

Марки водогрейных котлов:

- 1) газомазутные: ПТВМ, КВГМ ...
- 2) твердотопливные: КВ-ТК, КВ-ТС, ЗЧМ....

Пример маркировки

КВГМ-50 – газомазутный водогрейный котел с расчетной теплопроизводительностью 50 Гкал/ч (58 МВт).

Типоразмеры паровых котлов низкого и среднего давления

Е-0,25-9 до Е-160-24 и Е-75-40,

первая цифра – номинальная паропроизводительность т/ч,
вторая цифра – абсолютное давление пара в ата.

Промышленные паровые котлы 9, 14, 20, 40 атмосфер.

Котлы на давление 9, 14, 20 атм вырабатывают либо сухой насыщенный пар, либо слабо перегретый (температура не выше 250 °С).

Пример маркировки паровых котлов:

- ДЕ – 25 – 14 ГМ;
- ДЕ – 25 – 14/225 ГМ

При выходе из строя наибольшего по производительности котла в котельных первой категории оставшиеся котлы должны обеспечивать отпуск тепловой энергии потребителям первой категории в количестве, определяемом:

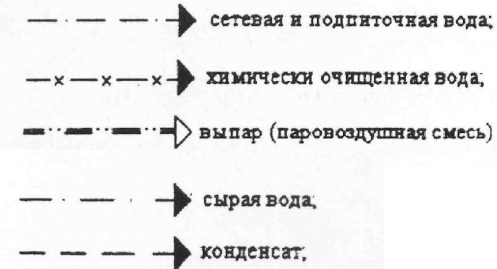
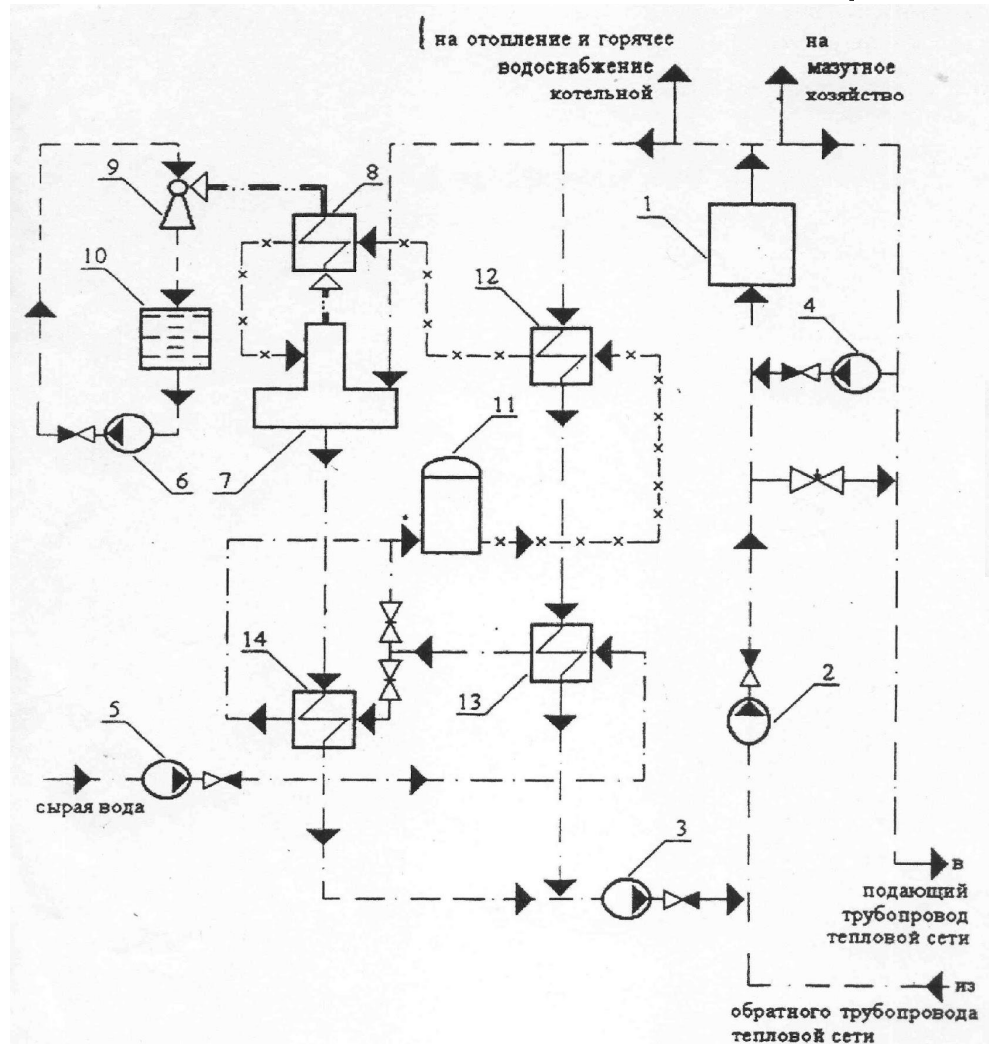
- минимально допустимыми нагрузками (независимо от температуры наружного воздуха) - на технологическое теплопотребление и системы вентиляции;

- режимом наиболее холодного месяца - на отопление и горячее водоснабжение.

При выходе из строя одного котла независимо от категории котельной количество тепловой энергии, отпускаемой потребителям второй и третьей категорий, следует обеспечивать в размерах, указанных в таблице 1.

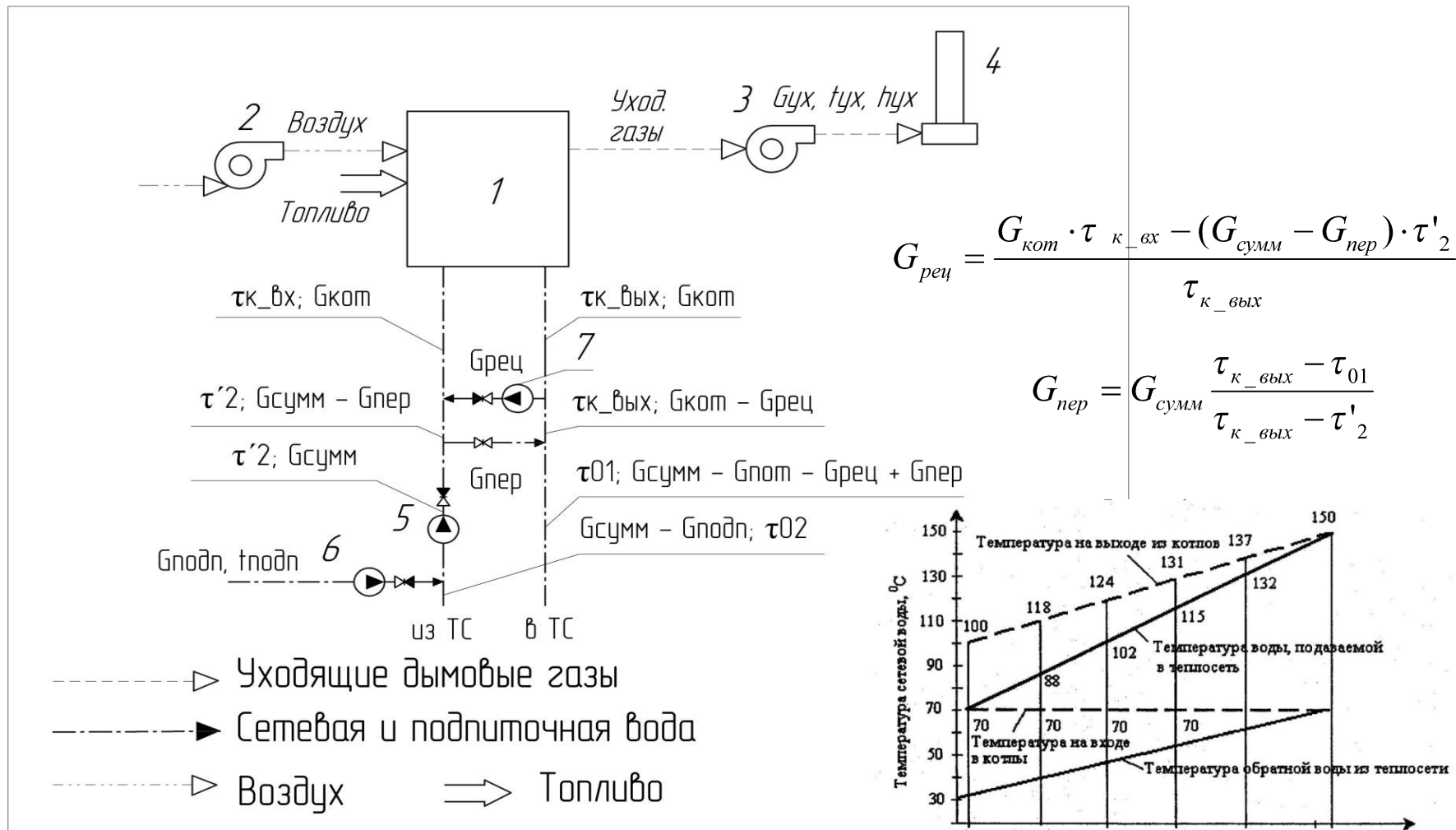
Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления t_0 , °С	Минус 10	Минус 20	Минус 30	Минус 40	Минус 50
Допустимое снижение подачи теплоты до, %	78	84	87	89	91
Примечание - Данные значения соответствуют температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92.					

Принципиальная тепловая схема водогрейной котельной



- 1 – водогрейные котлоагрегаты; 2 – сетевые насосы; 3 – подпиточные насосы;
 4 – рециркуляционные насосы; 5 – насосы сырой воды; 6 – конденсатные насосы;
 7 – вакуумный деаэратор; 8 – охладитель выпара; 9 – пароструйный эжектор;
 10 – бак для сбора конденсата; 11 – химводоочистка; 12 – подогреватель химически очищенной воды;
 13 – подогреватель сырой воды; 14 – охладитель подпиточной воды.

Принципиальная схема потоков энергоносителей водогрейного котла

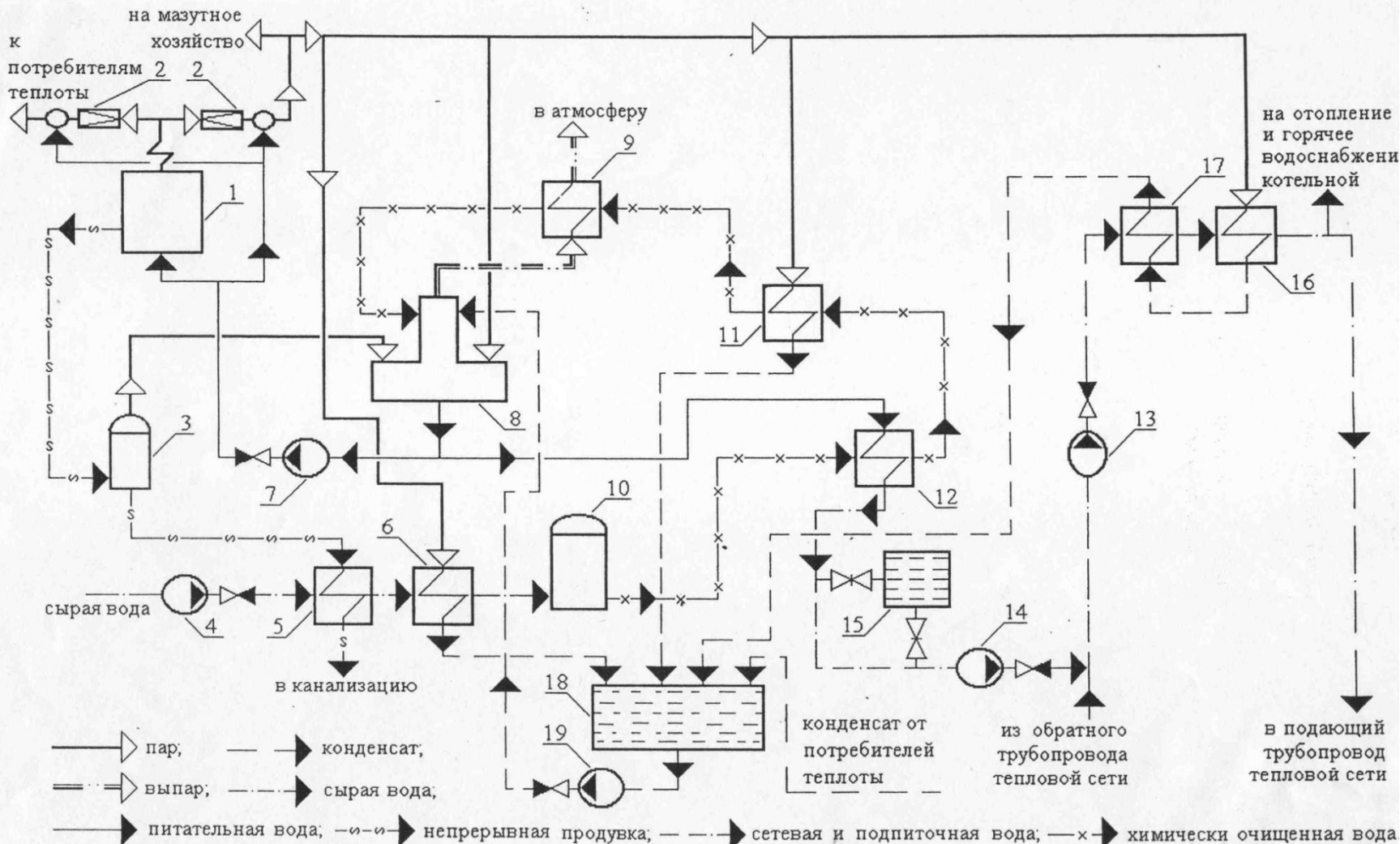


- 1 – водогрейный котел; 2 – дутьевой вентилятор; 3 – дымосос;
 4 – дымовая труба; 5 – сетевой насос; 6 – подпиточный насос;
 7 – рециркуляционный насос.

Основные параметры водогрейных котлов по ГОСТ 10617-83

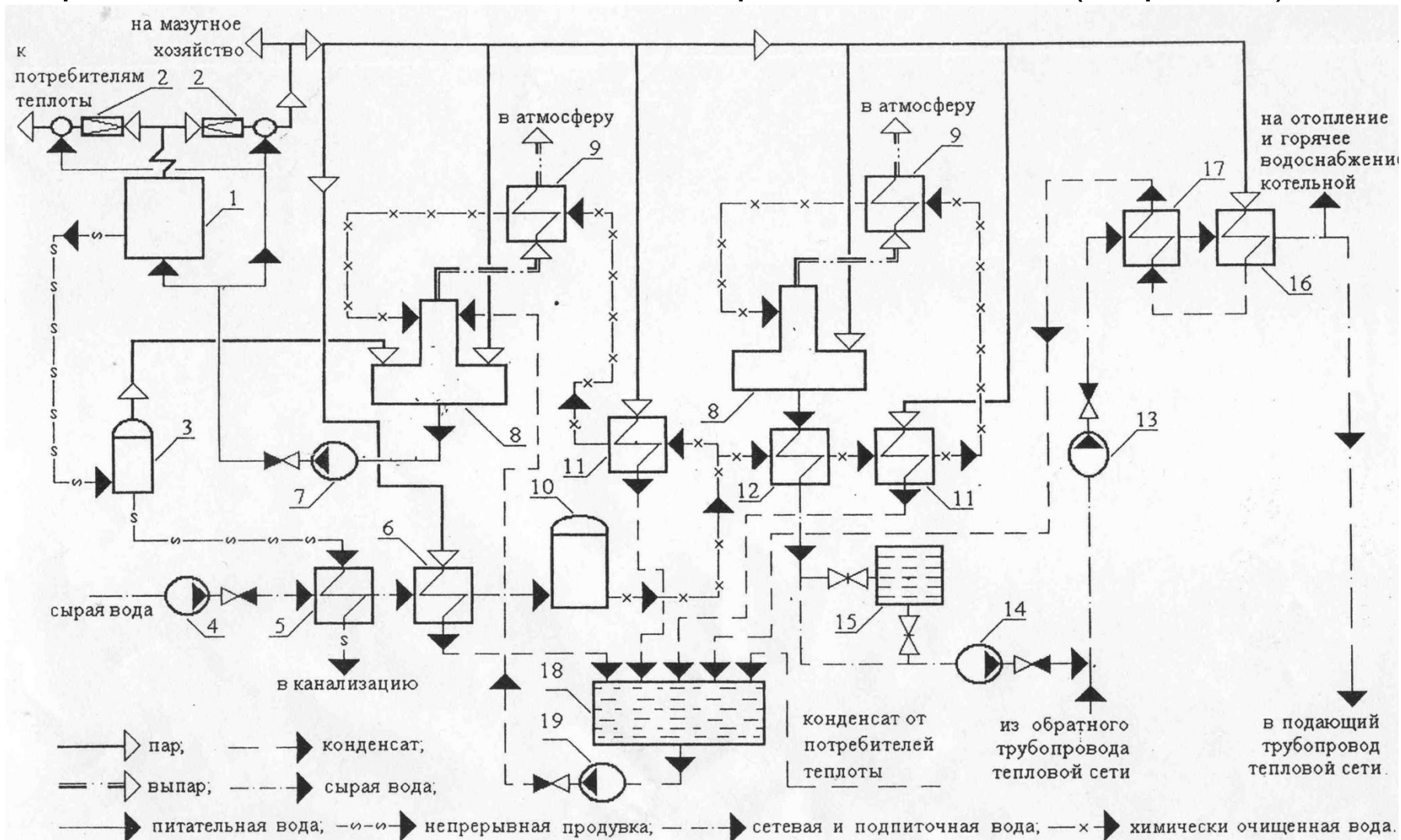
Тип котла	Номин.теплопроиз-ть, Гкал/ч (МВт)	темп-ра сетевой воды на входе в котел, °С	темп-ра сетевой воды на выходе из котла, °С	вид сжигаемого топлива
КВа	1 (1,16); 2 (2,32); 3 (3,48)	70	95	природный газ
КВ - Г	4,3 (5); 8,3 (9,65); 10 (11,6)	70	150	природный газ
ТВГ	4 (4,65); 6,5 (7,56); 10 (11,6); 20 (23,3); 30 (35); 50 (58)	70 (110)	150	твердое топливо (уголь, дрова, торф)
КВ-ТК	100(116)	70	150	тв.топливо
КВ-ГМ	0,946 (1,1); 2,15 (2,5); 4 (4,65); 6,5 (7,56); 10 (11,6); 20 (23,3); 30 (35); 50 (58); 60 (69); 100 (116); 120 (139); 180 (209)	70	95 - 150	природный газ, мазут
ПТВМ	30 (35); 60 (69); 120 (139); 180 (209)	70	150	природный газ

Принципиальная тепловая схема паровой котельной (закр. СТС)



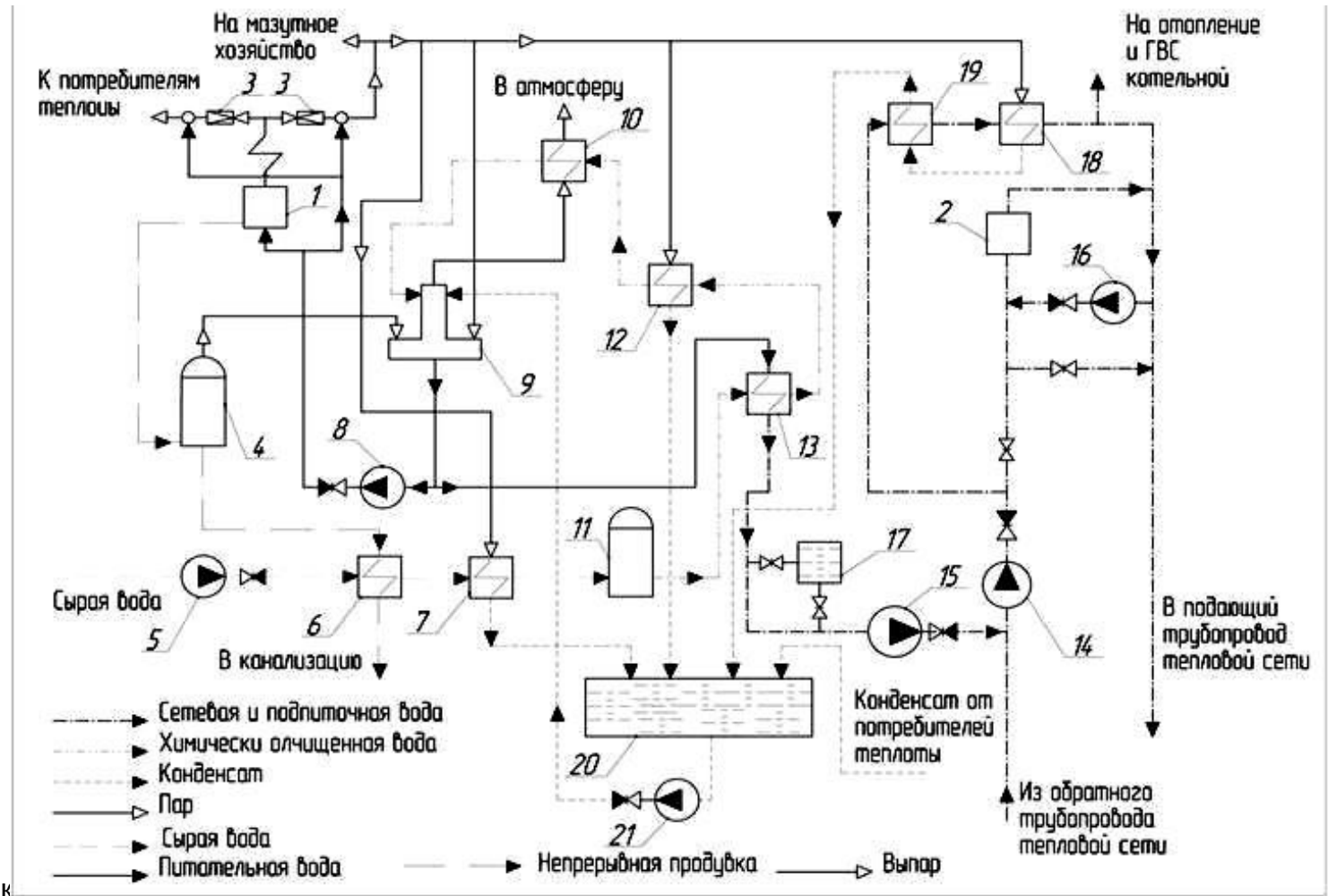
1 – паровые котлоагрегаты; 2 –редукционно-охладительные установки; 3 – расширитель непрерывной продувки; 4 – насосы сырой воды; 5 – охладитель непрерывной продувки; 6 – подогреватель сырой воды; 7 – питательные насосы; 8 – деаэраторы; 9 – охладитель выпара; 10 – химводоочистка; 11 – подогреватель химически очищенной воды; 12 – охладитель подпиточной воды; 13 - сетевые насосы; 14 – подпиточные насосы; 15 – баки-аккумуляторы подпиточной воды; 16 – пароводяные сетевые подогреватели; 17 – водоводяные охладители конденсата; 18 - бак для сбора конденсата; 19 - конденсатные насосы

Принципиальная тепловая схема паровой котельной (откр. СТС)



1 – паровые котлоагрегаты; 2 –редукционно-охладительные установки; 3 – расширитель непрерывной продувки; 4 – насосы сырой воды; 5 – охладитель непрерывной продувки; 6 – подогреватель сырой воды; 7 – питательные насосы; 8 – деаэраторы; 9 – охладитель выпара; 10 – химводоочистка; 11 – подогреватель химически очищенной воды; 12 – охладитель подпиточной воды; 13 - сетевые насосы; 14 – подпиточные насосы; 15 – баки-аккумуляторы подпиточной воды; 16 – пароводяные сетевые подогреватели; 17 – водяные охладители конденсата; 18 - бак для сбора конденсата; 19 - конденсатные насосы

Принципиальная тепловая схема пароводогрейной котельной, работающей на водяную закрытую систему теплоснабжения



ритель

- 1 – паровые котлы; 2 – насосы; 3 – насосы; 4 – бак; 5 – насосы сырой воды; 6 – охладитель непрерывной продувки; 7 – подогреватель сырой воды; 8 – питательные насосы; 9 – деаэратор; 10 – охладитель выпара; 11 – химводоочистка; 12 – подогреватель химически очищенной воды; 13 – охладитель подпиточной воды; 14 - сетевые насосы; 15 – подпиточные насосы; 16 – рециркуляционные насосы; 17 – баки-аккумуляторы подпиточной воды; 18 – пароводяные сетевые подогреватели; 19 – водо-водяные охладители конденсата; 20 – бак; 21 – насос.

Основные параметры паровых котлов по ГОСТ 3619-82

Тип котла	Номин.паропроиз- ть, т/ч	Номин.давление, атм (МПа)	Номин. темп-ра пара, °С	Номин. темп- рапит.воды, °С
Паровые котлы низкого давления				
Пр	0,16; 0,25; 0,4; 0,7; 1.	9 (0,9)	175	50
Е	0,05; 0,4; 0,7; 1; 1,6; 2,5; 4; 6,5; 10	9 (0,9)	175	50-100
Паровые котлы среднего давления				
Е	2,5; 4; 6,5; 10; 16; 25; 35; 50; 75; 100; 160	14 (1,4)	194; 225; 220	100
Е	10; 16; 25; 35; 50; 75; 100; 160	24 (2,4)	221; 250	100
Е	10; 16; 25; 35; 50; 75; 100; 160	40 (3,9)	440	145
Паровые котлы высокого давления				
Е	160; 220	100 (9,9)	540	215
Е	210; 330; 420; 500; 820	140 (13,8)	560	230
Еп, Пп	670	140 (13,8)	560	230
Пп	1800	140 (13,8)	545	240
Пп, Кп	1000; 1650; 2650; 3950	225 (25)	545	270

Режимная карта водогрейного котла типа КВ-ГМ-100.

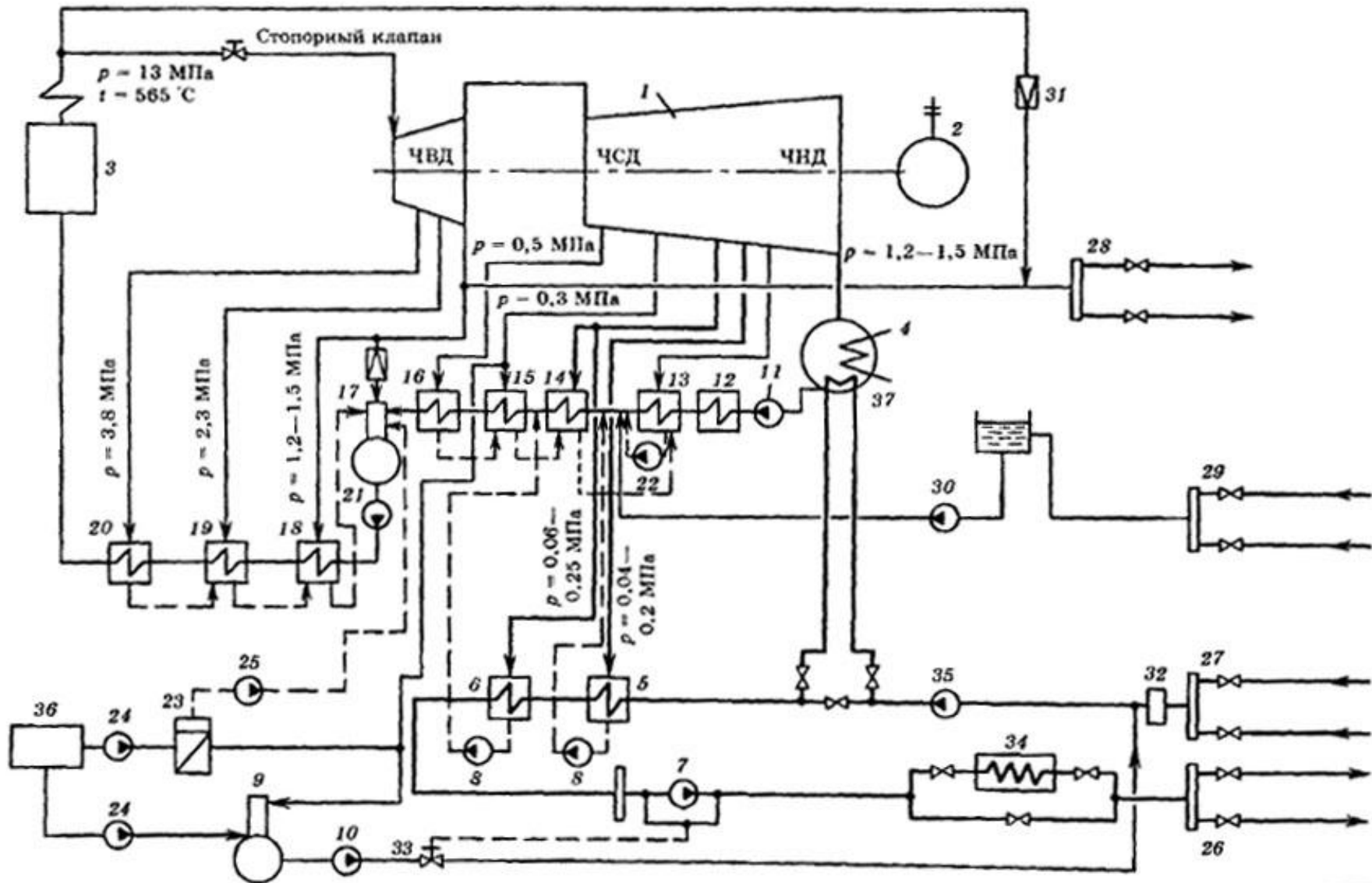
Наименование параметров	Ед, изм	Тепловая нагрузка, %			
		30	50	60	80
Теплопроизводительность котла	Гкал/ч	32,5	50	60	80
	МВт	37,8	58,1	69,8	93
Расход воды через котел	т/ч	230	235	240	245
Температура воды:					
- на входе в котел	°С	70	72	73	76
- на выходе из котла	°С	96	112	121	140
Давление воды:					
- на входе в котел	МПа	1,4	1,4	1,4	1,4
- на выходе из котла	МПа	1,0	1,0	1,0	1,0
Вид, марка топлива – природный газ Тюменского месторождения + сернистый мазут (50% М- 40+ 50% М- 100)					
Расход топлива:					
- природного газа	м ³ /ч	3000	4600	5500	7400
-мазута	т/ч	1,15	1,79	2,18	2,9
Температура мазута перед котлом	°С	100	100	100	100
Число работающих:	шт				
- газовых горелок		2	2	2	2
- мазутных форсунок		1	1	1	1
Давление газа перед горелками:					

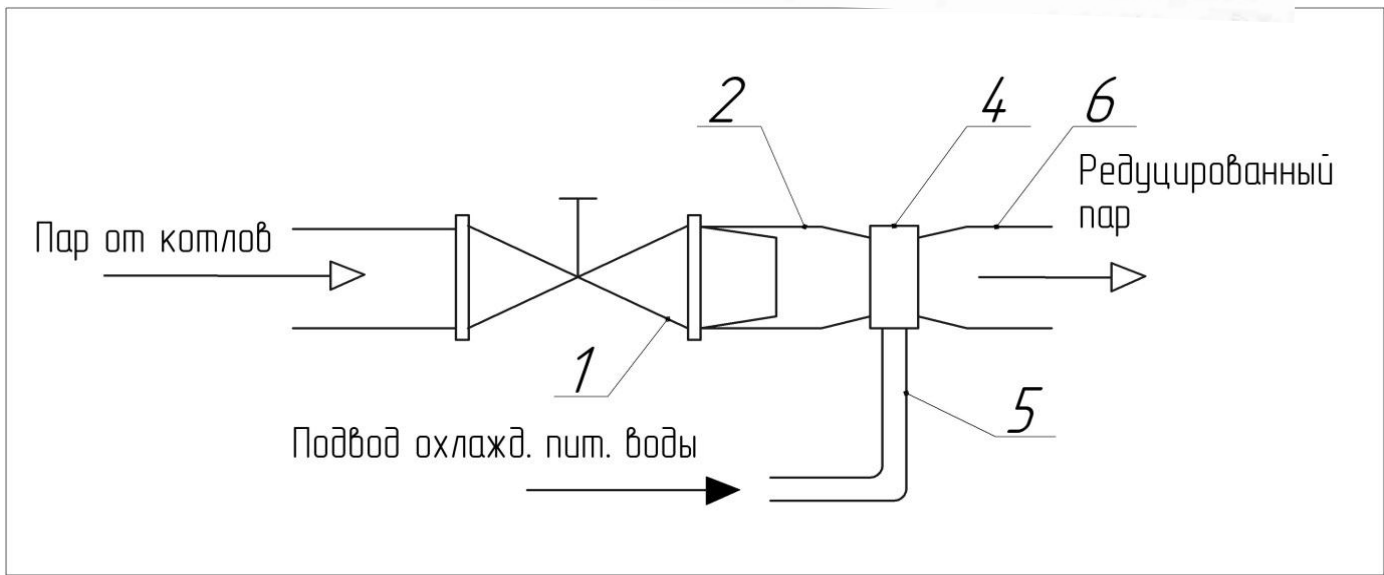
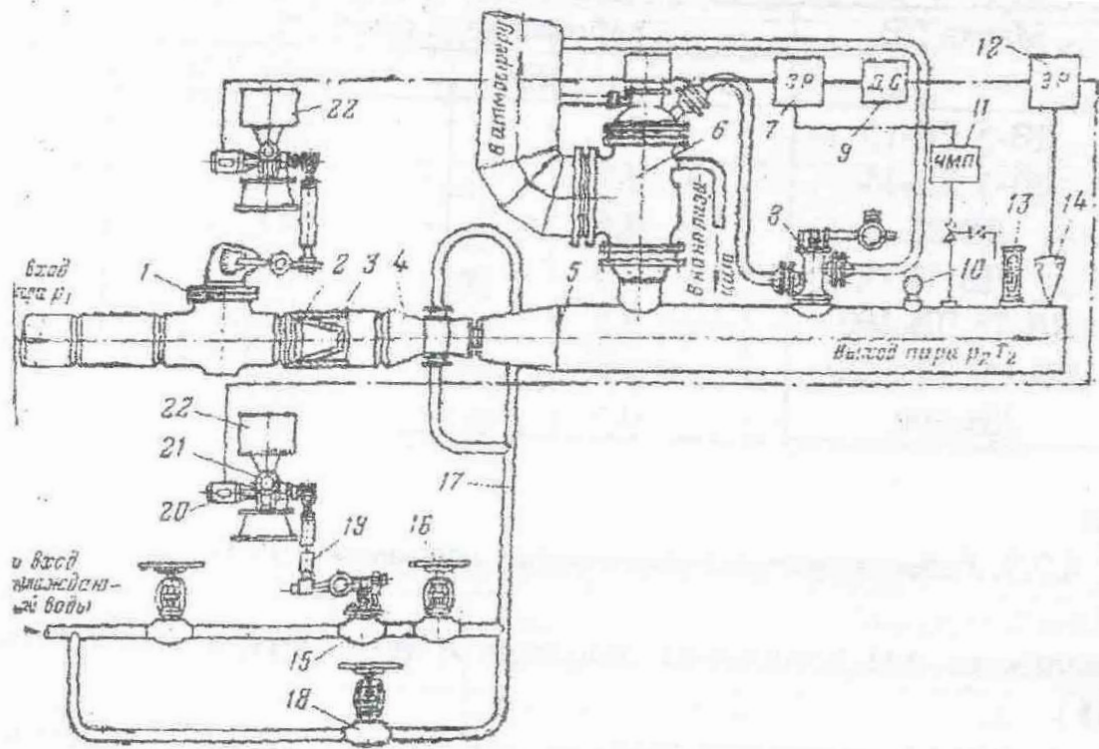
Режимная карта водогрейного котла типа КВ-ГМ-100 (продолжение)

Наименование параметров	Ед, изм	Тепловая нагрузка, %			
		30	50	60	80
№1	кПа	5,4	12,8	19	30,8
№2	кПа	5,4	12,8	19	30,8
Давление мазута перед форсункой	МПа	0,085	0,125	0,158	0,22
Давление первичного воздуха	кПа	5,6	6,0	6,2	6,6
Давление вторичного воздуха (общее)	Па	550	900	1200	1750
Разрежение:					
- вверху топки	Па	30	30	30	30
- за котлом	Па	500	700	780	1000
Температура уходящих газов	°С	116	137	146	171
Состав уходящих газов:	% об				
- углекислый газ (CO ₂)		7,7	8,4	8,7	9,7
- кислород (O ₂)		8,3	7,7	7,3	5,6
- окись углерода		отс.	отс.	отс.	отс.
Коэффициент избытка воздуха в уходящих газах	-	1,66	1,53	1,49	1,33
Нагрузка электродвигателя:					
- дутьевого вентилятора		310	340	360	410
-дымососов Д-1		200	200	230	230
Д-2		140	160	160	190
Потери тепла:	%				
- с уходящими газами		6,29	7,06	7,38	8,04
- от химической неполноты сгорания		0	0	0	0
- в окружающую среду		1,23	0,8	0,67	0,5
КПД котла брутто	%	92,48	92,14	91,95	91,46
Удельный расход условного топлива на выработку теплоты	кг/ГДж	36,91	37,03	37,12	37,31

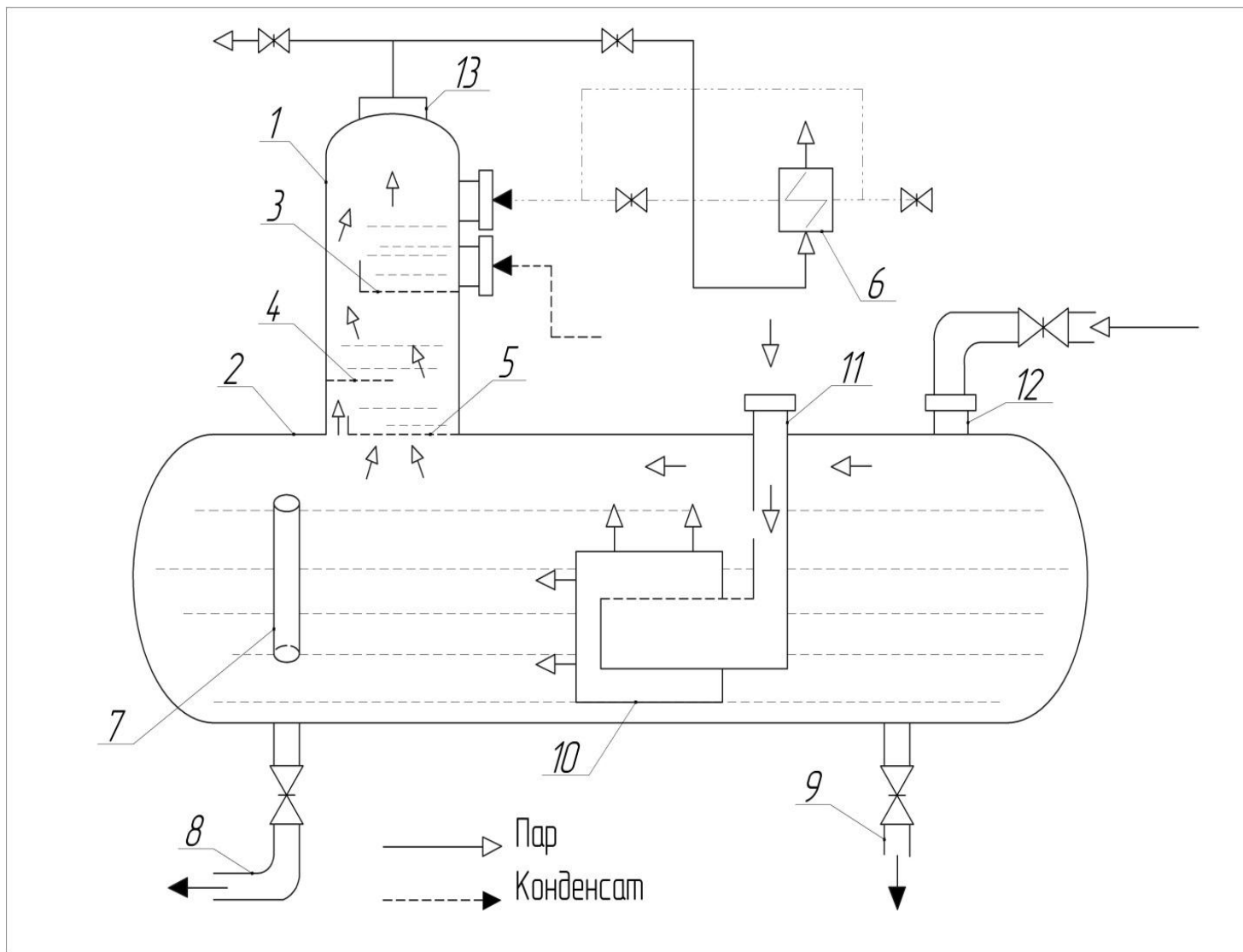
Мощность котельной, МВт	Вид котельной		
	производственная	отопительно-производственная	водогрейная
До 15	36-31	38-33	40-35
15-30	31-25	33-28	35-30
30-50	25-15	28-18	30-20
Свыше 50	15-10	18-13	20-15

Принципиальная тепловая схема ТЭЦ с турбинами типа ПТ





Паропроизводительность, т/ч	параметры пара до РОУ и РУ		параметры пара после РОУ и РУ	
	давление, МПа (атм)	темп-ра, °С	давление, МПа (атм)	темп-ра, °С
2,5; 5	3,9 (39); 3,15 (31,5); 2,3 (23); 1,6 (16); 1,3 (13); 0,7 (7)	430; 420; 380; 350; 300	0,6 (6); 0,3 (3); 0,12 (1,2)	190; 160; 130
10	3,9 (39); 3,15 (31,5); 2,3 (23); 1,6 (16); 1,3 (13); 0,7 (7)	430; 420; 380; 350; 300	1,1 (11); 0,6 (6); 0,12 (1,2); 0,3 (3)	250; 190; 160; 130
20; 30; 40; 60	3,9 (39); 3,15 (31,5); 2,3 (23); 1,6 (16); 1,3 (13); 0,7 (7)	430; 420; 380; 350; 300	2,3 (23); 1,5 (15); 1,1 (11); 0,6 (6); 0,12 (1,2); 0,3 (3)	350; 300; 250; 190; 160; 130
80	10 (100)	540	1,3 (13); 1,0 (10); 0,35 (3,5)	240; 230; 190
100; 110	10 (100)	540	2,0 (20); 1,5 (15) 1,3 (13); 0,8 (8); 0,45 (4,5); 0,25 (2,5); 0,12 (1,2)	260; 240; 220; 200; 170; 150
150; 250	10 (100); 14 (140)	540; 560	2,0 (20) 1,8 (18); 1,5 (15) 1,3 (13); 1,0 (10); 0,25 (2,5)	260; 250; 240; 230; 150



Принципиальная схема деаэрационной установки ДА или ДП

1 – деаэрационная колонка; 2 – деаэрационный бак; 3 – верхняя тарелка; 4 – барботажная тарелка;

5 – нижняя (сливная) тарелка; 6 - охладитель выпара; 7 – указатель уровня; 8 – дренаж (слив);

9 – отвод деаэрированной воды; 10 – барботажное устройство; 11 – подвод пара в барботажное

устройство; 12 – подвод пара в паровой объем деаэраатора; 13 – отвод паровоздушной смеси от деаэраатора

номинальная производительность, т/ч	полезная емкость деаэрат. бака, м ³	рабочее давление в деаэр- ре, атм (МПа)	средний подогрев воды, °С	темп-ра воды на выходе, °С	остаточное содержани е кислорода, мг/литр	остаточное содержание углекислого газа, мг/литр
Деаэраторы вакуумные (ДВ)						
5; 15; 25; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 800; 1200; 1600	0,7; 0,9; 1,2; 2; 2,8; 3,8; 5; 8; 14; 28; 42	0,16 – 0,5 (0,016-0, 05)	15 - 25	55 - 80	0,05 - 1	0,5
Деаэраторы атмосферные (ДА, ДСА)						
1; 3; 5; 10; 15; 25; 50; 75; 100; 150; 200; 300	0,6; 1; 2,4; 8; 15; 25; 50; 75	1-1,2 (0,1-0,12)	10 - 50	100 - 104	0,02 - 0,03	отсут.
Деаэраторы повышенного типа (ДП)						
6; 13; 40; 225; 500; 1000; 1600; 2000; 2600; 2800; 3400; 4000	3; 10; 65; 120; 100; 150; 185	6 -7 (0,6-0,7)	10 - 40	164- 170	0,02 – 0,03	отсут.

Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении

$$\varepsilon = \frac{N_T}{Q_T} = \frac{D_T(h_0 - h_T)}{D_T(h_T - h_{OK})} = \frac{h_0 - h_T}{h_T - h_{OK}}$$

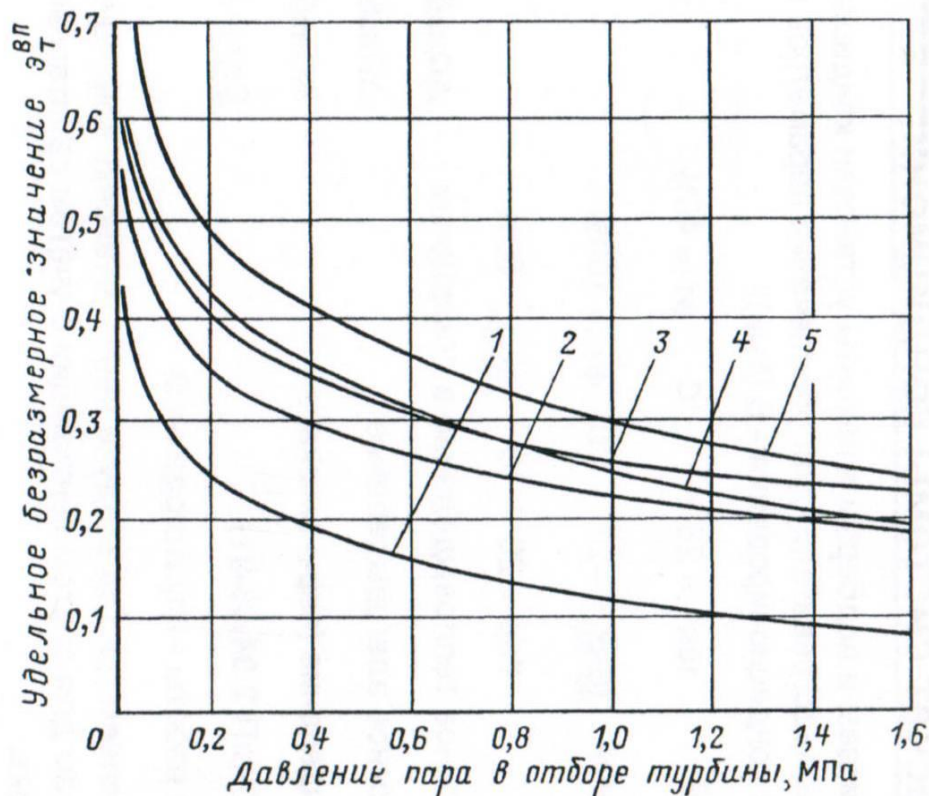


Рис 41 Удельная комбинированная выработка электроэнергии на ТЭЦ при начальных параметрах пара, МПа, °С, и температуре питательной воды, °С
 1 - 3,5, 435, 150, 2 - 9,0, 535, 215, 3 - 13,0, 565, 230, 4 - 13,0, 565/565, 230, 5 - 24,0, 545, 260, принято $\eta_{ок} = 0,8$, $\eta_{эм} = 0,98$, возврат конденсата 100% при температуре насыщения

Диаграмма режимов турбины типа Т

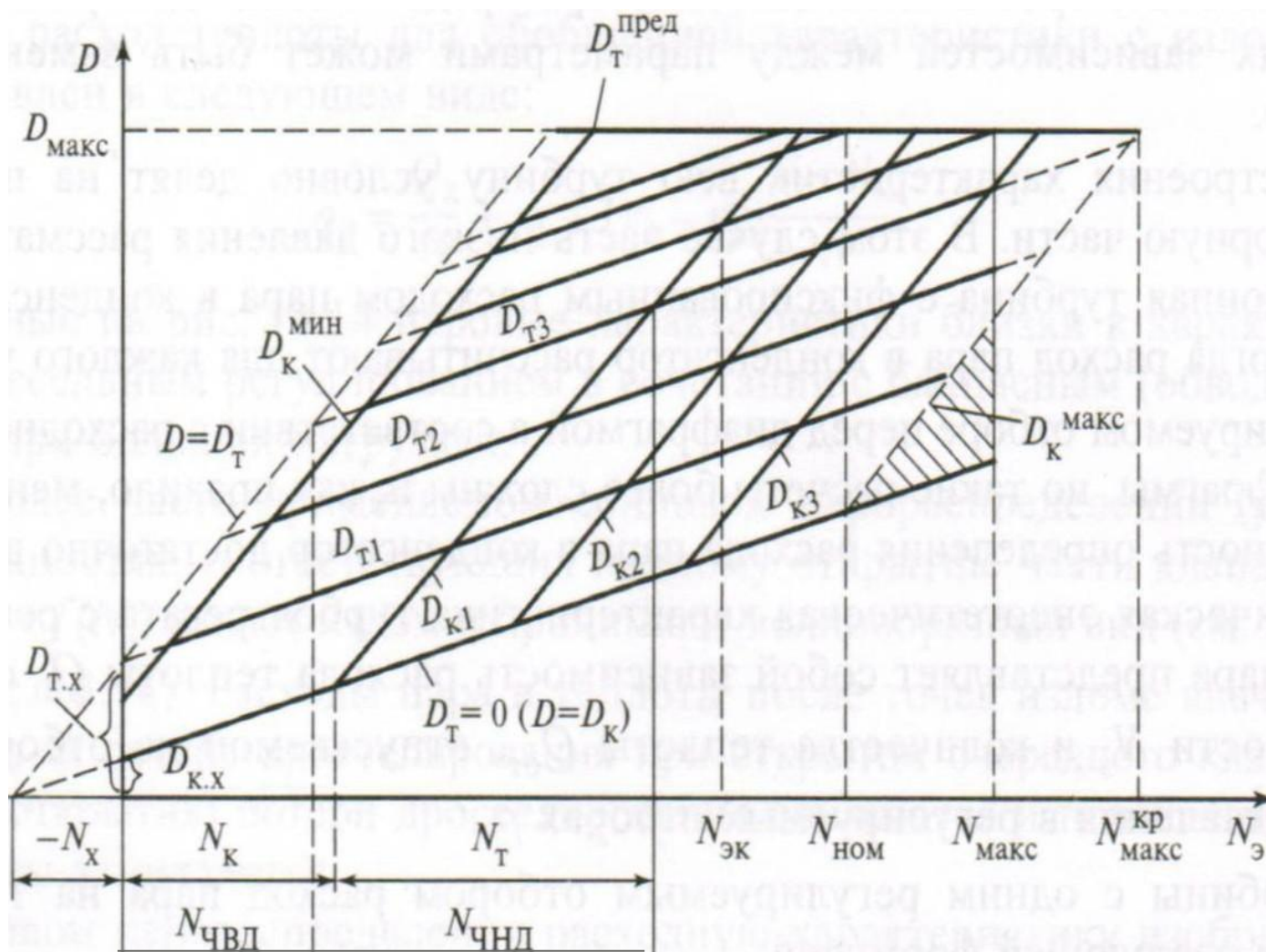


Диаграмма режимов турбины типа ПТ

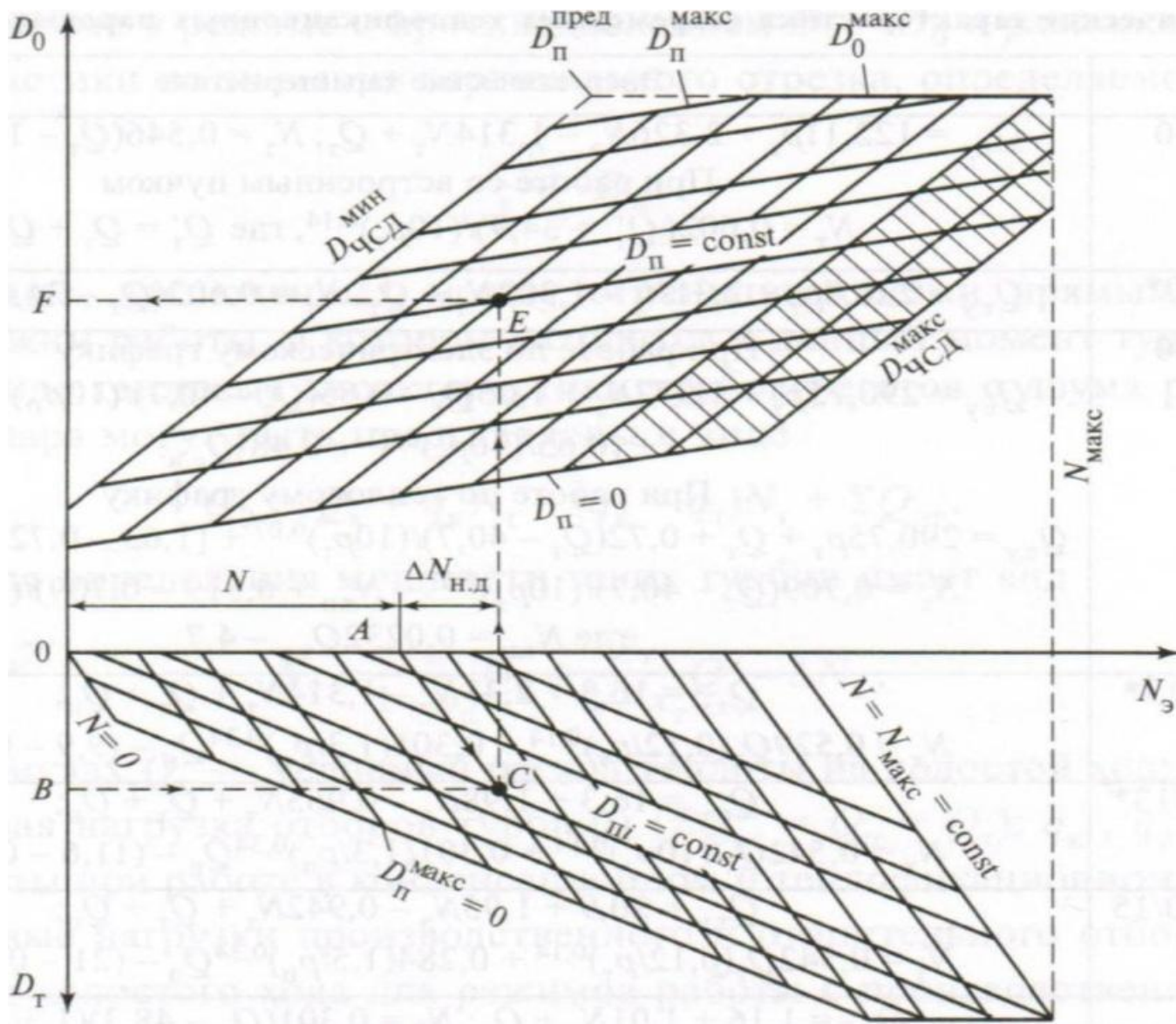
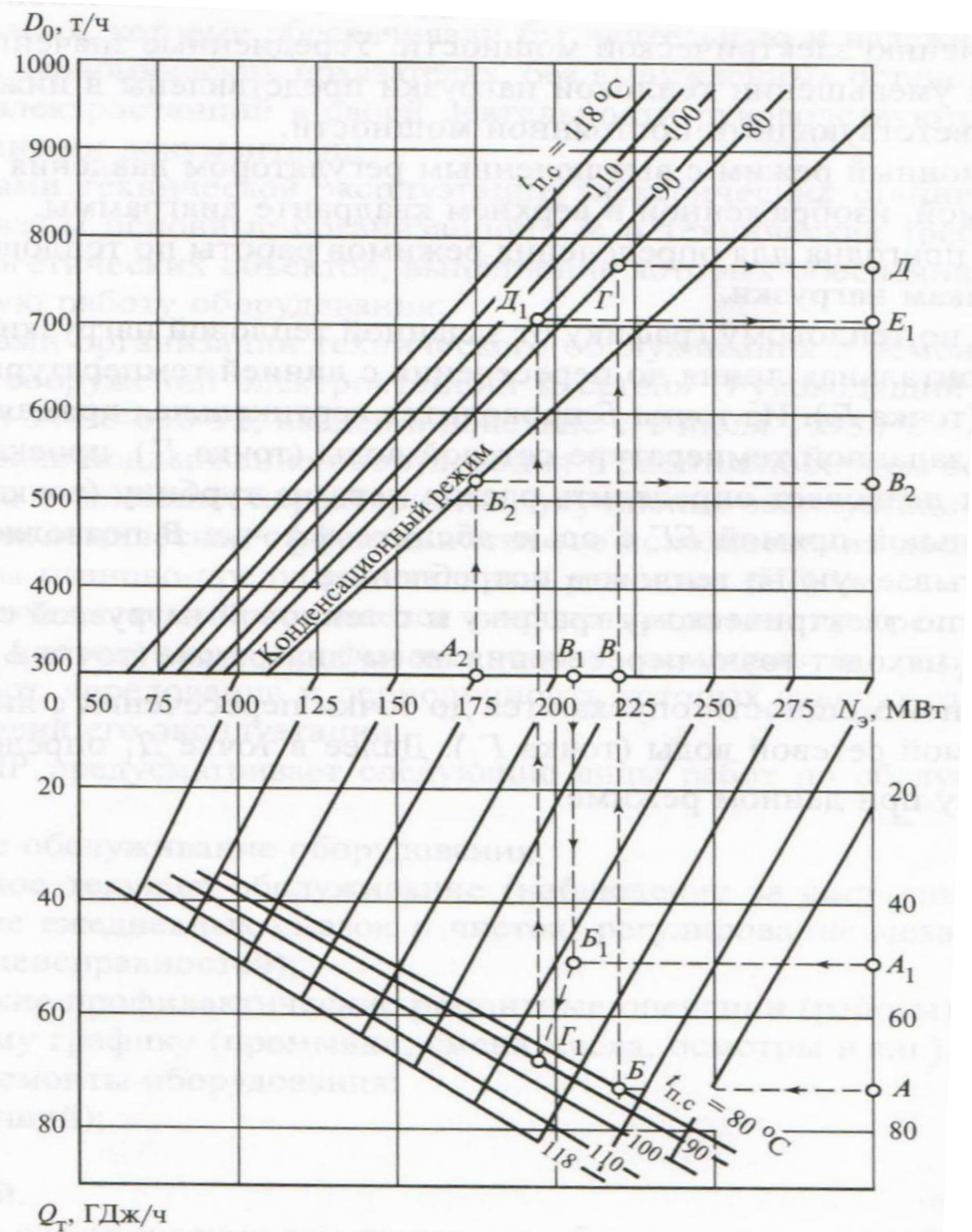


Диаграмма режимов турбин с двумя совместно регулируемыми отборами пара (Т-250/300-240)



Расчет энергетических показателей промышленных ТЭЦ

1) По диаграммам режимов, представляющим выраженную в виде

графика зависимость $Q_{\text{тур}} = \Phi(N_{\text{э}}, Q_{\text{п}}, Q_{\text{т}}, p_{\text{отб } i})$

2) Путем расчета тепловой схемы турбины

3) На основе расчета удельной комбинированной выработки электроэнергии на тепловом потреблении с учетом регенерации

$$Q_{\text{тур}} = (1 + \varepsilon_{\text{п}}) Q_{\text{п}} + (1 + \varepsilon_{\text{т}}) Q_{\text{т}} + (N - \varepsilon_{\text{п}} Q_{\text{п}} - \varepsilon_{\text{т}} Q_{\text{т}}) / \eta_{\text{ит}}^{\text{р}}$$

$$\varepsilon_{\text{т}} = \frac{(T_0^{\text{ср}} - T_{\text{т}}) \eta_{\text{ои}}^{\text{т}} \eta_{\text{эм}}}{T_0^{\text{ср}} - \eta_{\text{ои}}^{\text{т}} (T_0^{\text{ср}} - T_{\text{т}})}$$

$$\eta_{\text{ит}}^{\text{р}} = \left(1 - \frac{T_{\text{к}}}{T_0^{\text{ср}}} \right) \eta_{\text{ои}}^{\text{т}}$$

Начальные параметры пара		Средняя температура подвода теплоты в цикле $T_0^{\text{ср}}, \text{К}$	Внутренние относительные КПД турбин ТЭЦ и КЭС	
$p_0, \text{МПа}$	$T_0, \text{К}$		$\eta_{\text{ои}}^{\text{ТЭЦ}}$	$\eta_{\text{ои}}^{\text{КЭС}}$
3,5	708	519	0,78—0,8	0,81—0,83
9,0	808	590	0,8—0,81	0,82—0,83
13,0	828	615	0,81—0,83	0,84—0,86
24,0	818	658	0,83—0,85	0,85—0,87

4) Расчет показателей по энергетическим характеристикам

$$\bar{Q}_{от} = Q_{от}^{тек} / Q_{от}^{пр},$$

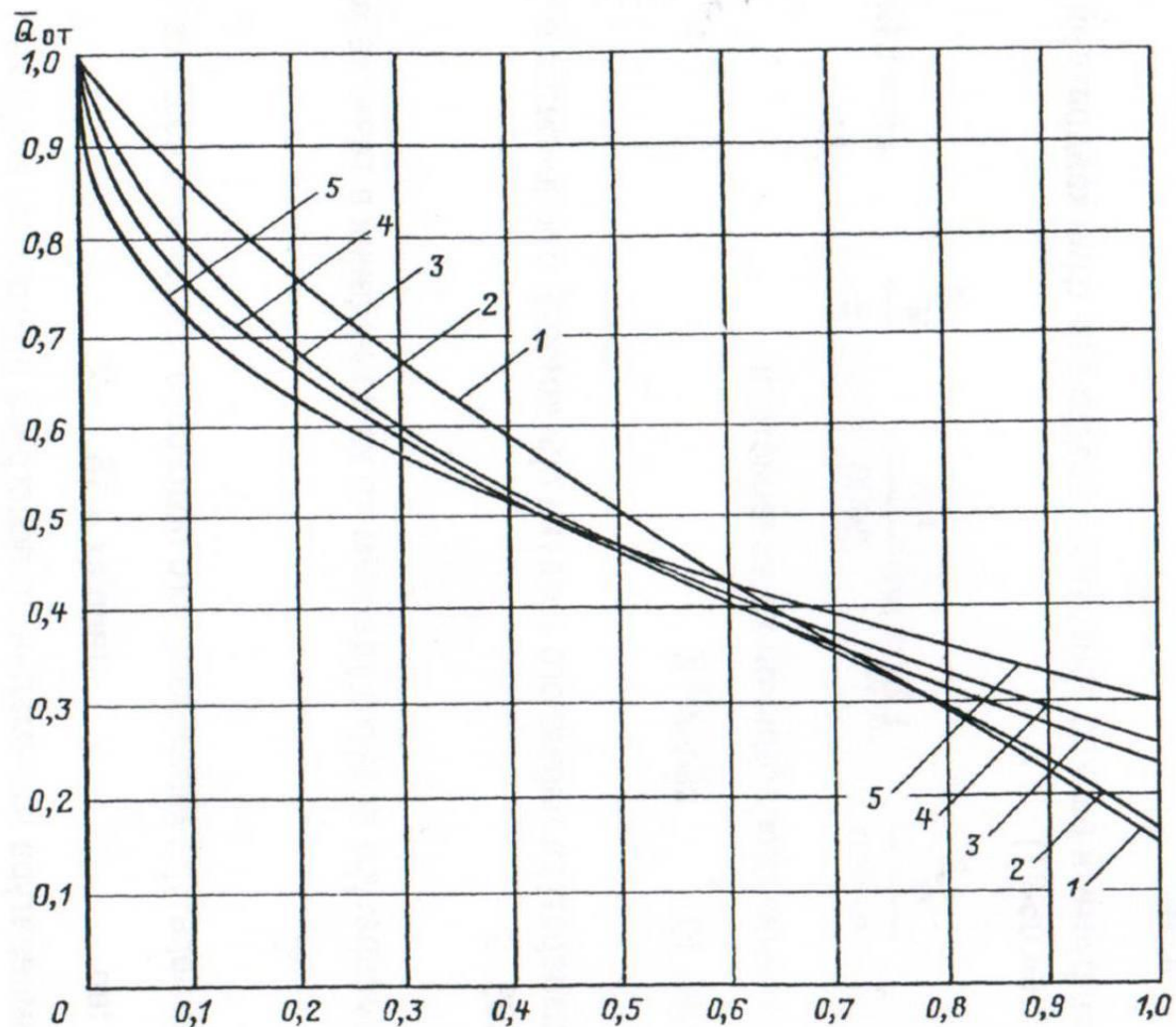


Рис 47 Унифицированный график годовых отопительных нагрузок по районам СССР по СНиП (в относительных единицах)
 1 — I А Б (Восточная Сибирь и Забайкалье), 2 — I В, I Г (Западная Сибирь, Казахстан, Урал, север европейской части СССР), 3 — II А Б, III А В (центр, запад, северо-запад европейской части СССР, Приморский край) 4 — III Б (юго запад, юго восток европейской части СССР), 5 — IV Б (Закавказье)

$$\left. \begin{aligned} \bar{Q}_o &= 1 - a\bar{h}^b; \\ \bar{Q}_o &= Q_o/Q_o^p; \quad \bar{h} = h/h_{от}, \end{aligned} \right\}$$

$$Q_{o \text{ сез}} = \left[\int_0^1 (1 - a\bar{h}^b) d\bar{h} \right] Q_o^p h_{от} = \left(1 - \frac{a}{b+1} \right) Q_o^p h_{от}.$$

Таблица 44 Значение климатических коэффициентов a и b

Коэффици- енты	Климатические подрайоны						
	I-A	I-B, I-Г	II-A, II-B, II-B	III-A, III-B	III-B	IV-B ₁	IV-B ₂
a	0,85	0,83	0,77	0,75	0,7	0,5	0,64
b	0,8	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3	0,5

Годовой расход теплоты на сантехнические нужды, ГДж,

$$Q_T^{\text{год}} = \left\{ \left[\left(1 - \frac{a}{b+1} \right) (\beta_o + \pi_b \beta_b) + \rho_{гв} \right] h_{от} + \kappa_{гв} \rho_{гв} (8760 - h_{от}) \right\} Q_T^p,$$

где $\beta_o = Q_o/Q_T$; $\beta_b = Q_b/Q_T$; $\rho_{гв} = Q_{гв}/Q_T$; $\pi_b = \frac{t_{вп} - t'_{нв}}{t_{вп} - t'_{но}}$;

$$\kappa_{гв} = 0,8 (60 - t'_{хл}) / (60 - t'_{хз}).$$

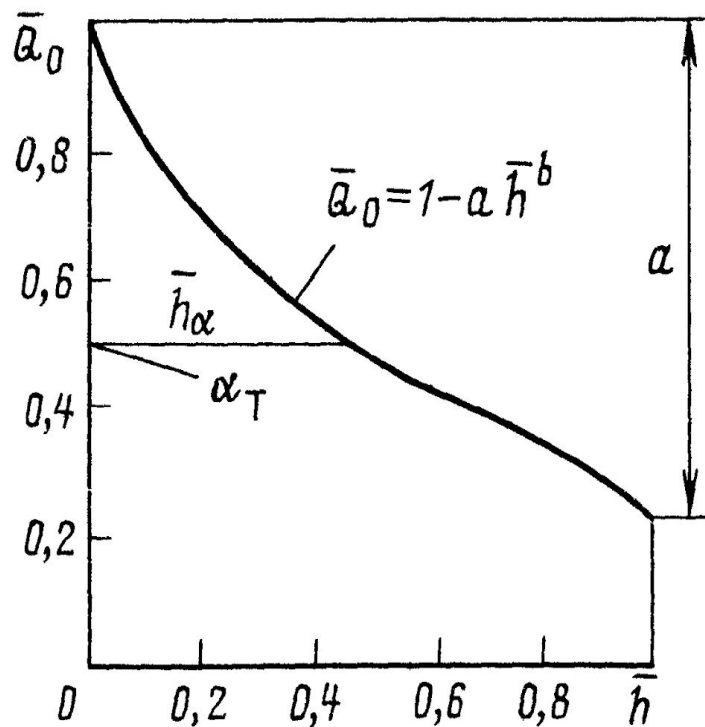


Рис 4 15. График изменения отопительной нагрузки по продолжительности

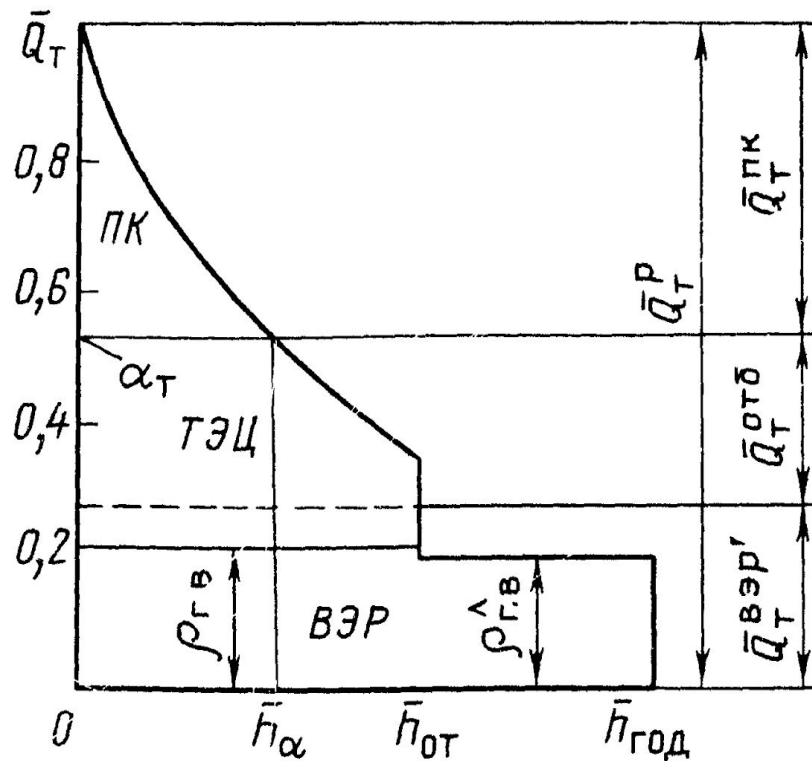
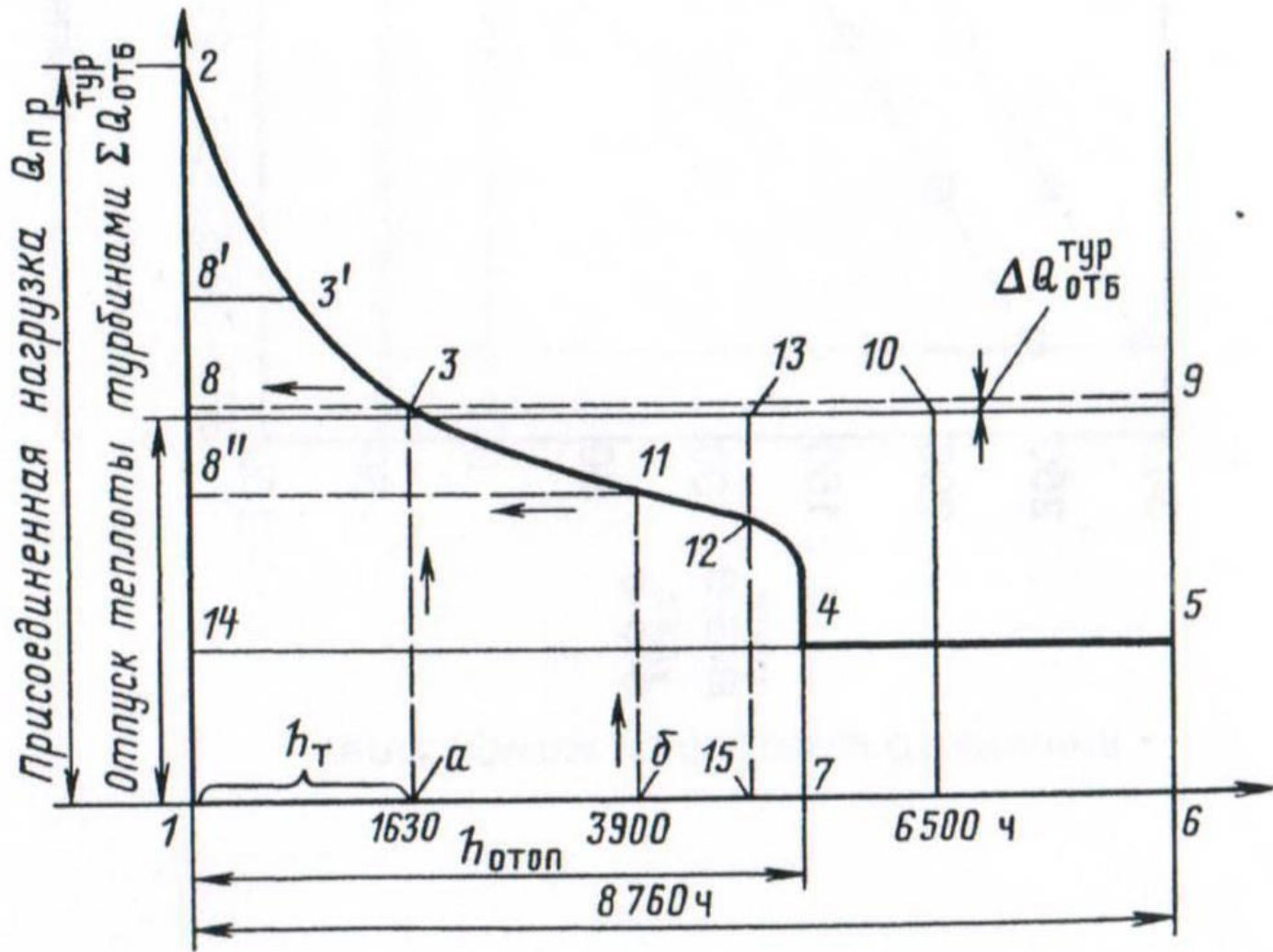


Рис 4.16. Годовой график суммарной сантехнической нагрузки по продолжительности



$$\alpha_{\text{ТЭЦ}}^{\text{ч}} = \frac{\text{отрезок (1-8)}}{\text{отрезок (1-2)}}$$

$$\alpha_{\text{ТЭЦ}}^{\text{год}} = \frac{\text{площадь (1-8-3-4-5-6-1)}}{\text{площадь (1-2-3-4-5-6-1)}}$$

$$\alpha_{\text{ТЭЦ}}^{\text{ч}} = \sum Q_{\text{отб}}^{\text{тур}} / Q_{\text{пр}},$$

$$B_{\text{ЭК}} = \mathcal{E}^T (\psi b_{\text{КЭС}} - b^{\text{ЭТ}}) - \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\text{К}} (b_{\text{ТЭЦ}}^{\text{ЭК}} - \psi b_{\text{КЭС}}) + Q_{\text{ВП}}^{\text{ТУР}} (b_{\text{КОТ}}^{\text{З}} - b_{\text{ТЭЦ}}^{\text{Т}})$$

где \mathcal{E}^T — количество электроэнергии, вырабатываемой на ТЭЦ комбинированным способом;

ψ — коэффициент, учитывающий условия сопоставимости для получения потребителями одинаковых количеств электроэнергии от ТЭЦ и КЭС, с учетом потерь в сетях, а также расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ, определяемый по формуле $\psi = \Delta \mathcal{E}_{\text{сет}} / \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}$ (здесь $\Delta \mathcal{E}_{\text{сет}}$ — доля потерь электроэнергии в сетях от КЭС до потребителя);

$\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}$ — доля расхода электроэнергии, расходуемая на собственные нужды ТЭЦ и на транспорт к потребителям;

$b_{\text{КЭС}}$ — удельный расход топлива на замещаемой КЭС (на отпускаемую электроэнергию);

$b^{\text{ЭТ}}$ — удельный расход топлива ТЭЦ на электроэнергию, вырабатываемую на ТЭЦ комбинированным способом, определяется по методу Минэнерго;

$\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\text{К}}$ — количество электроэнергии, вырабатываемой на ТЭЦ в конденсационном режиме;

$b_{\text{ТЭЦ}}^{\text{ЭК}}$ — удельный расход топлива на выработку электроэнергии на ТЭЦ в конденсационном режиме, который по ряду причин больше $b_{\text{КЭС}}$ (из-за более низкого значения η_0 ; вследствие нерасчетных расходов пара в частях высокого, среднего и низкого давлений турбин с отборами пара в течение большей части года, более высокого давления пара в конденсаторах и др. Кроме того, турбины с промышленным отбором пара изготавливают на начальное давление пара не выше 13 МПа, а на КЭС в основном применяется давление 24 МПа);

$Q_{\text{ВП}}^{\text{ТУР}}$ — отпуск теплоты внешним потребителям из отборов турбин;
 $b_{\text{КОТ}}^{\text{З}}$, $b_{\text{ТЭЦ}}^{\text{Т}}$ — удельные расходы топлива на замещаемой котельной и на теплоту, отпускаемую из отборов турбин.

$$\Delta B_{\text{ЭК}} = 0 = \Delta \mathcal{E}^T (\psi b_{\text{КЭС}} - b^{\text{ЭТ}}) - \Delta \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\text{К}} (b_{\text{ТЭЦ}}^{\text{ЭК}} - \psi b_{\text{КЭС}}).$$

При $\Delta B_{\text{ЭК}} = 0$

$$\Delta \mathcal{E}^T / \Delta \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\text{К}} = \varphi = \frac{b_{\text{ТЭЦ}}^{\text{ЭК}} - \psi b_{\text{КЭС}}}{\psi b_{\text{КЭС}} - b^{\text{ЭТ}}}.$$

Для практических расчетов удобнее пользоваться не отношением

$$\varphi = \Delta \mathcal{E}^T / \Delta \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\text{ЭК}},$$

а отношением

$$\lambda = \Delta \mathcal{E}^T / (\Delta \mathcal{E}^T + \Delta \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\text{К}}) = \Delta \mathcal{E}^T / \Delta \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}},$$

где λ — доля комбинированной выработки из суммарного прироста выработки электроэнергии на ТЭЦ.

Значения φ и λ связаны между собой зависимостью

$$\lambda = \varphi / (\varphi + 1).$$

$$\lambda_{кр} = \frac{b_{ТЭЦ}^{\varepsilon к} - \psi b_{кЭС}}{b_{ТЭЦ}^{\varepsilon к} - b^{\varepsilon т}},$$

где критическое значение $\lambda_{кр}$ соответствует значению $\alpha_{ТЭЦ}^{опт}$, при котором прирост экономии топлива ТЭЦ $\Delta B_{\varepsilon к}$ становится равным нулю.

Из формулы видно, что значения $\lambda_{кр}$ и $\alpha_{ТЭЦ}^{опт}$ зависят от соотношения численных значений $b_{ТЭЦ}^{\varepsilon к}$, $b_{кЭС}$, $b^{\varepsilon т}$ и ψ , а также характера графика тепловой нагрузки

Прирост комбинированной выработки $\Delta \mathcal{E}^т$, соответствующий $\Delta Q_{от}$, составит

$$\Delta \mathcal{E}^т = \Delta Q_{отб}^{тур} \bar{\varepsilon}^т h_t,$$

где $\Delta Q_{отб}^{тур}$ — часовой прирост отпуска теплоты внешним потребителям из отборов турбин (определяется $\Delta \alpha_{ТЭЦ}$), $\bar{\varepsilon}^т$ — удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении
 h_t — число часов работы турбин в году

Прирост выработки электроэнергии на конденсационном режиме при том же значении $\Delta\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ составит

$$\Delta\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\text{к}} = \Delta N_{\text{э}} h_{\text{к}},$$

где $\Delta N_{\text{э}}$ — прирост электрической мощности турбин, соответствующий рассматриваемому приросту $\Delta\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ и $\Delta Q_{\text{отб}}^{\text{тур}}$ для данной турбины; $h_{\text{к}}$ — число часов работы турбин на конденсационном режиме.

Для получения связи между $\Delta Q_{\text{отб}}^{\text{тур}}$ и $\Delta N_{\text{э}}$ введем показатель $q_{\text{отб}}^{\text{уд}}$ — удельный отпуск теплоты внешним потребителям, равный

$$q_{\text{отб}}^{\text{уд}} = Q_{\text{отб}}^{\text{тур}} / N_{\text{э}},$$

Вводя показатель $q_{\text{отб}}^{\text{тур}}$ в уравнение находим

$$\Delta\mathcal{E}^{\text{т}} = \Delta N_{\text{э}} q_{\text{отб}}^{\text{уд}} h \bar{\mathcal{E}}^{\text{т}},$$

$$\Delta\mathcal{E}^{\text{т}} / \Delta\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\text{к}} = \frac{h_{\text{т}}}{h_{\text{к}}} \bar{\mathcal{E}}^{\text{т}} q_{\text{отб}}^{\text{уд}}.$$

$$\frac{\Delta \bar{\theta}^T}{\Delta \bar{\theta}_{ТЭЦ}^K} = \frac{h_T}{h_K} \bar{\theta}^T q_{отб}^{уд} = \frac{b_{ТЭЦ}^{\theta K} - \psi b_{КЭС}}{\psi b_{КЭС} - b^{\theta T}},$$

$$\frac{h_T}{h_T + h_K} = \frac{1}{\bar{\theta}^T q_{отб}^{уд}} \frac{b_{ТЭЦ}^{\theta K} - \psi b_{КЭС}}{b_{ТЭЦ}^{\theta K} - b^{\theta T}},$$

отсюда

$$\frac{h_T}{h_K} = \frac{1}{\bar{\theta}^T q_{отб}^{уд}} \frac{b_{ТЭЦ}^{\theta K} - \psi b_{КЭС}}{\psi b_{КЭС} - b^{\theta T}}.$$

$$\frac{h_T}{h_K + h_T} \approx \frac{b_{ТЭЦ}^{\theta K} - \psi b_{КЭС}}{b_{ТЭЦ}^{\theta K} - b^{\theta T}};$$

$$\frac{h_T}{h_K} \approx \frac{b_{ТЭЦ}^{\theta K} - \psi b_{КЭС}}{\psi b_{КЭС} - b^{\theta T}}.$$

$$\frac{h_T \bar{\theta}^T q_{отб}^{уд}}{h_K + h_T (1 - \bar{\theta}^T q_{отб}^{уд})} = \frac{b_{ТЭЦ}^{\theta K} - \psi b_{КЭС}}{b_{ТЭЦ}^{\theta K} - b^{\theta T}}.$$

Экономия топлива, которую дает использование ВЭР в виде пара и горячей воды

$$Q_{\text{ЭК}}^{\text{ТОП}} = Q_{\text{ВЭР}}^{\text{ИСП}} / \eta_{\text{КОГ}},$$

Изменение расхода теплоты на турбину, при изменении расхода теплоты в отбор

$$\Delta Q_{\text{тур}} = \xi \Delta Q_{\text{отб}}.$$

Экономия топлива, которую дает использование ВЭР в виде пара и горячей воды при вытеснении отборов паровых турбин

$$Q_{\text{ЭК}}^{\text{ТОП}} = \xi \frac{\Delta Q_{\text{отб}}}{\frac{\eta_{\text{ЭЦ}}}{\eta_{\text{КОГ}} \eta_{\text{ТН}}}}, \quad \xi = y \cdot [1 + k(1 - y)]$$

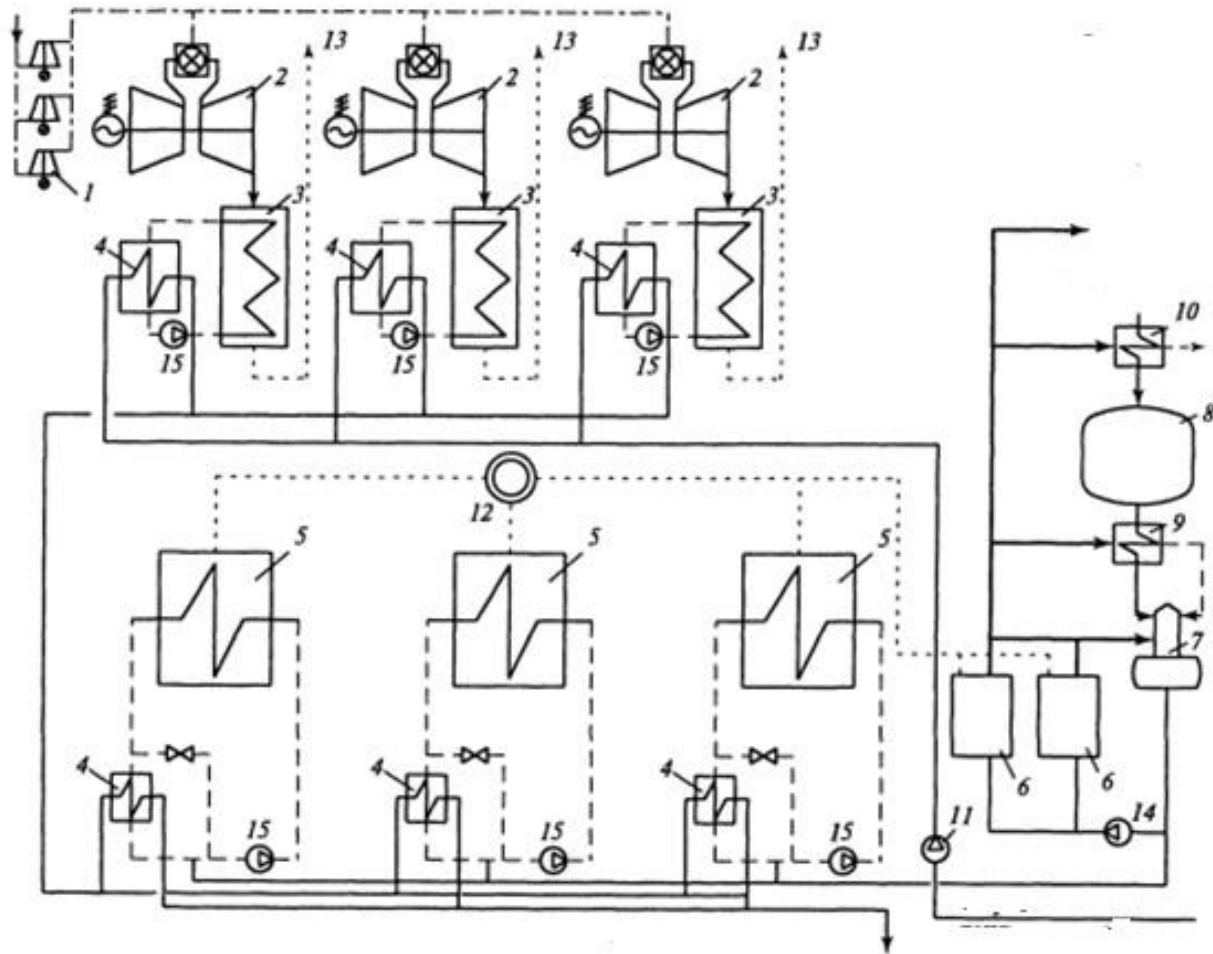
где k — коэффициент, зависящий от начальных параметров пара, состава и особенности тепловой схемы турбины, имеющий следующие значения:

Давление пара перед турбиной, МПа	1,5—3,5	9,0	13,0	13,0	24,0
Температура пара перед турбиной, °С	350—435	535	555	555	540
Температура промежуточного перегрева, °С	—	—	—	565	565
Коэффициент k	0,2—0,25	0,3	0,35	0,4—0,42	0,43—0,45

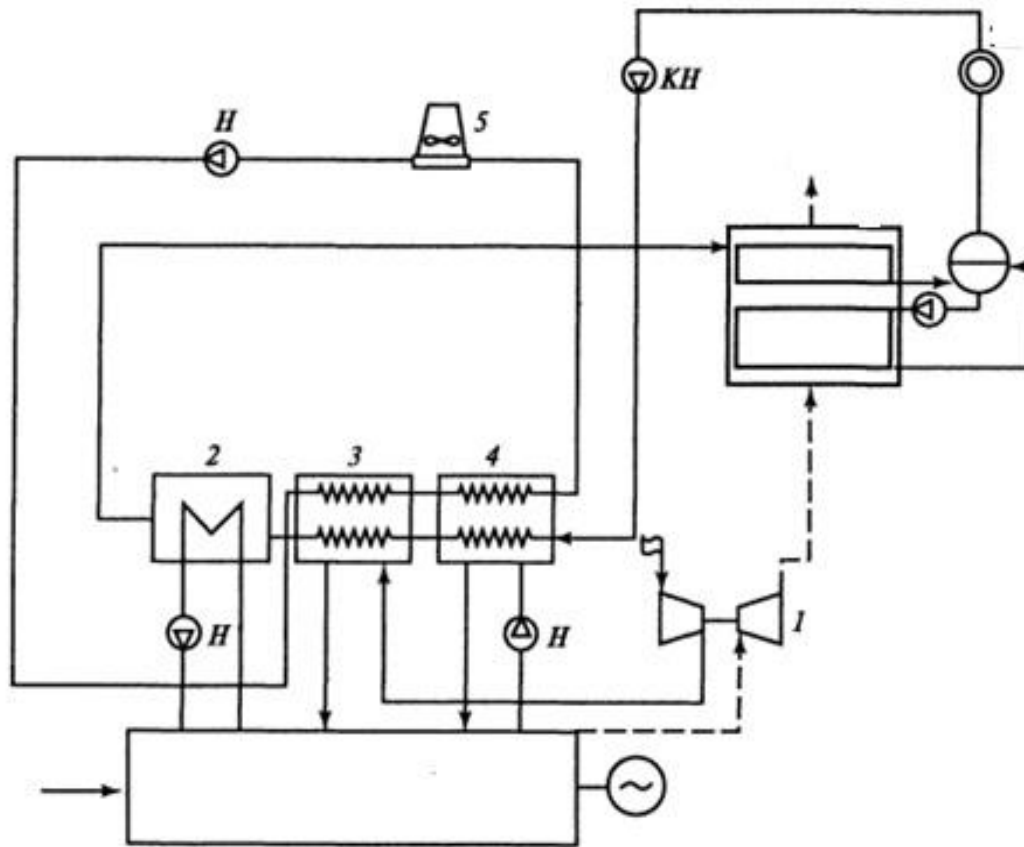
y — коэффициент недовыработки мощности отборным паром турбины, определяемый по формуле

$$y = \frac{h_{\text{отб}} - h_{\text{к}}}{h_0 - h_{\text{к}}}, \quad (3.9)$$

ГТУ - ТЭЦ

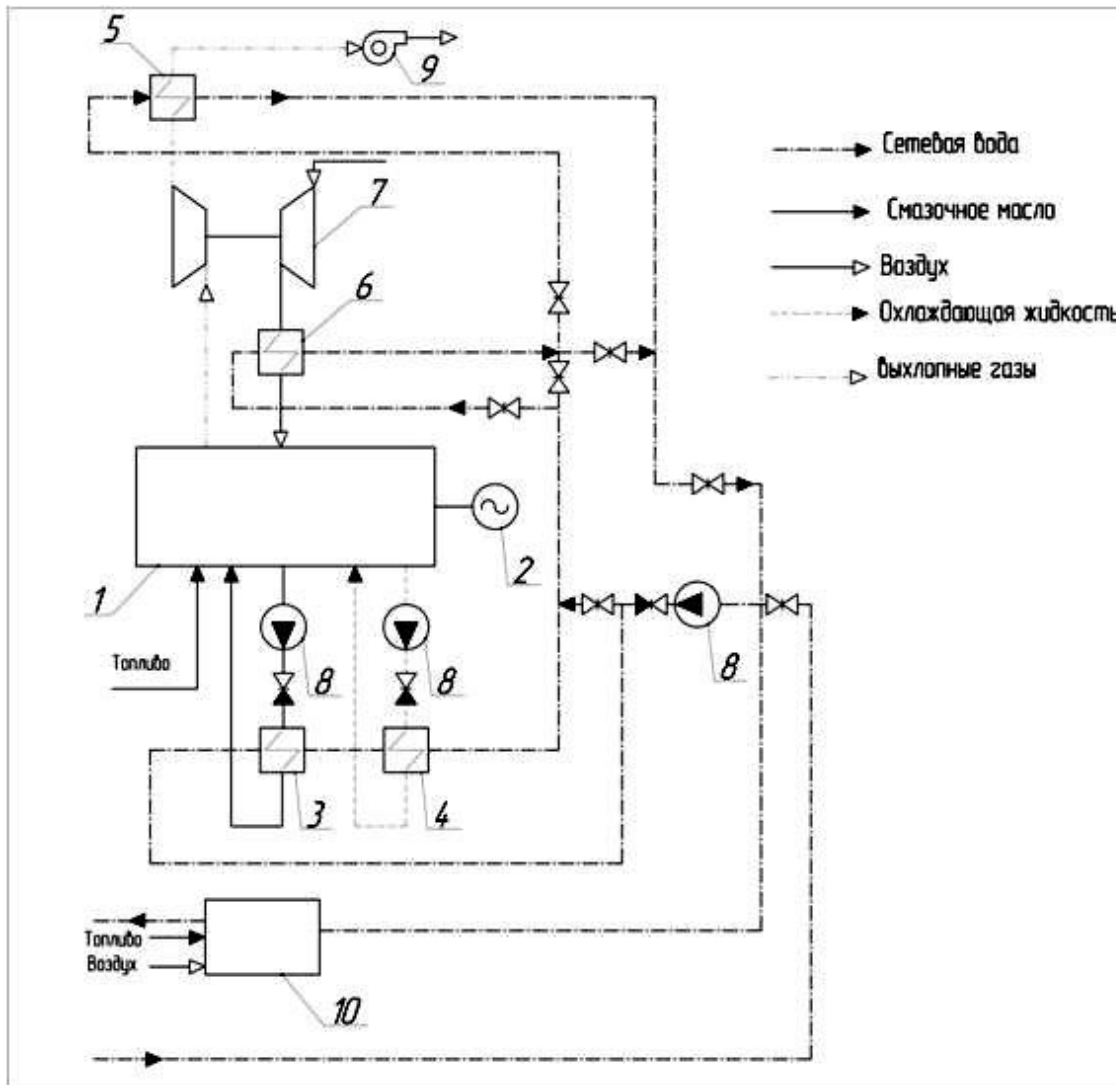


Принципиальная тепловая схема ТЭЦ-ДВС



1 - турбовоздуходувка, 2 - теплообменник охлаждающей воды; 3 - охладитель рабочего воздуха; 4 - охладитель масла; 5 - вентиляторная градирня; КУ - котел-утилизатор; И, ЭК- соответственно испарительная и экономайзерная поверхности нагрева; Н - насос; КН - конденсатный насос; ТП - потребитель тепла

Принципиальная схема мини-ТЭЦ на основе ДВС



1 – двигатель внутреннего сгорания; 2 – генератор; 3 - теплообменник-утилизатор теплоты смазочного масла; 4 - теплообменник-утилизатор теплоты охлаждающей жидкости после ДВС; 5 - теплообменник-утилизатор теплоты выхлопных газов после ДВС; 6 - теплообменник-утилизатор теплоты сжатого воздуха; 7 – турбовоздуходувка; 8 – насосы; 9 – дымосос; 10 – пиковый котел

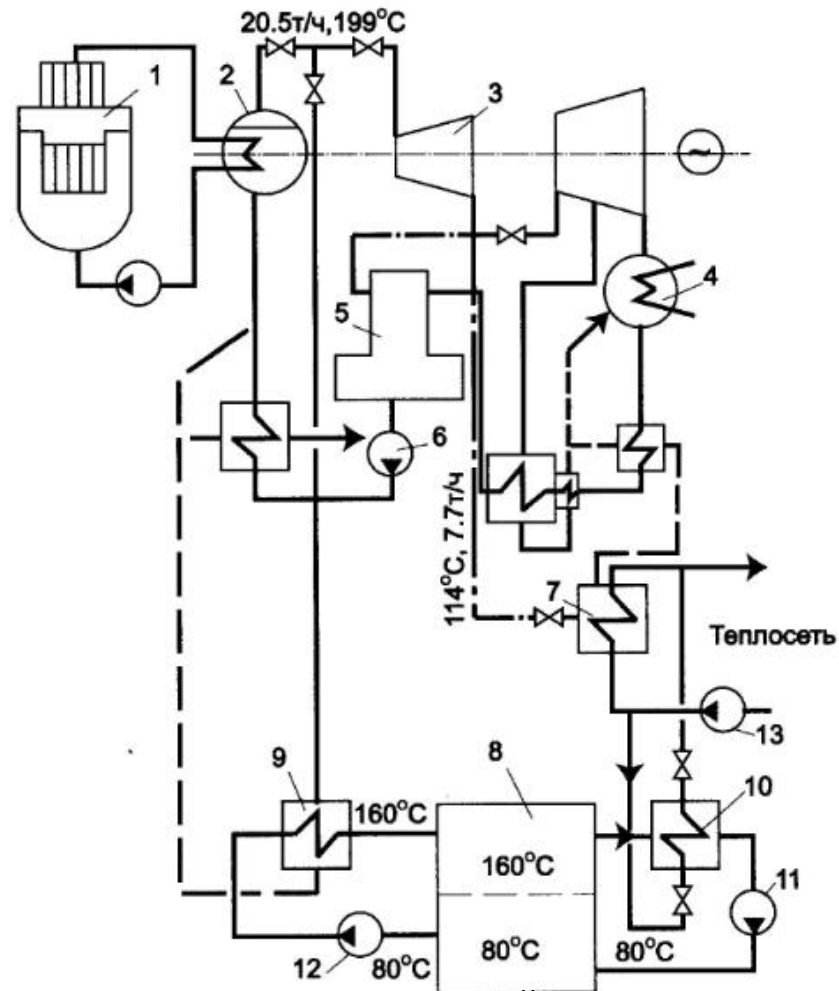


Рис.1. Принципиальная схема автономной маневренной АТЭЦ "Север-2" с промежуточным

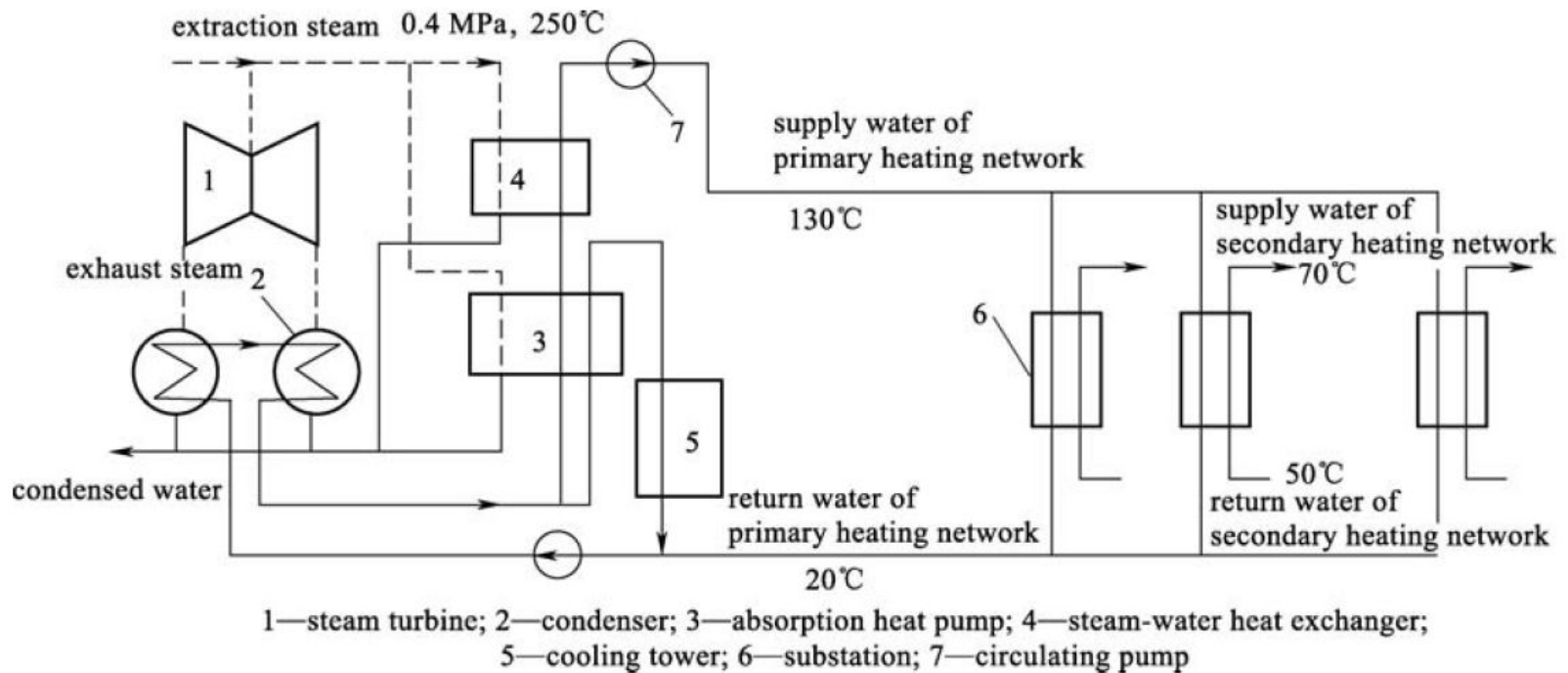
контуром аккумулирования теплоты:

1 - реактор; 2 - парогенератор; 3 - турбина; 4 - конденсатор; 5 — деаэратор;

6 — насос питательный; 7 — сетевой подогреватель; 8 - бак-аккумулятор;

9, 10 - соответственно пароводяной и водоводяной теплообменники контура аккумулирования;

11,12- насосы контура аккумулирования; 13 — насос сетевой



Принципиальная схема когенерационной системы с использованием абсорбционного теплообменного аппарата

1 – паровая турбина; 2 – конденсатор; 3 – абсорбционный тепловой насос;
4 – паро–водяной теплообменник (сетевой подогреватель); 5 – градирня;
6 – тепловой пункт; 7 – циркуляционный насос)