

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Красноярский государственный технический университет

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ
ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ**

Учебное пособие

Красноярск 2003

УДК 621.391(07)

Ц

Рецензент

Ц Определение технико-экономических показателей тепловых электрических станций: Учебное пособие по курсовому проектированию для студентов / Сост. А. П. Цыганок. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. с.

Печатается по решению
Редакционно-издательского совета университета

© КГТУ, 2003

Печатается в авторской редакции

Гигиенический сертификат № 24.49.04.953.П.000338.05.01 от 25.05.2001.
Подп. в печать 24.05.2002. Формат 60×84/16. Бумага тип. № 1. Офсетная печать.
Усл. печ. л. 0. Уч.-изд. л. 0. Тираж 000 экз. Заказ С

Отпечатано в ИПЦ КГТУ
660074, Красноярск, ул. Киренского, 28

ВВЕДЕНИЕ

Российским акционерным обществом энергетики и электрофикации России введена новая методика оценки экономичности тепловых электрических станций (ТЭС) /1/. Изменена методика распределения израсходованного энергетическими котлами ТЭС топлива между отпускаемыми электроэнергией и теплом. В связи с этим изменены формулы для определения удельных расходов топлива на отпущенную электроэнергию и теплоту. Расчет технико-экономических показателей ТЭС по новой методике рассматривается в настоящем пособии. Размерность определяемых величин принята такой же, как и на наших станциях. Удельные расходы условного топлива на отпуск электроэнергии $\nu_{Э}$ (г/кВт·ч) и тепла $\nu_{ТЭ}$ (кг/ГДж·кг/Гкал), Q – расход тепла на турбоустановку, котлоагрегаты ГДж/ч, Гкал/ч, кВт. Если за определенный промежуток времени (месяц, квартал, год) – ГДж, Гкал. Размерность конкретных величин, входящих в приводимые ниже уравнения поясняется по тексту. Перевод из одной единицы измерения в другую производится по общеизвестным соотношениям.

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЩЕСТАНЦИОННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Тепловая и электрическая мощность ТЭС, расходы теплоты, пара, электроэнергии на собственные нужды и другие показатели определяются из балансовых уравнений как ТЭС в целом, так и отдельных энергоблоков. Сведение пароводяного, теплового и электрического балансов являются важнейшей частью отчета ТЭС. Поэтому расчет общестанционных показателей мы начинаем с балансовых уравнений.

Уравнение теплового баланса энергоблока за определенный промежуток времени в ГДж (Гкал) имеет вид

$$Q_{\kappa}^{\text{бп}} + Q_{\text{неп}}^{\text{нр}} = Q_{\text{э}} + (Q_{\text{ом}}^{\text{сум}} - Q_{\text{ом}}^{\text{нвк}} - Q_{\text{нас}}^{\text{эв}} + Q_{\text{неп}}^{\text{омд}}) \cdot (100 + a_{\text{ном}}^{\text{эк}}) \cdot 10^{-2} + Q_{\text{ма}}^{\text{сн}} + Q_{\kappa}^{\text{сн}} + Q_{\text{mn}}^{\text{ох}}, \quad (1)$$

где $Q_{\kappa}^{\text{бп}}$ – выработка тепла brutto котлами ГДж (Гкал)

$$Q_{\kappa}^{\text{бп}} = D_{\text{не}} (i_{\text{не}} - i_{\text{нв}}) + D_{\text{nn}} (i_{\text{nn}}'' - i_{\text{nn}}') + G_{\text{нр}} (i_{\text{нр}} - i_{\text{не}}) + G_{\text{впр}} (i'' - i_{\text{вн}}) + Q_{\kappa}^{\text{ом}} \quad (2)$$

где $D_{\text{не}}$ – количество выработанного перегретого пара, тыс.т.; D_{nn} – расход пара на входе в промежуточный перегреватель котла, тыс.т.; $G_{\text{нр}}$ – количество продувочной воды, тыс.т.; $G_{\text{впр}}$ – расход воды на впрыск во вторичный пароперегреватель, тыс.т.; $i_{\text{не}}$ – энтальпия перегретого пара, кДж/кг, Ккал/кг; $i_{\text{нв}}$ – энтальпия питательной воды, кДж/кг, Ккал/кг; i_{nn}' , i_{nn}'' – энтальпия пара поступающего во вторичный пароперегреватель котла и выходящего из него, кДж/кг, Ккал/кг; $i_{\text{нр}}$ – энтальпия котловой (продувочной) воды, кДж/кг, Ккал/кг; $i_{\text{вн}}$ – энтальпия впрыскиваемой во вторичный пароперегреватель питательной воды, кДж/кг, Ккал/кг; $Q_{\kappa}^{\text{ом}}$ – тепло отпущенное котлом с насыщенным паром, воздухом или водой (включая сетевую воду теплофикационных экономайзеров) на сторону или на собственные нужды, а также тепло пробоотборных точек и солемеров, ГДж, Гкал; $Q_{\text{неп}}^{\text{нр}}$ – принятый переток тепла, ГДж, Гкал. Конечное значение перетока определяется как результирующая всех принимаемых и отдаваемых перетоков для каждого блока. За данный период может иметь место только одна величина $Q_{\text{неп}}^{\text{омд}}$ или $Q_{\text{неп}}^{\text{нр}}$.

$Q_{\text{э}}$ – расход тепла на производство электроэнергии, ГДж, Гкал

$$Q_{\text{э}} = D_0 i_0 + D_{\text{nn}} (i_{\text{усд}}' - i_{\text{усд}}'') + G_{\text{впр}} (i_{\text{усд}}' - i_{\text{впр}}) - G_{\text{нв}} \cdot i_{\text{нв}} - Q_{\text{ом}}^{\text{мы}} + Q_{\text{нр}}. \quad (3)$$

Здесь D_0 – расход свежего пара, поступающего на турбоагрегат, тыс.т.; i_0 – энтальпия свежего пара перед турбиной, кДж/кг, Ккал/кг; $i'_{цсд}$, $i''_{цсд}$ – энтальпия пара соответственно на входе в ЦСД (после промперегрева) и на выходе из ЦВД (до промперегрева), кДж/кг, Ккал/кг; $G_{впр}$ – расход питательной воды на впрыск во вторичный пароперегреватель, тыс.т.; $i_{впр}$ – энтальпия воды, поступающей на впрыск, кДж/кг, Ккал/кг; $G_{ен}$ – расход питательной воды, тыс. т; $i_{не}$ – энтальпия питательной воды, кДж/кг, Ккал/кг; Q_{np} – количество тепла, поступившее в тепловую схему турбины с другими потоками: выпаром расширителей непрерывной продувки, охлаждение установок дробеочистки, леток, горелок, с перетоками и др., ГДж, Гкал; Q_{om}^{my} – общий отпуск тепла, турбоагрегатами, ГДж, Гкал.

$$Q_{om}^{my} = Q_{no} + Q_{то} + Q_{конд} \quad (4)$$

где $Q_{конд}$ – отпуск тепла от конденсатора, ГДж, Ккал определяется по расходу и нагреву в конденсаторе сетевой воды, а также струй или циркуляционной воды, направляемых на химводоочистку для восполнения невозврата конденсата от потребителей пара, конденсата и питательной воды при работе как с ухудшенным так и нормальным вакуумом; Q_{no} – отпуск тепла из производственного отбора, ГДж, Гкал.

$$Q_{no} = D_{омб}^n \cdot i_n - \sum_{j=1}^m G_{kj}^n \cdot i_{kj}^n, \quad (5)$$

где $D_{омб}^n$ – суммарный расход пара производственного отбора, поступающего внешним потребителям, на пиковые подогреватели сетевой воды, на собственные и хозяйственные нужды электростанции, тыс. т; i_n – энтальпия пара в камере производственного отбора, Ккал/кг, КДж/кг; m – число потоков конденсата пара производственного отбора и добавка, восполняющего его невозврат, поступающих в тепловую схему турбоагрегата; G_{ki} – расход каждого потока конденсата пара производственного отбора и добавка, восполняющего его невозврат, поступающих в тепловую схему турбоагрегата (возврат конденсата от внешних потребителей и от собственных нужд, конденсат пиковых подогревателей сетевой воды и т. п.), тыс. т; i_{kj} – энтальпия каждого потока конденсата, возвращаемого от потребителей и добавка, восполняющего невозврат, поступающих в регенеративный подогреватель (деаэратор), подключенный к производственному отбору, кДж/кг, Ккал/кг.

Если указанные потоки могут предварительно подогреваться в системе регенерации турбины, при этом в качестве i_{kj}^n принимается энтальпия подо-

гретого в системе регенерации конденсата, поступающего в подогреватель, подключенный к производственному отбору, $Q_{то}$ – отпуск тепла из теплофикационных отборов.

Отпуск тепла из теплофикационных отборов включает в себя: отпуск тепла потребителям от подогревателей сетевой воды, обеспечиваемых паром этого отбора (или паром двух отборов для турбин с двухступенчатым подогревом сетевой воды); отпуск тепла на собственные и хозяйственные нужды, а также на нагрев подпиточной воды теплосети; расход тепла на нагрев добавка, восполняющего не возврат от потребителей пара производственного отбора.

Отпуск тепла из теплофикационного отбора (суммарный двух отборов для турбин с двухступенчатым подогревом сетевой воды) определяется из расчета материального и теплового балансов соответствующих теплообменников отпускающих тепло потребителям (см. пример расчета). $Q_{от}^{сум}$ – суммарный отпуск тепла с ТЭС, ГДж, Гкал; $Q_{от}^{пк}$ – отпуск тепла пиковыми водогрейными котлами (ПВК), отнесенный к данному энергоблоку,

$$Q_{от}^{пк} = G_{св} (i_{св}^{np} - i_{св}^{mfy})$$

Здесь $G_{св}$ – расход сетевой воды через теплофикационную установку, кг/ч, тыс. т; $i_{св}^{np}, i_{св}^{mfy}$ – энтальпия сетевой воды соответственно в подающем трубопроводе и за теплофикационной установкой (за сетевыми подогревателями) кДж/кг, Ккал/кг; $Q_{нас}^{26}$ – количество тепла, ГДж (Гкал), полученное водой за счет нагрева ее в сетевых и перекачивающих насосах.

$$Q_{нас}^{26} = q_{эkv} \cdot \mathcal{E}_{сет} \cdot h_{эмн} \cdot 10^{-2},$$

где $q_{эkv}$ – физический эквивалент 1 МВт·ч, равный 0,86 Гкал/МВт·ч (3,6 ГДж/МВт·ч), $\mathcal{E}_{сет}$ – расход электроэнергии на сетевые насосы, тыс. кВт·ч; $h_{эмн}$ – электромеханический КПД насосов, %;

Q_k^{ch} – расходы тепла на собственные нужды котлоагрегатов; $Q_{mn}^{охл}$ – потери теплового потока, обусловленные наружным охлаждением паропроводов свежего пара, пара промежуточного перегрева, питательной воды и другими потерями, связанных с транспортировкой тепла от котлоагрегата к турбине. Номинальные значения Q_{mn} (ГДж, Гкал) для конденсационных и теплофикационных энергоблоков принимаются равными 1 % номинальной теплопроизводительности котлоагрегатов, а для станции с поперечными связями – 1,5 % номинальной теплопроизводительности находящихся в работе котлоагрегатов; $Q_{та}^{ch}$ – расход тепла на собственные

нужды турбогенератора (Прил. 1); $a_{ном}^{эк}$ – относительная величина потерь, связанная с отпуском тепла от энергетических котлов, %

$$a_{ном}^{эк} = \frac{Q_{от}^{ном(эк)} \cdot 10^2}{Q_{от}^{сум} - Q_{от}^{нвк} - Q_{нас}^{зв} + Q_{пер}^{отд}}$$

где $Q_{от}^{ном(эк)}$ – технологические потери, связанные с отпуском тепла от энергетических котлов;

Средняя за месяц установленная электрическая мощность (МВт) электростанции, групп и подгруппы оборудования (энергоблока) определяется по формуле

$$W_y^{ср} = W_y^H + \frac{W_{в} \cdot n_{в} - W_{д} \cdot n_{д} \pm \Delta W_n \cdot n_n}{n_{кал}} \quad (6)$$

где W_y^H – установленная мощность на начало отчетного месяца, МВт; $W_{в}$, $W_{д}$ – мощность введенного и демонтированного в отчетном месяце оборудования, МВт; ΔW_n – изменение установленной мощности вследствие перемаркировки оборудования (увеличение +, уменьшение –), МВт; $n_{в}$, $n_{д}$ – количество дней до конца отчетного месяца от даты ввода, демонтажа или перемаркировки оборудования; $n_{кал}$ – календарное количество дней в отчетном месяце.

Установленная электрическая мощность электростанции, группы, подгруппы оборудования на начало отчетного месяца представляет собой сумму значений установленной мощности всех принятых в эксплуатацию механических двигателей, связанных с электрическими генераторами и предназначенных для выработки электроэнергии.

В случаях, когда номинальная мощность электрического генератора меньше номинальной мощности первичного двигателя, установленная мощность агрегата считается по номинальной мощности генератора.

Для теплофикационных турбоагрегатов в качестве установленной принимается наибольшая мощность, длительно развиваемая на зажимах генератора при работе турбоагрегата с номинальной тепловой нагрузкой и номинальными значениями основных параметров /2/.

Для теплофикационных турбоагрегатов, имеющих двойное обозначение мощности (через дробь), в качестве установленной принимается мощность, указанная в числителе.

Средняя нагрузка (МВт) электростанции, группы и подгруппы оборудования (энергоблока) за часы учета рабочей мощности

$$W_M = \sum_{i=0}^n W_{Mi/n},$$

где W_{Mi} – нагрузка электростанции, группы и подгруппы оборудования (энергоблока) за каждый из часов, в которые осуществляется контроль рабочей мощности, МВт; n – количество контрольных измерений нагрузки в рабочие дни отчетного месяца.

Установленная тепловая мощность турбоагрегата соответствует номинальной мощности регулируемых отборов, противодавления и тепловой мощности конденсатора, используемого для подогрева сетевой или сырой воды (восполняющей потери в теплосети или в пароводяном цикле электростанции), и принимается по данным технического паспорта или акта перемаркировки.

При отсутствии данных по установленной тепловой мощности для теплофикационных турбоагрегатов ее значение (Q_y^m) в Гкал/ч (ГДж/ч) определяется по формуле

$$Q_y^m = [D_{no}^h (i_{no} - i_{k.no}) + D_{mo}^h (i_{mo} - i_{k.mo}) + D_{np}^h (i_{np} - i_{k.np}) + D_{no}^h (i_{no} - i_{k.no}) + D_{кр} (i_{кр} - i_{k.кр})] \cdot 10^{-3} \quad (7)$$

где $D_{no}^h, D_{mo}^h, D_{np}^h, D_{no}^h$ – номинальные расходы пара соответственно производственного, теплофикационного отборов, противодавления и нерегулируемого отбора (сверх нужд регенерации), установленные заводом-изготовителем или проектом реконструкции (для турбоагрегатов с двумя и более регулируемыми отборами – номинальные расходы при условии включения всех отборов), т/ч; i_{no}, i_{mo}, i_{np} – энтальпия пара регулируемых отборов (соответственно производственного, теплофикационного и противодавления) при номинальных значениях давления пара в соответствующем отборе и расходе свежего пара на турбоагрегат, КДж/кг (Ккал/кг); $i_{k.no}, i_{k.mo}, i_{k.np}$ – энтальпия конденсата пара регулируемых отборов (соответственно производственного, теплофикационного и противодавления), соответствующая температуре, с которой он при номинальном нагрузке возвращается в тепловую схему турбоагрегата, КДж/кг (Ккал/кг); i_{no} – энтальпия пара нерегулируемого отбора, соответствующая параметрам пара в отборе при номинальном расходе свежего пара на турбоагрегат и номинальных его параметрах, КДж/кг (Ккал/кг); $i_{k.no}$ – энтальпия конденсата пара нерегулируемого отбора, соответствующая температуре, с которой он при номинальном режиме возвращается в тепловую схему турбоагрегата, Ккал/кг (КДж/кг); $D_{кр}$ – номинальный расход пара в конденсатор турбоагрегата, соответствующий номинальному расходу свежего и номинальным

расходам пара в регулируемые (нерегулируемые, сверх нужд регенерации) отборы, при условии использования конденсатора для подогрева сетевой или сырой воды, восполняющей потери в теплосети или в пароводяном цикле электростанции, т/ч.

Число часов использования средней за отчетный месяц установленной электрической мощности ($t_э^н$) определится

$$t_э^н = \frac{\mathcal{E}}{W_y^{cp}},$$

где \mathcal{E} – выработка электроэнергии за отчетный период, тыс. кВт ч.; W_y^{cp} – средняя установленная мощность за отчетного период, МВт

Число часов использования средней за отчетный месяц установленной тепловой мощности для электростанции в целом

$$t_m^н = \frac{Q_m^{общ}}{Q_m^{cp}},$$

где $Q_m^{общ}$ – общий отпуск тепла с ТЭС за отчетный период, ГДж (Гкал); Q_m^{cp} – среднее значение отпущенного тепла в час за отчетный период, ГДж (Гкал).

Общий расход топлива B , т., сожженного энергетическими котлами на теплоэлектростанции определяется путем непосредственных измерений. Если на электростанции нет непосредственных измерений расхода топлива на каждый котел и подгруппу котлов, то топливо распределяется между ними пропорционально расходам, рассчитанными на основе косвенных показателей: количества и продолжительности работы систем пылеприготовления, горелок, форсунок.

С другой стороны общий расход топлива в т. за рассматриваемый промежуток времени может быть подсчитан из уравнения теплового баланса котла

$$B = \frac{Q_k^{бp}}{Q_p^n h_k^{бp} \cdot 10^3},$$

где $Q_k^{бp}$ – выработка тепла брутто котлом, кДж, ккал (см. формулу 1); Q_p^n – низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг, ккал/кг; $h_k^{бp}$ – КПД котла брутто при средней за рассматриваемый период нагрузке.

Распределение общего расхода топлива между отпускаемыми электроэнергией $B_э$ и теплом $B_{mэ}$ по новой методике производится по ниже приведенным соотношениям. Так, расход топлива в т. на выработку электроэнергии подсчитывается

$$B_{\text{э}} = B \cdot K_{\text{э}} \cdot \frac{\mathcal{E}_{\text{от}}}{\mathcal{E} - \mathcal{E}_{\text{э}}^{\text{сн}}}, \quad (8)$$

где $\mathcal{E}, \mathcal{E}_{\text{от}}$ – выработка и отпуск электроэнергии, тыс. кВт·ч; Количество электроэнергии, отпускаемое с шин электростанции, $\mathcal{E}_{\text{от}}$ определяется как разность между количеством выработанной электроэнергии и расходом ее на собственные нужды электростанции. Количество электроэнергии выработанной турбоагрегатами электростанции за отчетный период, определяется по показаниям счетчиков генераторов; $\mathcal{E}_{\text{э}}^{\text{сн}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды, связанный с производством электроэнергии, тыс. кВт·ч (Приложение 2); $K_{\text{э}}$ – коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{э}} + Q_{\text{та}}^{\text{сн}} + DQ_{\text{э(отб)}} \cdot 10^3}{Q_{\text{э}} + Q_{\text{та}}^{\text{сн}} + DQ_{\text{э(отп)}} \cdot 10^3 + (Q_{\text{от}}^{\text{сум}} - Q_{\text{от}}^{\text{пвк}} - Q_{\text{нас}}^{\text{зб}})(100 + a_{\text{ном}}^{\text{эк}}) \cdot 10^{-2}} \quad (9)$$

Здесь $Q_{\text{э}}$ – расход тепла на производство электроэнергии (формула 3), ГДж, Гкал; $Q_{\text{та}}^{\text{сн}}$ – расход тепла на собственные нужды турбоагрегата, ГДж, Гкал; $Q_{\text{от}}^{\text{сум}}$ – суммарный отпуск тепла внешним потребителям с ТЭС, ГДж, Гкал; $Q_{\text{от}}^{\text{пвк}}$ – отпуск тепла пиковыми водогрейными котлами, ГДж, Гкал; $Q_{\text{нас}}^{\text{зб}}$ – количество тепла, ГДж, Гкал, полученного водой за счет нагрева ее в сетевых и перекачивающих насосах (см. формулу 1); $a_{\text{ном}}^{\text{эк}}$ – относительная величина потерь, %, связанная с отпуском тепла от энергетических котлов (см. формулу 1); $DQ_{\text{э(отб)}}$ – увеличение расхода тепла на производство электроэнергии при наличии отборов, тыс. ГДж (Гкал).

$$DQ_{\text{э(отб)}} = [SQ_{\text{отб},i}(1 - x_i) + Q_{\text{ув}}(1 - x_{\text{ув}}) + (Q_{\text{конд}} - Q_{\text{ув}})] \cdot 10^{-3} \frac{Q_{\text{от}}^{\text{отп}}}{Q_{\text{от}}^{\text{та, сум}}}. \quad (10)$$

Здесь $Q_{\text{отб},i}$ – тепло, отпущенное из конкретного отбора, ГДж (Гкал); $Q_{\text{конд}}$, $Q_{\text{ув}}$ – то же от конденсаторов всего, в том числе при работе с ухудшенным вакуумом.

Отпуск тепла от конденсатора $Q_{\text{конд}}$, ГДж (Гкал), определяется по расходу и нагреву в конденсаторе сетевой воды, а также сырой или циркуляционной воды (направляемых на химводоочистку для восполнения невозврата конденсата от потребителей пара, внутростанционных потерь

пара, конденсата и питательной воды) при работе как с ухудшенным, так и нормальным вакуумом.

Q_{om}^{omp} – суммарный отпуск тепла отработавшим паром полностью или частично отработавшего в турбине: пары производственного и теплофикационного отборов, противодействия, нерегулируемых отборов и пара, поступившего в конденсатор. Отпуск тепла отработавшим паром турбин определяет выработку электроэнергии по теплофикационному циклу. $Q_{om}^{ma, сум}$ – суммарное количество тепла, отпущенного внешним потребителям и на собственные нужды, ГДж, Ккал от турбоагрегата. В упрощенных расчетах отношение $\frac{Q_{om}^{omp}}{Q_{om}^{ma, сум}} = 1$.

ξ_i и $\xi_{ув}$ – коэффициент ценности тепла, отпускаемого из каждого отбора и от конденсатора при работе с ухудшенным вакуумом:

$$x_i = \frac{i_{омб,i} + Di_{nn} - i_{2к}}{i_0 + Di_{nn} - i_{2к}} \cdot \left(1 + K \frac{i_0 + Di_{nn} - i_{омб,i}}{i_0 + Di_{nn} - i_{2к}} \right) \quad (11)$$

Здесь i_0 и $i_{омб,i}$ – энтальпия пара перед турбоагрегатом и в каждом из отборов, кДж/кг (ккал/кг); Di_{nn} – повышение энтальпии пара в промежуточном пароперегревателе (разность энтальпий пара перед ЦСД и за ЦВД турбоагрегата) кДж/кг (ккал/кг).

В числителе первой дроби формулы (11) член Di_{nn} применяется только для отборов, расположенных до промежуточного пароперегревателя, а в числителе второй дроби – только для отборов, расположенных за промежуточным пароперегревателем.

$i_{2к}$ – энтальпия пара в конденсаторе при фактической электрической мощности турбоагрегата, но при условии работы его в конденсационном режиме, кДж/кг (ккал/кг).

Для турбоагрегатов с противодействием и ухудшенным вакуумом значение $i_{2к}$ условно принимается таким же, как и для конденсационных турбоагрегатов соответствующих параметров свежего пара; K – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбоагрегатом; его значение принимается по данным таблицы 1.

Таблица 1

Зависимость коэффициента К от начального давления

Давление пара перед турбоагрегатом, кгс/см ²	К
до 35	0,25
90	0,3
130	0,4
240	0,42

Значение $X_{y\epsilon}$ также определяется по формуле (11) с подстановкой в нее вместо $i_{om\bar{o},i}$ энтальпии пара в конденсаторе $i_{y\epsilon}$ при работе турбоагрегата с ухудшенным вакуумом.

Расход топлива в тоннах относимые на отпуск тепла определяется

$$B_{m\epsilon} = B + B_{нк} - B_{\epsilon},$$

где $B_{нк}$ – расход условного топлива пиковыми водогрейными котлами, отнесенный к данному энергоблоку, т. Как правило, все расчеты ведутся для условного топлива с низшей теплотой сгорания $Q_p^H = 29310$ кДж/кг.

Фактическое значение удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии ϵ_{ϵ} (г/кВт·ч) и тепла $\epsilon_{T\epsilon}$ (кг/Гкал, кг/ГДж) определяется по формулам

$$\epsilon_{\epsilon} = \frac{B_{\epsilon}}{\mathcal{E}_{om}} \cdot 10^3 \quad (15)$$

$$\epsilon_{m\epsilon} = \frac{B_{m\epsilon}}{Q_{om}} \cdot 10^3 \quad (16)$$

Номинальные и нормативные значения удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии ϵ_{ϵ}^H , ϵ_{ϵ}^{HP} (г/кВт·ч) и тепла $\epsilon_{T\epsilon}^H$, $\epsilon_{T\epsilon}^{HP}$ [(кг/ГДж)·(кг/Гкал)] определяются на основе энергетических характеристик оборудования в соответствии с утвержденными для каждой электростанции нормами.

КПД брутто котлов, %, по прямому балансу определится

$$h_k^{\bar{o}p(np)} = \frac{Q_k^{\bar{o}p}}{BQ_p^H + Q_{вн}} \cdot 10^2,$$

где $Q_k^{\bar{o}p}$ – выработка тепла брутто котлами, формула (2), ГДж (Гкал); B – общее количество топлива в условном исчислении, сожженного котлами, т; Q_p^H – теплота сгорания условного топлива, равная 7 Гкал/т (29,31 ГДж/т); $Q_{вн}$ – количество тепла, ГДж (Гкал), дополнительно (сверх химического тепла топлива), внесенного в топку и включающее себя: тепло, полученное воздухом при его предварительном подогреве в калориферах, физическое тепло предварительно подогретого топлива, тепло парового дутья («форсуночного» пара), тепла пара, транспортирующего угольную пыль в топку или поданного в топку при обдувке поверхностей нагрева; тепло на испарение воды, поданной в топку для предотвращения образования оксидов азота или при водяной обдувке и расшлаковке поверхностей нагрева.

ПРИМЕР РАСЧЕТА ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК ТУРБОАГРЕГАТА И МОЩНОСТИ, РАЗВИВАЕМОЙ ПО ТЕПЛОФИКАЦИОННОМУ ЦИКЛУ

Расчетная тепловая схема представлена на рис. 2.1. Расчет тепловых нагрузок и мощности развиваемой по теплофикационному циклу производится после определения параметров по всем элементам схемы, т. е. после расчета тепловой схемы. Используя обозначения, представленные на рис. 2.1, имеем:

$$\begin{aligned}
 i_0 = i_{ne} &= 3474,38 \text{ кДж/кг} = 830 \text{ ккал/кг} - \text{энтальпия перегретого пара;} \\
 i_{n6} &= 1067,43 \text{ кДж/кг} = 255 \text{ ккал/кг} - \text{энтальпия питательной воды;} \\
 i_{n6b} &= 920,92 \text{ кДж/кг} = 220 \text{ ккал/кг} - \text{энтальпия питательной воды за ПВД6;} \\
 i_{n5} &= 816,27 \text{ кДж/кг} = 195 \text{ ккал/кг} - \text{энтальпия питательной воды за ПВД5;} \\
 i_{n4} &= 627,9 \text{ кДж/кг} = 150 \text{ ккал/кг} - \text{энтальпия воды (конденсата) за ПНД4;} \\
 i_{n3} &= 565,11 \text{ кДж/кг} = 135 \text{ ккал/кг} - \text{энтальпия воды (конденсата) за ПНД3.}
 \end{aligned}$$

Энтальпия пара в отборах:

$$\begin{aligned}
 i_1 &= 3223,22 \text{ кДж/кг} = 770 \text{ ккал/кг;} \\
 i_2 &= 3097,64 \text{ кДж/кг} = 740 \text{ ккал/кг;} \\
 i_3 = i_{II} &= 2992,992 \text{ кДж/кг} = 770 \text{ ккал/кг;} \\
 i_4 &= 2999,27 \text{ кДж/кг} = 695 \text{ ккал/кг;} \\
 i_5 &= 2804,62 \text{ кДж/кг} = 670 \text{ ккал/кг;} \\
 i_6 = i_m &= 2699,97 \text{ кДж/кг} = 645 \text{ ккал/кг.}
 \end{aligned}$$

Энтальпия конденсата греющего пара после подогревателей (см. обозначение на рис. 2.1):

$$\begin{aligned}
 i_{к7} &= 962,78 \text{ кДж/кг} = 230 \text{ ккал/кг;} \\
 i_{к6} &= 858,13 \text{ кДж/кг} = 205 \text{ ккал/кг;} \\
 i_{к5} &= 732,55 \text{ кДж/кг} = 175 \text{ ккал/кг.} \\
 i_{к4} &= 669,76 \text{ кДж/кг} = 160 \text{ ккал/кг;} \\
 i_{к3} &= 606,97 \text{ кДж/кг} = 145 \text{ ккал/кг;} \\
 i_{к2} &= 544,18 \text{ кДж/кг} = 130 \text{ ккал/кг;} \\
 i_{к}^{nn} &= 627,9 \text{ кДж/кг} = 150 \text{ ккал/кг;} \\
 i_{к}^{on} &= 502,32 \text{ кДж/кг} = 120 \text{ ккал/кг.}
 \end{aligned}$$

Энтальпия пара на производство давлением 30 ата после РОУ:

$$i_{30} = 3739,5 \text{ кДж/кг} = 750 \text{ ккал/кг.}$$

Энтальпия воды после деаэраторов:

$$\begin{aligned}
 i_{d-6} &= 661,388 \text{ кДж/кг} = 158 \text{ ккал/кг;} \\
 i_{кд-1,2} &= 435,344 \text{ кДж/кг} = 104 \text{ ккал/кг;} \\
 i_{дондон} &= 435,344 \text{ кДж/кг} = 104 \text{ ккал/кг.}
 \end{aligned}$$

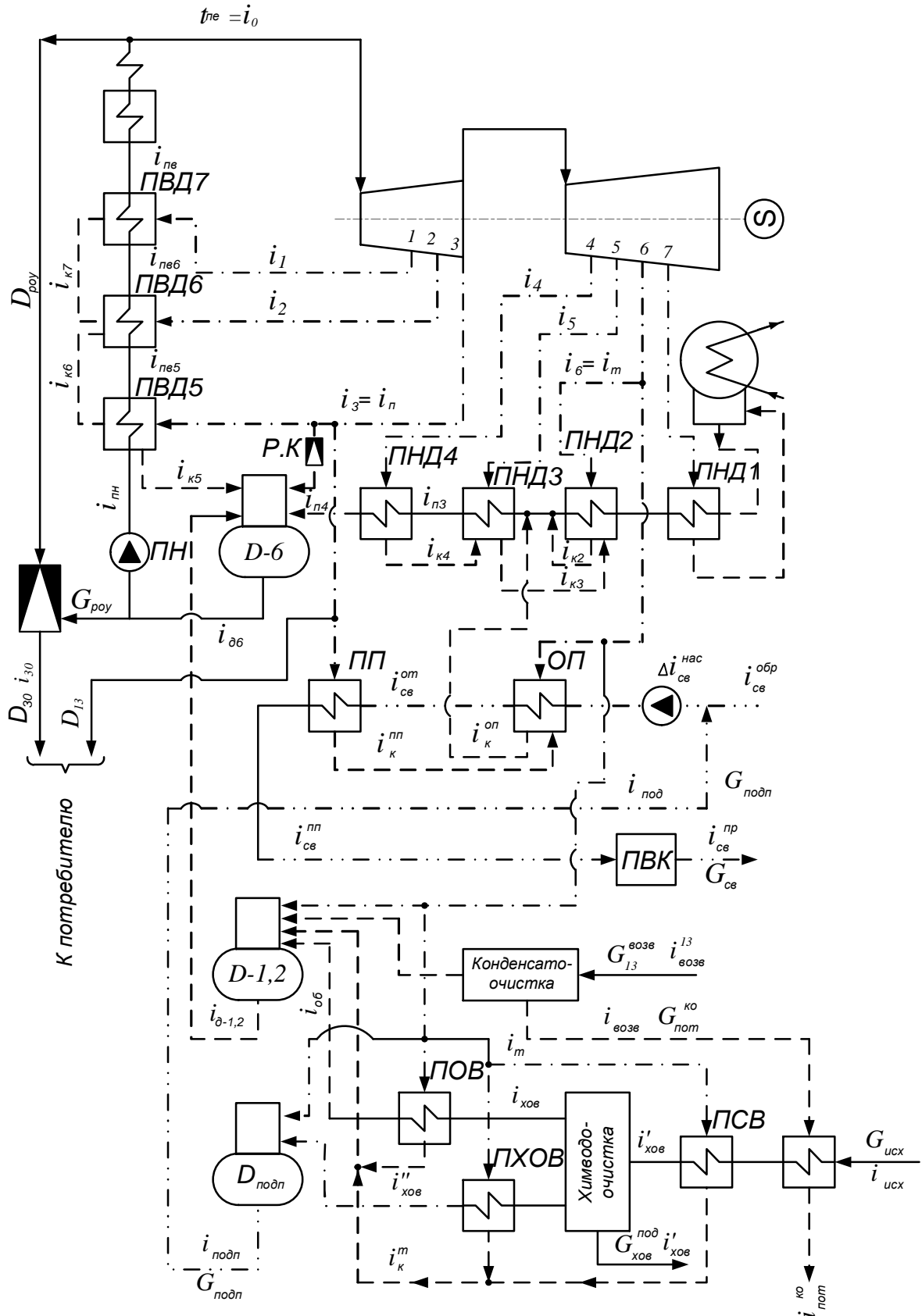


Рис. 2.1. Расчетная тепловая схема: ПП и ОП – соответственно пиковый и основной подогреватели сетевой воды; ПОВ – подогреватель обессоленной воды; ПХОВ – подогреватель химически очищенной воды

Энтальпия сетевой воды:

обратной – $i_{cs}^{обп} = 293,02 \text{ кДж/кг} = 70 \text{ ккал/кг}$;

после основного подогревателя – $i_{cs}^{om} = 460,46 \text{ кДж/кг} = 110 \text{ ккал/кг}$;

после пикового подогревателя – $i_{cs}^{nn} = 586,04 \text{ кДж/кг} = 140 \text{ ккал/кг}$;

после пиковых водогрейных котлов – $i_{cs}^{np} = 711,62 \text{ кДж/кг} = 170 \text{ ккал/кг}$.

Энтальпия обратного конденсата

$$i_{6036} = 293,02 \text{ кДж/кг} = 70 \text{ ккал/кг}.$$

Расход пара на производство давлением 30 ата $D_{30} = 50 \text{ т/ч}$, давлением 13 ата $D_{13} = 100 \text{ т/ч}$.

Количество возвращаемого конденсата $G_{13}^{6036} = 80 \text{ т/ч}$.

Подпитка тепловой сети $G_{cs} = 16 \text{ т/ч}$.

Расход сетевой воды $G_{cs} = 800 \text{ т/ч}$.

Значение других заданных показателей будут указаны в дальнейшем в процессе расчета (см. по тексту).

2.1. Расчет расходов пара и воды

1. Расход свежего пара на РОУ, т/час

$$D_{poy} = \frac{D_{30}(i_{30} - i_{d-6})}{i_{ne} - i_{d-6}}$$

2. Расход питательной воды на РОУ

$$G_{poy} = D_{30} - D_{poy} = 50 - 44,05 = 5,95$$

3. Расход пара на пиковый подогреватель сетевой воды, т/час

$$D_{nn} = \frac{G_{cs}(i_{cs}^{nn} - i_{cs}^{on})}{i_3 - i_k} = \frac{800(140 - 110)}{715 - 150} = 42,48$$

4. Расход пара на основной подогреватель сетевой воды, т/час

$$D_{on} = \frac{G_{ce}(i_{ce}^{on} - i_{ce}^{обп} - Di_{ce}^{нас}) - D_{nn}(i_{к}^{nn} - i_{к}^{on})}{i_m - i_{к}^{on}} =$$

$$= \frac{800(110 - 70 - 3) - 42,48(150 - 120)}{645 - 120} = 53,95.$$

Здесь $Di_{ce}^{нас} = 3$ ккал/кг – нагрев сетевой воды в насосе; $i_{к}^{on} = 120$ ккал/кг – энтальпия конденсата пара после основного подогревателя.

5. Расход пара на деаэратор D-6 для подогрева воды, впрыскиваемой в РОУ, т/час

$$D_{\partial-6}^{poy} = \frac{G_{poy}(i_{\partial6} - i_{\partial-1,2})}{i_n - i_{\partial6}} = \frac{5,95(158 - 104)}{715 - 158} = 0,58$$

6. Расход пара на деаэратор подпитки теплосети, т/час

$$D_{\partial-подп} = \frac{G_{подп}(i_{\partial-подп} - i'')}{i_m - i_{хов}''} = \frac{16(104 - 95)}{645 - 95} = 0,26.$$

7. Расход химически очищенной воды на подпитку теплосети, т/час

$$G_{подп}^{хов} = G_{под} - D_{\partial-подп} = 16 - 0,26 = 15,74$$

8. Количество химически очищенной и обессоленной воды, поступившей в тепловую схему турбоагрегата, т/час

$$G_{хов} = D_{30} + D_{13} - G_{13}^{гозб} + G_{ном}^{ко} + G_{подп}^{хов} = 50 + 100 - 80 + 5 + 15,74 = 90,74$$

Здесь $D_{30} = 50$ т/час – расход пара давлением 30 ата на производство, конденсат которого на станции полностью не возвращается; $G_{ном}^{ко} = 5$ т/час – потеря возвращенного конденсата при его очистке.

9. Количество исходной (сырой) воды, т/час

$$G_{исх} = \frac{G_{хов}}{1 - a_{ном}} = \frac{90,74}{1 - 0,25} = 120,99,$$

где $a_{ном}$ – потери воды на химводоочистке в долях от количества отработанной исходной воды.

10. Потеря воды на химводоочистке, т/час

$$G_{под}^{xob} = a_{ном} \cdot G_{исх} = 0,25 \cdot 120,99 = 30,25$$

11. Расход пара на подогреватели исходной воды, т/час

$$D_{нсв} = \frac{G_{исх} (i'_{xov} - i_{исх}) - G_{ном}^{ко} (i_{воз} - i_{ном}^{ко})}{i_m - i_k^m} = \frac{120,99(35 - 5) - 5(70 - 10)}{645 - 104} = 6,15.$$

Здесь $i_{исх} = 5$ ккал/кг – энтальпия исходной воды; $i'_{xov} = 35$ ккал/кг – энтальпия воды после подогревателя сырой воды; $i_{ном}^{ко} = 10$ ккал/кг – энтальпия конденсата, сбрасываемого в канализации после конденсатоочистки (см. рис. 2.1).

12. Расход пара на подогреватель обессоленной воды, т/час

$$D_{нов} = \frac{(D_{30} + D_{13} - G_{13}^{6036} + G_{ном}^{тj}) (i_{об} - i'_{xov})}{i_m - i_k^m} = \frac{(50 + 100 - 80 + 5)(95 - 35)}{645 - 104} = 8,32,$$

где $i_{об} = 95$ ккал/кг – энтальпия нагретой воды на выходе из ПОВ.

13. Расход пара на подогреватель химически очищенной воды, т/час

$$D_{xov} = \frac{G_{подн}^{xob} (i''_{xov} - i''_{xov})}{i_m - i_k^m} = \frac{15,74(95 - 35)}{645 - 104} = 1,75.$$

14. Расход пара на деаэратор 1,2 кг/см², т/час

$$\begin{aligned} D_{\partial-1,2} &= \frac{(G_{13}^{603} - G_{ном}^{ко}) (i_{\partial-1,2} - i_{6036}) + (D_{30} + D_{13} - G_{13}^{6036} + G_{ном}^{ко}) (i_{\partial-1,2} - i''_{xov})}{i_m - i_{\partial-1,2}} = \\ &= \frac{(80 - 5)(104 - 70) + (50 + 100 - 80 + 5)(104 - 95)}{645 - 104} = 5,96 \end{aligned}$$

15. Количество конденсата и добавка обессоленной воды, подогреваемых в деаэраторе 6 кгс/см² и подогревателях высокого давления, т/час

$$\begin{aligned} G_{рег}^{6\partial} &= D_{13} + D_{поу} + D_{\partial-1,2} + D_{нов} + D_{нсв} = \\ &= 100 + 44,05 + 5,96 + 8,32 + 1,75 + 6,15 = 166,23 \end{aligned}$$

16.1. Расход пара для подогрева $G_{рег}^{6\partial}$, на ПВД7

$$\begin{aligned}
 D_{n7} &= \frac{(G_{pez}^{60} + D_{n7} + D_{n6} + D_{n5} + D_{\partial-6})(i_{n6} - i_{n66})}{i_m - i_{\partial-1,2}} = \\
 &= \frac{(162,23 + D_{n7} + D_{n6} + D_{\partial-6})(255 - 220)}{770 - 230} = \\
 &= 11,521 + 0,0693(D_{n7} + D_{n6} + D_{\partial-6})
 \end{aligned}$$

16.2. Расход пара для подогрева G_{pez}^{60} на ПВД6

$$\begin{aligned}
 D_{\partial 6} &= \frac{(G_{pez}^{60} + D_{n7} + D_{n6} + D_{n5} + D_{\partial-6})(i_{n66} - i_{n65}) - D_{n7}(i_{\kappa 7} - i_{\kappa 6})}{i_2 - i_{\kappa 6}} = \\
 &= \frac{(166,23 + D_{n7} + D_{n6} + D_{n5} + D_{\partial-6})(220 - 195) - D_{n7}(230 - 205)}{740 - 205} = \\
 &= 8,149 + 0,049(D_{n5} + D_{n-6}).
 \end{aligned}$$

16.3. Расход пара для подогрева G_{pez}^{60} на ПВД5

$$\begin{aligned}
 D_{n5} &= \frac{(G_{pez}^{60} + D_{n7} + D_{n6} + D_{n5} + D_{\partial-6})(i_{n66} - i_{nn}) - (D_{n7} + D_{n6})(i_{\kappa 6} - i_{\kappa 5})}{i_3 - i_{\kappa 5}} = \\
 &= \frac{(166,23 + D_{n7} + D_{n6} + D_{n5} + D_{\partial-6})(195 - 165) - (D_{n7} + D_{n6})(205 - 175)}{715 - 175} = \\
 &= 9,779 + 0,0589D_{\partial-6}
 \end{aligned}$$

Подставив 16.3 в 16.2, получим:

$$D_{n6} = 8,628 + 0,0519D_{\partial 6}$$

Подставив 16.3 и 16.2 в 16.1, получим:

$$D_{n7} = 12,797 + 0,07D_{\partial 6}$$

16.4. Расход пара для подогрева G_{pez}^{60} на деаэратор 6 кгс/см²:

$$\begin{aligned}
 D_{\partial-6} &= \frac{G_{pez}^{60}(i_{\partial-6} - i_{\partial-1,2}) - (D_{n7} + D_{n6} + D_{n5})(i_{\kappa 5} - i_{\partial-6})}{i_3 - i_{\partial-6}} = \\
 &= \frac{166,23(158 - 104) - (31,204 + 0,1878D_{\partial-6})(157 - 158)}{715 - 158} = 15,078
 \end{aligned}$$

где $D_{n7} + D_{n6} + D_{n5} = 31,204 + 0,1878D_{n6}$

Подставив значение $D_{\partial-6} = 15,078$ в 16.1, 16.2, 16.3 имеем окончательно:

$$D_{n7} = 13,958; D_{n6} = 9,411; D_{n5} = 10,667$$

17. Средневзвешенная энтальпия пара отборов высокого давления, ккал/кг

$$\begin{aligned} i_{\text{рез}}^{св(в.д)} &= \frac{i_1 \cdot D_7 + i_2 \cdot D_{n6} + i_3 (D_{n5} + D_{\partial-6})}{D_{n7} + D_{n6} + D_{n5} + D_{n-6}} = \\ &= \frac{770 \cdot 13,958 + 740 \cdot 9,411 + 715(10,667 + 15,078)}{13,958 + 9,411 + 10,667 + 15,078} = 735,42. \end{aligned}$$

18. Количество конденсата, подогреваемого в подогревателях низкого давления, деаэраторе 6 кгс/см^2 и подогревателях высокого давления, т/час

$$G_{\text{рез}}^{\text{нд+вд}} = D_{\text{нн}} + D_{\text{он}} = 42,48 + 53,95 = 96,43$$

19.1. Расход пара для подогрева $G_{\text{рез}}^{\text{нд+вд}}$ на ПНД4, т/час

$$\begin{aligned} D_{n4} &= \frac{(G_{\text{рез}}^{\text{нд+вд}} + D_{n4} + D_{n3})(i_{n4} - i_{n3})}{i_4 - i_{\kappa4}} = \\ &= \frac{(96,43 + D_{n4} + D_{n3})(150 - 135)}{695 - 160} = 2,782 + 0,0288D_{n3} \end{aligned}$$

19.2. Расход пара для подогрева $G_{\text{рез}}^{\text{нд+вд}}$ на ПНД3, т/час

$$\begin{aligned} D_{n3} &= \frac{G_{\text{рез}}^{\text{нд+вд}}(i_3 - i_{\kappa}^{\text{он}}) + (D_{n4} + D_{n3})(i_{n3} - i_{\kappa2}) - D_{n4}(i_{\kappa4} - i_{\kappa2})}{i_5 - i_{\kappa2}} = \\ &= \frac{96,43(135 - 120) + (D_{n4} + D_{n3})(135 - 130) - D_{n4}(160 - 130)}{670 - 130} = \\ &= 2,704 - 0,0467D_{n4}, \end{aligned}$$

где $i_{n3} = 135$ ккал/кг, $i_{\kappa}^{\text{он}} = 120$ ккал/кг, энтальпия воды после ПНД3 и конденсата после ОП соответственно. Решая совместно 19.1 и 19.2, получим:

$$D_{n4} = 2,856; D_{n3} = 2,577$$

19.3. Расходы пара, т/час, из отборов высокого давления на подогрев $G_{\text{рез}}^{\text{нд+вд}}$ находим аналогично как в п.п. 16.1, 16.2, 16.3, 16.4

$$D'_{n7} = 7,909; D'_{n6} = 5,333; D'_{n5} = 6,044; D'_{\partial-6} = 0,875$$

20. Средневзвешенная энтальпия пара отборов, используемых для подогрева конденсата подогревателей сетевой воды, ккал/кг

$$\begin{aligned} i_{\text{рез}}^{\text{св(нд+вд)}} &= \frac{i_1 \cdot D'_{n7} + i_2 \cdot D'_{n6} + i_n (D'_{n5} + D'_{\partial-6}) + i_4 D_{n4} + i_5 D_{n3}}{D'_{n7} + D'_{n6} + D'_{n5} + D'_{\partial-6} + D_{n4} + D_{n3}} = \\ &= \frac{770 \cdot 7,909 + 5,333 \cdot 740 + 715(6,044 + 0,875) + 695 \cdot 2,856 + 670 \cdot 2,577}{7,909 + 5,333 + 6,044 + 0,875 + 2,856 + 2,577} = \\ &= 730,44. \end{aligned}$$

21. Мощность, развиваемая по теплофикационному циклу потоком пара из промышленного отбора, МВт

$$\begin{aligned} W_{\text{мф}}^n &= \frac{(D_{13} + D_{\text{мн}} + D_{\partial-6}^{\text{поп}}) \cdot (i_0 - i_n) \cdot h_{\text{эм}}}{860} = \\ &= \frac{(100 + 42,48 + 0,58)(830 - 715) \cdot 0,97}{860} = 18,556. \end{aligned}$$

22. Мощность, развиваемая по теплофикационному циклу потоком пара из теплофикационного отбора, МВт

$$\begin{aligned} W_{\text{мф}}^m &= \frac{(D_{\text{он}} + D_{\partial-\text{подп}} + D_{\text{псв}} + D_{\text{нов}} + D_{\text{пхов}} + D_{\partial-1,2}) \cdot (i_0 - i_m) \cdot h_{\text{эм}}}{860} = \\ &= \frac{(53,95 + 0,26 + 6,15 + 8,32 + 1,75 + 5,96)(830 - 645) \cdot 0,97}{860} = 15,94. \end{aligned}$$

23. Мощность, развиваемая по теплофикационному циклу потоками пара, отбираемых из турбины D_{n7} , D_{n6} , D_{n5} , $D_{\partial-6}$, D'_{n7} , D'_{n6} , D'_{n5} , $D'_{\partial-6}$, а также D_{n4} , D_{n3} для подогрева $G_{\text{рез}}^{\text{с.д}}$ и $G_{\text{рез}}^{\text{вд+нд}}$, МВт

$$\begin{aligned} W_{\text{мф}}^1 &= \frac{(D_{n7} + D'_{n7}) \cdot (i_0 - i_1) \cdot h_{\text{эм}}}{860} = \frac{(13,958 + 7,909)(830 - 770) \cdot 0,97}{860} = 1,48. \\ W_{\text{мф}}^2 &= \frac{(D_{n6} + D'_{n6}) \cdot (i_0 - i_2) \cdot h_{\text{эм}}}{860} = \frac{(9,411 + 5,333)(830 - 740) \cdot 0,97}{860} = 1,497. \\ W_{\text{мф}}^3 &= \frac{(D_{n5} + D'_{n5} + D_{\partial-6} + D'_{\partial-6}) \cdot (i_0 - i_n) \cdot h_{\text{эм}}}{860} = \\ &= \frac{(10,667 + 6,044 + 15,078 + 0,875)(830 - 715) \cdot 0,97}{860} = 4,237. \end{aligned}$$

$$W_{m\phi}^4 = \frac{D_{n4} \cdot (i_0 - i_4) \cdot h_{эм}}{860} = \frac{2,856(830 - 695) \cdot 0,97}{860} = 0,435.$$

$$W_{m\phi}^5 = \frac{D_{n3} \cdot (i_0 - i_5) \cdot h_{эм}}{860} = \frac{2,577(830 - 670) \cdot 0,97}{860} = 0,465.$$

Полная теплофикационная мощность, МВт

$$W_{m\phi} = \sum W'_{m\phi} = 18,556 + 15,94 + 1,48 + 1,497 + 4,237 + 0,435 + 0,465 = 42,6.$$

Расчет тепловых нагрузок отборов турбоагрегата

24. Отпуск тепла с паром от РОУ, Гкал/ч

$$Q_{30} = D_{30}(i_{30} - i_{ucx}) = 50(750 - 5) \cdot 10^{-3} = 37,25.$$

В том числе:

КОТЛОМ

$$Q_{30}^k = D_{poy}(i_{ne} - i_{n5}) \cdot 10^{-3} = 44,05(830 - 255) \cdot 10^{-3} = 25,33$$

нерегулируемым отбором I

$$Q_{30}^l = D_{poy}(i_{n6} - i_{n6}) \cdot 10^{-3} = 44,05(255 - 220) \cdot 10^{-3} = 1,54$$

нерегулируемым отбором II

$$Q_{30}^2 = D_{poy}(i_{n6} - i_{n5}) \cdot 10^{-3} = 44,05(220 - 195) \cdot 10^{-3} = 1,1$$

производственным отбором

$$Q_{30}^n = [D_{30}(i_{\partial-6} - i_{\partial-1,2}) + D_{poy}(i_{n5} - i_{\partial-6})] \cdot 10^{-3} = [50(158 - 104) + 44,05(195 - 158)] \cdot 10^{-3} = 4,33$$

теплофикационным отбором

$$Q_{30}^m = D_{30}(i_{\partial-1,2} - i_{ucx}) \cdot 10^{-3} = 50(104 - 5) \cdot 10^{-3} = 4,95.$$

25. Отпуск тепла с паром 13 кгс/см², Гкал/ч

$$Q_{13} = [D_{13}(i_n - i_{ucx}) + G_{13}^{6036}(i_{13}^{6036} - i_{ucx})] \cdot 10^{-3} = [100(715 - 5) + 80(70 - 5)] \cdot 10^{-3} = 65,8.$$

В том числе:

производственным отбором

$$Q_{30}^n = D_{13}(i_n - i_{\partial-1,2}) = 100(715 - 104) \cdot 10^{-3} = 61,1$$

теплофикационным отбором

$$\begin{aligned} Q_{13}^m &= [G_{13}^{6036}(i_{\partial-1,2} - i_{13}^{6036}) + (D_{13} - G_{13}^{6036})(i_{\partial-1,2} - i_{ucx})] \cdot 10^{-3} = \\ &= [80(104 - 70) + (100 - 80)(104 - 5)] \cdot 10^{-3} = 4,7 \end{aligned}$$

26. Отпуск тепла с горячей водой, Гкал/ч

$$\begin{aligned} Q_{от}^{26} &= [G_{c.6}(i_{c.6}^{gh} - i_{c.6}^{обп}) + G_{нодн}(i_{c.6}^{обп} - i_{ucx})] \cdot 10^{-3} = \\ &= [800(170 - 70) + 16(70 - 5)] \cdot 10^{-3} = 81,4 \end{aligned}$$

В том числе:

производственным отбором

$$Q_n^{26} = D_{nn}(i_n - i_{\kappa}^{он}) \cdot 10^{-3} = 42,48(715 - 120) \cdot 10^{-3} = 25,287 ;$$

теплофикационным отбором

$$\begin{aligned} Q_{от}^{26} &= G_{ce}(i_{ce}^{он} - i_{ce}^{обп} - Di_{ce}^{нас}) + G_{нодн}(i_{ce}^{обп} - i_{ucx}) - D_{nn}(i_{\kappa}^{nn} - i_{\kappa x}^{nn}) \cdot 10^{-3} = \\ &= [800(110 - 70 - 3) + 16(70 - 5) - 42,48(150 - 120)] \cdot 10^{-3} = 29,36 \end{aligned} ;$$

пиковым водогрейным котлом

$$Q_{от}^{пк} = G_{ce}(i_{ce}^{np} - i_{ce}^{nn}) \cdot 10^{-3} = 800(170 - 140) \cdot 10^{-3} = 24 ;$$

за счет нагрева воды в сетевых насосах

$$Q_{нас}^{26} = G_{ce} \cdot Di_{ce}^{нас} \cdot 10^{-3} = 800 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 2,4 .$$

27. Отпуск тепла теплофикационным отбором, компенсирующий потери, Гкал/ч

на конденсатоочистке

$$Q_{ном}^{ко} = G_{ном}(i_{ном}^{ко} - i_{ucx}) \cdot 10^{-3} = 5(10 - 5) \cdot 10^{-3} = 0,025$$

на химводоочистке

$$Q_{ном}^{xov} = G_{ном}(i_{ном} - i_{ucx}) \cdot 10^{-3} = 30,25(35 - 5) \cdot 10^{-3} = 0,91 .$$

28. Общий отпуск тепла, Гкал/ч

$$Q_{om} = Q_{30} + Q_{13} + Q_{om}^{zg} = 37,25 + 68,8 + 81,04 = 184,09 .$$

29. Отпуск тепла отработавшим паром Гкал/ч

$$Q_{om}^{omp} = Q_{om} - Q_{30}^k - Q_{om}^{nwk} - Q_{nac}^{zg} = 184,09 - 25,33 - 24 - 2,4 = 136,36 .$$

ЛИТЕРАТУРА

1. Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрофикации о тепловой экономичности оборудования: РД 34.08.552-95 – М.: СПО ОРГРЭС, 1995.
2. Стерман Л. С. и др. Тепловые и атомные электрические станции: Учебник для вузов / Л. С. Стерман, В. М. Лавыгин, С. Г. Тишин. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 416 с.
3. Правила учета тепловой энергии и теплоносителя. М.: Изд-во МЭИ, 1995.

Приложение 1

Составляющие расхода тепла на собственные нужды тепловых электростанций и технологических потерь тепла, связанных с его отпуском

1. Расход тепла на собственные нужды электростанции

1.1. В расход тепла на собственные нужды турбоагрегатов Q_m^{CH} включаются:

расход тепла на турбопривод циркуляционных, конденсатных и других насосов, относящихся к турбинной установке (за исключением питательных);

расход тепла на пуски турбоагрегатов, включая прогрев паропроводов, разогрев и разворот турбин, прогрев вспомогательного оборудования до включения генераторов в сеть;

расход тепла на отопление производственных помещений турбинной установки и электроцеха;

расход тепла, связанный с работой генератора в моторном режиме для резервирования мощности без потребления или выработки реактивной мощности.

1.2. В расход тепла на собственные нужды энергетических котлов Q_k^{CH} включаются затраты его (включая потери), обеспечивающие:

слив и предварительный подогрев мазута – Q_{mx} ;

размораживание твердого топлива – Q_{pm} ;

распыл мазута в форсунках и охлаждение неработающих форсунок – Q_{ϕ}^{CH} ;

предварительный подогрев воздуха в калориферах $Q_{к\phi}^{CH}$;

транспорт угольной пыли к горелкам – $Q_{уп}^{CH}$;

подавление оксидов азота, образующихся при сжигании топлива – $Q_{NO_x}^{CH}$;

турбопривод питательных насосов – $Q_{нтт}$ и воздуходувок – $Q_{твд}$;

отопление производственных помещений котельного, химического и топливно-транспортного цехов – $Q_k^{отопл}$;

пуски котлов – $Q_{к\text{ пуск}}^{CH}$;

обдувку и расшлаковку котлов – $Q_{обд}^{CH}$;

прочие (не упомянутые выше) расходы и технологические потери тепла, связанные с выработкой пара котлами – $Q_{к\text{ проч}}^{CH}$.

В Q_{κ}^{CH} включаются также потери тепла, связанные с подготовкой добавки химически очищенной, обессоленной воды и дистиллята, восполняющих внутристанционные потери пара, конденсата и питательной воды – $Q_{вн}$.

$$Q_{\kappa}^{CH} = Q_{мх} + Q_{рм} + Q_{\phi}^{CH} + Q_{к\phi}^{CH} + Q_{кп}^{CH} + Q_{NO_x}^{CH} + Q_{пнт} + Q_{твд} + Q_{\kappa}^{отопл} + Q_{\kappa}^{пуск} + Q_{обд}^{CH} + Q_{\kappa}^{проч} + Q_{вн} \quad (1)$$

$$Q_{мх} = [D_{мх} i_{мх} - G_{мх} i_{к мх} - (D_{мх} - G_{мх}) i_{уцх}] \cdot 10^{-3}; \quad (2)$$

$$Q_{рм} = [D_{рм} i_{рм} - G_{рм} i_{к рм} - (D_{рм} - G_{рм}) i_{уцх}] \cdot 10^{-3}; \quad (3)$$

$$Q_{\phi}^{CH} = (B_{нат}^м d_{\phi} + D_{\phi}^{охл}) (i_{\phi} - i_{уцх}) \cdot 10^{-3}; \quad (4)$$

$$Q_{\phi}^{CH} = Q_{\phi} \frac{i_{\phi} - i_{уцх}}{i_{\phi} - i_{yx}}; \quad (5)$$

$$Q_{к\phi}^{CH} = Q_{к\phi} + Q_{к\phi}^{ном} \quad (6)$$

$$Q_{кп}^{CH} = B_{нат}^{мс} d_{кп} (i_{кп} - i_{уцх}); \quad (7)$$

$$Q_{кп}^{CH} = Q_{кп} \frac{i_{кп} - i_{уцх}}{i_{кп} - i_{yx}}; \quad (8)$$

$$Q_{NO_x}^{CH} = B_{нат} d_{NO_x} (i_{NO_x} - i_{уцх}) \cdot 10^{-3}; \quad (9)$$

$$Q_{NO_x}^{CH} = Q_{NO_x} \frac{i_{NO_x} - i_{уцх}}{i_{NO_x} - i_{yx}}; \quad (10)$$

$$Q_{обд}^{CH} = [D_{обд} (i_{обд.н} - i_{уцх}) + G_{обд} (i_{обд.в} - i_{уцх})] \cdot 10^{-3}; \quad (11)$$

$$Q_{обд}^{CH} = Q_{обд.н} \frac{i_{обд.н} - i_{уцх}}{i_{обд.н} - i_{yx}} + Q_{обд.в} \cdot \frac{i_{обд.в} - i_{уцх}}{i_{yx} - i_{обд.в}}. \quad (12)$$

В формулах (1–12):

$D_{мх}$ и $i_{мх}$, $D_{рм}$ и $i_{рм}$ – количество (т) и энтальпия [ккал/кг(кДж/кг)] пара, поданного соответственно на мазутное хозяйство и размораживающее устройство;

$G_{мх}$ и $i_{кмх}$, $G_{рм}$ и $i_{крм}$ – количество (т) и энтальпия [ккал/кг(кДж/кг)] конденсата, возвращаемого соответственно с мазутного хозяйства и размораживающего устройства;

$i_{исх}$ – энтальпия исходной воды (воды в «холодном» источнике), [ккал/кг(кДж/кг)];

$Q_{кф}^{пот}$ – потери тепла (в калориферах, конденсаторах турбин, блочной обессоливающей установке и др.), сопровождающие подогрев воздуха в калориферах, Гкал (гДж);

обозначения остальных показателей соответствуют принятым п. 43 Методических указаний [1].

Пояснения по определению значений $Q_{пттн}$ и $Q_{тед}$ приведены в п. 87 разд. 3.1 [1].

2. Технологические потери тепла, связанные с его отпуском:

от наружного охлаждения паропроводов отборов и противодействия турбин до точки измерения отпуска пара потребителям;

от наружного охлаждения редуционно-охладительных установок, обеспечивающих отпуск тепла, и паропроводов до коллектора или до точки измерения отпуска пара потребителям или до подогревателей сетевой воды;

от наружного охлаждения основных и пиковых подогревателей сетевой воды, паропроводов к ним и конденсаторопроводов от них к деаэратору или системе регенерации турбин, а также трубопроводов сетевой воды от точки измерения температуры обратной сетевой воды до точки измерения температуры прямой сетевой воды;

от наружного охлаждения паропреобразовательных установок, паропроводов к ним и от них до точки измерения отпуска пара потребителям, а также конденсаторопроводов от них к деаэратору или системе регенерации турбин;

при подготовке химически очищенной воды для подпитки теплосети, химически обессоленной воды или дистиллята для восполнения невозврата конденсата от тепловых потребителей;

при очистке возвращаемого потребителями загрязненного конденсата;

с продувкой паропреобразовательных установок;

с продувкой котлов, увеличенной против нормы вследствие ухудшения качества питательной воды из-за невозврата конденсата с производства;

от наружного охлаждения деаэраторов подпитки теплосети, паро- и трубопроводов к ним и от них, потери с выпаром этих деаэраторов;

при поддержании положительной температуры в газоходах неработающих пиковых водогрейных котлов и расход тепла на собственные нужды ПВК (включая слив и подогрев сожженного мазута, отопление производственных помещений).

Приложение 2

СОСТАВЛЯЮЩИЕ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

1. Расход электроэнергии на собственные нужды котлов

Электричество расходуется на:

электродвигатели механизмов, обслуживающих принадлежащие электростанции разгрузочные устройства и склады топлива (вагоноопрокидыватели, краны, скреперы, размораживающие устройства и др.);

электродвигатели механизмов по подаче и дроблению топлива (лебедки, элеваторы, транспортеры, конвейеры, мазутные насосы, дробилки, механизмы обеспыливания тракта топливоподачи и др.);

электродвигатели механизмов по размолу угля (мельниц и мельниц-вентиляторов);

электродвигатели механизмов по пневматической подаче пыли (пневмовинтовых насосов);

электродвигатели тягодутьевых установок, дымососов рециркуляции, мельничных вентиляторов, вентиляторов горячего дутья, бустерных и питательных насосов, насосов рециркуляции среды проточных котлов, механизмов золоулавливания, золо- и шлакоудаления;

электродвигатели насосов установок по химической очистке и обессоливанию воды (пропорционально добавку воды, восполняющему внутристанционные потери пара и конденсата), дренажных насосов, насосов технического и пожарного водоснабжения;

магнитные сепараторы и электродвигатели прочих механизмов котельной установки: сушилок, промежуточных транспортеров и элеваторов, питателей и шнеков, приводов топочных механизмов, регенеративных вращающихся воздухоподогревателей, обдувочных аппаратов, компрессоров систем дробеочистки и обдувки поверхностей нагрева, подачи в топку пыли высокой концентрации, а также для пневматического инструмента;

механизмы центрального пылезавода.

2. Расход электроэнергии на собственные нужды турбоагрегатов

Электричество расходуется на:

электродвигатели циркуляционных насосов и вентиляторов градирен (при наличии общего водоснабжения с расположенными вблизи предприятиями расход электроэнергии определяется пропорционально количеству воды, израсходованному электростанцией);

электродвигатели конденсатных насосов и насосов водяных эжекторов турбин, дренажных насосов, регенеративных подогревателей, насосов установок по очистке основного конденсата турбин;

электродвигатели прочих механизмов: масляных насосов, системы смазки и регулирования, перекачивающих и дренажных насосов, насосов подкачки воды в систему циркуляционного водоснабжения;

охлаждение генераторов и трансформаторов, на компрессоры воздушных выключателей, двигатель-генераторы аккумуляторных батарей и прочие двигатели электроцеха, на измерительную и ремонтную мастерские.

3. Расход электроэнергии на теплофикационную установку

Электроэнергия расходуется на:

электродвигатели сетевых, подпиточных и подкачивающих насосов теплосети, установленных на территории электростанции;

электродвигатели конденсатных насосов подогревателей сетевой воды;

электродвигатели механизмов пиковых водогрейных котлов;

электродвигатели мазутного хозяйства (пропорционально количеству мазута, сожженного пиковыми водогрейными котлами);

электродвигатели насосов установок по химической очистке (пропорционально добавку воды, восполняющему потери сетевой воды);

прочие электродвигатели механизмов, обслуживающих теплофикационную установку.

4. Дополнительные расходы электроэнергии, связанные с отпуском тепла в виде пара

Дополнительными являются:

расходы электроэнергии (пропорционально расходам, восполняющим невозврат конденсата от потребителей пара) на насосы установок по химической очистке и химическому обессоливанию воды, паропреобразовательных, испарительных и выпарных установок.

Примечание. По пп. 1–3 в расход электроэнергии на собственные нужды включаются также расходы ее на освещение производственных помещений, электроинструмент, электросварку, электродвигатели приспособлений для текущего ремонта оборудования, электродвигатели систем отопления и вентиляции производственных помещений, потери электроэнергии в трансформаторах собственных нужд (при установке счетчиков на стороне низкого напряжения трансформаторов).