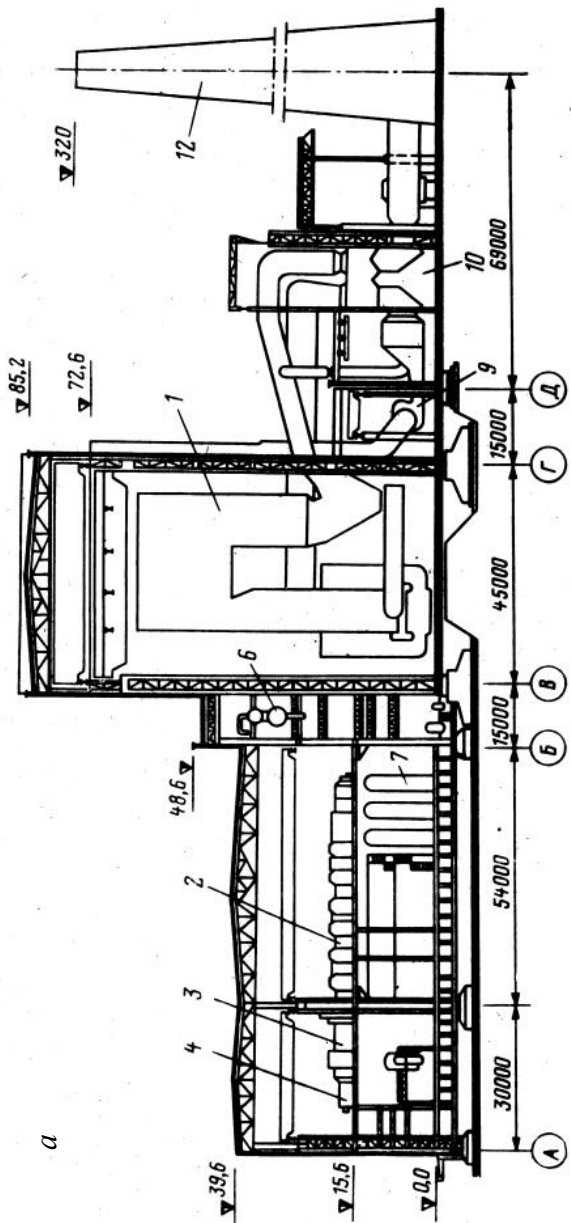


Рис. П2.7. Поперечный разрез главного корпуса пылеугольной ГРЭС с блоками 800 МВт (Березовская ГРЭС)



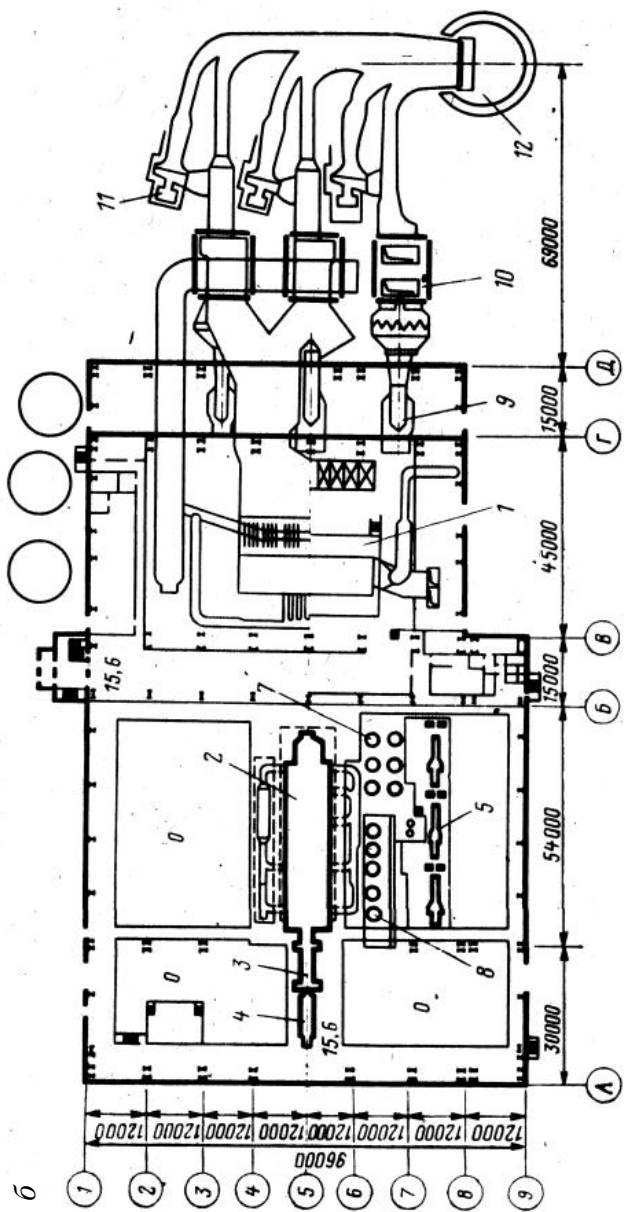
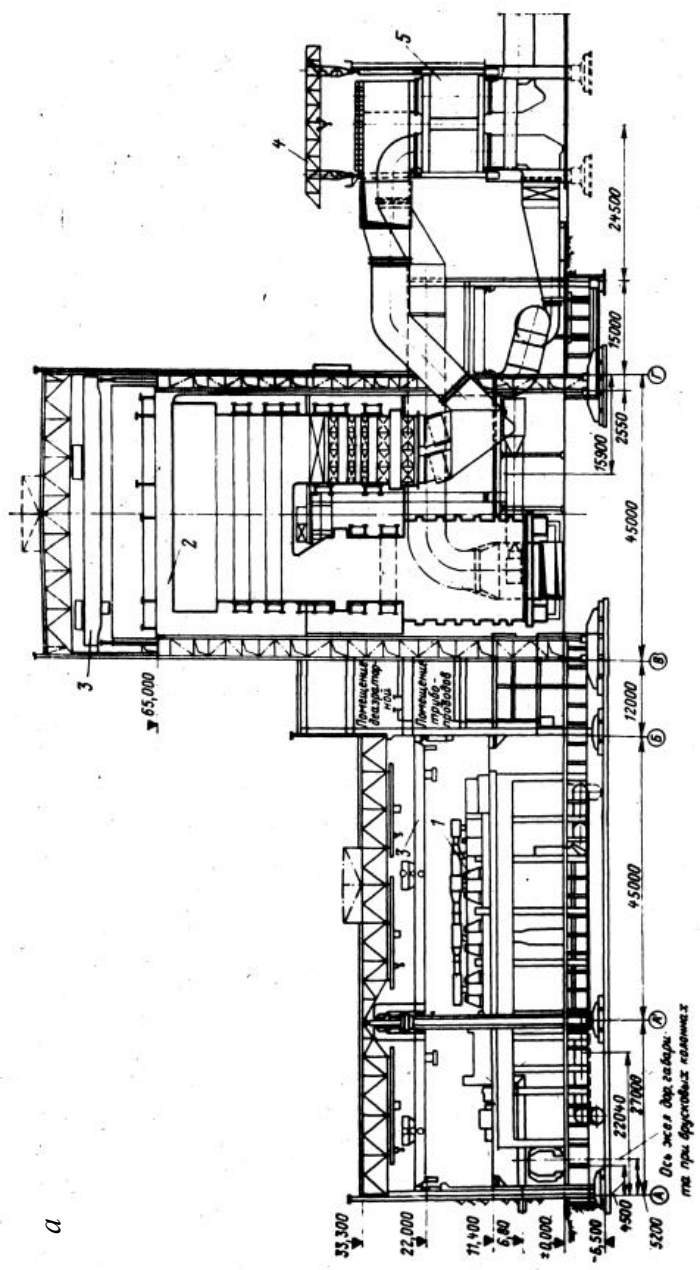


Рис. П2.8. Поперечный разрез (а) и план (б) главного корпуса газомазутной ГРЭС с блоками 1200 МВт (Костромская ГРЭС):  
 1 – прямооточный однокорпусный котел; 2 – турбина; 3 – генератор; 4 – возбудитель; 5 – питательный турбонасос;  
 6 – деаэрагор; 7 – подогреватели высокого давления; 8 – подогреватели низкого давления; 9 – воздухоподка; 10 – регенеративный вращающийся воздухоподогреватель; 11 – дымосос; 12 – дымовая труба



а



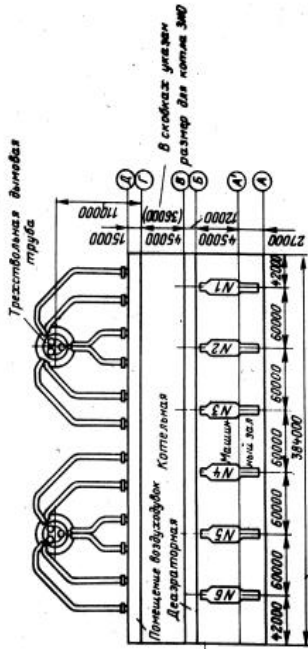
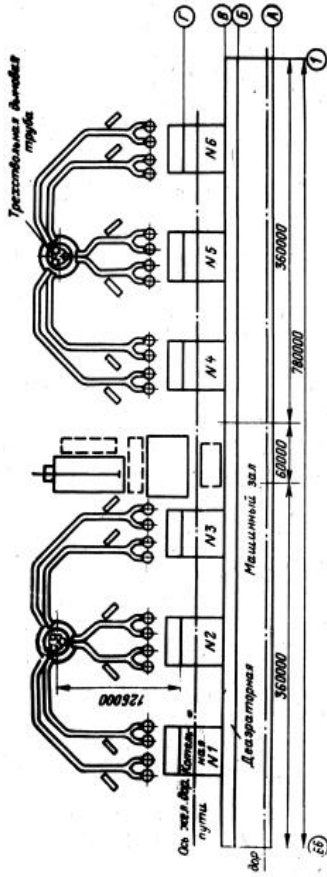


Рис. 12.9. Главный корпус газомазутной ГРЭС-2400 с блоками 800 МВт:

а – поперечный разрез; б – план с продольным расположением турбин; в – вариант с поперечным расположением турбин;  
 1 – турбоагрегат; 2 – котел; 3 – краны мостовые; 4 – козловой кран грузоподъемностью 30 т; 5 – регенеративный  
 воздухоподогреватель

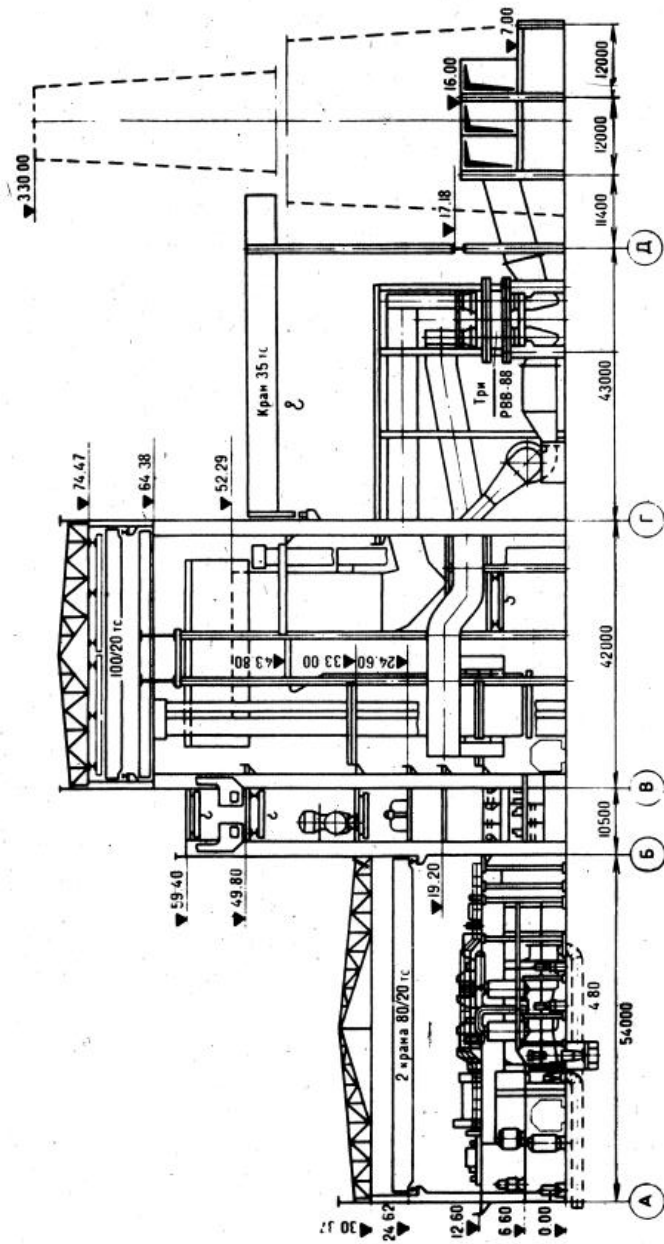


Рис. П2.10. Поперечный разрез главного корпуса газомасляной ГРЭС с блоками 500 МВт (Лукомльская ГРЭС)

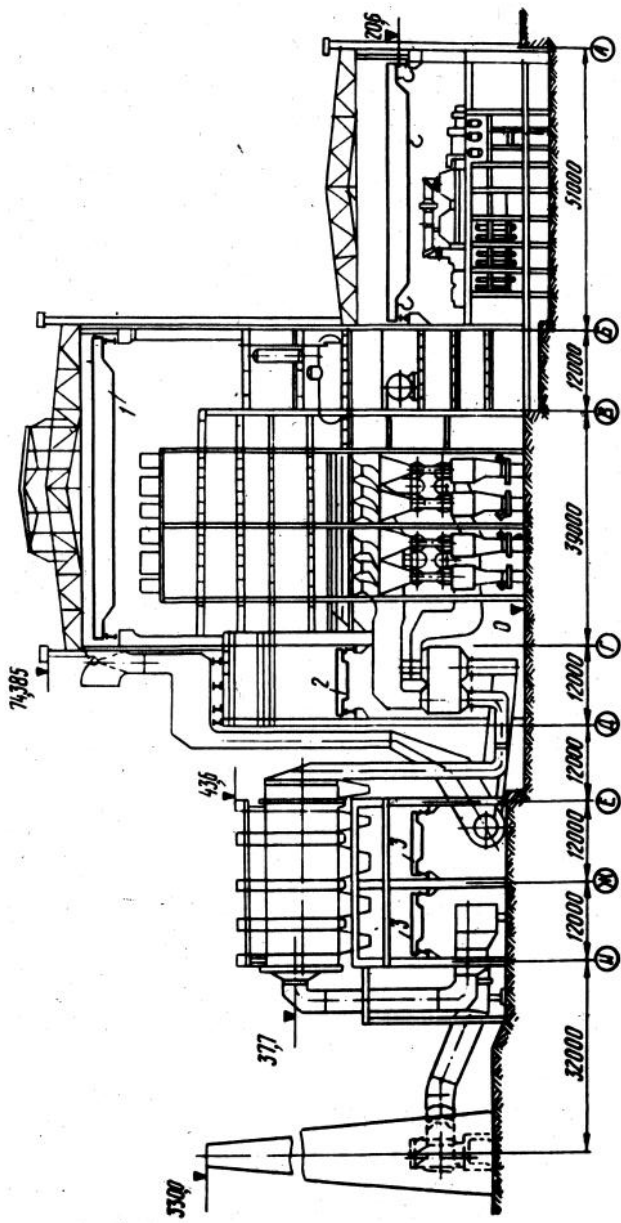


Рис. П2.1.1. Поперечный разрез главного корпуса пылеугольной ГРЭС с блоками 500 МВт (Троицкая ГРЭС)

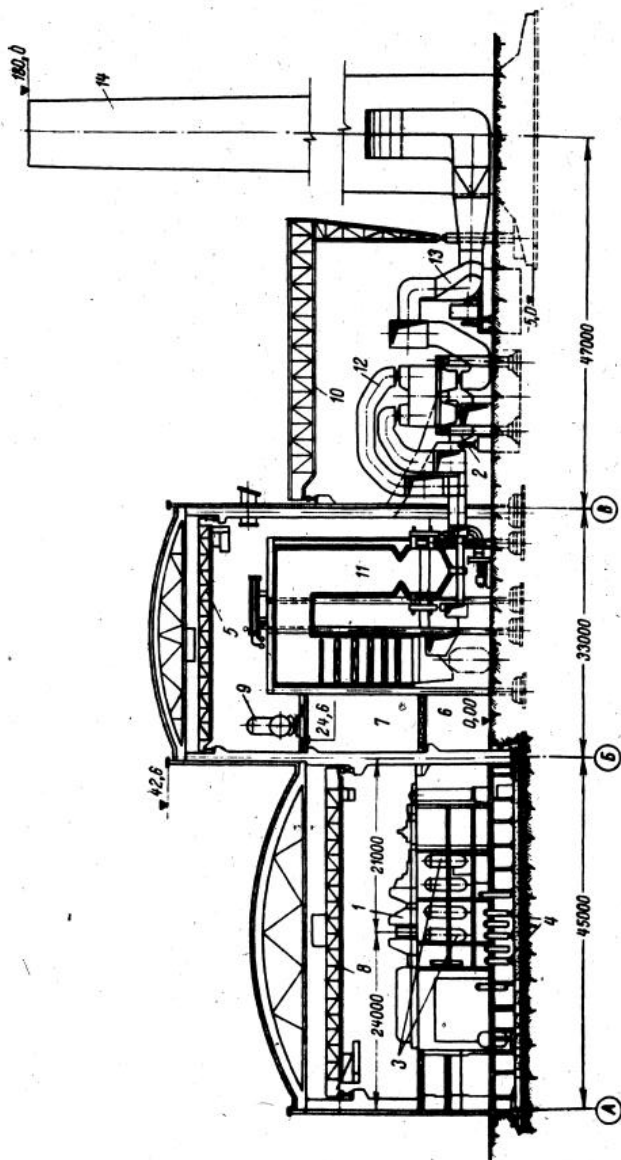


Рис. П2.12. Поперечный разрез главного корпуса газомазутной ГЭС-2400 с блоками 300 кВт:  
 1 – турбогенератор К-300-240; 2 – дутьевой вентилятор; 3 – ПНД; 4 – конденсатные и сливные насосы;  
 5 – кран котельной 30 тс; 6 – РУСН; 7 – блочный пульт управления; 8 – кран мазала; 9 – деаэрагор;  
 10 – кран для дымоососов 30 тс; 11 – котельный агрегат 1000 т/ч; 12 – регенеративные воздухоподогреватели;  
 13 – дымоосос; 14 – дымовая труба

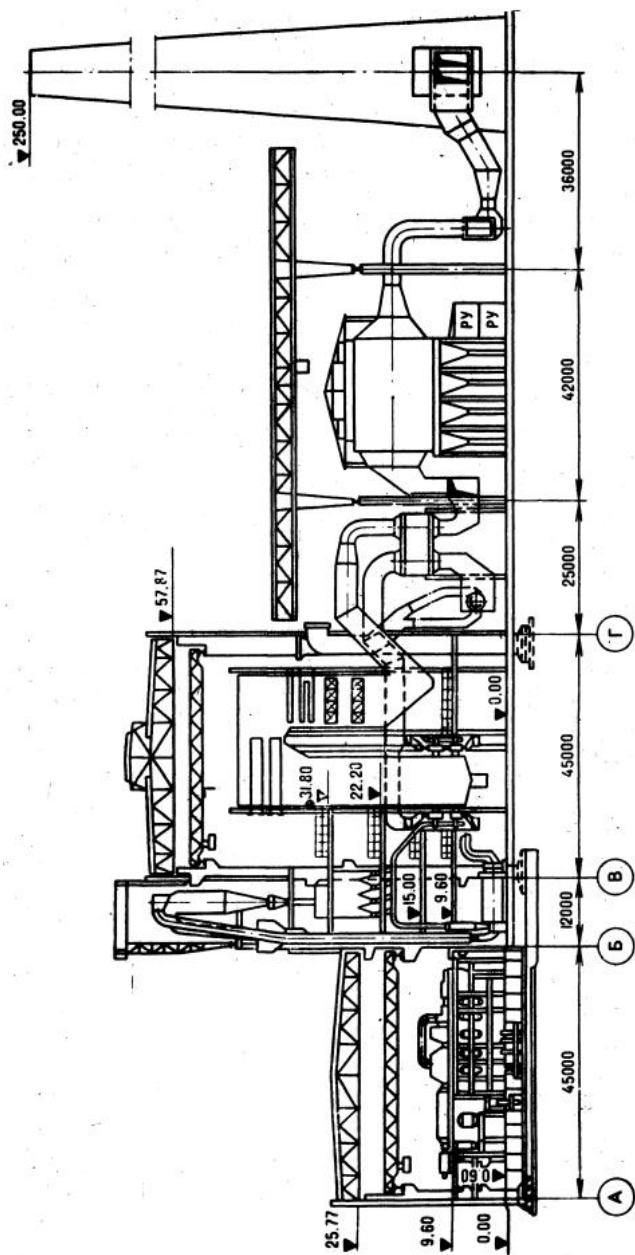


Рис. П2.13. Поперечный разрез главного корпуса пылеугольной ГРЭС с блоками 300 МВт (Ладзжинская ГРЭС)

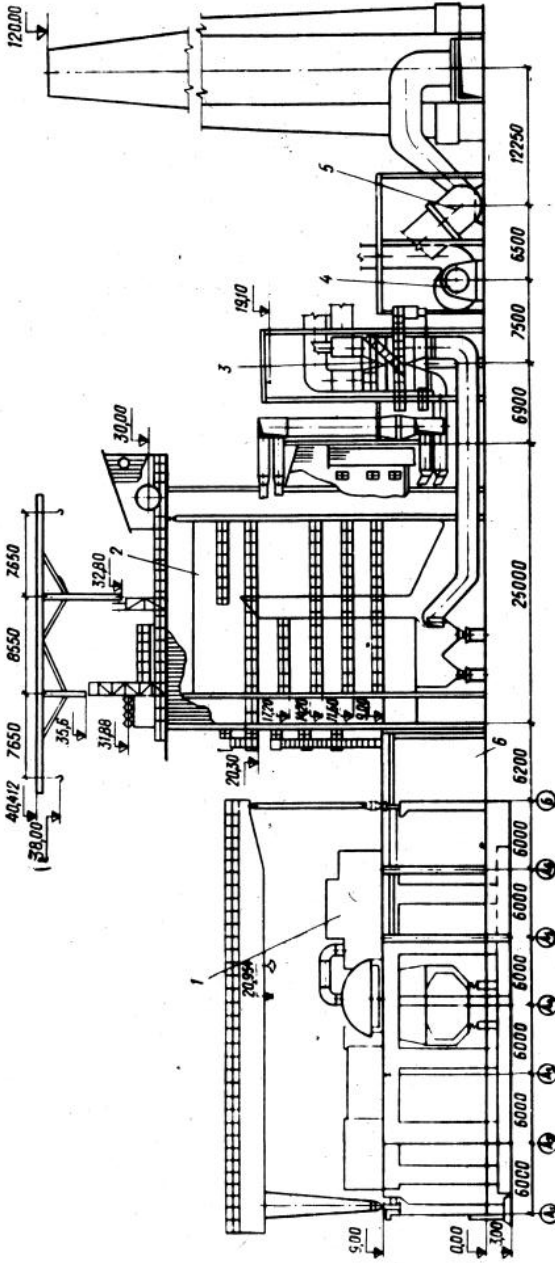


Рис. П2.14. Поперечный разрез главного корпуса газомазутной ГРЭС с открытой компоновкой.

1 – турбоагрегат К-160-130; 2 – парогенератор производительностью 500 т/ч, 3 – регенеративный воздухоподогреватель; 4 – дутьевой вентилятор, 5 – дымосос; 6 – помещение нижнего узла питания

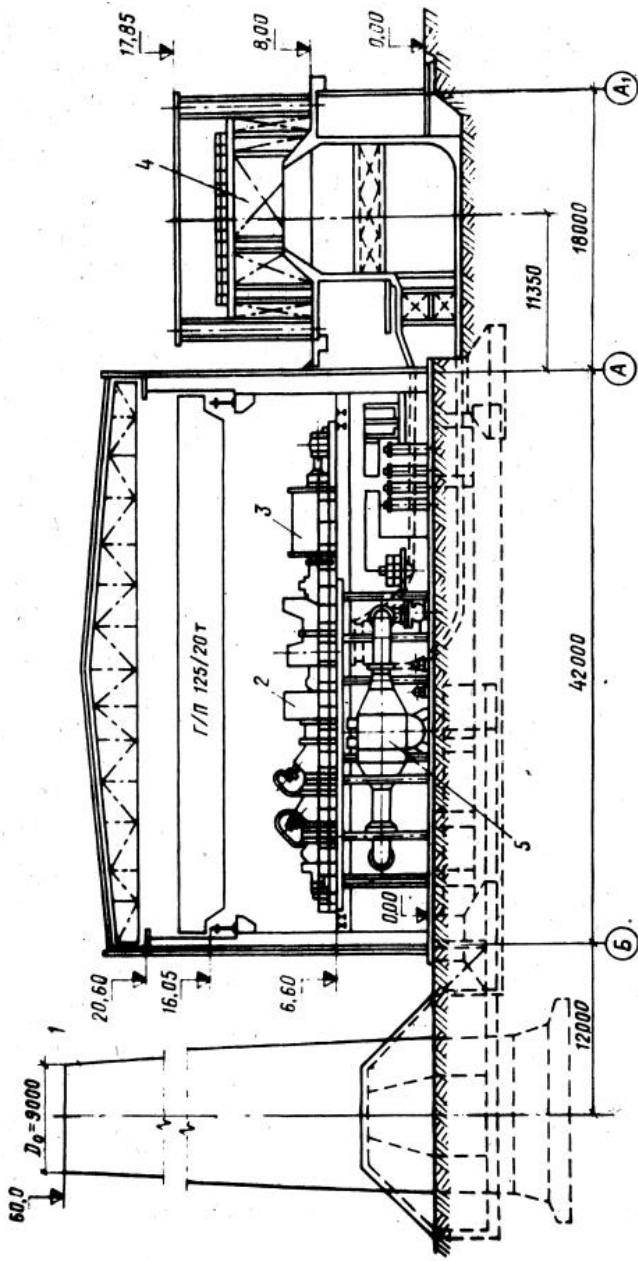


Рис. П2.15. Поперечный разрез главного корпуса газотурбинной ГРЭС с блоками ГТУ-100-750:  
 1 – камера сгорания; 2 – газовая турбина ГТУ-100-750; 3 – генератор мощностью 100 МВт;  
 4 – воздухозаборное устройство с шумоглушителем; 5 – камера сгорания



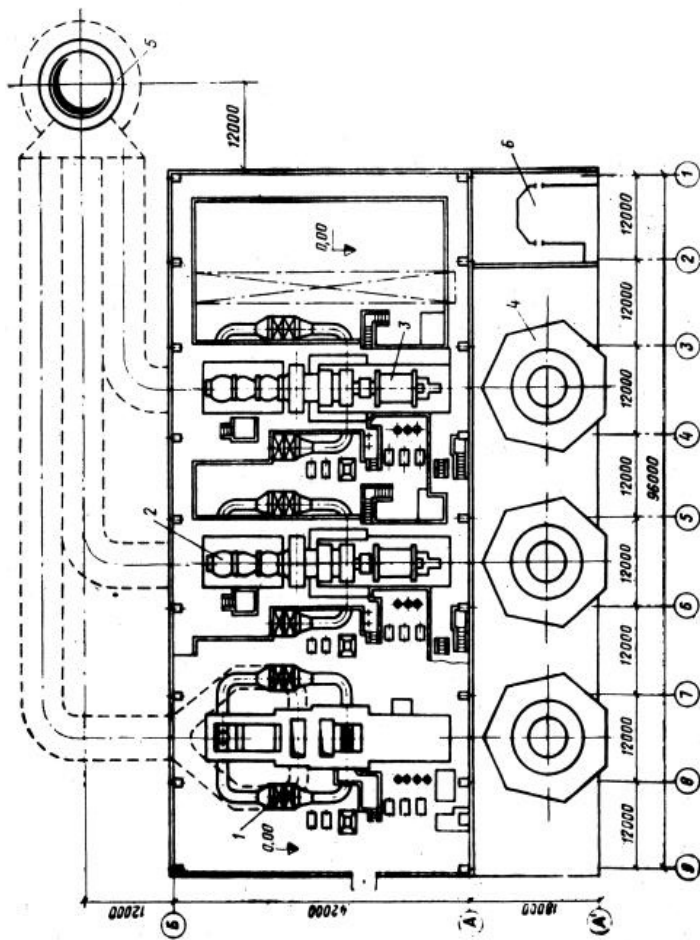


Рис. П2.16. План главного корпуса газотурбинной ГРЭС с блоками ГТУ-100-750:  
 1 – камера сгорания; 2 – газовая турбина; 3 – генератор; 4 – воздухозаборное устройство с глушителем;  
 5 – дымовая труба; 6 – щит управления

Код KKS (Code KKS)	Наименование зданий и сооружений (Building and structure name)
UJA	Здание реактора (reactor building)
UJE	Паровая камера (steam cell)
UKD	Здание безопасности (safety building)
UCB	Здания управления (control building)
UKA	Вспомогательный корпус (auxiliary building)
UKT	Здание хранилищ (storage building) в составе хранилища свежего ядерного топлива (fresh fuel storage) и хранилища твердых радиоактивных отходов (solid radioactive waste storage)
UMA	Здание турбины (turbine building)
UQA	Здание насосов охлаждающей воды (cooling water pump building)
UKC	Здание ядерного обслуживания (nuclear service building)
UBA	Здание электроснабжения нормальной эксплуатации
UNC	Здание теплофикации
UGB	Здание водоподготовки (water preparation building)

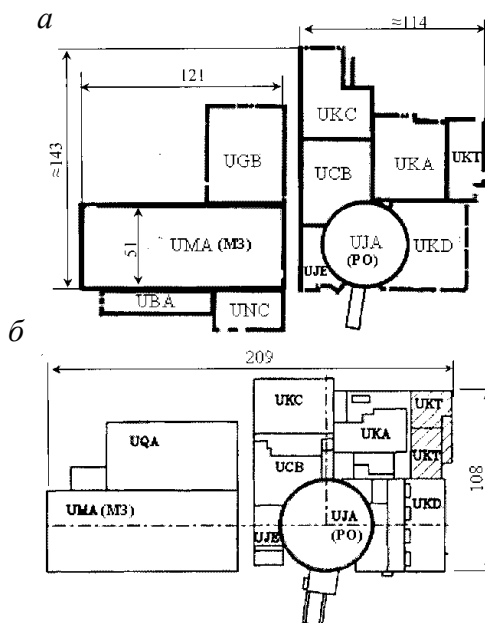


Рис. П2.17. Компоновки главных корпусов АЭС с ВВЭР «Ядерные и турбинные острова» (размеры в метрах):  
*а* – с реакторами ВВЭР-1200 (проект АЭС-2006, строятся Нововоронежская АЭС-2, Ленинградская АЭС-2, проектируется Белорусская АЭС); *б* – с реакторами ВВЭР-1000 (вариант 1, прототип – Тяньваньская АЭС в Китае)

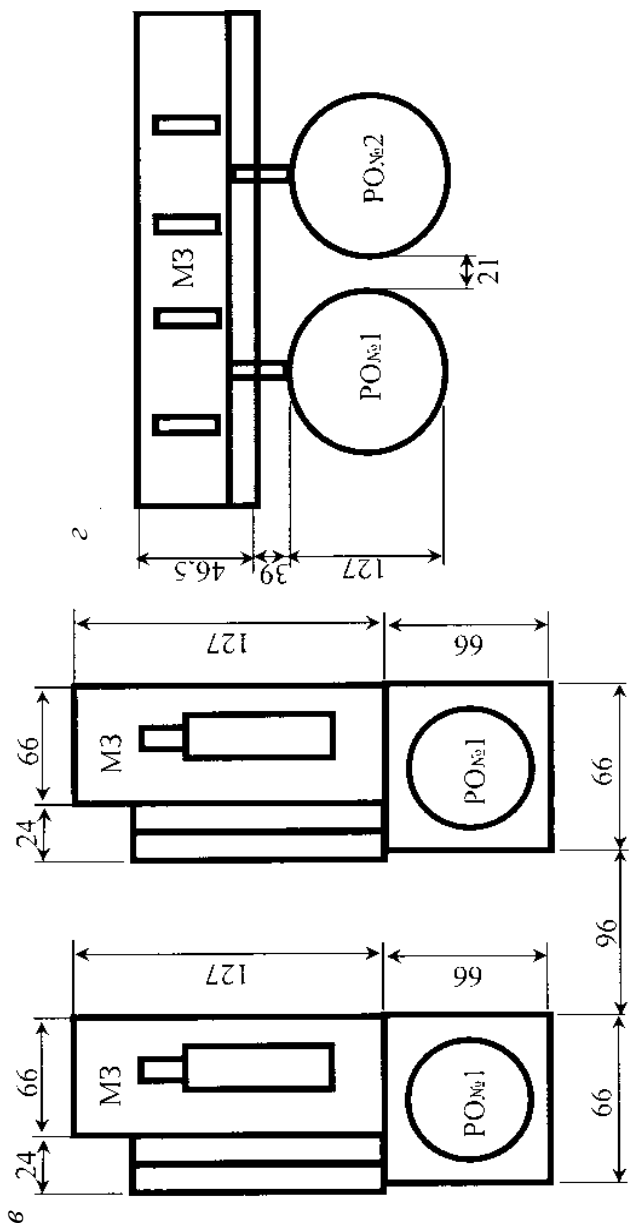


Рис. П2.17 (окончание). Компонетки главных корпусов АЭС с ВВЭР «Ядерные и турбинные острова» (размеры в метрах):  
 а – с реакторами ВВЭР-1000 (вариант 2, прототип Балаковская, Запорожская и другие АЭС); б – с реакторами ВВЭР-440  
 (прототип проект АЭС на Кубе); РО – реакторное отделение; МЗ – машинный зал

Топливное хозяйство ТЭС

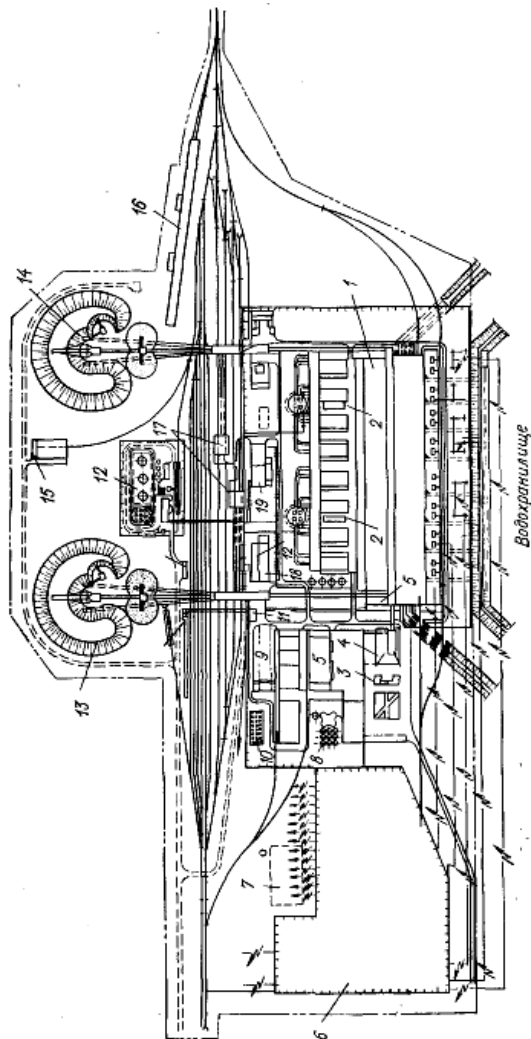
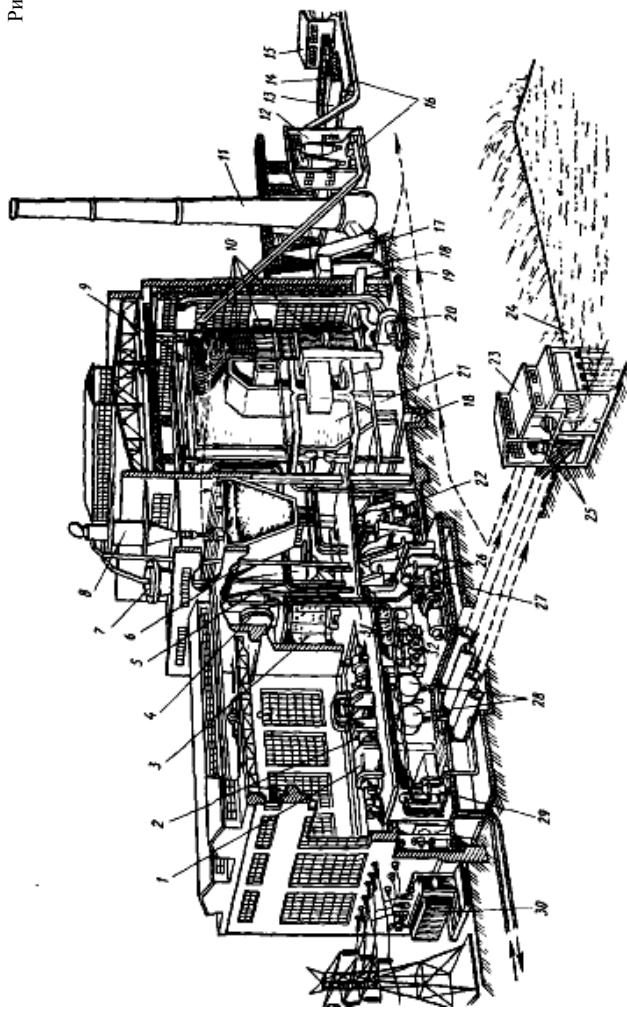


Рис. ПЗ.1. Теплан КЭС на угле мощностью 4000 МВт с блоками 500 МВт.

1 — главное здание; 2 — багерная насосная; 3 — инженерный корпус; 4 — столовая; 5 — обслуживаемый вспомогательный корпус; 6 — ОРУ; 7 — бункерные пожелонки; 8 — склад ХВ; 9 — открытый склад; 10 — резервы водорода; 11 — склад угля; 12 — кадуто-механическое хозяйство; 13 — склад угля; 14 — погорный экскаватор; 15 — гараж для топливопогрузочных машин; 16 — размораживающее устройство; 17 — вагоноразкалыватель; 18 — компрессорная станция; 19 — пусковая котельная.

Рис. П3.2. Технологическая

схема электростанции:  
 1 — генератор, 2 — турбина, 3 — шит управления, 4 — деаэрактор, 5 — бункер сырого топлива, 6 — бункер угольной пыли, 7 — сепаратор, 8 — циклон, 9 — паровой котел, 10 — поверхности нагрева (теплообменники) котла, 11 — дымовая труба, 12 — дробильное помещение (узла пересыпки), 13 — зерновой силос, 14 — железнодорожные вагоны, 15 — разгрузочный сарай, 16 — конвейеры, 17 — дымососы, 18 — каналы гидроподогрева, 19 — золотушитель, 20 — дутьевой вентилятор, 21 — толка котла, 22 — мельницы, 23 — береговая насосная станция, 24 — водоем, 25 — насосы, 26 — подогреватели высокого давления, 27 — питательные насосы, 28 — конденсаторы, 29 — установка химической подготовки воды, 30 — преобразователь (трансформатор) электродвижения, 31 — подогреватели низкого давления, 32 — конденсатные насосы



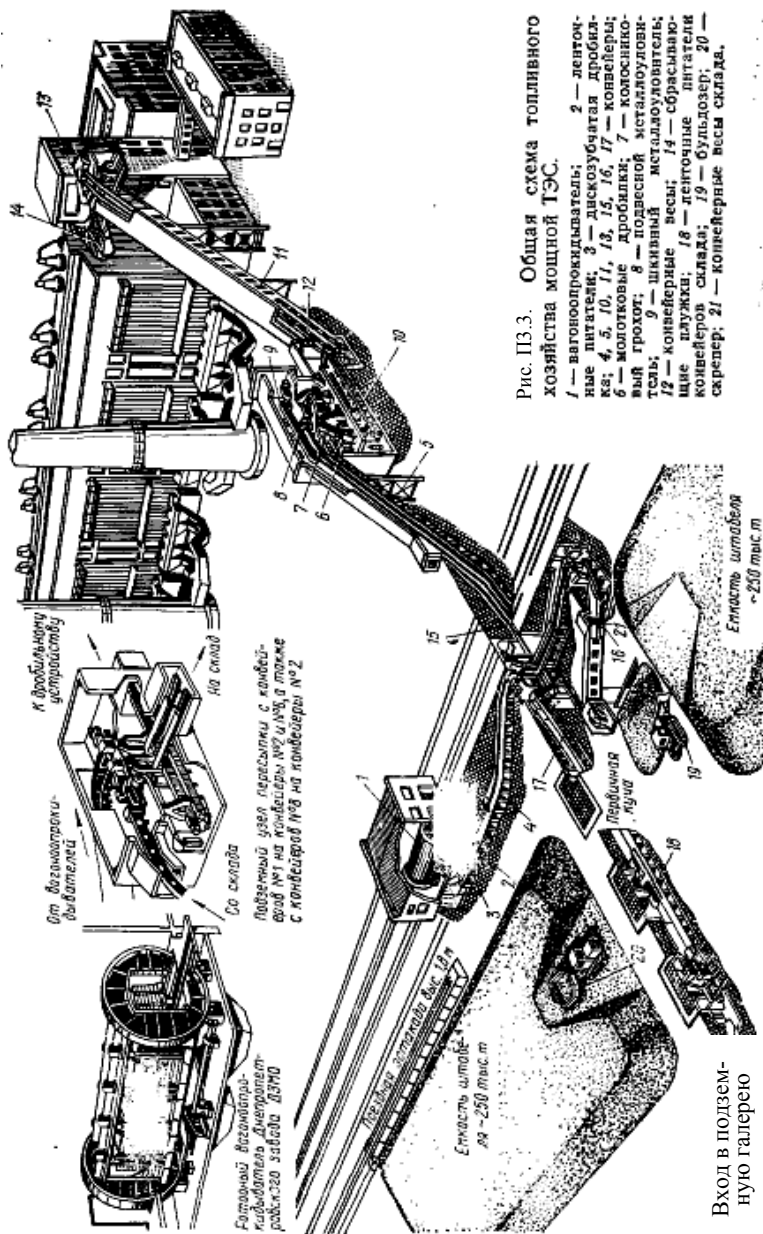


Рис. ПЗ.3. Общая схема топливного хозяйства мощной ТЭС.  
 1 — вагонопрокляпыватель; 2 — ленточные питатели; 3 — дискозубчатая дробилка; 4, 5, 10, 11, 13, 15, 16, 17 — конвейеры; 6 — молотковые дробилки; 7 — конусный выд грохот; 8 — подвесной металлоуловитель; 9 — шкивный металлоуловитель; 12 — конвейерные весы; 14 — сбрасывающее плужки; 18 — ленточные питатели конвейеров склада; 19 — бульдозер; 20 — скрепер; 21 — конвейерные весы склада.

Вход в подземную галерею

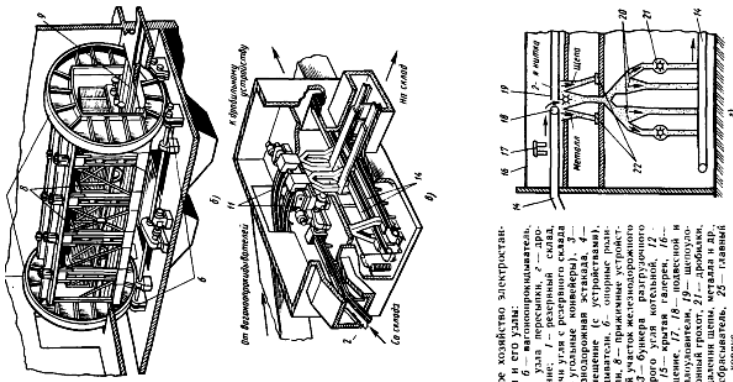
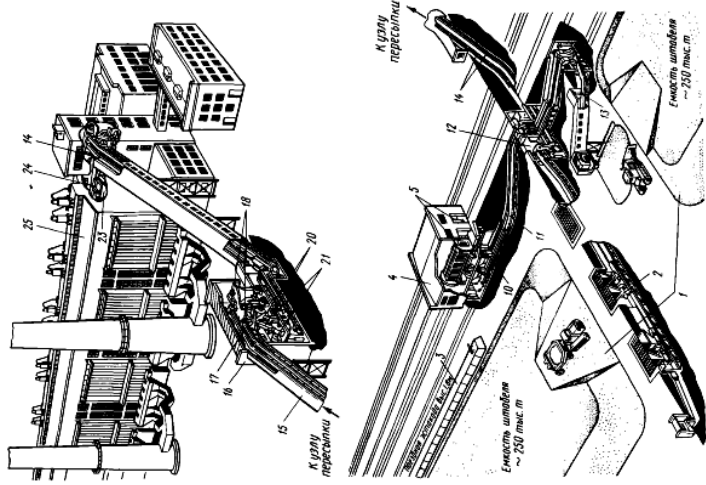


Рис. ПЗ.4. Угольное конвейерно электростанция и его узлы:  
 а — общий вид, б — валопроводимателем, в — образование угля пересыпки, г — пропускной способности, д — валопроводимателем, е — валопроводимателем, ж — валопроводимателем, з — валопроводимателем, и — валопроводимателем, к — валопроводимателем, л — валопроводимателем, м — валопроводимателем, н — валопроводимателем, о — валопроводимателем, п — валопроводимателем, р — валопроводимателем, с — валопроводимателем, т — валопроводимателем, у — валопроводимателем, ф — валопроводимателем, х — валопроводимателем, ц — валопроводимателем, ч — валопроводимателем, ш — валопроводимателем, щ — валопроводимателем, 1 — валопроводимателем, 2 — валопроводимателем, 3 — валопроводимателем, 4 — валопроводимателем, 5 — валопроводимателем, 6 — валопроводимателем, 7 — валопроводимателем, 8 — валопроводимателем, 9 — валопроводимателем, 10 — валопроводимателем, 11 — валопроводимателем, 12 — валопроводимателем, 13 — валопроводимателем, 14 — валопроводимателем, 15 — валопроводимателем, 16 — валопроводимателем, 17 — валопроводимателем, 18 — валопроводимателем, 19 — валопроводимателем, 20 — валопроводимателем, 21 — валопроводимателем, 22 — валопроводимателем, 23 — валопроводимателем, 24 — валопроводимателем, 25 — валопроводимателем.



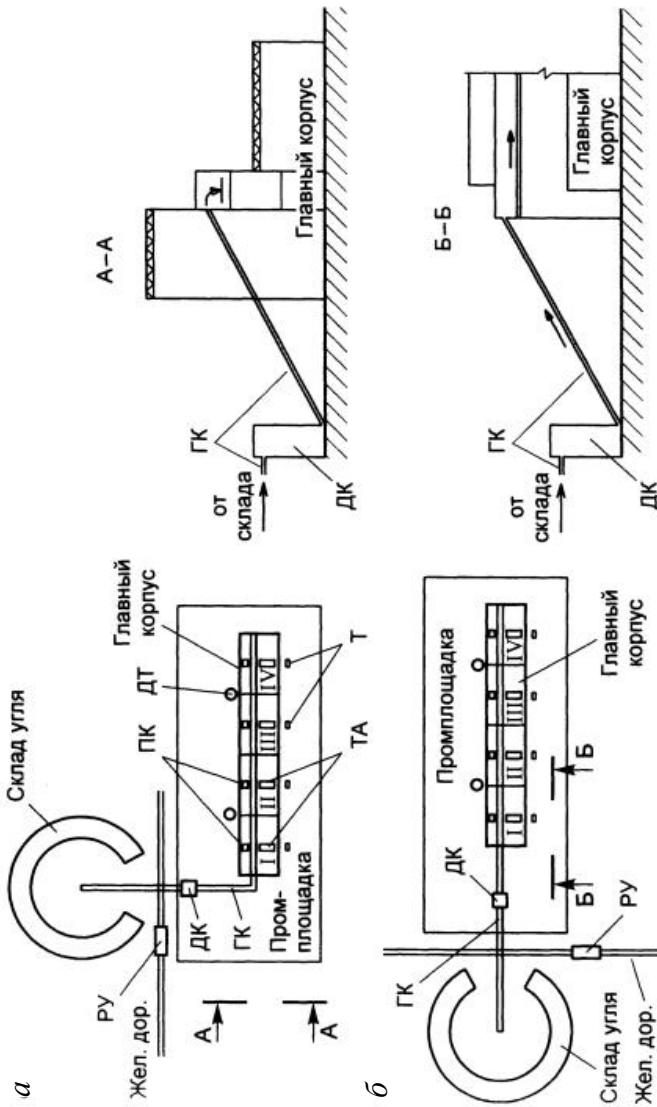


Рис. ПЗ.5. Взаиморасположение главного корпуса (промплощадки) и склада угля (а, б – варианты):  
 ТА – турбоагрегат; Т – повышающий трансформатор; ПК – паровой котел; ДТ – дымовая труба;  
 РУ – разгрузочное устройство; ДК – дробильный корпус; ГК – галерея конвейеров топливоподачи;  
 I–V – номера энергоблоков по порядку ввода в эксплуатацию



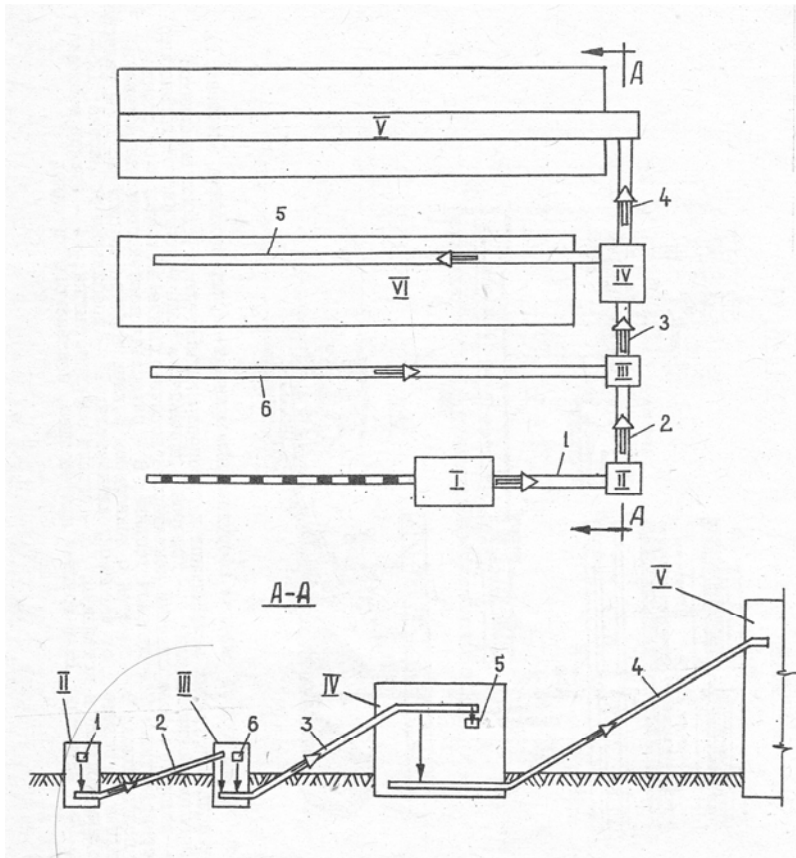


Рис. ПЗ.6. Схема топливоподачи электростанции на твердом топливе:  
 I – разгрузочное устройство; II – узел пересыпки топлива № 1; III – узел пересыпки топлива № 3; IV – дробильный корпус; V – главный корпус; VI – склад топлива;  
 I – подземная галерея конвейеров от разгрузоустройства; 2 – то же от узла пересыпки № 1 к узлу № 2; 3 – эстакада конвейеров подачи топлива в дробильный корпус; 4 – то же из дробильного в главный корпус; 5 – надземная галерея конвейеров подачи топлива на склад; 6 – подземная галерея конвейеров выдачи топлива со склада

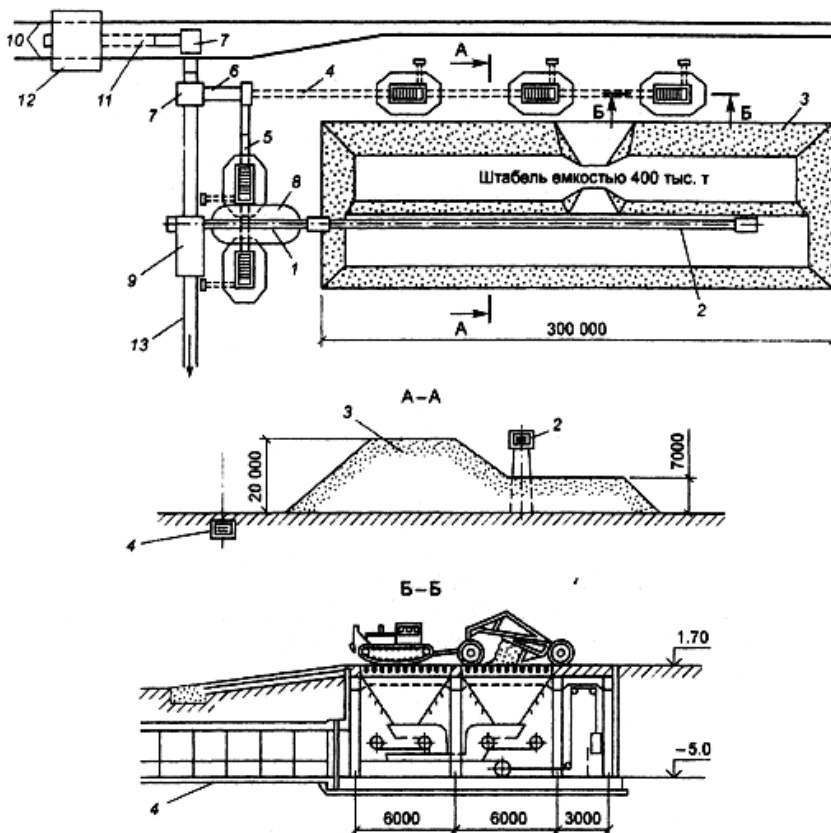


Рис. ПЗ.7. Схема топливоподачи со складом, обслуживаемым бульдозерами и скреперами:

1, 2 – наземные галереи подачи топлива на склад; 3 – штабель угля; 4 – подземная галерея выдачи угля со склада; 5 – подземная галерея выдачи угля из буферного штабеля угля; 6 – галерея конвейеров и узел пересыпки; 7 – узлы пересыпки угля (с одной ленты конвейера на другую); 8 – буферный штабель угля; 9 – дробильный корпус; 10 – железнодорожные пути; 11 – галерея выдачи угля от разгрузочного устройства – вагонопрокидывателя; 12 – здания разгрузочного устройства – вагонопрокидывателя; 13 – галерея конвейеров в главный корпус

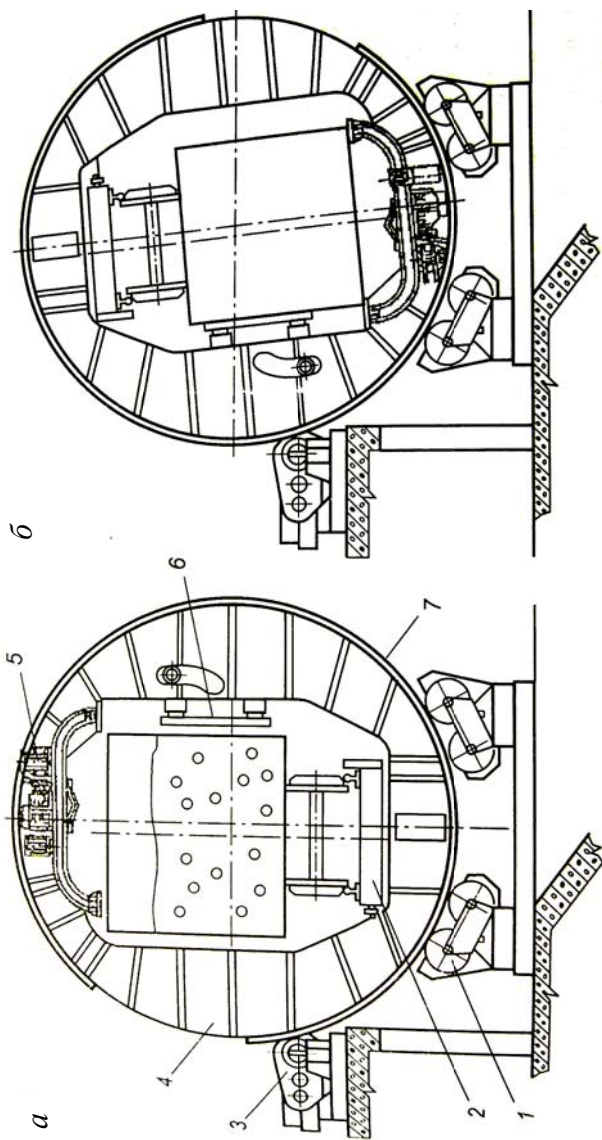


Рис. ПЗ.8. Роторный вагонопрокидыватель:

*а* – исходное положение; *б* – положение при разгрузке;

*1* – роликовая опора; *2* – платформа; *3* – приводной механизм; *4* – ротор; *5* – вибрационное устройство;

*6* – привалочная стенка; *7* – зубчатый венец

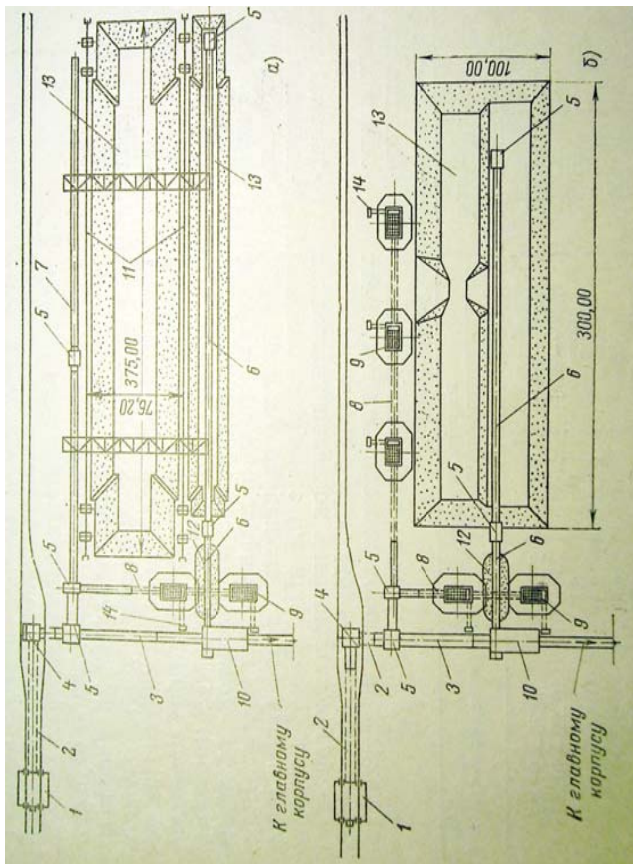


Рис. ПЗ.9. Топливное хозяйство:

*а* – схема с мостовым перегружателем, *б* – схема с бульдозерами и скреперами;  
 1 – разгрузочное устройство с выгонопрокидывателями; 2 – подземная галерея; 3 – наземная эстакада; 4 – подземный узел пересыпки; 5 – наземный узел пересыпки; 6 – наземная галерея подачи топлива на склад; 7 – наземная галерея выдачи топлива со склада; 8 – подземная галерея выдачи топлива со склада; 9 – загрузочный бункер; 10 – дробильный корпус; 11 – пути под мостовой перегружателем; 12 – промежуточная (буферная) емкость склада; 13 – основной штабель угля; 14 – запасной выход из загрузочного бункера

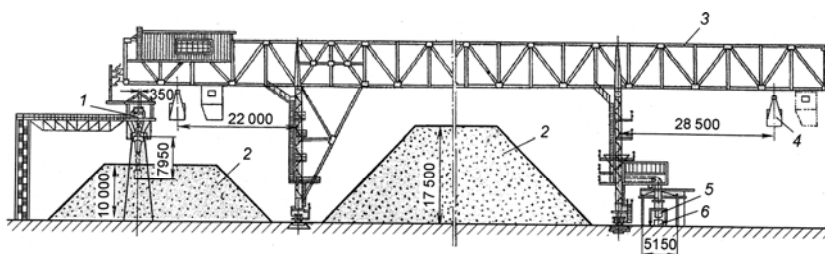


Рис. ПЗ. 10. Мостовой кран-перегрузатель на складе топлива:  
 1 – галерея конвейера подачи топлива на склад; 2 – склад топлива; 3 – мостовой кран-перегрузатель; 4 – ковш-грейфер крана; 5 – рукав; 6 – конвейер выдачи топлива со склада

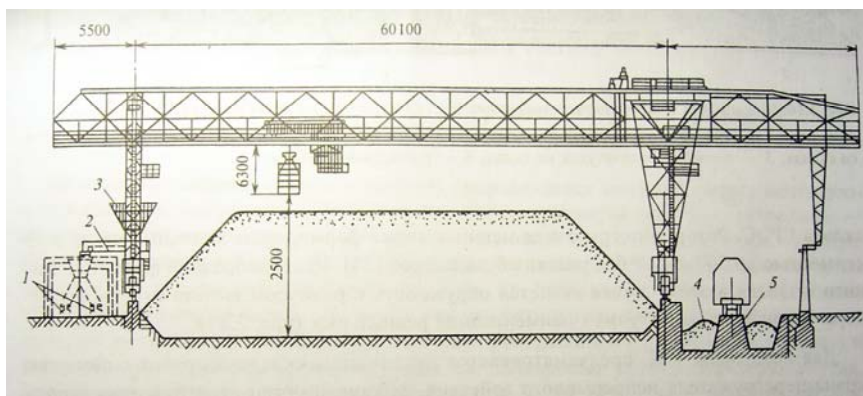


Рис. ПЗ.11. Мостовой кран-перегрузатель с пролетом моста 60 м:  
 1 – конвейер выдачи топлива со склада; 2 – пластинчатый питатель; 3 – бункер, встроенный в опору крана; 4 – траншея для приема угля; 5 – подъездная эстакада

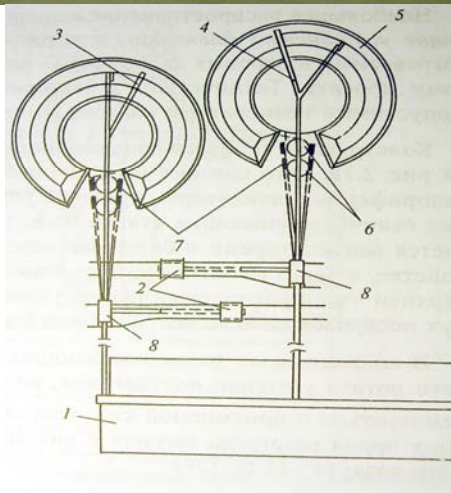
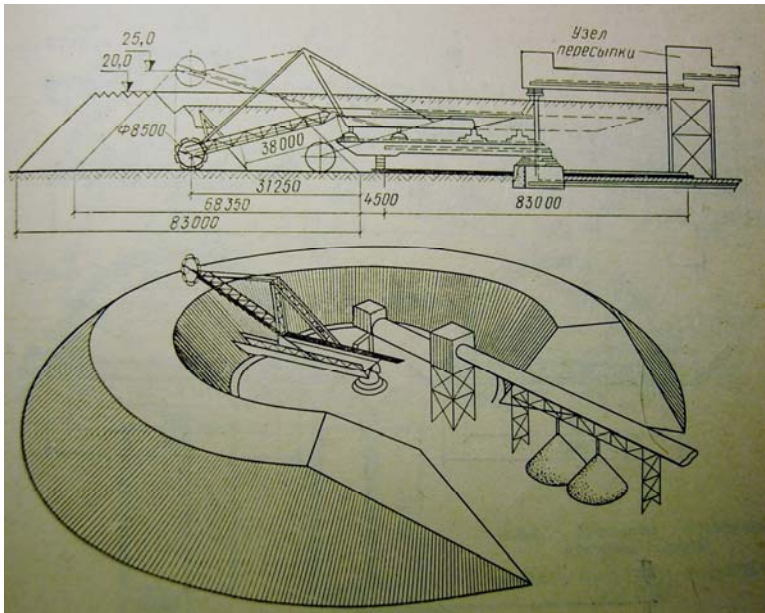


Рис. ПЗ.12. Радиальный склад угля:

1 – главный корпус; 2 – разгрузочное устройство с двумя четырехпорными вагонопрокидывателями; 3 – роторный погрузчик; 4 – штабелеукладчик; 5 – топливный штабель; 6 – расходный штабель; 7 – загрузочные бункера; 8 – дробильный корпус

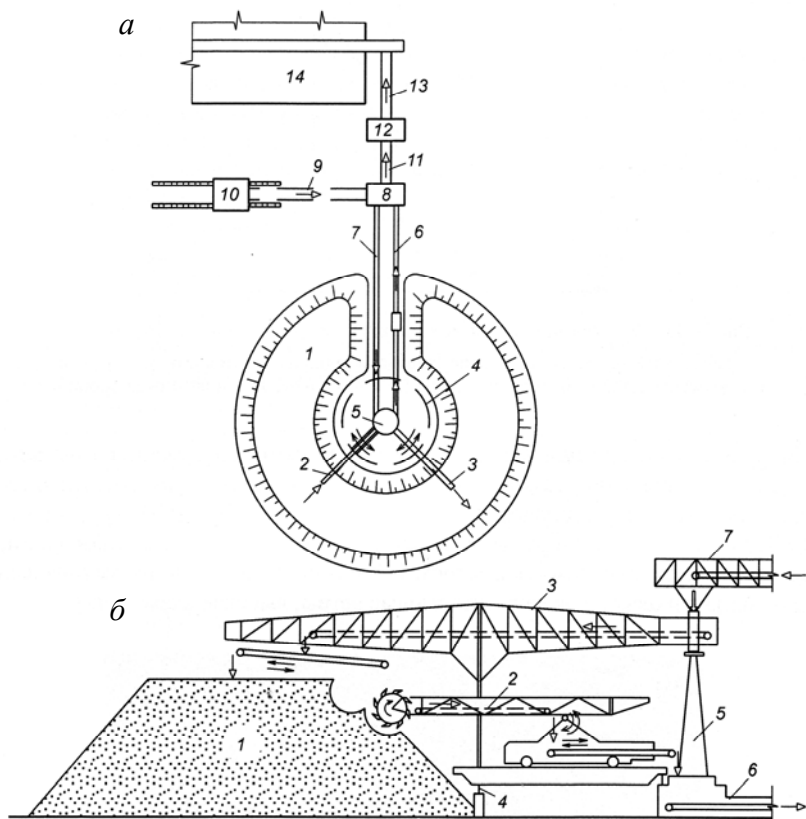


Рис. ПЗ.13. Схема топливоподачи с радиальным складом, оборудованным машинами непрерывного действия:

- a* – план; *б* – разрез по складу (плоскости действия машин условно совмещены);  
 1 – склад топлива; 2 – роторная погрузочная машина; 3 – штабелеукладчик;  
 4 – рельсовый путь штабелеукладчика и роторной погрузочной машины;  
 5 – центральная опора штабелеукладчика; 6 – подземная галерея конвейеров  
 выдачи топлива со склада; 7 – надземная галерея подачи топлива  
 к штабелеукладчику; 8 – узел пересыпки топлива; 9 – подземная галерея  
 конвейеров от разгрузочного устройства; 10 – разгрузочное устройство;  
 11 – галерея конвейеров подачи топлива в дробильный корпус;  
 12 – дробильный корпус; 13 – галерея конвейеров подачи топлива из дробильного  
 в главный корпус; 14 – главный корпус



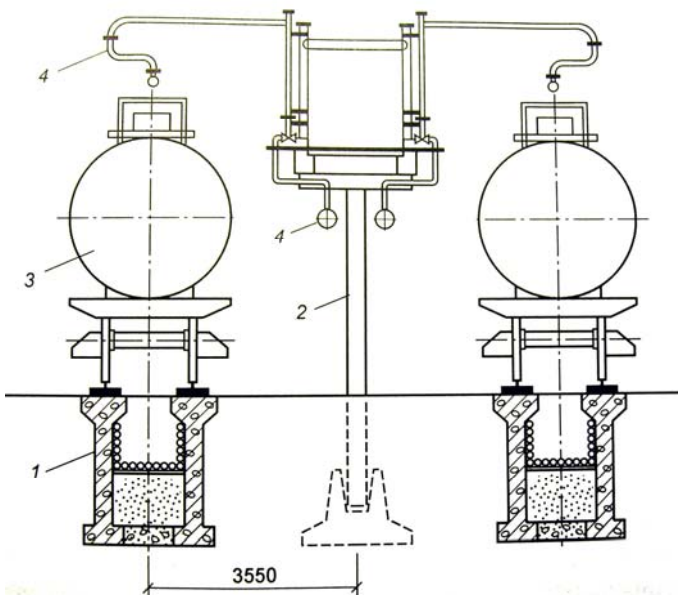


Рис. ПЗ.14. Разгрузка мазута на открытом приемно-сливном устройстве:  
 1 – сливной лоток; 2 – эстакада обслуживания цистерн;  
 3 – цистерна; 4 – паропровод

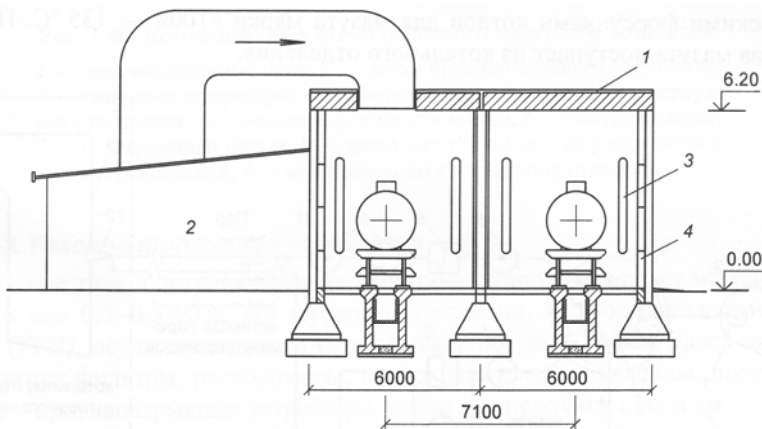


Рис. ПЗ.15. Разгрузка мазута в тепляках:  
 1 – здание тепляка; 2 – калориферная; 3 – трубные экраны; 4 – экраны, отражающие тепловые лучи



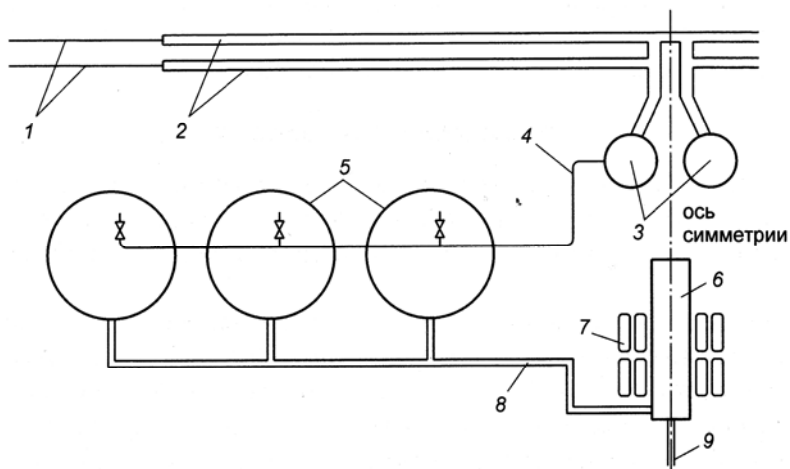


Рис. ПЗ.16. Компонентная схема основного мазутного хозяйства:  
 1 – железнодорожные пути; 2 – лотки приемно-сливного устройства;  
 3 – приемные резервуары; 4 – мазутопроводы от приемных резервуаров  
 к основным; 5 – основные резервуары мазута; 6 – мазутонасосная;  
 7 – подогреватели мазута; 8 – канал мазутопроводов от резервуаров  
 к мазутонасосной; 9 – мазутопроводы  
 к котельному отделению

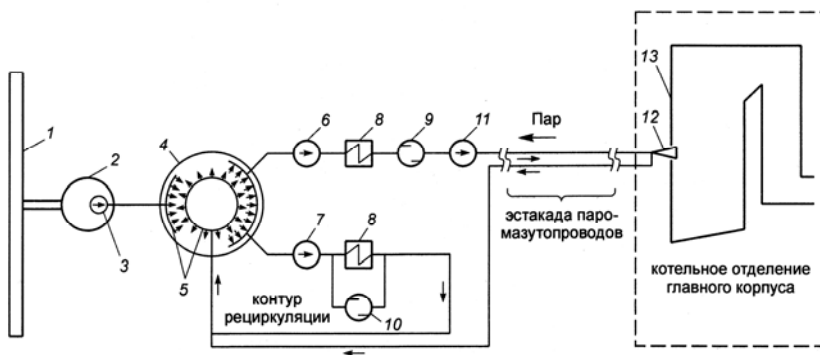


Рис. ПЗ.17. Схема мазутного хозяйства с выделением корпуса рециркуляции:  
 1 – лоток приемно-сливного устройства; 2 – приемный резервуар; 3 – насос  
 погружной; 4 – резервуар хранения мазута; 5 – кольцевые и сегментные  
 мазутопроводы с соплами; 6 – насос первого подъема; 7 – насос рециркуляции;  
 8 – подогреватели мазута; 9 – фильтр тонкой очистки; 10 – фильтр очистки  
 резервуара; 11 – насос второго подъема; 12 – форсунка; 13 – паровой котел

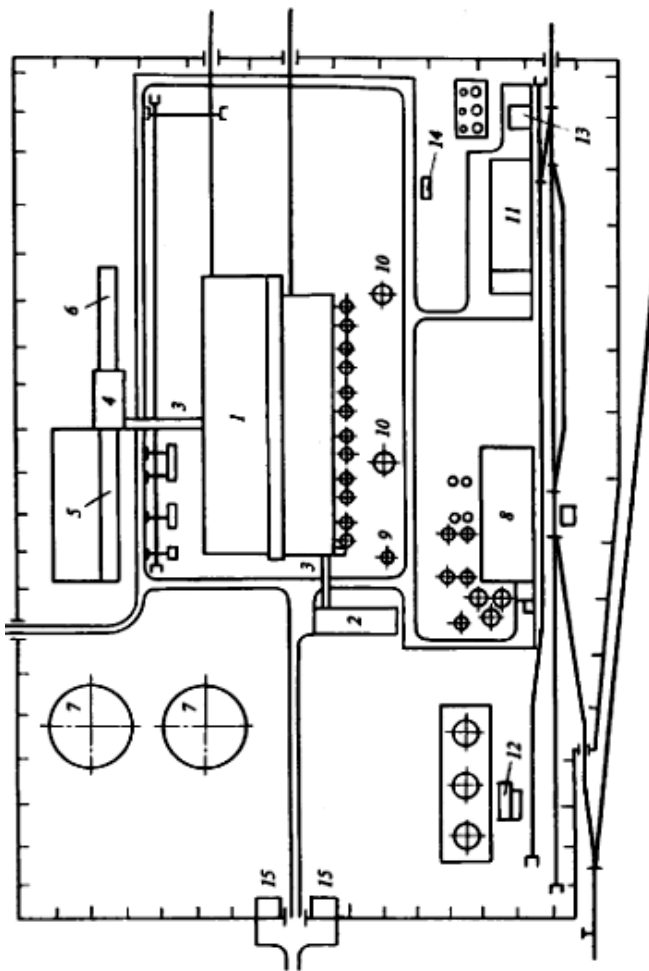


Рис. 3.18. Генеральный план газомазутной ТЭЦ:

- 1 – главный корпус; 2 – служебный корпус; 3 – переходные галереи; 4 – главный щит управления;  
 5 – закрытое распределительное устройство 110 кВ; 6 – распределительное устройство 35 кВ; 7 – градирни;  
 8 – химводоочистка; 9 – баки конденсата; 10 – дымовые трубы; 11 – объединенный вспомогательный корпус;  
 12 – мазутное хозяйство; 13 – масляное хозяйство; 14 – ресиверы водорода; 15 – проходная

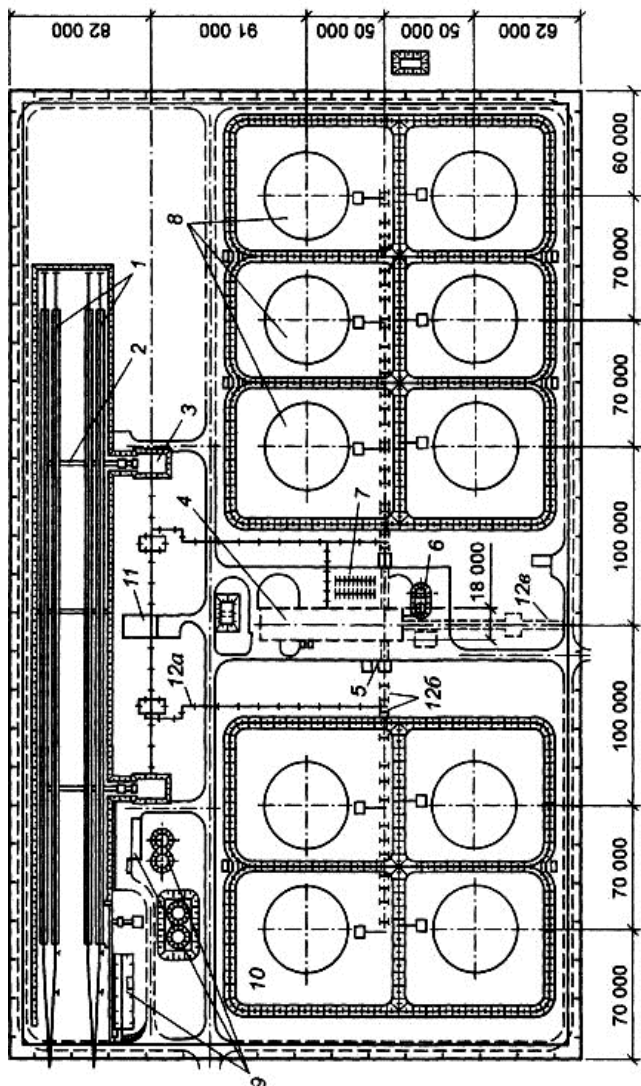


Рис. ПЗ.19. Генплан основного мазутного хозяйства КЭС 2400 МВт с металлическими резервуарами.

1 – четырехпутное приемно-сливное устройство; 2 – отводящие лотки; 3 – приемный резервуар; 4 – здание мазутонасосной; 5 – бак сбора замасуленных дренажей; 6 – резервуар сбора конденсата; 7 – подогреватели мазута; 8 – основной резервуар на 20000 м<sup>3</sup>; 9 – сооружение для жидких присадок; 10 – земляной вал; 11 – здание управления арматурой на мазутосливные; 12 – эстакады мазутопроводов: а – от приемных резервуаров к основным; б – от основных резервуаров к мазутонасосной; в – от мазутонасосной в главный корпус

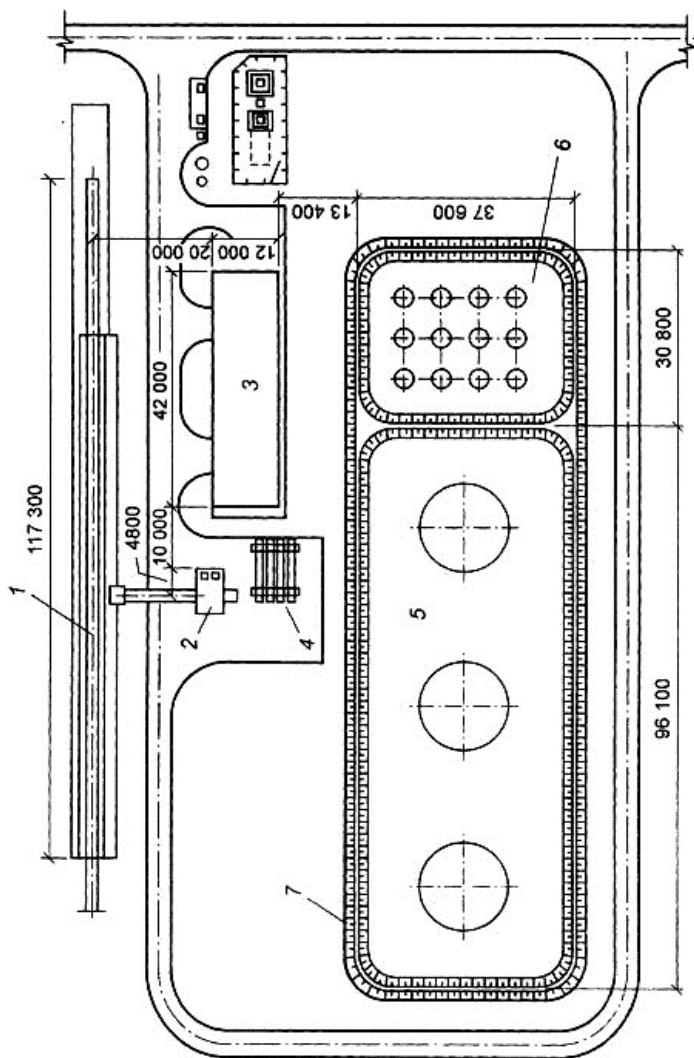


Рис. П.3.20. Генплан распорочного мазутного хозяйства, объединенного с маслохозяйством КЭС 1200–2400 МВт:  
 1 – однопутное сливное устройство; 2 – приемный резервуар; 3 – здание мазутонасосной и маслоаппаратной;  
 4 – подогреватели мазута; 5 – резервуары мазута, три по 2000 м<sup>3</sup>; 6 – резервуары масла; 7 – земляной вал

Системы технического водоснабжения ТЭС и АЭС

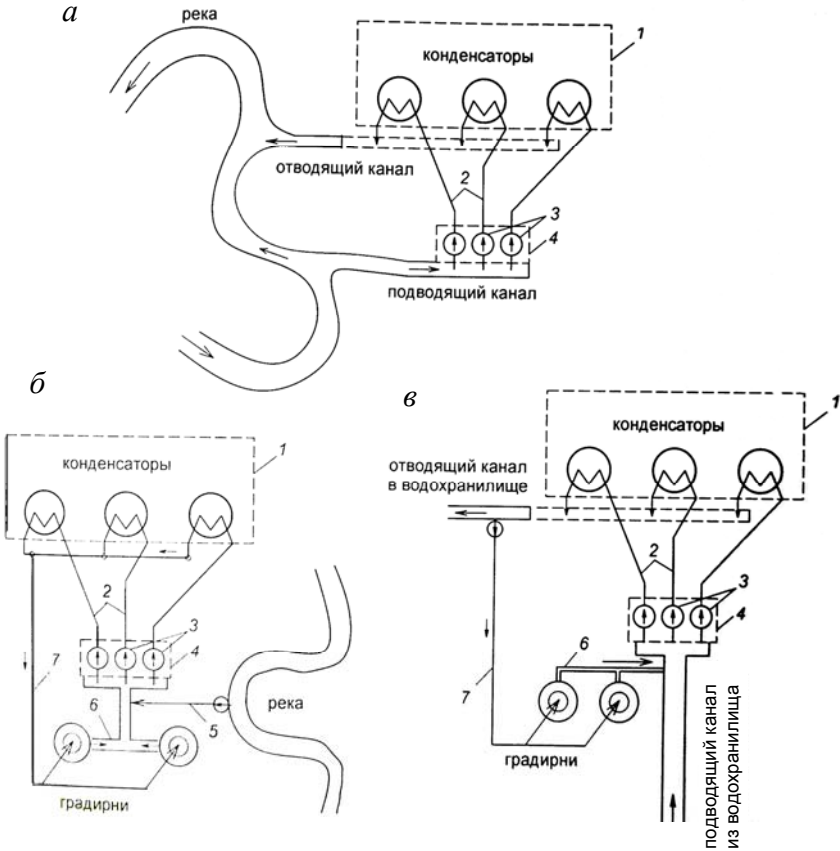


Рис. П4.1. Системы водоснабжения электростанций:

*a* – прямоточная; *б* – обратная с градирнями; *в* – смешанная с водохранилищем-охладителем;

1 – главный корпус; 2 – напорные водоводы; 3 – циркуляционные насосы; 4 – здание насосной; 5 – трубопровод восполнения потерь воды; 6 – отводящие от градирен каналы; 7 – трубопровод подачи воды для охлаждения

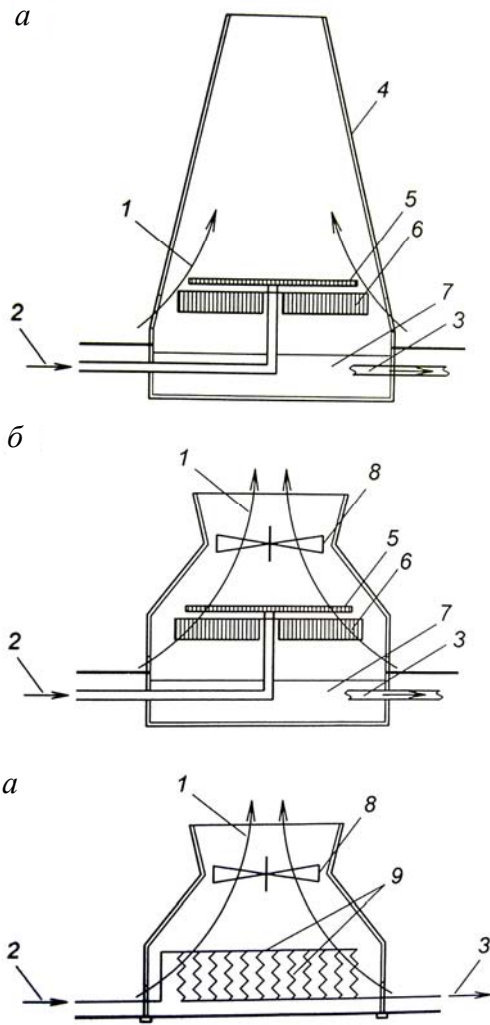


Рис. П4.2. Схемы градирен:  
*a* – испарительная башенная; *б* – испарительная вентиляторная;  
*в* – радиаторная вентиляторная;  
 1 – направление движения воздуха в градирне; 2 – подача воды в градирню;  
 3 – отвод воды из градирни; 4 – вытяжная башня; 5 – водораспределительное устройство; 6 – оросительное устройство; 7 – водосборное устройство (бассейн);  
 8 – вентилятор; 9 – радиаторы

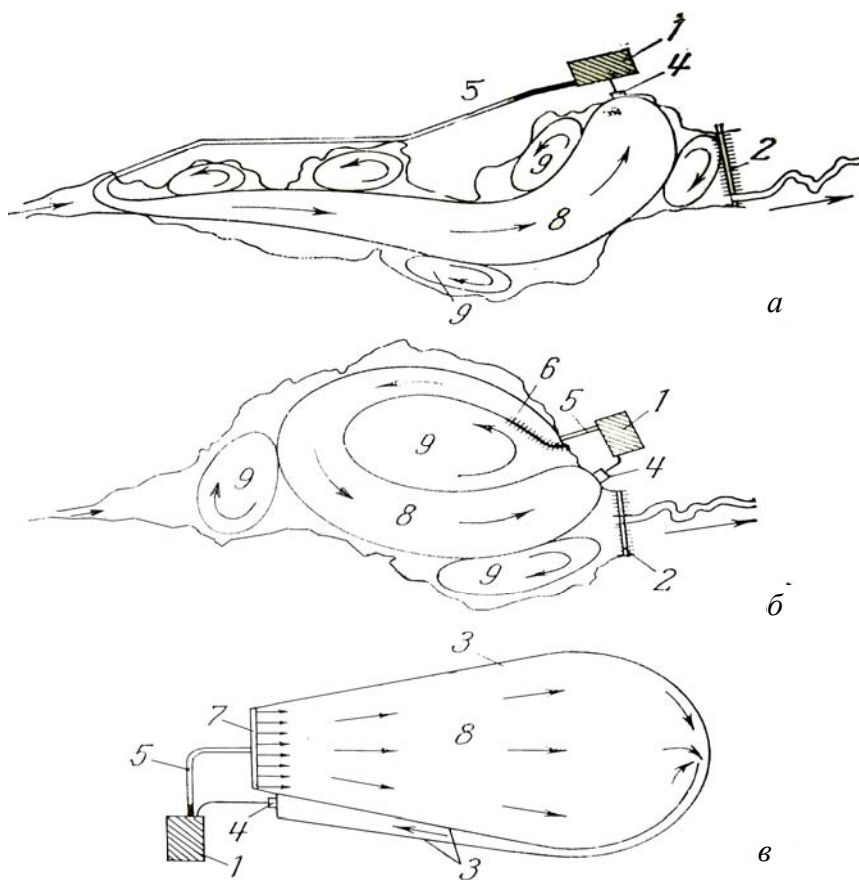


Рис. П4.3. Схемы водоемов-охладителей:  
*а* – водоем вытянутой формы; *б* – водоем округлой формы;  
*в* – водоем, сооружаемый вне долины реки;  
 1 – площадка электростанции; 2 – плотина; 3 – ограждающая дамба;  
 4 – водозаборное сооружение; 5 – отводящий канал; 6 – струенаправляющая дамба;  
 7 – струеразделительное сооружение; 8 – транзитный поток; 9 – водоворотная зона

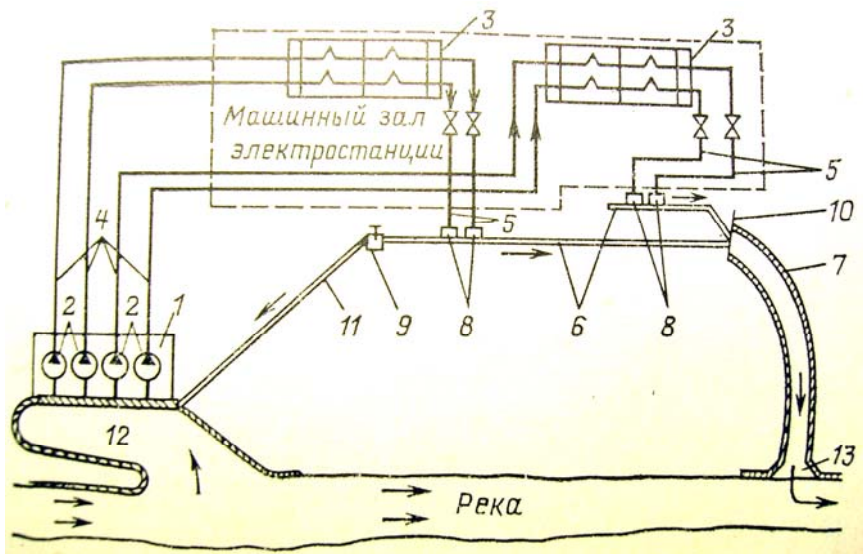


Рис. П4.4. Схема прямоточного водоснабжения:

1 – водоприемник и береговая насосная станция; 2 – циркуляционные насосы; 3 – конденсаторы; 4 – напорные водоводы; 5 – сливные водоводы; 6 – закрытые отводящие каналы; 7 – открытый отводящий канал; 8 – сливной сифонный колодец; 9 – переключательный колодец; 10 – сооружение для регулирования уровня воды в закрытом отводящем канале; 11 – трубопровод обогрева водозабора; 12 – водозаборный ковш; 13 – водосброс

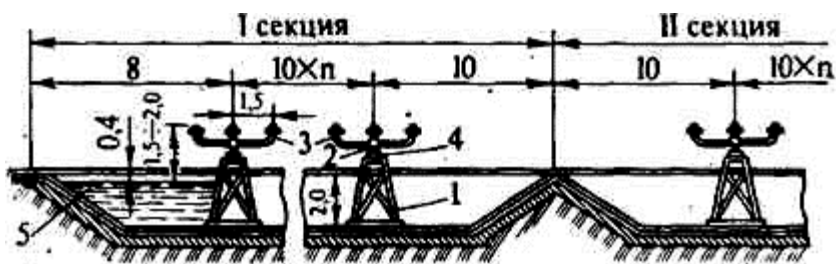


Рис. П4.5. Разрез брызгального бассейна (размеры в метрах):

1 – стальные опорные конструкции; 2 – распределительная труба; 3 – сопла; 4 – роликовые опоры; 5 – нормальный уровень воды





Рис. П4.6. Общий вид градирни

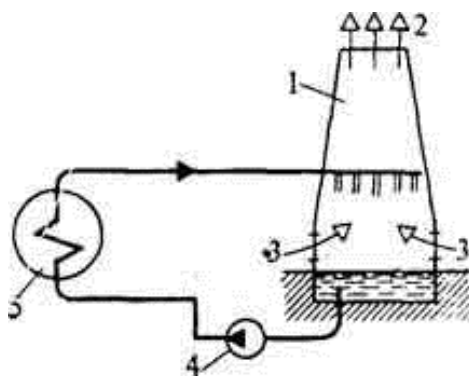


Рис. П4.7. Схема циркуляции воды при ее охлаждении в градирне:  
1 – градирня; 2 – выход нагретого влажного воздуха; 3 – вход холодного воздуха; 4 – циркуляционный насос; 5 – конденсатор

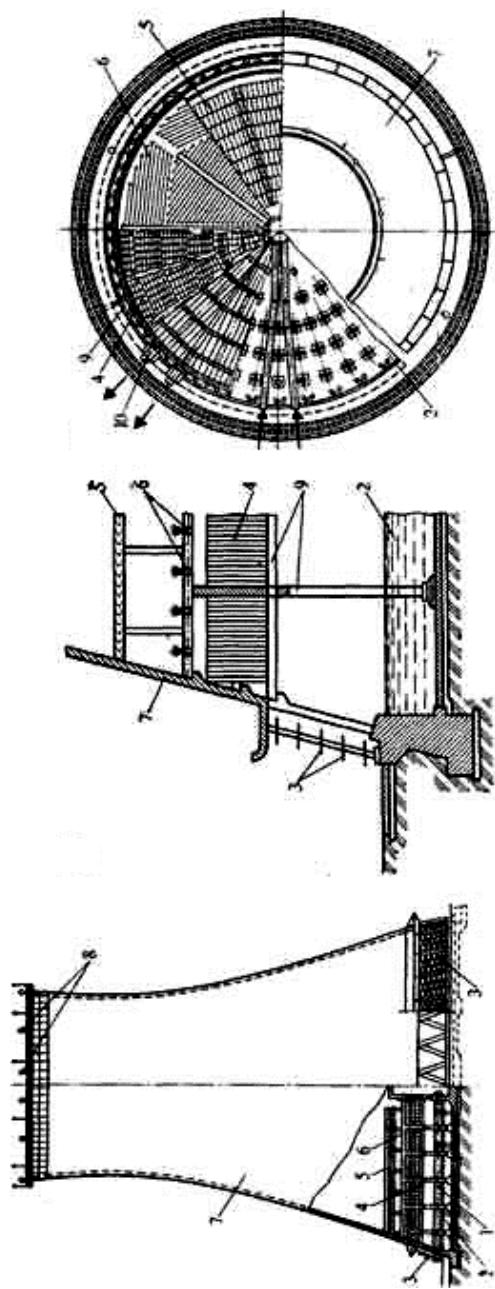


Рис. П4.8. Градирия противоточного типа с естественной тягой:

1 – подводящие трубопроводы; 2 – водосборный бассейн; 3 – воздухонаправляющие щиты; 4 – щиты оросительного устройства пленочного типа; 5 – водоуловитель; 6 – водораспределительные трубопроводы с разбрызгивающими соплами; 7 – вытяжная железобетонная башня; 8 – светограждение; 9 – каркас оросителя; 10 – отводящие трубы

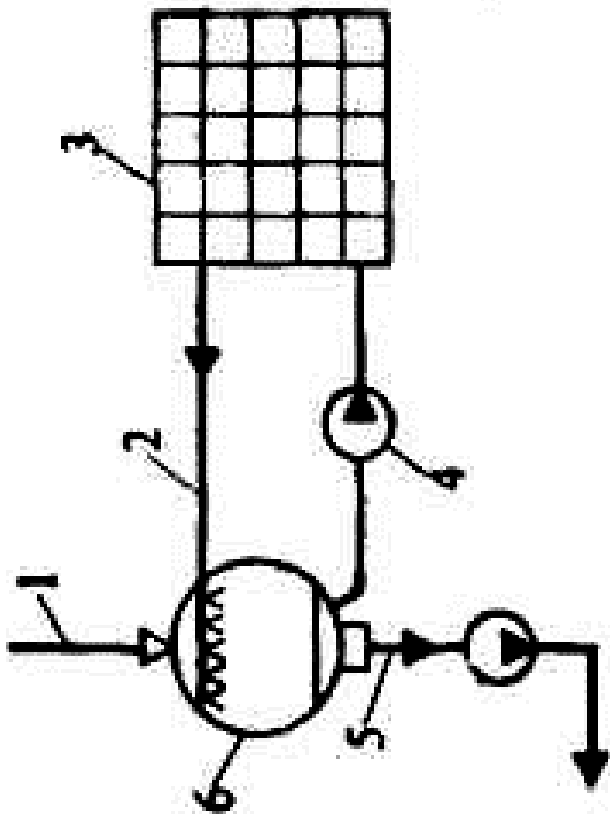


Рис. 14.9. Схема установки «сухой» градирни с конденсатором смешивающего типа:

1 – пар из турбины; 2 – возврат охлажденного конденсата; 3 – «сухая» (радиаторная) градирня; 4 – циркуляционный насос конденсатора; 5 – отвод конденсата в регенеративную систему; 6 – конденсатор смешивающего типа

Схемы золоотвалов

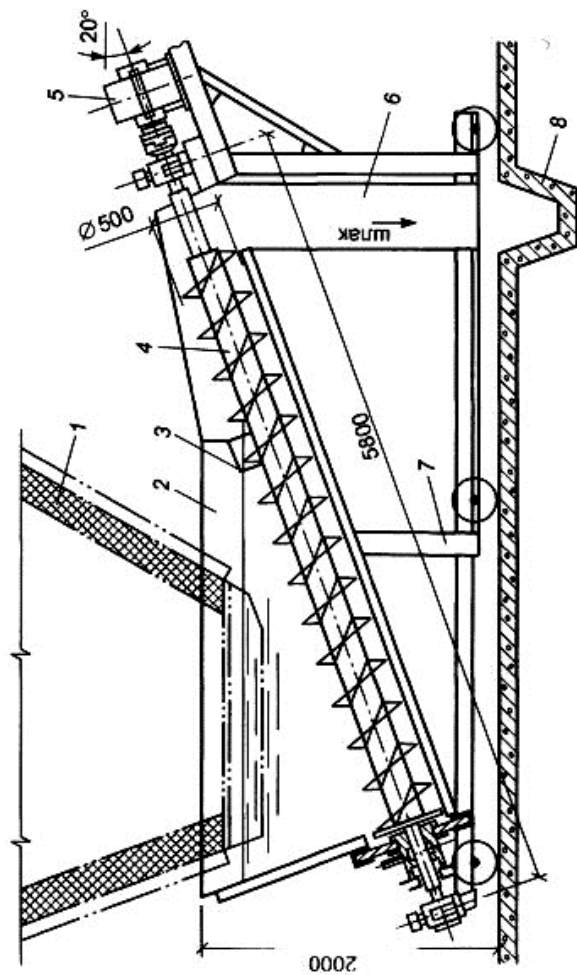


Рис. П5.1. Шлакоудаляющее устройство со шнековым транспортером:

1 – бункер холодной воронки парового котла; 2 – ванна; 3 – кольцо для дробления шлака; 4 – шнек; 5 – привод шнека; 6 – шлаковая течка; 7 – опорная конструкция; 8 – канал золошлакоудаления

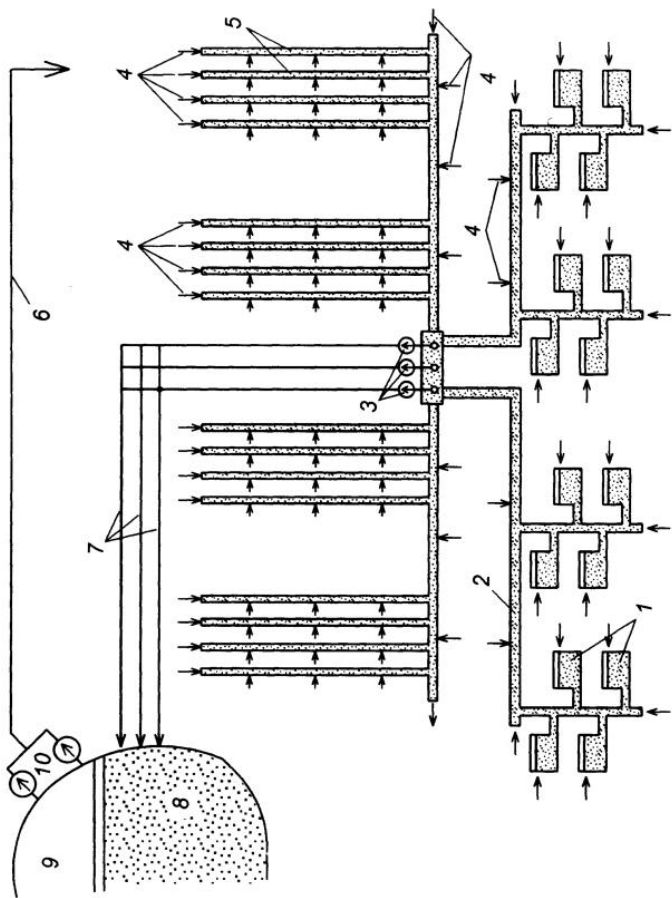


Рис. П15.2. Принципиальная схема системы совместного гидроудаления:

1 – ванны со шлакоудаляющими устройствами; 2 – шлаковый канал; 3 – баггерный канал; 4 – подвод воды к каналам; 5 – золовые каналы; 6 – трубопровод осветленной воды; 7 – пульпопроводы; 8 – золоотвал; 9 – бассейн осветленной воды; 10 – насосы осветленной воды

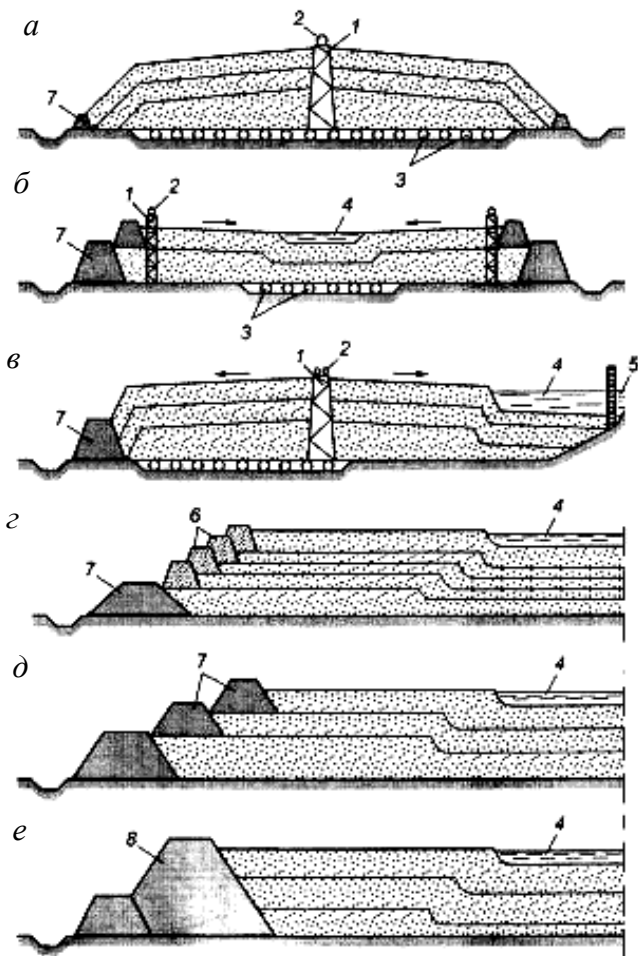


Рис. П5.3. Типы конструкций золоотвалов:

- a* – дренажный золоотвал, образованный надводным намывом;  
*б* – дренажный золоотвал с прудом инфильтрации; *в* – комбинированный отвал с дренажной боковой зоной и отстойным прудом; *г* – золоотвал с поярусным обвалованием из золошлакового материала; *д* – золоотвал с поярусным обвалованием из грунта; *е* – золоотвал с ограждающей дамбой из грунта, возводимой на проектную высоту отвала; 1 – эстакада пульпопровода; 2 – пульпопровод; 3 – дренажные трубы; 4 – пруд инфильтрации; 5 – отстойный пруд; 6 – обвалование из золошлакового материала; 7 – обвалование из грунта; 8 – дамба из грунта.  
 Пульпопроводы на схемах *г*, *д*, *е* не показаны

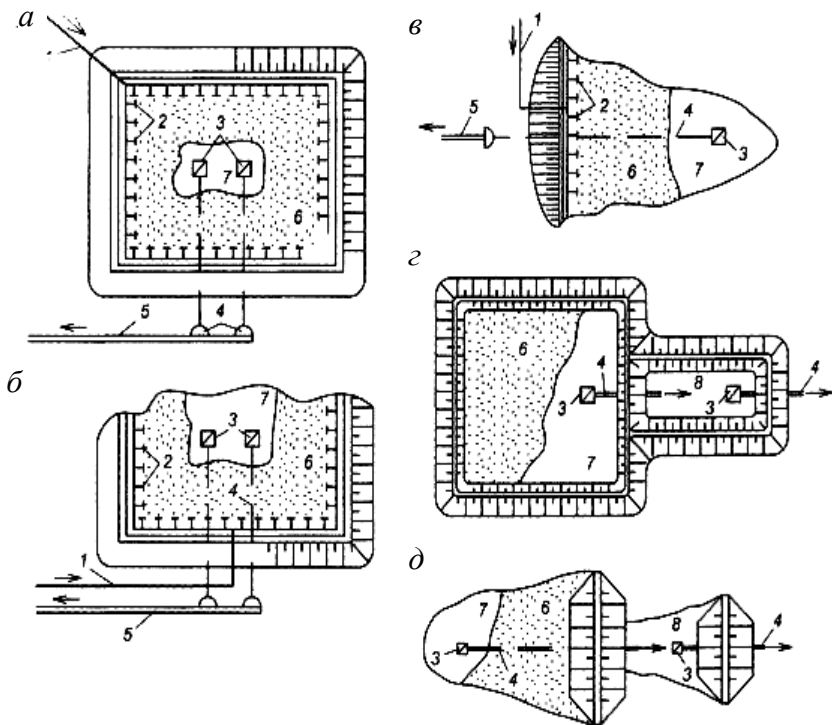


Рис. П5.4. Схемы золоотвалов:

*a, б, в* – без вторичного отстойного пруда: равнинный (*a*), пойменный (*б*), овражный (*в*); *г, д* – с вторичным отстойным прудом: равнинный (*г*), овражный (*д*); 1 – пульпопровод; 2 – выпуски пульпы; 3 – водосбросный колодец; 4 – коллектор воды; 5 – водоотводящая канава к насосной; 6 – золошлаковые материалы; 7 – первичный отстойный пруд (пруд инфильтрации); 8 – вторичный отстойный пруд (бассейн осветленной воды). Пульпопровод и выпуски пульпы на рис. *г, д* условно не показаны, они аналогичны рис. *a, б, в*;  
 —————> – направление движения пульпы, осветленной воды

## ПРИЛОЖЕНИЕ 6

### Схемы компоновок и генеральных планов ТЭС и АЭС

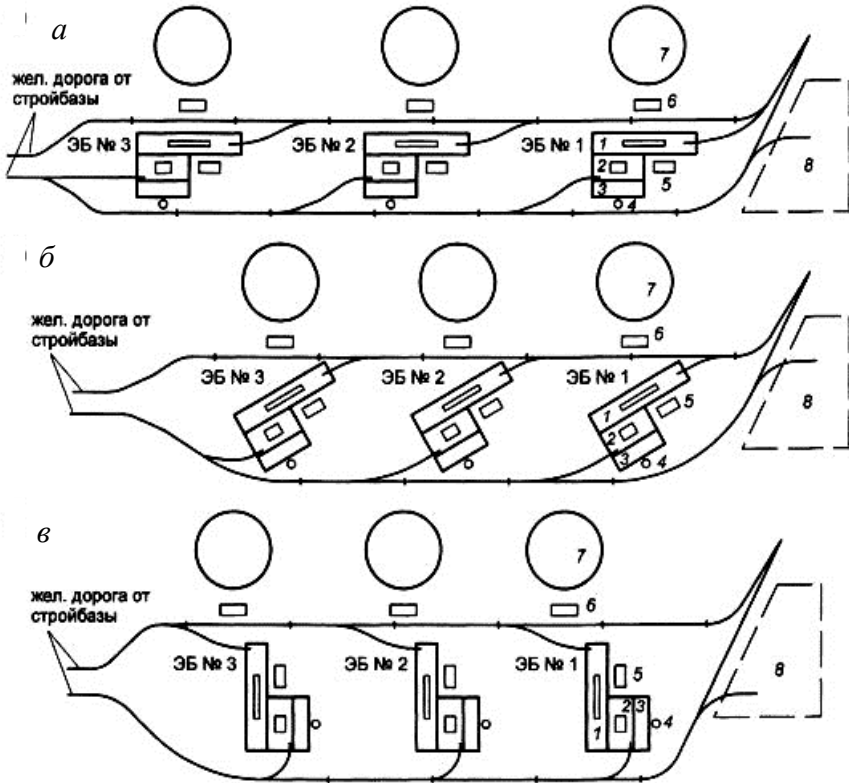


Рис. П.6.1. Варианты компоновки основных объектов на промплощадке газомазутной КЭС с тремя моноблочными главными корпусами:

- a* – в линию; *б* – в линию с поворотом на 15–30°; *в* – в линию с поворотом на 90°;  
 1, 2, 3 – машинное, котельное и дымососное отделения главного корпуса;  
 4 – дымовая труба; 5 – площадка трансформаторов; 6 – здание насосной;  
 7 – градирня; 8 – объекты подсобно-производственного и вспомогательного назначения; ЭБ № 1, ЭБ № 2, ЭБ № 3 – энергоблоки № 1, 2, 3 по порядку ввода в эксплуатацию



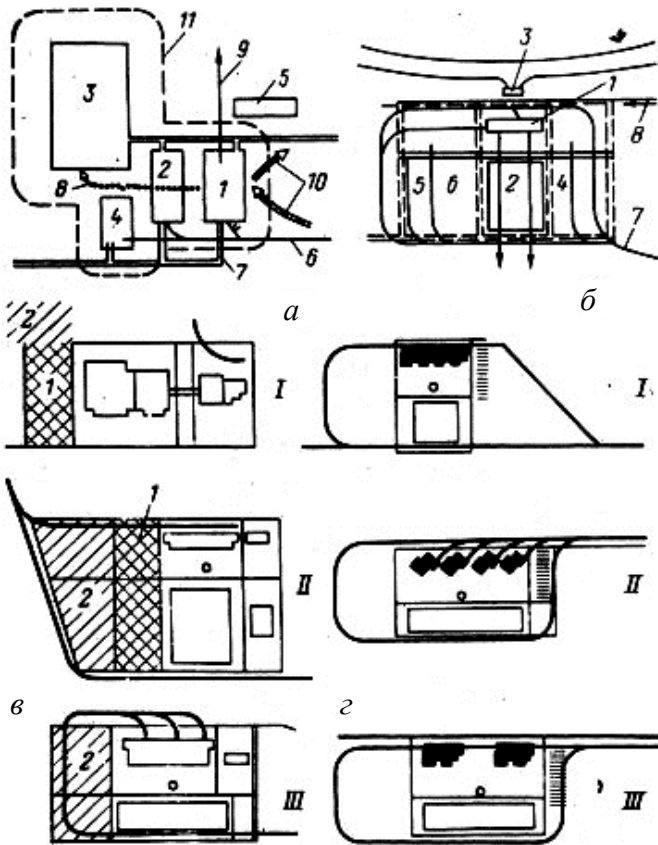


Рис. Пб.2. Возможные компоновки основных сооружений ТЭС на генплане:  
*а* – инфраструктура района ТЭС: 1 – электростанция; 2 – резервная территория; 3 – хранилища производственных отходов; 4 – предприятие для утилизации отходов; 5 – гостиницы; 6 – железные дороги; 7 – автомобильные дороги и тротуары; 8 – пути удаления отходов; 9 – устройство для выдачи электроэнергии; 10 – коммуникации для циркуляционной воды; 11 – охранный зона;  
*б* – характерное планировочное решение ТЭС: 1 – главный корпус; 2 – топливное хозяйство; 3 – станция технического водоснабжения; 4 – подсобные сооружения; 5 – строительная база; 6 – резервная территория; 7 – железнодорожный путь; 8 – автомобильные дороги;  
*в* – возможное расширение электростанций: 1 – резервная территория; 2 – строительная база; *г* – классификация компоновок главного корпуса ТЭС: I – компактная; II – островная; III – ограниченно-островная

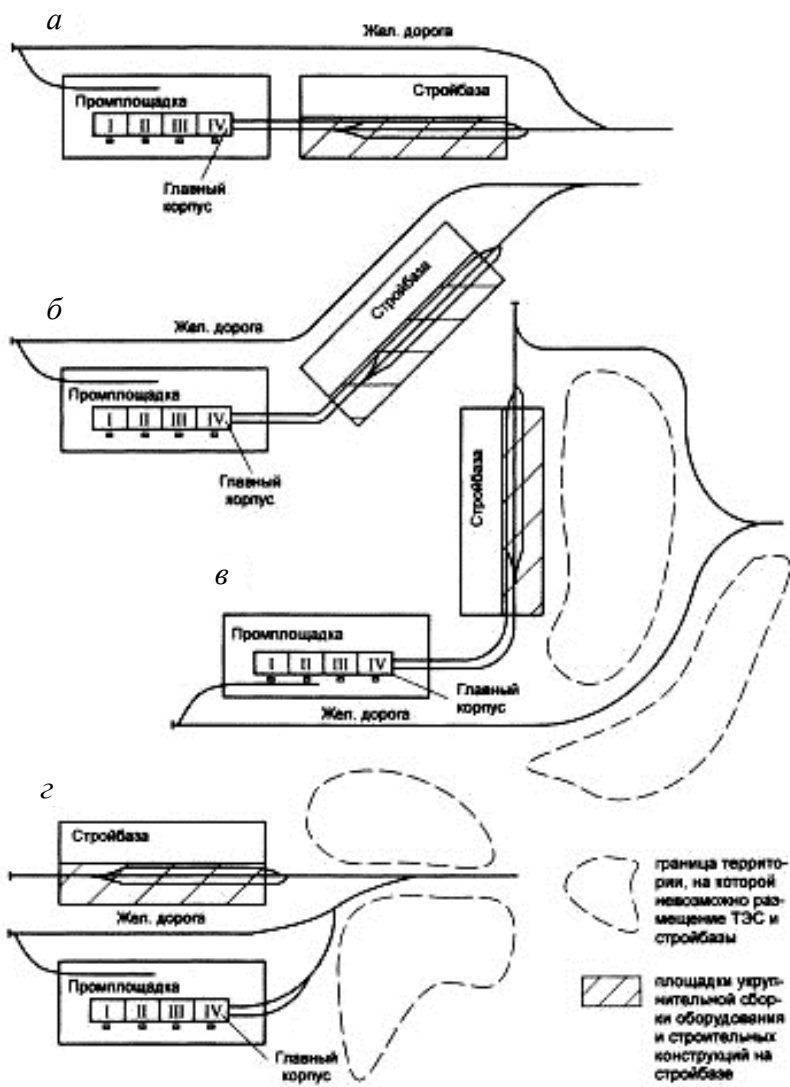


Рис. Пб.3. Взаиморасположение промплощадки и стройбазы (а, б, в, г – варианты); I–IV – номера энергоблоков по порядку ввода в эксплуатацию

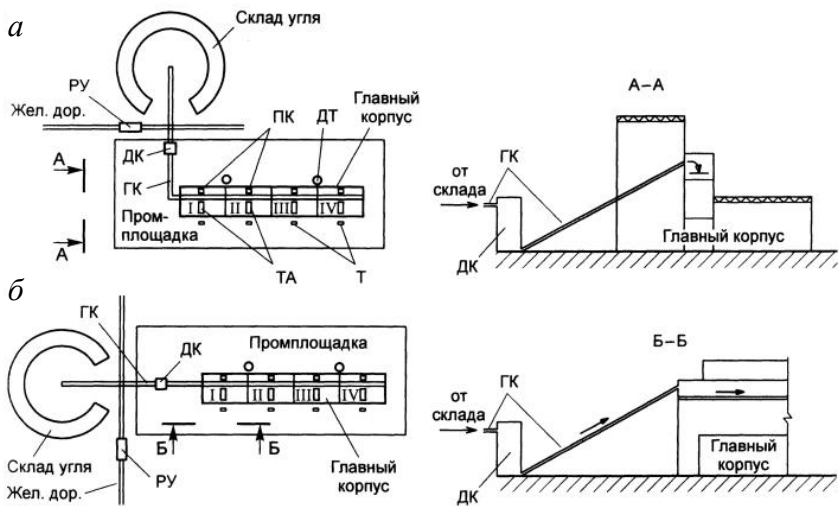


Рис. Пб.4. Взаиморасположение главного корпуса (промплощадки) и склада угля (а, б – варианты):

ТА – турбоагрегат; Т – повышающий трансформатор; ПК – паровой котел;  
 ДТ – дымовая труба; РУ – разгрузочное устройство; ДК – дробильный корпус;  
 ГК – галерея конвейеров топливоподдачи; I–IV – номера энергоблоков по порядку ввода в эксплуатацию

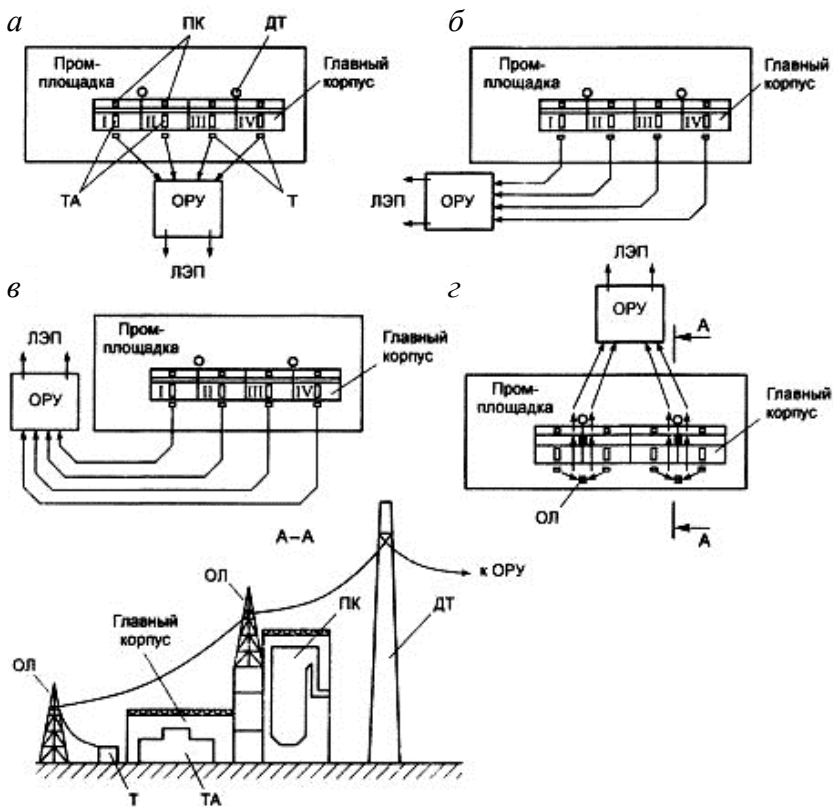


Рис. П6.5. Взаиморасположение ОРУ и промплощадки (а, б, в, з – варианты):  
 ТА – турбоагрегат; Т – повышающий трансформатор; ПК – паровой котел;  
 ДТ – дымовая труба; ОЛ – опора ЛЭП; I–IV – номера энергоблоков по порядку  
 ввода в эксплуатацию

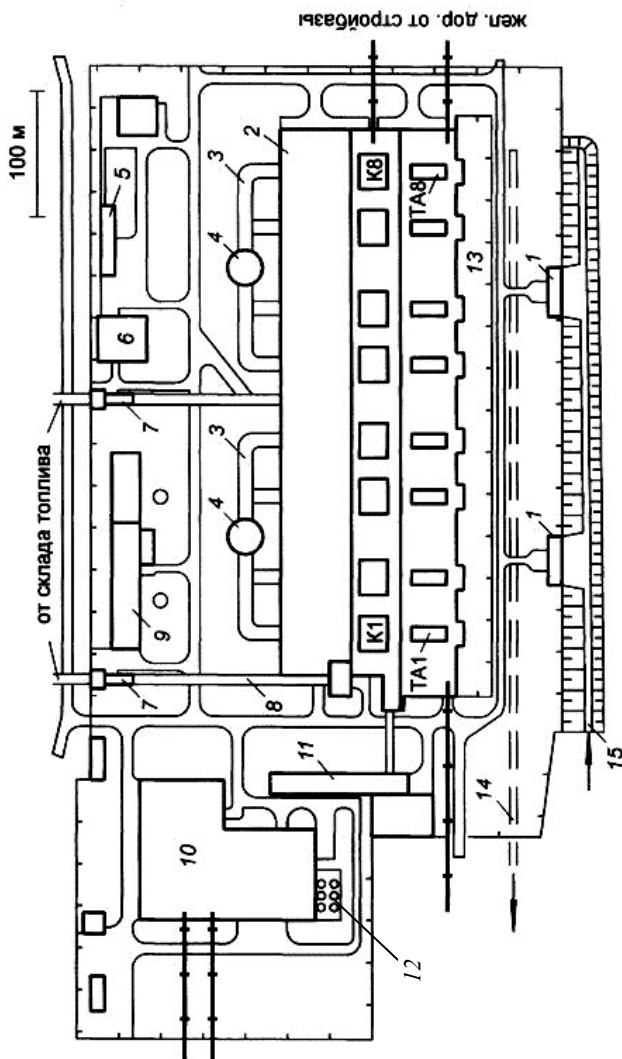


Рис. Пб.6. Схема генплана КЭС на угле мощностью  $8 \times 500$  МВт:

1 – насосная циркуляционного водоснабжения; 2 – главный корпус с дымососным отделением; 3 – газосолд; 4 – дымовая труба; 5 – дизель-генераторная; 6 – ацетилено-генераторная; 7 – дробильный корпус; 8 – галерея конвейеров топливopoдaчи; 9 – столовая; 10 – пускорезервная котельная; 11 – объединенный вспомогательный корпус; 12 – инженерно-бытовой корпус; 13 – столовая; 14 – площадка установки трансформаторов; 15 – открытый отводящий канал; 16 – подводящий канал; K1, TA1–K8, TA8 – паровой котел и турбоагрегат энергоблоков № 1–8

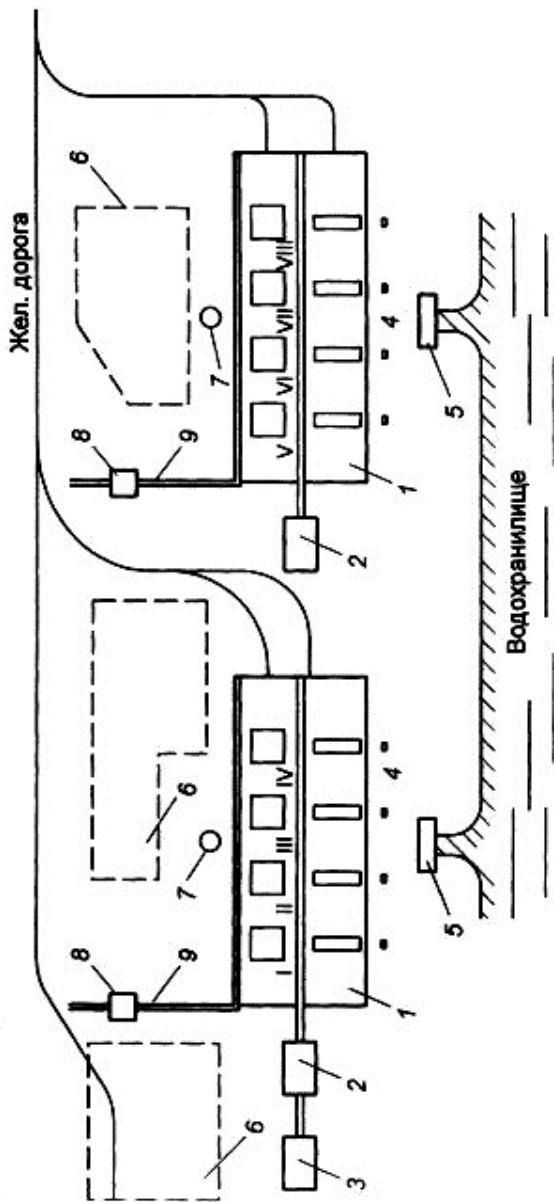


Рис. П6.7. Компонировка промплощадки КЭС при двух четырехблочных главных корпусах:

1 – четырехблочный главный корпус; 2 – инженерно-бытовой корпус; 3 – административный корпус; 4 – трансформаторы; 5 – здание насосной; 6 – зона подсобно-производственных и вспомогательных объектов; 7 – дымовая труба; 8 – дробильный корпус; 9 – галерея конвейеров топливopодачи, I–IV – номера энергоблоков по порядку ввода в эксплуатацию

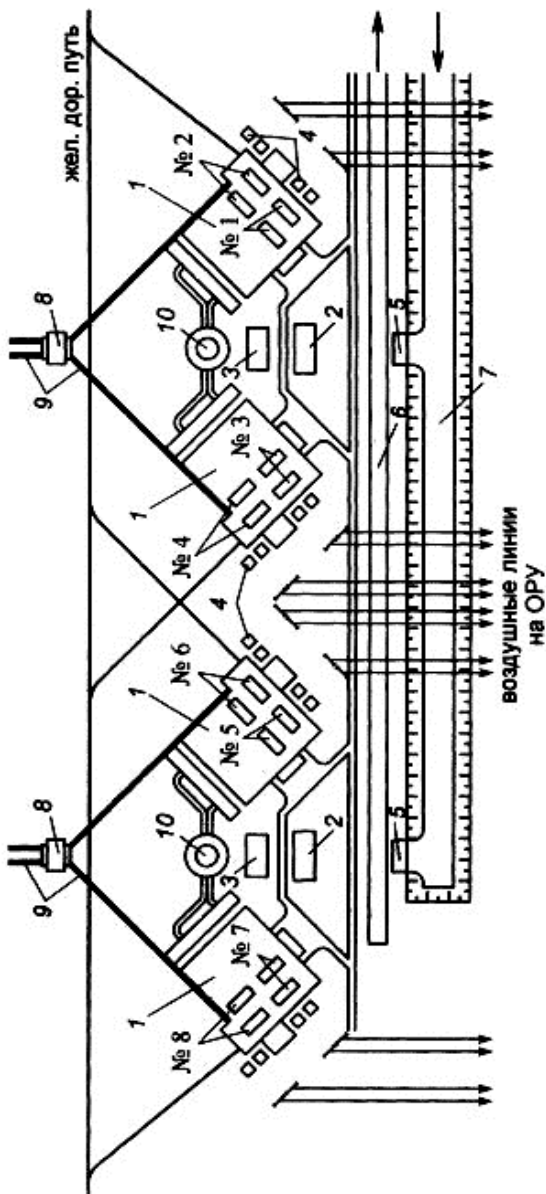


Рис. Пб.8. Вариант компоновки промплощадки пылеугольной КЭС с четырьмя вспомогательными главными корпусами:  
 1 – главный корпус; 2 – инженерно-лабораторный корпус; 3 – здание химводочистки; 4 – площадка трансформаторов;  
 5 – насосная циркуляционного водоснабжения; 6 – отводящий канал; 7 – подводящий канал; 8 – дробильный корпус;  
 9 – галерея конвейеров топливподачи; 10 – дымовые трубы;  
 № 1–8 – котлы и трубоагрегаты первого–восьмого энергоблоков

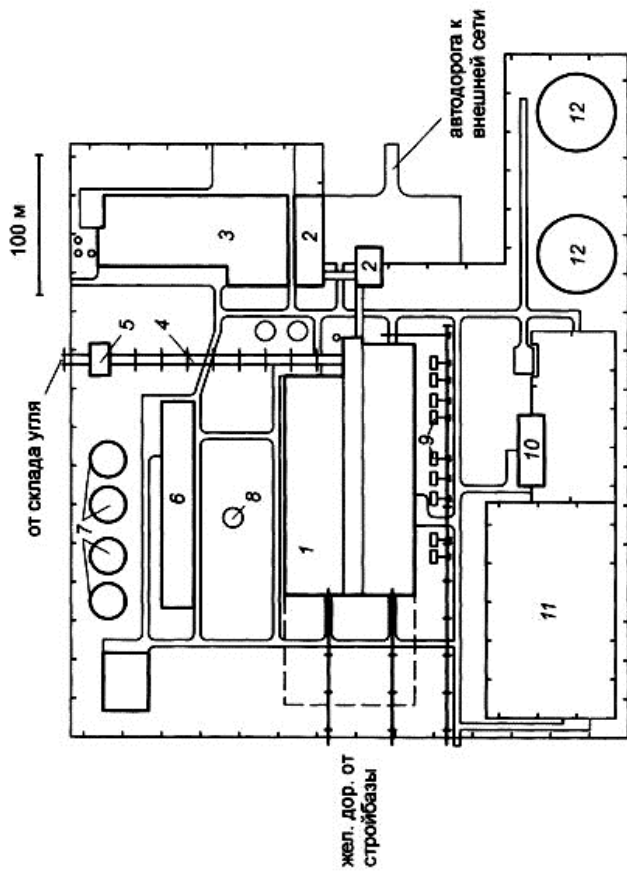


Рис. Пб.9. Схема генплана ГЭЦ на угле.

1 – главный корпус; 2 – административно-бытовой корпус, столовая; 3 – объединенный вспомогательный корпус;  
 4 – галерея топливоподачи; 5 – дробильный корпус; 6 – водогрейная котельная и теплофикационная насосная;  
 7 – баки-аккумуляторы; 8 – дымовая труба; 9 – трансформаторы; 10 – здание ЗРУ; 11 – ОРУ;  
 12 – градирня. Пунктиром обозначено расширение главного корпуса



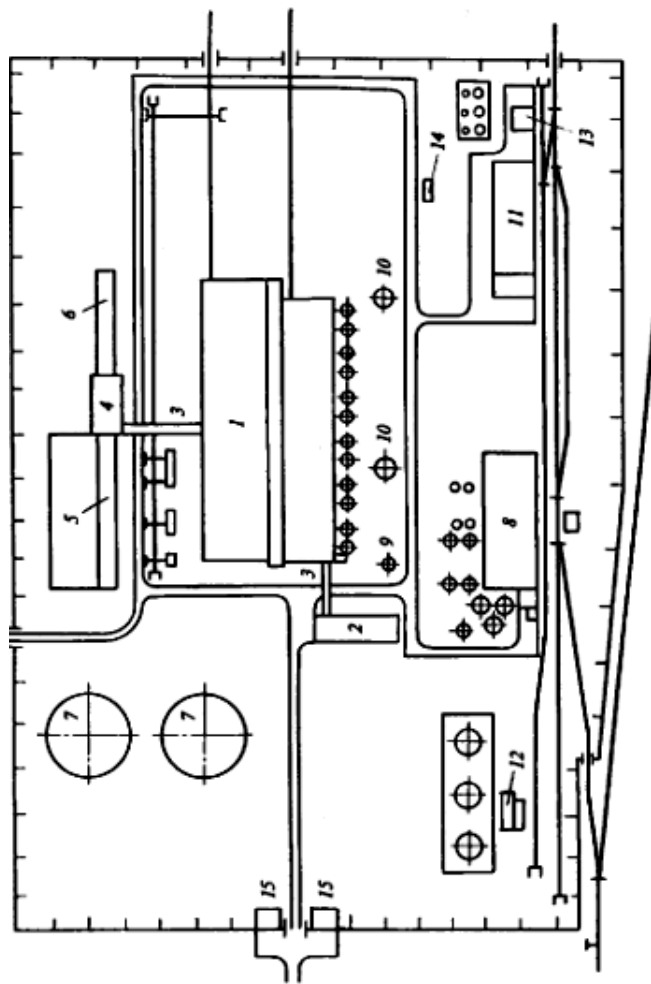


Рис. Пб. 10. Схема генерального плана газомазутной ТЭЦ:  
 1 – главный корпус; 2 – служебный корпус; 3 – переходные галереи; 4 – главный щит управления;  
 5 – закрытое распределительное устройство 110 кВ; 6 – переходные галереи; 7 – градирни;  
 8 – химводоочистка; 9 – баки конденсата; 10 – дымовые трубы; 11 – объединенный вспомогательный корпус;  
 12 – мазутное хозяйство; 13 – масляное хозяйство; 14 – ресиверы водорода; 15 – проходная

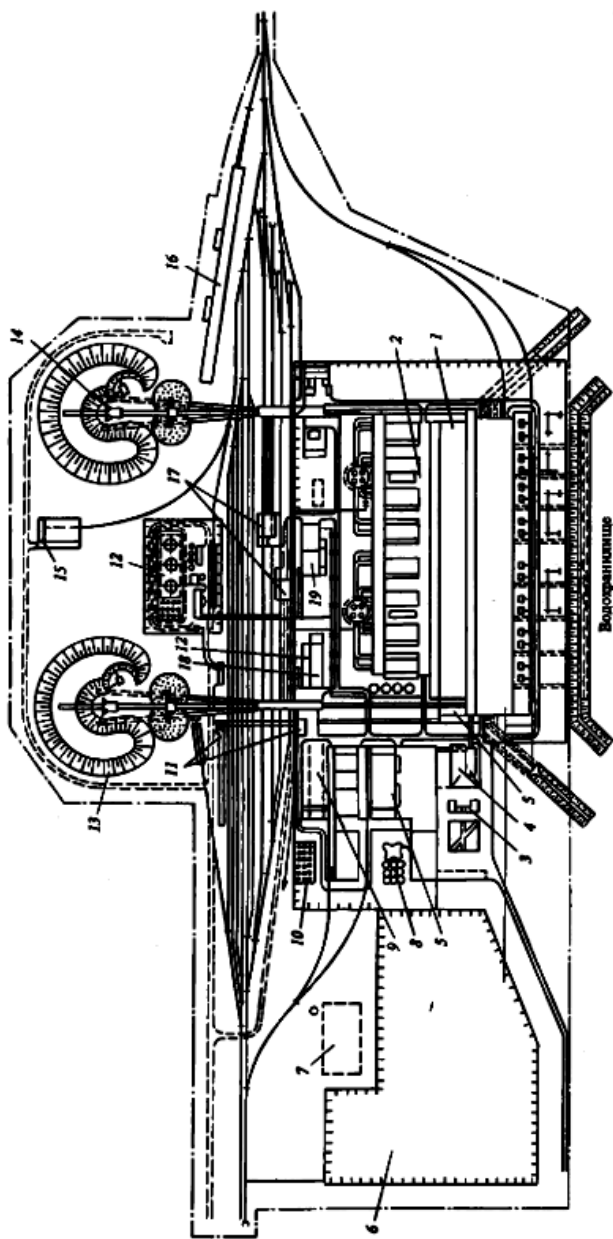


Рис. Пб.11. Схема генерального плана ГРЭС на угле мощностью 4000 МВт с блоками 500 МВт:

1 – главный корпус; 2 – багерные насосы; 3 – инженерный корпус; 4 – столовая; 5 – объединенный вспомогательный корпус; 6 – открытое распределительное устройство; 7 – бытовые помещения топливоподачи; 8 – баки химводоочистки; 9 – открытый склад тяжелого оборудования; 10 – ресиверы водорода и кислорода; 11 – проходная; 12 – мазутное и масляное хозяйство; 13 – угольные склады; 14 – экскаватор; 15 – гараж для топливоперегрузочных машин; 16 – размораживающее устройство; 17 – вагонопрокидыватели; 18 – компрессорная станция; 19 – пусковая котельная

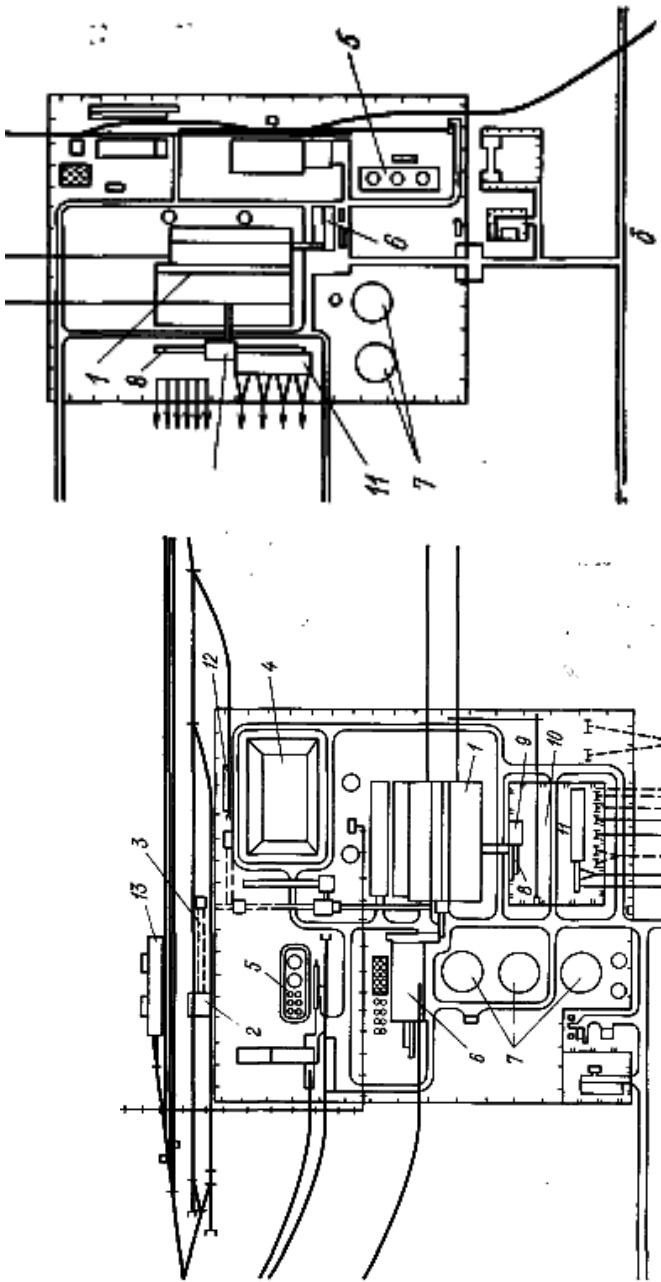


Рис. Пб.12. Схема генерального плана ТЭЦ на угле (а) и газомазутном топливе (б):  
 1 – главный корпус; 2 – вагонопрокидыватели; 3 – топливоподача (а); 4 – склад угля; 5 – мазутное и масляное хозяйство (а) и мазутное хозяйство (б); 6 – объединенный вспомогательный корпус; 7 – градирни; 8 – главное РУ; 9 – щит управления; 10 – ОРУ; 11 – закрытое РУ; 12 – разгрузочная эстакада (а); 13 – разгрузочное устройство (а)

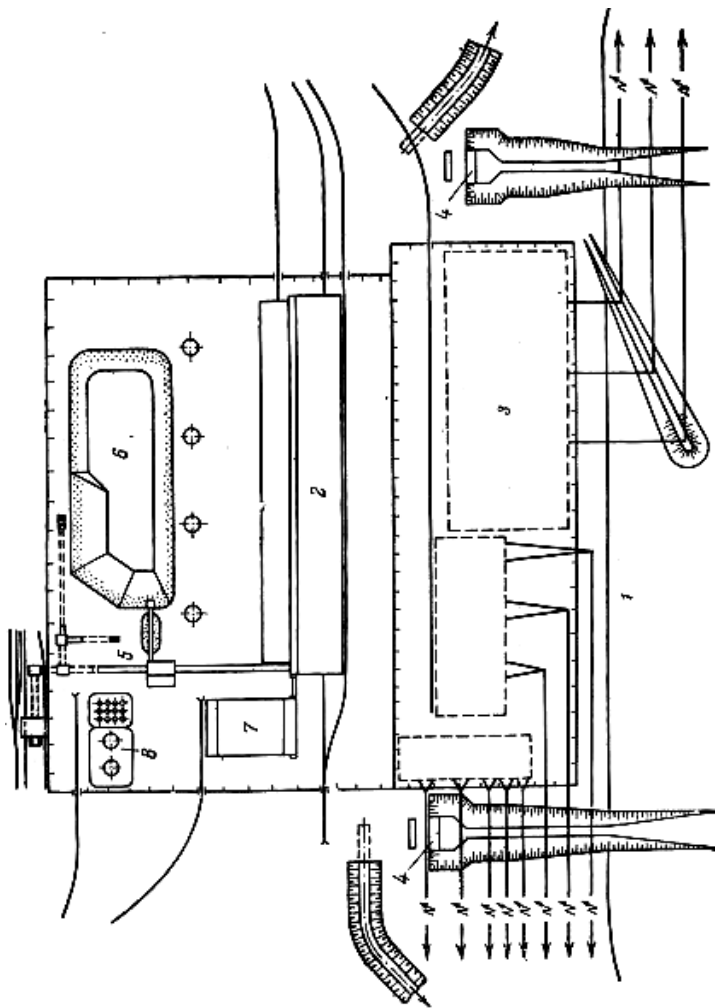


Рис. Пб.13. Компонетка КЭС на угле. Вариант № 1:

1 – водохранилище; 2 – главный корпус; 3 – ОРУ; 4 – насосная станция; 5 – топливное хозяйство; 6 – склад угля;  
 7 – объединенный вспомогательный корпус; 8 – мазутно-масляное хозяйство

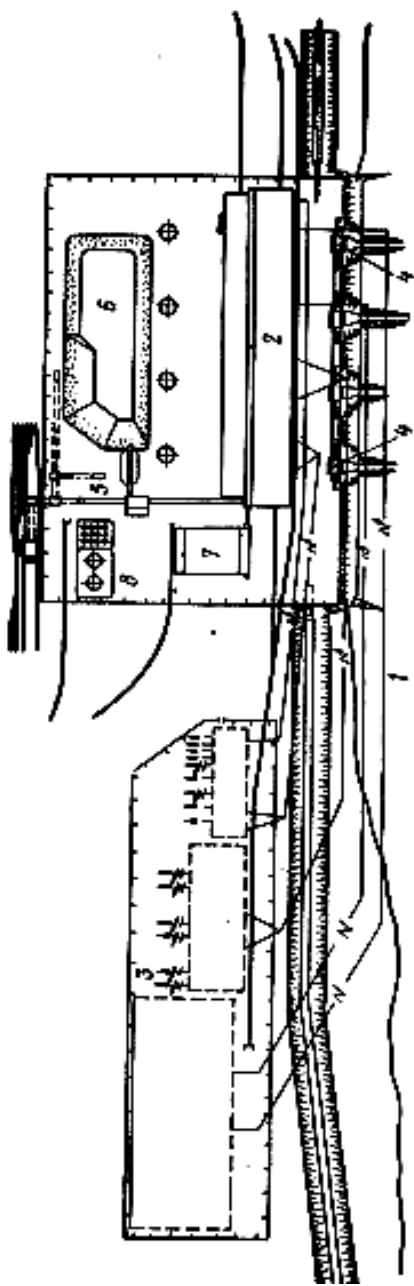


Рис. П6.14. Компоновка КЭС на угле. Вариант № 2

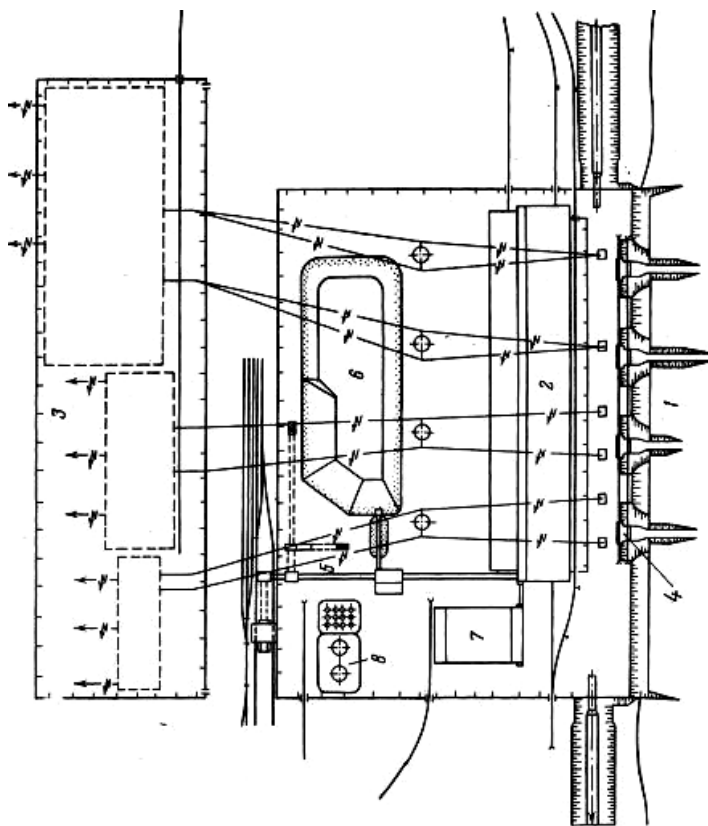


Рис. Пб.15. Компоновка КЭС на угле. Вариант № 3

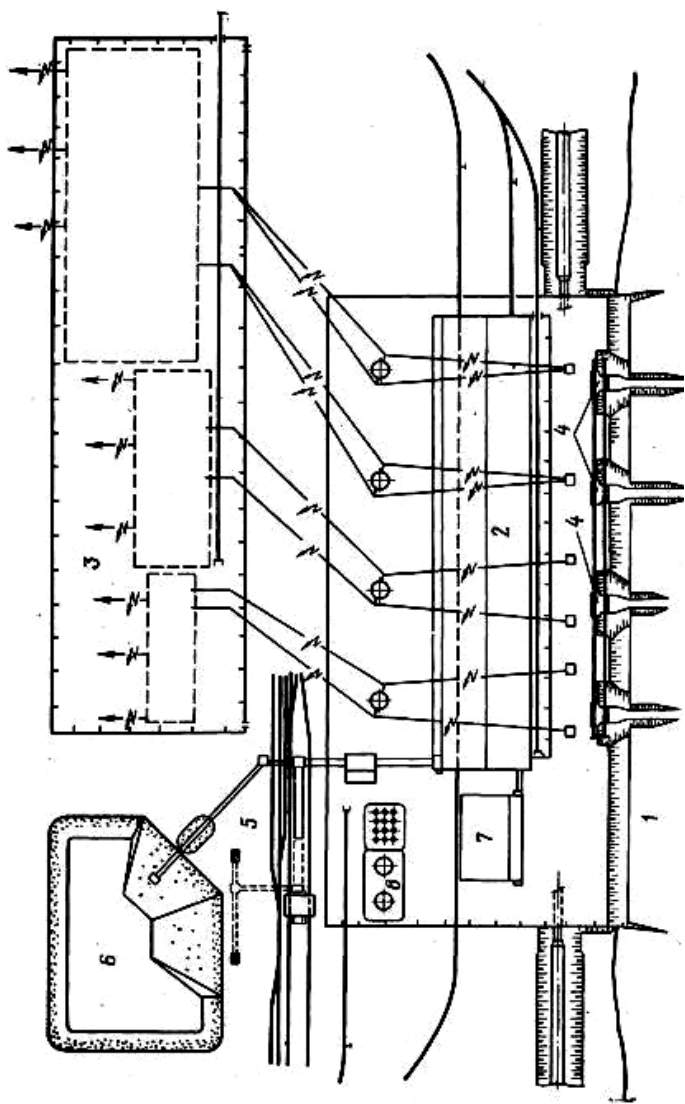


Рис. Пб.16. Компоновка КЭС на угле. Вариант № 4:  
 1 – водохранилище; 2 – главный корпус; 3 – ОРУ; 4 – насосная станция; 5 – топливное хозяйство; 6 – склад угля;  
 7 – объединенный вспомогательный корпус; 8 – мазутно-масляное хозяйство

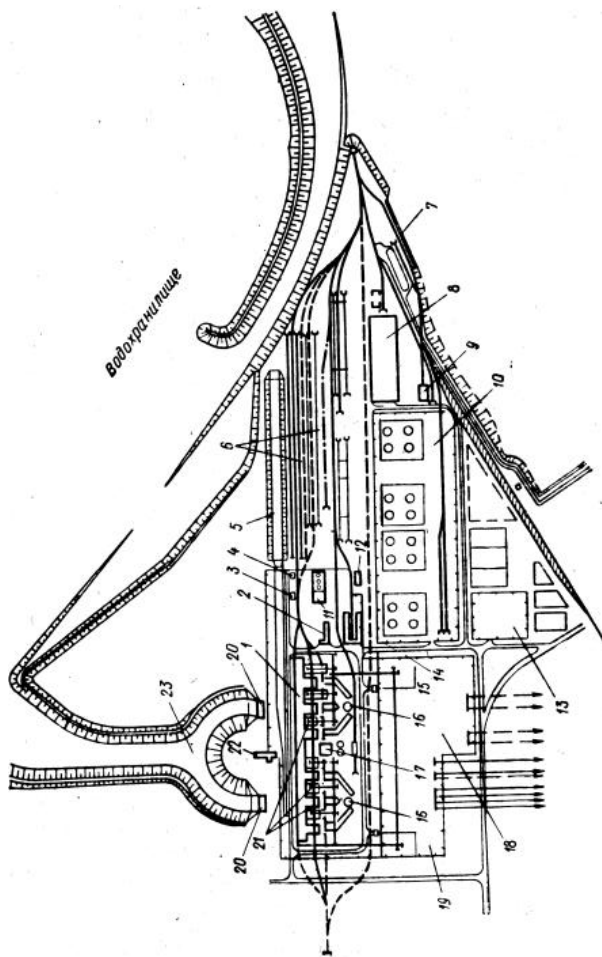


Рис. Пб.17. Схема генплана газомазутной ГЭС с блоками по 800 МВт:

- 1 – главный корпус; 2 – пусковая котельная; 3 – насосная пожаротушения; 4 – азотно-кислородная установка; 5 – сбросный канал; 6 – укрупнительно-сборочные площадки; 7 – причал; 8 – автохоззайство; 9 – экипировочно-ремонтный блок; 10 – мазутохоззайство; 11 – маслохоззайство; 12 – столовая; 13 – очистные сооружения; 14 – блок вспомогательных сооружений; 15 – ГРП; 16 – дымовые трубы; 17 – химводоочистка (внешние сооружения); 18 – ОРУ 750 кВ; 19 – ОРУ 330 кВ; 20 – насосные технические водоснабжения; 21 – установка трансформаторов; 22 – инженерно-бытовой корпус; 23 – водозаборный ковш



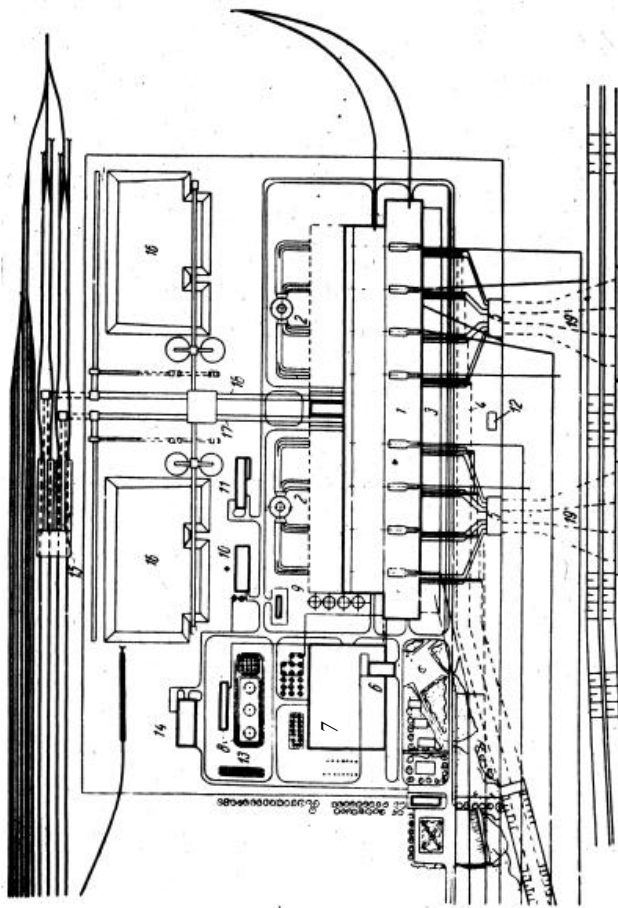


Рис. Пб.18. Схема генплана пылеугольной ГЭС с блоками по 500 МВт:

- 1 – главный корпус; 2 – дымовая труба; 3 – открытая площадка под трансформаторы; 4 – закрытый отводящий канал;
- 5 – блочная насосная; 6 – инженерный корпус; 7 – ОВК; 8 – масломазутохозяйство; 9 – азотленогенераторная станция;
- 10 – пусковая котельная; 11 – общестанционная компрессорная; 12 – азотно-кислородный завод; 13 – ресиверы водорода;
- 14 – экипировочно-ремонтный блок; 15 – устройство для разгрузки вагонов; 16 – угольный склад; 17 – тракт первой топливopодачи; 18 – тракт второй топливopодачи; 19 – закрытый подводящий канал

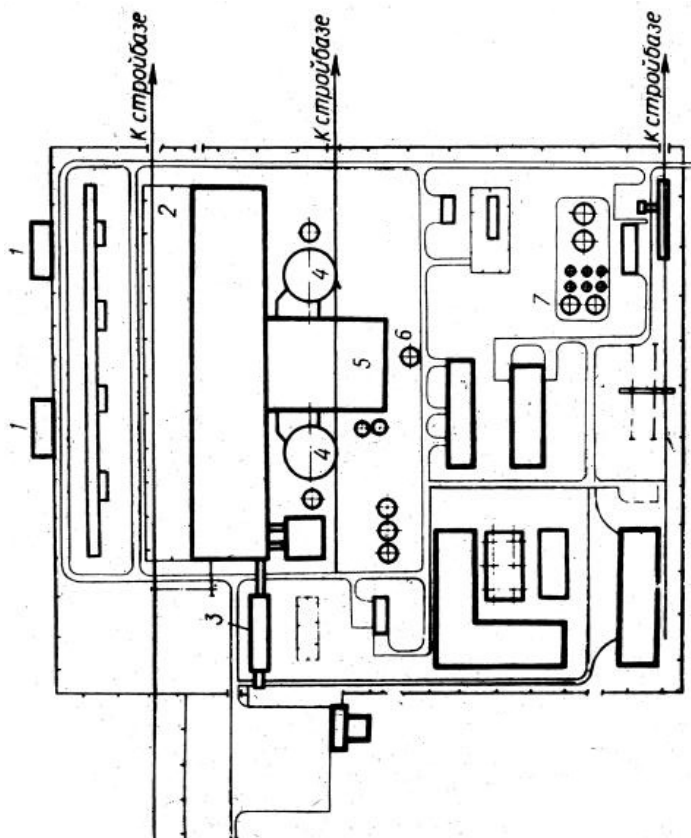


Рис. Пб.19. Схема генплана АЭС с реакторами ВВЭР-1000:  
 1 – блочная насосная станция; 2 – главный корпус; 3 – административно-инженерный корпус;  
 4 – защитные оболочки реакторов; 5 – спецводоочистка; 6 – вентиляционная труба; 7 – склад

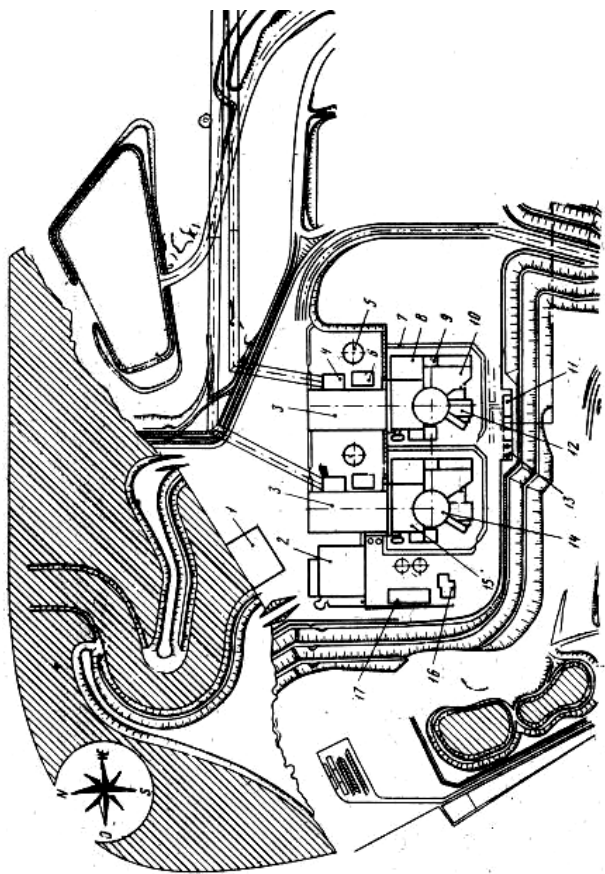


Рис. П.6.20. Схема генплана АЭС с двумя реакторами по 1300 МВт:

- 1 – насосная; 2 – здание общих служб; 3 – машинный зал; 4 – трансформаторная подстанция; 5 – водосброс;
- 6 – газоохранилище; 7 – ограждение; 8 – мастерские; 9 – дизельная; 10 – вспомогательное помещение; 11 – ОРУ;
- 12 – склад топлива; 13 – вспомогательная котельная; 14 – реакторное отделение; 15 – БЩУ; 16 – медблок;
- 17 – вспомогательный корпус



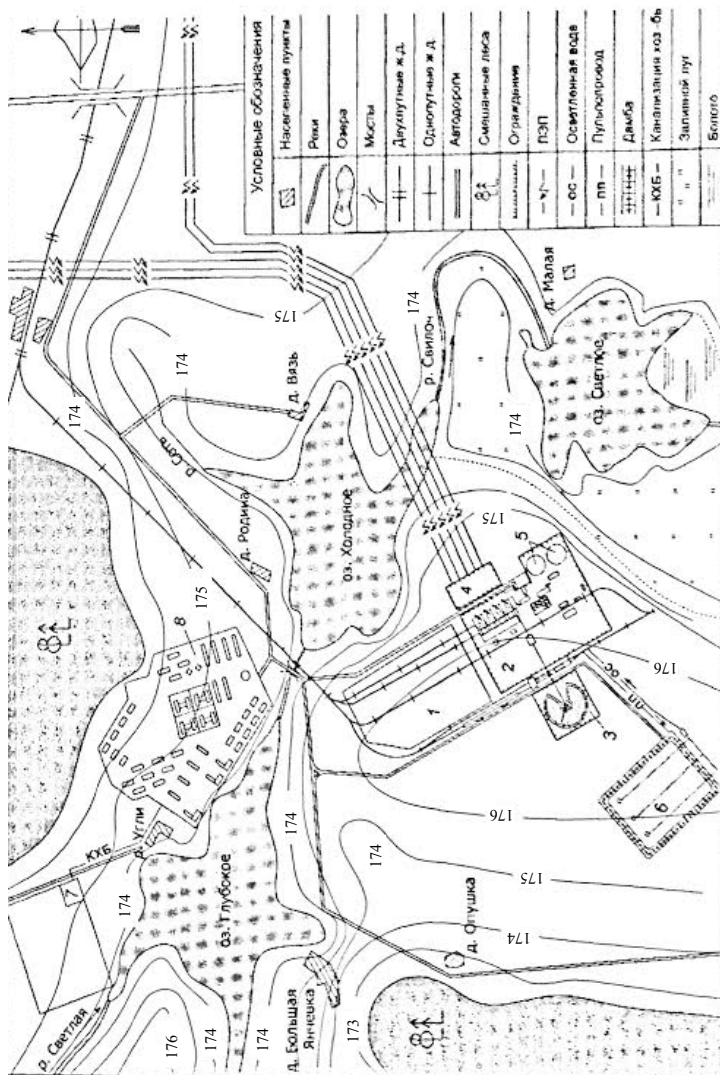


Рис. Пб.22. Схема ситуационного плана конденсационной электростанции:

1 – стройбаза; 2 – промплощадка; 3 – склад угля; 4 – ОРУ; 5 – градирни; 6 – золоотвал; 7 – очистные сооружения; 8 – жилой поселок

## ПРИЛОЖЕНИЕ 7

### Условные обозначения

#### *Технологические коммуникации*

- W  $\frac{110}{}$  воздушная линия электропередачи с напряжением 110 кВ
- Э — силовой кабель
- ЭО — осветительная сеть
- Т — теплотрасса
- ЗШП — золошлакопровод
- М — мазутопровод
- П — паропровод

#### *Водоснабжение*

- ВЦ — циркуляционное
- ВХП — хозяйственно-питьевое
- ВП — противопожарное
- ВОЗ — осветленная вода системы золоудаления

#### *Канализация*

- КХФ — хозяйственно-фекальная
- КП — производственная

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>Введение</b> .....	3
<b>1. Выбор основного технологического оборудования</b> .....	4
1.1. Турбины для конденсационных электростанций.....	4
1.2. Турбины для теплоэлектроцентралей.....	5
1.3. Паровые котлы для КЭС и блочных ТЭЦ.....	10
1.2. Паровые котлы для неблочных ТЭЦ.....	11
1.5. Оборудование АЭС.....	12
<b>2. Промышленная площадка</b> .....	12
2.1. Общие сведения.....	12
2.2. Определение размеров промышленной площадки.....	13
2.3. Компоновка главного корпуса.....	14
2.3.1. Объемно-планировочные решения главных корпусов ТЭС и АЭС.....	14
2.3.2. Плановая компоновка главного корпуса.....	17
2.3.3. Высотная компоновка главного корпуса.....	22
2.3.4. Выбор строительных конструкций и предварительное назначение размеров колонн и ригелей...	33
2.3.5. Особенности построения конструктивной схемы каркаса главного корпуса.....	37
<b>3. Топливное хозяйство</b> .....	39
3.1. Общие сведения.....	39
3.2. Определение расхода топлива на ТЭЦ.....	41
3.3. Определение емкости склада топлива.....	47
<b>4. Система водоснабжения</b> .....	51
4.1. Общие сведения.....	51
4.2. Выбор охладителей для оборотной системы технического водоснабжения.....	52
4.3. Расчет расхода воды.....	57
4.4. Выбор площади водохранилища-охладителя.....	58
4.5. Выбор градирен.....	60
4.6. Прямоточное водоснабжение.....	61
<b>5. Золоотвал</b> .....	62
5.1. Общие сведения.....	62
5.2. Расчет емкости золоотвала.....	63

<b>6. Электрические распределительные устройства</b> .....	64
6.1. Общие сведения.....	64
6.2. Определение площади ОРУ.....	66
<b>7. Строительно-монтажная база</b> .....	66
7.1. Общие сведения.....	66
7.2. Определение площади строительной базы.....	67
<b>8. Жилой поселок</b> .....	69
<b>9. Санитарно-защитная зона</b> .....	75
<b>10. Компоновка объектов на ситуационном плане</b> .....	76
10.1. Общие принципы компоновки.....	76
10.2. Промышленная площадка.....	77
10.3. Топливное хозяйство. Склад топлива.....	78
10.4. Гидротехнические объекты.....	79
10.5. Золоотвалы.....	81
10.6. Электрические распределительные устройства.....	81
10.7. Строительно-монтажная база.....	82
10.8. Жилой поселок.....	83
10.9. Объекты хозяйственно-бытового водоснабжения.....	83
<b>11. Транспортные коммуникации</b> .....	83
<b>12. Технологические коммуникации и инженерные сети</b> ....	84
<b>13. Техничко-экономические показатели</b> .....	85
Литература.....	86
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ</b> .....	89
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Состав основного технологического оборудования</b> .....	89
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Схемы компоновок главных корпусов ТЭС и АЭС</b> .....	124
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Топливное хозяйство ТЭС</b> .....	159
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Системы технического водоснабжения ТЭС и АЭС</b> .....	176
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 5. Схемы золоотвалов</b> .....	183
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 6. Схемы компоновок и генеральных планов ТЭС и АЭС</b> .....	187
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 7. Условные обозначения</b> .....	209



Учебное издание

**ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ  
ТЭС И АЭС**

Методические указания  
к выполнению курсового проекта для студентов специальности  
1-70 07 01 «Строительство тепловых и атомных электростанций»

Составители:  
**ПОВКОЛАС** Константин Эдуардович  
**КОРБУТ** Ольга Борисовна

Редактор *Т. Н. Микулик*  
Компьютерная верстка *А. Г. Занкевич*

Подписано в печать 14.02.2014. Формат 60×84 <sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Бумага офсетная. Ризография.  
Усл. печ. л. 12,32. Уч.-изд. л. 9,64. Тираж 60. Заказ 1552.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет. ЛИ № 02330/0494349 от 16.03.2009. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.